ВНИТО СИЛИКАТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

БИБЛИОТЕКА СТЕКЛОТЕХНИКА

Под общей редакцией
проф. Б. С. Швецова, инж. М. З. Воловика,
инж. Н. Н. Добровольского

ТОМ VII

1936

Государственное издательство
ЛЕГКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Москва — Ленинград

Служебн. №№
№№
списка и
порядковый

ВНИТО СИЛИКАТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Д. Б. ГИНЗБУРГ Профессор МИХМ и МХТИ им. Менделеева

9 239/86 (10 вкл.)

ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

ЧАСТЬ II

Под редакцией
проф. Б. С. ШВЕЦОВА

1937

Государственное издательство
ЛЕГКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Москва — Ленинград

Библиотека имени В. И. Ленина
468807-39

2011036232

Редактор А. А. Сержпинская. Оформление И. А. Стрелецкого
Переплет худ. В. И. Смирнова

ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора. IX
Введение XI

Глава первая

Генераторный газ из древесины . . . . . 1—44

Опечатки

Стр.	Строка	Напечатано	Следует
54	17 сверху	450°	650°
331	15 снизу	3,5 *кг/м*³	0,35 *кг/м*³
373	2 снизу	$\frac{4}{3}\left(CO_2' +\right.$	$\left(\frac{4}{3} CO_2' +\right.$
399	17 сверху	смешанного газа	воздушного газа
462	табл. 101, головка	$\beta = 1$	$\beta = 2$

Газогенераторные установки, ч. I. Зак. 3866.

теплотворная способность (53). Пирогенетическое разложение (54). Свойства торфяного кокса (57). Вес торфа (58)
2. Добыча торфа 58
3. Сушка и хранение торфа 60
4. Газификация торфа 62
Общие соображения (62). Установки без мокрой очистки газа (63). Установки с улавливанием смол (70). Установка на стеклозаводе в Гусь-Хрустальном (70). Установка на Уральском заводе тяжелого машиностроения (84). Установки на Гомельском и Горьковском стеклозаводах (93)
5. Улавливание аммиака из торфяного газа 100
6. Генераторы большой производительности 101
7. Получение силового газа 102
8. Получение водяного газа 104
9. Опыты по газификации торфяной пыли 105
10. Применение торфа в генераторах с жидким шлакоудалением . 108


2011036232

Редактор А. А. Сержпинская. Оформление И. А. Стрелецкого
Переплет худ. В. И. Смирнова

ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора IX

Введение XI

Глава первая

Генераторный газ из древесины . . . . . 1—44

1. Состав и свойства древесины 1
   Строение и элементарный состав (1). Влажность (2). Минеральная часть (2). Пирогенетическое разложение (4)
2. [illegible]ение отбросов лесного и лесопильного хозяйства . . . 9
3. [illegible]овка и хранение дров 10
4. Ск[illegible]очный вес дров 11
5. Приготовление щепы 12
6. Искусственная сушка дров и щепы . . . . . —
7. Газификация древесины 15
   Общие соображения (15). Позонное исследование дровяного газогенератора (17). Влияние влажности и размера дров (18). Данные о дровяных газогенераторных установках (20). Применение древесной щепы и опилок (29). Газификация с обращенным движением газов (40). Получение водяного газа из древесины (43).

Глава вторая

Генераторный газ из торфа . . . . . 45—109

1. Происхождение, виды и свойства торфа 45
   Происхождение и виды (45). Степень разложения (47). Влажность (48). Минеральная часть (49). Элементарный состав (53). Теплотворная способность (53). Пирогенетическое разложение (54). Свойства торфяного кокса (57). Вес торфа (58)
2. Добыча торфа 58
3. Сушка и хранение торфа 60
4. Газификация торфа 62
   Общие соображения (62). Установки без мокрой очистки газа (63). Установки с улавливанием смол (70). Установка на стеклозаводе в Гусь-Хрустальном (70). Установка на Уральском заводе тяжелого машиностроения (84). Установки на Гомельском и Горьковском стеклозаводах (93)
5. Улавливание аммиака из торфяного газа 100
6. Генераторы большой производительности 101
7. Получение силового газа 102
8. Получение водяного газа 104
9. Опыты по газификации торфяной пыли 105
10. Применение торфа в генераторах с жидким шлакоудалением . 108

Глава третья

Генераторный газ из бурого угля . . . . . **110—172**

1. Свойства и виды бурого угля 110
   Подмосковные угли (111). Челябинские угли (114). Богословские угли (115). Другие бурые угли (115). Сушка бурого угля (116). Пирогенетическое разложение (117). Исследование полукоксования подмосковных углей (119). Исследование полукоксования челябинских углей (123). Исследование полукоксования богословских углей (124).
2. Газификация бурых углей 125
   Общие соображения (125). Применение генераторов различных типов (126). Установка с улавливанием смол (129). Газификация подмосковного угля (131). Газификация челябинского угля (141). Газификация богословского угля (159). Газификация черновских углей (160).
3. Получение водяного газа 162
4. Генераторы большой производительности 164
5. Опыты по газификации пыли и мелкозернистого бурого угля . . 166
6. Применение бурых углей в газогенераторах с выпуском жидкого шлака 170

Глава четвертая

Генераторный газ из каменного угля . . . . . **173—231**

1. Состав и свойства каменного угля 173
   Характеристика каменных углей различных месторождений (175) Пирогенетическое разложение (184)
2. Хранение угля 192
3. Газификация каменного угля 195
   Общие соображения (195). Газификация донецких углей (195). Газификация тквибульских углей (215). Газификация кизеловских углей (216). Газификация сибирских углей (218). Газификация каменного угля в Америке (227)

Глава пятая

Генераторный газ из антрацита . . . . . **232—264**

1. Состав и свойства антрацита 232
2. Газификация антрацита 235
   Общие соображения (235). Небольшие установки для получения смешанного газа (235). Большие установки для получения смешанного газа (241). Сравнительное испытание различных донецких антрацитов (253). Опыты газификации различных антрацитов на смешанный газ (257). Установки для получения водяного газа (258)

Глава шестая

Генераторный газ из кокса . . . . . **265—300**

1. Состав и свойства кокса 265
2. Газификация кокса 267
   Общие соображения (267). Установки для получения смешанного газа (268). Установки для получения водяного газа (274). Опыты по газификации лисичанского кокса (291). Опыты по газификации торфяного кокса (294). Получение регенеративного и регенеративно-кислородного газа (296). Газификация кокса в генераторах с жидким шлакоудалением (300).

Глава седьмая

Генераторный газ из сланцев . . . . . **301—324**

1. Состав и свойства сланцев 301
2. Газификация сланцев 308
   Общие соображения (308). Генератор проф. Грум-Гржимайло (308). Генератор с разложением смол (311). Генератор с высоким слоем (311). Генераторы с жидким шлакоудалением (312). Установки с улавливанием побочных продуктов (316)

Глава восьмая

Получение газа из жидких топлив **325**

1. Общие соображения 325
2. Пиролиз жидких топлив . . . . . —
3. Получение масляного газа 328
4. Ретортные печи 329
5. Газогенераторные печи 334
6. Пиролиз смол 339
7. Повышение теплотворной способности газа за счет разложения смол 346

Глава девятая

Обслуживание и контроль работы газогенераторных установок . **348—458**

1. Организация производства 348
2. Ручное обслуживание генераторов 352
   Инструмент для генераторов (352). Пуск установок (352). Ведение режима (354). Выключение установок (359)
3. Аппаратурный контроль режима и измерительные приборы . . 360
   Контроль состава сухого газа (361). Определение содержания H_2S и SO_2 в газе (379). Определение содержания аммиака в газе (379). Определение влажности газа (379). Определение содержания в газе смолы и пыли (382). Определение теплотворной способности газа (384). Измерение давления (386). Измерения количества газа (387). Измерение температуры (392). Расположение щитов и проводка контрольно-измерительной аппаратуры (395)
4. Расчетный контроль 397
   Определение выхода газа, расхода воздуха и пара, влажности газа и степени разложения пара (397). Составление теплового баланса и определение коэфициента полезного действия генератора (405)
5. Испытание газогенераторных установок 413
6. Автоматическое регулирование, сигнализация и централизованное управление 421
   Автоматическое регулирование газогенераторных установок (421) Сигнализация (441). Централизованное управление (444)
7. Автоматическое управление 445
   Управление работой установок водяного газа (435). Гидроэлектрическое управление (448)

Глава десятая

Расчеты генераторного процесса и газогенераторов . . . . . **459—517**

1. Расчеты генераторного процесса 459
2. Теоретические расчеты 460
3. Расчеты по практическим данным 467
   Материальный баланс (467). Тепловой баланс (470)
4. Комбинированные методы расчета 473

Расчет состава газа по методу проф. Доброхотова (475). Расчет состава газа по методу проф. Грум-Гржимайло (487). Расчет генераторного процесса при наличии перегонных камер (496). Расчеты по водяному газу (497). Расчет состава двойного водяного газа (504).
5. Определение количества и размеров газогенераторов 514

Глава одиннадцатая

Виды и оборудование газогенераторных установок 518
1. Выбор типа газогенераторных установок и газогенераторов . . — Выбор вида газа (518). Выбор типа установки (520). Выбор типа газогенератора (524). Применение горючих газов, дающих несветящееся пламя (526)
2. Применение газа в различных отраслях промышленности . . . 530 Применение газа в стекольной промышленности (531). Применение газа в огнеупорно-керамической промышленности (541). Применение газа в химической промышленности (545). Применение газа для силовых нужд (547). Применение газа в металлургической и машиностроительной промышленности (548)
3. Расположение газогенераторных установок . . . . . 550 Расположение оборудования (552). Водопроводно-канализационное хозяйство (554). Смоляное хозяйство (557). Паровое хозяйство (558). Отопление и вентиляция (559). Электротехническое оборудование (560)
4. Транспорт и хранение топлива . . . . . 561 Склады (561). Подача различных топлив на склад и к генераторам (564). Золоудаление (568).
5. Газохранилища . . . . . 569 Мокрые газгольдеры (569). Сухие газгольдеры постоянного давления (577). Сухие газгольдеры постоянного объема (577). Газгольдерные станции (579)
6. Техника безопасности при обслуживании газогенераторных установок 580
Указатель литературы 586
Именной указатель 595
Предметный указатель 599

ОТ АВТОРА

Ко времени выхода в свет книги «Газогенераторные установки» в результате стахановского движения в работе газогенераторных станций произошли большие сдвиги, по возможности отраженные в обеих частях книги. Установленные проектные нормы наших организаций и гарантийные данные иностранных фирм оказались значительно превзойденными. На станциях обнаружились большие резервы. Улучшение работы явилось следствием повышения технического и культурного уровня обслуживающего персонала и правильной организации производства.

Во многих случаях поставщики при сдаче станций не могли обеспечить достижения гарантийных данных, а исследовательские организации фиксировали фактические производительности как предельные или «нормальные». Овладевший же техникой производства персонал, резко повышая качественные и количественные показатели, оставлял позади, иногда и очень далеко, гарантийные и «нормальные» показатели.

Повышение качественных и количественных показателей позволило удешевить стоимость газа, сократить обслуживающий персонал и отказаться от расширения станций. В отдельных случаях генераторные станции, лимитировавшие основное производство, стали производить газ в избытке.

Полученные результаты не являются окончательными, возможно дальнейшее их улучшение. В отдельных случаях заграничные показатели работы не только не превзойдены, но и не достигнуты. В особенности это относится к генераторам с автоматическими шуровочными приспособлениями, дающим в Америке исключительно высокие показатели.

В основном проектирование и выполнение газогенераторных станций в СССР освоено. В настоящее время монтируются сооруженные полностью в СССР наиболее сложные и совершенные конструкции мощных генераторов водяного газа и обслуживающие их автоматы. Целый ряд установок смешанного газа с генераторами современных конструкций с мокрой очисткой газа и улавливанием смолы и без таковых, осуществленных целиком в СССР, уже несколько лет успешно эксплоатируется. Большое количество подобных установок, в том числе и очень крупных, в настоящее время пущено или находится в стадии окончания монтажа.

Широко поставлены исследования в области газификации, из которых особо следует отметить опыты в части высокоскоростной газификации и газификации мелочи и пыли, использования вращающихся барабанных газогенераторов, газификации ряда местных, не применявшихся ранее для этой цели топлив. Значительные исследования ведутся в области очистки сточных вод, но этот вопрос пока не получил достаточного разрешения. Одна из серьезнейших проблем в области газификации—подземная газификация—близка к разрешению в промышленном масштабе.

Первая часть настоящего труда охватывает вопросы, связанные с состоянием техники газогенераторного дела на сегодняшний день.

Вторая часть книги охватывает свойства различных топлив и данные по их газификации, преимущественно в СССР, а также получение газа из жидкого топлива, контроль и обслуживание установок, расчет состава газа, применение газа в отдельных отраслях промышленности и вопросы развития и проектирования газогенераторов и установок.

Во второй части описаны типовые и наиболее интересные станции СССР и показатели их работы. Для сравнения и полноты материала по отдельным видам топлив и типам станций или генераторов приведены наиболее характерные и важные данные из заграничной практики.

Раздел по расчету состава газа охватывает все применяющиеся обычно методы расчетов, причем при их описании сделаны соответствующие коррективы и замечания.

При составлении раздела по контролю и обслуживанию автор по возможности пытался привести все современные методы обслуживания: ручные, аппаратурные и автоматические, а также расчетный контроль.

Автором разработан и систематизирован ряд материалов по вопросу о требованиях, предъявляемых к газу разными отраслями промышленности, и его применении.

Автор приносит благодарность проф. Б. С. Швецову за редактирование книги, инж. И. А. Смирновой, оказавшей помощь в подборе, оформлении и корректуре материалов и составившей указатели к книге, а также организациям и лицам, предоставившим в распоряжение автора имевшиеся у них материалы о работе станций и соответствующих исследованиях или в иной форме содействовавших автору в его работе: в частности инж. И. Е. Гурфинкелю, конструктору В. П. Суровцеву, инж. А. И. Мазурину, инж. А. З. Елину и сотрудникам Газмонтажпроекта: гл. инж. В. Д. Данилову и др.

Автор заранее приносит благодарность за указания по поводу замеченных в книге недостатков.

ВВЕДЕНИЕ

1. ПЕРВЫЕ ОПЫТЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

Возможность получения газообразного топлива—генераторного газа—путем газификации твердого топлива была установлена сравнительно задолго до промышленного его использования. Потребовался определенный уровень развития техники, чтобы применение генераторного газа стало рентабельным и обеспечило в свою очередь совершенствование технических процессов.

Первая попытка применения газообразного горючего в заводском деле приписывается Оберто (1809—1811 г., Франция), который использовал доменные газы для обжига известняка. Эта попытка вызвала много подражаний, но на применение доменных газов в качестве топлива серьезное внимание было обращено лишь к сороковым годам прошлого столетия в связи с работами в металлургической промышленности над газовым отоплением печей, когда Фабер-де-Фор (Германия, 1832—1837 гг.) использовал доменные газы для отопления сварочных и пудлинговых печей.

Успешное использование доменного газа побудило к самостоятельному, не зависимому от выплавки чугуна, получению газа, и уже в 1840 г. начала работать томильная печь на смеси доменного и генераторного газов, и Фабер-де-Фор провел опыты газификации каменного угля и торфа низкого качества—топлив, в обычных домнах и других печах не применявшихся.

В 1839 г. Бишофом, которому некоторые приписывают сооружение первого газогенератора, был предложен газогенератор с горизонтальной или несколько наклонной плоской колосниковой решеткой, работавший на торфе с удалением золы в твердом виде и обслуживавший сварочную печь.

В этот же период во Франции были построены генераторы Лораном и Тома и позднее Эбельманом (1841—1851 гг.), с именем которого связаны дальнейшие усовершенствования в этой области.

В 1842 г. Эбельман успешно газифицировал в генераторах с жидким шлакоудалением вначале древесный уголь, а позднее кокс. В качестве дутья применялись воздух и паровоздушная смесь.

Возможность разложения водяного пара коксом и получения водяного газа была установлена Фелисом Фонтана, когда еще не было

известно применение светильного газа, а именно в 1780 г. Происходящий при этом процесс уяснен не был.

В 1783—1784 гг. Лавуазье провел опыты по разложению водяных паров с целью получения водорода и указал на возможность технического использования процесса для получения водорода. Однако только в 1830 г. Доновану в Дублине удалось практически использовать водяной газ, полученный при подаче водяного пара в слой кокса, нагретого в реторте.

Развитие техники производства водяного газа было тесно связано с техникой производства светильного газа, и от последнего были заимствованы вначале горизонтальные, а позднее вертикальные обогреваемые снаружи реторты.

Водяной газ, получаемый в реторте, был использован для освещения города Нарбонны с 1856 г. Однако получение газа в ретортах с внешним обогревом было слишком дорого.

Получение водяного газа в генераторе с попеременным вдуванием воздуха и пара было осуществлено Киркгамами в 1854 г. Комбинацией двух генераторов они добились равномерной подачи газа в сеть. В 1859 г. реторта в Нарбонне была заменена генератором водяного газа.

Иобард и Зелиге карбюрировали водяной газ путем превращения в газ минеральных масел и примешивания этого газа к водяному.

2. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНОГО И СМЕШАННОГО ГЕНЕРАТОРНЫХ ГАЗОВ

Первоначально воздушный и смешанный генераторные газы применялись только для целей отопления печей; в настоящее время они также используются преимущественно для этих же нужд, причем ряд вновь развившихся отраслей промышленности стал базироваться на генераторном газе как основном топливе. Толчок этому дал выявившийся еще во время мировой войны дефицит жидкого топлива.

Значительное распространение эти газы получили также в качестве силового газа.

В текущем столетии воздушный и смешанный газы стали применяться в качестве химического сырья: до войны—главным образом для улавливания из них аммиака, а в последние годы—в качестве источников азота, окиси углерода и водорода (синтез аммиака, восстановительные процессы и т. д.).

Первый этап развития газогенераторов

Особые заслуги в части введения газового отопления печей принадлежат братьям Сименс, применившим генераторы с естественной тягой [1] и ступенчатой решеткой и изобретшим регенеративные печи.

[1] Сименс вполне сознавал причины, управляющие движением газов, и располагал генераторы с естественной тягой возможно ниже.

При невозможности заглубления генераторов Сименс сооружал длинный коленчатый газопровод с кирпичной частью (малая потеря тепла, малый удельный вес газов) для подъема газа и железной горизонтальной и опускной частью (большая отдача тепла наружу, больший удельный вес газов). Больший удельный вес газов в опускающейся ветви газопровода обусловливал создание напора, необходимого для преодоления сопротивлений (сифон Сименса).

Пользование естественной тягой позволило отказаться от применения при работе генератора двигателей, установка которых по тому времени была затруднительна. Введение пара в генераторах Сименса осуществлялось путем заливания водой поддувала. Лишь через значительный промежуток времени, с применением вначале паровых инжекторов (предложены Пфейфером в 1880 г.), а позднее центробежных вентиляторов с приводом от мотора или паровой турбины, самодувные генераторы уступили место генераторам с дутьем.

Предложенное Сименсом (1882 г.) введение подогретого дутья с использованием для подогрева дутья физического тепла газа впоследствии было реализовано в установках Монда и в генераторах с жидким шлакоудалением.

Особенно важным в предложениях Сименса явилось сочетание газового отопления с устройством регенераторов (1861 г.).

С этого времени генераторный газ распространился в качестве топлива особенно широко в стекольной, металлургической и керамической промышленности для основных процессов: варки, обработки и отжига стекла, плавки и нагрева металла, обжига изделий и глины и т. д.

Уже в конце 1877 г. из 600 стекловаренных печей в Германии 336 работали с газовым отоплением.

Развитие газогенераторов на паровоздушном дутье

Введение паровоздушного дутья усовершенствовало процесс газификации. Уменьшение теплосодержания (меньшие потери при охлаждении) позволило подавать газ на большое расстояние, а также применить мокрую очистку газа.

Паровоздушное дутье предлагалось еще Эбельманом, однако впервые смешанный газ был введен в широкую практику Даусоном в 1883 г., использовавшим этот газ для силовых нужд. Этот газ называли даусоновым, полуводяным и силовым.

Газовые двигатели внутреннего сгорания—газомоторы—стали применять с 1860 г. (французский завод Хугон). Вначале в них применялся светильный газ, впоследствии—генераторный.

Даусон предложил практически пригодную и экономичную аппаратуру для получения силового газа: водяной кожух, испаритель, обогреваемый газом, гидравлический затвор с погружением поверхностей, газометр для регулирования давления.

Бенье (1892 г.) предложил отсасывать газы из генератора, что позволило при получении силового газа отказаться от газометра.

При обслуживании печей применялись генераторы с дутьем: первоначально с помощью инжекторов, а позднее—вентиляторов.

Развитие генераторов с жидким шлакоудалением

Генераторы с выпуском жидкого шлака, являющиеся самой старой конструкцией, долгое время не внедрялись в широкую практику вследствие легкого застывания шлака, сильного разъедания футеровки и большого уноса пыли. Периодически эти генераторы вновь предлагались с известными усовершенствованиями или изменениями. Возникшие в последние годы проблемы создания конструкции большой производительности, использования топлив с легкоплавкой золой, получения газа с высокой теплотворной способностью на дутье с высоким содержанием кислорода или газа с малым содержанием водорода, наряду с большими усовершенствованиями в работе этих генераторов, связанными с применением сильно подогретого дутья и использованием побочных продуктов (качественные чугуны, возгоняющиеся металлы, шлак), побуждают к применению генераторов с жидким шлакоудалением. В этих генераторах предусматривается получение или воздушного и смешанного газов (отопительный газ, химическое сырье), или при дутье с высоким содержанием кислорода и углекислоты—газа, богатого окисью углерода (химическое сырье), или при парокислородном дутье высококалорийного газа (отопительный газ, химическое сырье).

Первые генераторы с жидким шлакоудалением (строившиеся по подобию домен) были сконструированы Эбельманом в 1841 г. (в Одинкуре), однако прошел значительный промежуток времени, пока эта конструкция получила признание. В период 1880—1906 гг. в разных местах делались попытки использования этих генераторов: в 1880—1890 гг.—в Витковичах (Германия), в 1881 г.—генератор Тэйлора на антраците в Честере (Америка), в 1906 г. в целях получения силового газа с малым содержанием водорода—генератор Твайта на коксе и ланкаширском угле в Англии.

В 1907 г. усовершенствованные генераторы с жидким шлакоудалением были сооружены французской фирмой «Fichet & Heurtey» совместно с M. Sepulchre (генераторы S.F.H.).

Значительное применение генераторы с жидким шлакоудалением получили в Германии во время мировой войны (генераторы Вюрта, Георгс-Мариенхютте, Ремана и Пинча).

Впоследствии применение сильно подогретого дутья позволило избежать основного затруднения, свойственного генераторам с жидким шлакоудалением,—трудности поддержания шлака в текучем состоянии. В этих генераторах стали предусматривать использование побочных продуктов (установка в Сент-Этьене с 1920 г.; получение Филипоном и Дессемондом патента на применение сильно подогретого воздушного дутья для газификации низкосортного топлива с одновременным получением чугуна и шлака, годного для приготовления цемента; строительство таких генераторов фирмой «L'air Chaud» в 1926 г. в Сент-Этьене; использование в 1927 г. генераторов с жидким шлакоудалением фирмами «Fusion et Voltisation» и «L'air Chaud» для возгонки и улавливания металлов—цинка, свинца и др.).

Развитие приспособлений для удаления золы и шлака в твердом виде и для распределения дутья

Развитие генераторов в значительной мере связано с усовершенствованием приспособлений для удаления золы и шлака и распределения дутья.

Ручное золоудаление при естественной тяге или примитивно устроенном сухом уплотнении и плохом распределении дутья определяло малый масштаб, трудность обслуживания и недостаточно удовлетворительную работу генераторов.

Применявшаяся в первых генераторах преимущественно горизонтальная или слегка наклонная решетка не могла в достаточной мере удовлетворять требованиям техники. Еще Бишоф предлагал установку плоских решеток под углом, обеспечивающим расположение топлива слоем небольшой постоянной высоты.

Сименс значительно улучшил условия работы и обслуживания, применив ступенчатые решетки и перегородки в шахте, позволяющие поддерживать постоянной высоту слоя топлива и облегчившие разламывание и удаление шлака. И в дальнейшем много усилий и попыток делалось для улучшения условий удаления золы и шлака и распределения дутья (Лигель, 1877 г. и Цан, 1885 г.—безрешеточный генератор с суживающейся книзу шахтой; Брук и Вильсон—безрешеточный генератор с подачей дутья через дутьевые коробки с отверстиями; Вильсон, 1882 г.,—гидравлический затвор для удаления золы на ходу и дутьевой колпак, впоследствии замененный решетчатой коробкой; Дуфф—гидравлический затвор и седловидная решетка).

Большим усовершенствованием явилось позднее применение круглых генераторов с центральной подачей дутья, более равномерным распределением дутья и с гидравлическим затвором, позволившим удалять остатки без перерыва в работе генератора. Из последних конструкций особенное распространение получила конструкция Моргана с центральным дутьевым колпаком и гидравлическим затвором (1896 г., Англия), позволившая значительно улучшить режим и повысить производительность генератора.

Впоследствии стали применять и другие типы решеток для ручного золоудаления, обладающие теми или иными достоинствами (решетка «Дахрост» с сухим уплотнением).

Развитие механического удаления золы и шлака шло сравнительно медленно (Зикель, 1877 г. и Геринг, 1879 г.—шнеки для удаления золы; Гребе, 1878 г.—ступенчатая передвижная решетка: Меллер, 1878 г.—подвижная решетка; Брук, 1884 г. и Тейлор, 1889 г.—вращающаяся зольная тарелка с дутьевым колпаком; Гонкрафт, 1889 г., Кетхум, 1893 г., Китсон, 1893 г.—вращающийся поддон, удаляющий шлак и распределяющий дутье; Мюллер, 1895 г.—вращающийся побудитель для золы в комбинации с коническим подом, с дутьевыми каналами и открывающейся для удаления золы нижней частью шахты).

Значительно приблизился к современным приспособлениям де-Лаваль (1896 г.), применивший для удаления золы вращающуюся решет-

ку из плитчатых колосников уменьшающегося диаметра, лежащих друг над другом и снабженных горизонтальными дутьевыми канальцами. В 1900 г. Керпели применил решетку из одной плиты и нижнего размалывающего кольца значительной высоты в комбинации с гидравлическим затвором. При работе решетки наблюдались сильный износ ее и плохое распределение дутья. Только соединение решетки с вращающейся чашей (1902—1904 гг.), разрешившее одновременно с механизацией золоудаления вопрос хорошего распределения дутья и улучшения режима, позволило освоить тип генератора с механическим золоудалением.

Удачное завершение Керпели работ по механизации удаления золы и шлака дало сильный толчок развитию генераторов, позволило в значительной мере улучшить их работу и перейти к генераторам сравнительно большой производительности.

В связи с необходимостью поддерживать в генераторах повышенное давление (решетка Керпели и другие с мелкими отверстиями для мелкозернистого топлива, генераторы водяного газа) или же в силу соответствующих свойств золы стали применять также сухое уплотнение генератора.

Почти все существующие в генераторах обычных размеров механические решетки в той или иной степени подобны решетке Керпели, и лишь в отдельных случаях решетки имеют в корне отличающуюся конструкцию (решетка Геца с вращающимся брусом и неподвижной горизонтальной решеткой, качающаяся решетка Смита и т. д.).

В генераторах большого диаметра применяются или предлагаются для них решетки других типов: кольцевые, кольцевые в комбинации с центральными и с образованием промежуточной кольцевой щели. В отдельных случаях вращающиеся решетки заменяются шиберами, удаляющими золу из отдельных частей генератора (генератор Ричи-Гоцо), а также применяют вращающиеся скребки в комбинации со шнеками (генератор Винклера) и т. д.

Совершенствование устройства шахт

Совершенствование устройства шахт шло по пути замены кирпичной кладки металлом и в местах, подверженных разъеданию шлаком или приваривапию его,—поверхностями охлаждения. Искусственное охлаждение шахт применялось также в целях получения пара или подогретой воды в самом газогенераторе.

Попытки замены металлических кожухов железобетонными (генератор Verity) в целях экономии металла распространения не получили.

Устройство шахт претерпевало значительные изменения в связи с их приспособлением к способу удаления шлака (вращающаяся чаша или поддон и решетка, отверстия для удаления шлака), подводу дутья (открытое или закрытое поддувало, сухой или гидравлический затвор) и шуровки (вращающиеся шахты).

Во избежание пропуска газа отверстия в шахтах стали снабжать специальными плотными шуровочными затворами и паровыми и воздушными завесами.

Развитие приспособлений для получения пара в газогенераторах

Получение пара в газогенераторах было обусловлено потребностью в паре для дутья и других нужд и нежелательностью сооружения специальных котельных, что имело особенное значение в малых установках, а также целесообразностью использования тепла, теряющегося при охлаждении генератора, в целях уменьшения шлакования.

В установках силового газа особенное значение придавали не столько борьбе со шлакованием, сколько получению пара как экономическому фактору, так как в силу обычной прерывности производства в установках силового газа шлакование имеет меньшее значение. Именно в установках для получения силового газа нашло широкое применение использование физического тепла газа. Меллер (1879 г.) предложил охлаждающий кожух для верхней части генератора, в котором подогревался воздух или получался пар, Каундт (1881 г.)— наружное охлаждение кладки в местах шлакования; позднее в местах шлакования обмуровку заменили поверхностями охлаждения.

Маришка (1911 г.) установил генератор-котел, внутри шахты которого расположил барабанный паровой котел. Впоследствии Маришка и др. стали внутри шахт устанавливать экранные котлы.

Развитие загрузочных приспособлений

Недостатки первоначально применявшихся ручных загрузочных приспособлений заключались, помимо необходимости в ручном обслуживании, в недостаточной плотности и неудовлетворительном распределении топлива. Совершенствование их шло в направлении перехода к непрерывной механизированной подаче топлива.

Устройство камер, заполненных топливом, обеспечивало непрерывную подачу топлива и поддержание постоянного слоя топлива и состава газа; однако все же оставались необходимыми ручные засыпка топлива и шуровка.

Для лучшей плотности загрузочных приспособлений, а также для лучшего распределения топлива по сечению стали применять конические клапаны (одинарные и двойные), гидравлические затворы и паровые завесы.

Механизация загрузки топлива в газогенераторы была впервые введена шведским инженером Бильдтом (1893 г.); поздней эта конструкция была вытеснена загрузочным аппаратом Джорджа (1903 г.).

Впоследствии было предложено большое количество разнообразных автоматических питателей, из которых наибольшее распространение получили барабанные питатели. Эти питатели применяются и в комбинации с автоматическими шуровочными приспособлениями (Чапмана, Вельмана).

Недостаточная плотность барабанных питателей побудила к замене их в генераторах водяного газа питателями с промежуточными бункерами или с коническими клапанами (питатель Говарда). В последние годы наблюдается замена барабанных питателей коническими и в обыкновенных генераторах (Вельмана).

Развитие автоматической шуровки

Наряду со стремлением механизировать и сделать непрерывным золоудаление изыскивались пути механизации шуровки, что преследовало цели освобождения персонала от тяжелой работы, достижения равномерности режима, увеличения производительности установки и применения более спекающихся топлив.

Тальбот (Англия), а также Юз (Америка, 1897 г.) для перемешивания топлива использовали вращение шахты; Дуфф (1901 г.) предложил многоугольную вращающуюся шахту.

Американские конструкторы с 1905 г. стали широко использовать (преимущественно для спекающихся топлив) вращающуюся шахту в комбинации с дополнительными автоматическими шуровочными и питательными приспособлениями.

До этого времени в Америке вращающиеся решетки внедрялись медленно ввиду того, что применявшиеся каменные угли были дешевы и хороши, потеря горючего в шлаке не имела существенного значения, а при наличии неквалифицированной рабочей силы имелась угроза сжигания решетки.

Применение механических генераторов, особенно пригодных для каменного угля, позволило свести к минимуму рабочую силу, и именно в связи с этим в Америке при дорого стоящей рабочей силе наиболее широко распространились газогенераторы с автоматическими шуровочными приспособлениями.

Распространение получила преимущественно конструкция типа Юза (вращающаяся шахта и движущийся лом). Развились также конструкции с вращающимися мешалками (Чапмана), планирующими устройствами и др.

В Америке уже до мировой войны 70% всех газогенераторов были механическими.

Развитие техники процесса в направлении использования топлива

Параллельно с совершенствованием конструкций газогенераторов подвергалось газификации все большее число видов топлива, повышался коэфициент полезного действия установок и улучшалось использование топлива в смысле получения нужных продуктов: бессмольного газа, повышенного качества газа и смол, аммиака, уксусной кислоты и т. д.

Одновременно улучшалась и подготовка топлива для газификации: сортировка на куски определенного размера, подсушка, брикетирование.

Наконец следует отметить проблему огромной важности, разрешаемую в настоящее время,—газификацию топлива в местах залегания, т. е. подземную газификацию угольных пластов. Работы в этом направлении проводятся в СССР.

Большая работа была проведена в направлении изыскания методов использования дешевого мелкозернистого и пылевидного топлива, имеющегося в больших количествах.

Тимм предложил сжигать пыль во вращающейся печи с пылеугольной топкой и восстанавливать получившуюся углекислоту при движении газов через слой топлива. Маркони предложил сжигать пыль в специальной топке и продукты горения отводить через обычную шахту.

Хирт сконструировал генератор в виде высокой кольцевой камеры, в которую снизу вдувалась тангенциально смесь воздуха и пыли. Состав газа сильно колебался.

Проблема практического использования в генераторах мелких топлив была разрешена с изобретением Винклером генератора для газификации топлива в токе интенсивно движущихся газов или во взвешенном состоянии. Одновременно Винклером была решена задача создания генератора большой производительности. Широкое распространение генераторов Винклера повидимому является вопросом недалекого будущего.

Еще Эбельман (1843 г.) установил, что при пропускании смолистого газа через раскаленный слой топлива смолы разлагаются, и предложил генератор с обращенным движением газов. Однако вопросы применения бессмольного и очищенного газа были разрешены лишь в связи с необходимостью снабжения газомоторов очищенным газом.

Вначале для получения силового газа применяли топлива, бедные летучими: антрацит и кокс; потом стали предлагать и применять конструкции для битуминозных топлив: с отводом газа в середине слоя (Сименс, 1864 г.), с подводом дутья вверху (Горман, 1877 г.) и с двойным подводом дутья и вверху и внизу. Незе (1878 г.) было предложено подавать дестилляционные газы по специальным каналам в раскаленную зону и отводить генераторный газ снизу. Брукман (1879 г.) предложил примешивать к воздушному дутью газы сухой перегонки. Ольшевский (1880 г.) предложил применять средний отвод газа и газы сухой перегонки примешивать к инжектирующему их воздушному дутью. Рише, Твайтом и фирмой «Дейц» были использованы сдвоенные генераторы таким образом, чтобы смолистый газ из одного генератора проходил через раскаленный слой кокса или древесного угля другого генератора снизу вверх или через слой смолистого топлива сверху вниз (Твайт).

В настоящее время в малых установках стационарного и особенно транспортного типа получили распространение генераторы с обращенным движением газов, в больших установках—двухзонные (преимущественно) и сдвоенные.

Эти предложения применительно к питанию печных установок реализованы не были вследствие понижения теплотворной способности газа, уменьшения его излучаемости и нечувствительности обычных печей к загрязненности газа смолистыми веществами. Некоторое развитие имела сформулированная В. Сименсом идея регенерирования продуктов горения газов сухой перегонки и отходящих газов печей, впоследствии реализованная в смысле получения регенеративного газа путем использования углекислоты.

Улавливание аммиака из генераторного газа имело значение в связи с соответствующими требованиями сельского хозяйства.

В 1883 г. Монд (Англия) предложил, а в 1889 г. осуществил газогенераторную установку с улавливанием аммиака и с введением в генератор больших количеств пара. Для нагревания дутья и получения пара Монд использовал физическое тепло газов.

Франк и Каро (1911 г.) усовершенствовали способ Монда, распространив его на очень влажные топлива (торф, бурые угли), что удалось при подогреве паровоздушной смеси до 300° (с помощью специальных топок). Получаемый газ использовался для силовых нужд. В настоящее время способ Монда вытеснен синтетическими методами.

Смола вначале рассматривалась как бесполезный продукт, и конструктивное выделение в генераторах зоны сухой перегонки имело целью главным образом разложение смолистых веществ. Улавливание смолы приобрело значение вследствие большой потребности в ней, возникшей в период войны (смоляное масло для двигателей и промышленности).

Около 1900 г. Томсон предложил генератор с ретортой и раздельными отводами газов швелевания и генераторного. В 1914 г. Гарлен предложил швельшахту, омываемую газами снаружи.

Стремления к получению при газификации первичных смол, особенно проявившиеся в Германии в период войны, привели к созданию генераторов со швельшахтами с двумя отъемами газов (Пинч—для сухих топлив) и с одним отъемом (A. V. G.—для влажных топлив), а иногда с отделением слоя топлива в швельшахте от слоя топлива в нижней шахте. От генераторов с внутренними камерами отказались.

В качестве аппаратов для очистки газа от смолы до 1925 г. применялись преимущественно дезинтеграторы. Впервые эти аппараты были предложены Брауном (1877 г.) и затем усовершенствованы Тейсеном, Шварцем, Динглером, Цшоке и др.

В настоящее время дезинтеграторы в больших установках вытесняются электрофильтрами (аппараты Коттреля)—аппаратами, введенными в практику очистки газов в 1908 г., усовершенствованными рядом заграничных фирм и получившими особенное распространение с 20-х годов. Преимущество этих аппаратов заключается в малом расходе энергии на очистку газа.

Улавливание при газификации древесины и торфа уксусной кислоты на некоторых новейших заводах СССР начато с 1930 г., причем используются методы, применяющиеся при сухой перегонке древесины.

Первоначально очистка газа от сероводорода производилась в ящиках, наполненных очистным материалом, причем выделяющаяся сера не использовалась. Очистка газа в ящиках применяется свыше ста лет. Изменения, происшедшие за это время, касаются конструкции ящиков и рода очистных материалов. Сначала применялась гашеная известь. В 40-х годах прошлого столетия начали применять гидрат окиси железа. Нерегенерируемая гашеная известь и в настоящее время иногда применяется в малых установках для поглощения CS_2. В 900-х

годах сухая очистка была усовершенствована путем добавления перед очисткой к газу воздуха.

Выгоды получения серы в чистом виде побудили к разработке способа очистки газа от сероводорода с помощью активированного угля с последующим извлечением серы. Подобная установка была пущена в 1926 г. в Германии, и затем этот способ был использован обществом «I. G. Farbenindustrie».

Предложено также вести сухую очистку газа в башенных конструкциях, а также применять очистный материал в виде пыли.

Англичане Вэльтон и Девис предложили взамен сухой мокрую очистку газа путем промывки его щелочными растворами.

Способ мокрой очистки газа от сероводорода без улавливания серы был впервые применен в 1920 г. компанией «Копперс» для очистки газа коксовых печей общества «Seabord By Product Coke Co» в г. Джерсей (США) и получил название способа Сиборда.

Мокрые способы очистки получили промышленное применение после предложения голландцем Пги дешевого способа регенерации отработанного раствора. Усовершенствование способов мокрой очистки газа облегчило в дальнейшем применение сероочистки для генераторного газа.

Способ «Феррокс» (железо-содовый) был разработан Манном и Лебо, способ «Тайлокс»—фирмой «Копперс» (Питтсбург).

В последнее время применяют также очистку газа от сероводорода и углекислоты при помощи растворов этаноламинов.

В СССР из мокрых способов очистки генераторного газа нашли применение с 1931 г. способы Сиборда, железо-содовый и мышьяковый.

3. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОКАЛОРИЙНОГО ГАЗА

Развитие методов использования водяного газа

Первоначально водяной газ применялся для целей освещения и в отдельных производственных процессах, где требовались высокие температуры пламени.

В США условия использования водяного газа были особенно благоприятны ввиду наличия большого количества антрацитов и нефти и меньшей стоимости водяного карбюрированного газа сравнительно со светильным газом. В 1871 г. Лове (Америка) построил установку для получения водяного карбюрированного газа для освещения города Фениксвилле. 25 лет спустя уже $^2/_3$ всех газовых установок производили водяной газ. Установка Лове была усовершенствована Грангером и получила широкое распространение в Америке.

В Европе условия рынка были не столь благоприятны, и установки внедрялись медленнее. Решающее значение имело применение газа для целей нагревания в промышленных установках, где требуется высокая температура пламени (сварка, обработка стекла, различные нагревательные аппараты).

Для целей сварки были построены большие установки «Europäicshe Wassergas—A. G.» (E. W.—A. G.). Опыт использования водяного газа для отопления мартеновских печей в Витковичах не удался, так как кладка печей не выдерживала развивавшихся высоких температур.

Водяной газ для целей освещения получил особенно широкое распространение после изобретения Ауэром колпачков накаливания из окислов редких элементов.

Освещение путем накала водяным газом затруднялось вследствие окрашивания колпачков осаждающейся окисью железа и засорения горелок соединениями железа и кремнекислотой, содержащимися в водяном газе. Недостатком являлось также то, что водяной газ не имеет запаха и трудно заметить неполноту горения, что влекло за собой отравления.

Штрахе удалял соединения железа с помощью серной кислоты и кремнекислоту (тонкая пыль)—путем фильтрации через мелкие опилки, что способствовало распространению конструкции Штрахе.

Для одоризации газа прибавляли вначале меркаптаны (C_2H_5SH), а позднее—карбиламин (C_6H_5NC).

Особые заслуги в области применения водяного газа в Европе имеет фирма «Дельвик», которая первая использовала некарбюрированный газ для промышленных нужд.

Опыты Дельвика были дополнены Флейшером.

Карбюрированный газ в Европе стали применять как примесь к светильному газу, а также для промышленных целей—для сварки, обработки стекла, отопления и т. д. К моменту распространения установок Дельвик-Флейшера и Штрахе фирма «Гумфрей и Глазго» начала внедрять уже распространенное в Америке производство водяного карбюрированного газа. Эта фирма ввела попеременное газование. Позднее Даннерт расположил карбюратор в генераторе.

В результате войны производство карбюрированного маслом газа в некоторых европейских странах (Германия) уменьшилось, и только в последнее время это положение стало изменяться в связи с удачным завершением опытов по карбюрации газа буроугольной и каменноугольной смолой.

В период 1910—1920 гг. в Европе широко распространилось применение смеси светильного и водяного газа. Понижение теплотворной способности городского газа позволило подавать потребителям смесь из 60% ретортного газа (5450 *кал/м*^{3}) и 40% коксового водяного газа (2700 *кал/м*^{3}). В настоящее время целью карбюрирования является получение газа, равноценного по теплотворной способности смеси ретортного и водяного газов.

В Германии большая часть городского газа (1934 г.—$4{,}6 \cdot 10^9$ *м*^{3}) состоит из смеси светильного и водяного газа.

В 1931 г. в Англии было произведено $8{,}4 \cdot 10^9$ *м*^{3} газа, из которых карбюрированного водяного газа—$1{,}2 \cdot 10^9$ *м*^{3}. В Америке доля водяного газа еще значительнее.

За последние 20 лет водяной газ нашел новое весьма важное применение в химической промышленности для целей гидрогенизации жиров, синтеза аммиака, метанола и бензина.

Большая часть мирового производства водорода — $9 \cdot 10^9$ *м*^{3} — базируется на водяном газе. Для годового производства 300 000 *т* бензина (Германия) требуется $0{,}3 \cdot 10^9$ *м*^{3} водяного газа ([167]).

Широкое применение получил разработанный «I. G. Farbenindustrie» способ газификации подсушенного бурого и каменного угля в генераторе Винклера на парокислородном дутье (50%-ный кислород—при синтезе аммиака и почти чистый кислород—при получении водорода для гидрирования) с получением газа, содержащего мало углеводородов.

Развитие генераторов водяного газа

Внедрявшийся в промышленность метод получения водяного газа прерывистым процессом был связан с большими потерями тепла.

Киргамы в 1852 г. установили котел, использующий тепло газов воздушного дутья для получения пара.

Стронгом впервые было использовано тепло газов воздушного дутья для нагрева шамотной насадки и перегрева в ней пара.

Наличие большого количества отбросного тепла в современных установках водяного и двойного водяного газов позволяет требуемые для установки пар и энергию получать за счет этого тепла и даже отдавать их на сторону.

Применявшиеся вначале генераторы обслуживались вручную и отличались способами подвода дутья и отвода газов и устройством нижней части. В Европе первоначально получили развитие три типа генераторов: E. W.—A. G., Дельвик-Флейшера и Штрахе.

Генераторы E. W.—A. G., сконструированные Блассом, были в Европе первыми генераторами значительного размера. В этих генераторах дутье воздухом вели снизу, а паром—всегда сверху. Ввиду высокой температуры в нижней части генераторы не имели колосниковых решеток, и нижняя часть генератора снабжалась кольцом, охлаждаемым водой.

Вследствие высоких температур в слое топлива продукты воздушного дутья содержали большое количество окиси углерода, и поэтому установки E. W.—A. G. были экономичны только при использовании продуктов воздушного дутья для целей отопления или для силовых нужд.

В генераторе Дельвик-Флейшера паровое дутье вели попеременно то снизу, то сверху. Дельвиком было предложено вести интенсивное воздушное дутье, что является его заслугой.

В генераторе Штрахе решетки нет. Генератор в нижней части имел охлаждение. Работа велась с более низкими температурами, чем в генераторах E. W.—A. G. Для дожигания продуктов воздушного дутья вверху генератора вводился воздух. Тепло продувочных газов использовалось для получения и перегрева пара.

В генераторах водяного газа значительно позже, чем в других, стали применять вращающиеся решетки, охлаждающие кожухи и автоматические питатели, однако современные генераторы значительных размеров содержат эти элементы. Сухое уплотнение генератора позволило применить высокие давления дутья.

Управление в больших установках водяного и двойного водяного газов автоматизируется.

В последнее время генераторы совершенствуются в направлении использования более дешевых сортов топлива и создания конструкций, пригодных для непрерывного процесса.

Водяной газ из битуминозных топлив

Битуминозные топлива дешевле кокса, и в странах, применявших водяной газ, замена кокса углем была выгодна даже при ухудшении использования тепла в генераторе.

Попытки применения для получения водяного газа битуминозных топлив начались со времени внедрения водяного газа в промышленность. Однако только с резким изменением условий топливного рынка, вызванным мировой войной, и ростом потребления газа для целей освещения и домашнего отопления, а также в связи с необходимостью удешевления сырья и расширения сырьевой базы началась усиленная работа в этом направлении. Возникшие при этом трудности были связаны с ухудшением процесса газификации и использования топлива.

В результате стремления получить газ с высокой теплотворной способностью без карбюрирования был сконструирован генератор со швельшахтой и отводом газов воздушного дутья между шахтой для газификации и швельшахтой.

В предложении заменить кокс углем, впервые сделанном Блассом (E. W. —A. G.) в 1885 г., уже имеет место разделение генератора на верхнюю шахту и основную, причем предполагались: коксование угля за счет передачи тепла путем внутреннего обогрева и газификация кокса на водяной газ.

В 1885 г. фирма «Andrea» в Вене предложила использовать тепло газов воздушного дутья, а также физическое тепло водяного газа для внешнего обогрева реторты.

По этим предложениям в одном аппарате объединяются устройства для сухой перегонки и газификации. Кремер и Арт предложили применять сдвоенные генераторы для уменьшения высоты слоя и увеличения содержания в продувочном газе углекислоты. При паровом дутье газы последовательно проходят обе шахты.

За несколько лет до мировой войны газификация битуминозных углей в Англии производилась в сдвоенных генераторах Тулли (Tully) с частичным разложением летучих.

Однако в описанных конструкциях тепло, освобождающееся при газификации, использовалось плохо. Проблема получения водяного газа с использованием продуктов сухой перегонки практически была разрешена Штрахе, построившим в 1912 г. генератор двойного газа.

Эти генераторы первоначально строились с ретортами, затем—со швельшахтами. Вначале целью получения двойного газа была замена кокса другими топливами, потом—получение газа с высокой теплотворной способностью. Также и первоначальное получение низкотемпературной смолы уступило место повышению теплотворной способности газа.

Попытки применения для получения водяного и двойного газа бурого угля были неудачны в силу его большой влажности, значительного уноса и легкоплавкости золы. Поэтому бурый уголь стали применять в смеси с коксом и спекающимися углями.

Выявилась успешность газификации длиннопламенного угля, почти не применявшегося ранее в производстве светильного газа. Этот уголь не принимает при нагревании пластического состояния и следовательно не препятствует проходу газов. Стремление к улучшению использования в генераторах тепла и повышению теплотворной способности газа вызвало ряд усовершенствований в процессе и попыток к получению газа непрерывным путем.

Для более полной перегонки топлива в швельшахту стали вводить (с 1920 г.) сильно подогретую часть (циркулирующую) двойного водяного газа (или сильно перегретый пар), а также применять сильный внешний обогрев во все время работы. Смолу двойного газа стали преимущественно разлагать. Карбюрацию газа за счет вводимого извне топлива стремятся производить в самом генераторе.

Развитие методов получения водяного газа непрерывным процессом

Изыскание путей для получения водяного газа непрерывным процессом особенно усилилось с применением битуминозных топлив для получения водяного газа ввиду увеличения потерь при воздушном дутье.

Для получения водяного газа непрерывным процессом предлагались различные способы.

Еще в 1880 г. было предложено вводить все требуемое для получения водяного газа тепло с сильно перегретым в регенераторе паром, что было затруднительно. Позднее стали предлагать ввод недостающего тепла с сильно подогретой циркулирующей частью газа (1891 г.), внешний обогрев генератора, обогрев с помощью электроэнергии, отбор из генератора кокса.

В настоящее время продолжаются работы в целях реализации предложений Гиллебранта и Геллера.

Способ Гиллебранта, заключающийся в введении в генератор сильно нагретого циркуляционного газа, отличается от других аналогичных способов охлаждением циркуляционного газа до подогрева, что позволяет применить для подачи газа обыкновенные вентиляторы. Способ Геллера, предложившего внешний обогрев камер, в которых газифицируется угольная пыль, и воскресившего идею внешнего отопления реторт, интересен тем, что позволяет использовать для газификации отбросные и более дешевые мелкие сорта топлива.

В последнее время для непрерывного получения водяного газа применена сравнительно сложная конструкция Дидье. Генераторы Дидье представляют собой комбинацию печи сухой перегонки и генератора водяного газа с внешним обогревом части камеры, в которой происходит образование водяного газа. Зоны подсушки и предварительной перегонки объединены в одной камере (отделенной от камеры коксования), и получаемые в них газы и пары отводятся отдельно, причем после улавливания из них смолы и сернистых соединений они используются для отопительных целей.

Продукты коксования движутся в прямотоке вниз, а снизу подается перегретый до 450—500° водяной пар.

Отбор газов производится в середине. В присутствии раскаленного кокса газообразные и парообразные продукты разлагаются и образуется окись углерода и водород (нужна смесь $CO + 2H_2$). Кокса в установке, объединяемой в батарею, получается достаточно для отдельного получения водяного газа для отопления печи. Размер кусков топлива 5—25 *мм* (или брикеты).

Получение газа на дутье, обогащенном кислородом

Получение высококалорийного газа путем использования смеси обогащенного кислородом воздуха и перегретого пара (возможно и углекислоты) было запатентовано еще в 1898 г. обществом льдоделательных машин Линде; для обогрева реторт и получения ценных продуктов перегонки намечалось использование физического тепла газов. Вскоре Гемпелем были проведены опыты, в результате которых был получен высококалорийный газ с большим содержанием CO и значительным содержанием CO_2. С 1920 г. интерес к газификации за счет кислорода, сначала отбросного, а затем и специально получаемого, возрос. Как показали исследования, при малой добавке к дутью пара и высоких температурах (больше 1000°) можно получить газ, содержащий много окиси углерода и мало углекислоты, при большой добавке пара и работе с молодыми топливами при низких температурах можно получить газ с высоким содержанием водорода и углекислоты.

Возможность непрерывного интенсивного получения газа на парокислородном дутье была вполне установлена опытами Драве (1927 г. и позднее).

В настоящее время газификация на парокислородном и углекислородном дутье внедряется в промышленность. За границей (в генераторах Винклера) в больших количествах газифицируют мелкозернистое топливо на парокислородном дутье в целях получения газа в качестве химического сырья.

В последние годы возник интерес к газификации на парокислородной смеси под высоким давлением, что позволяет получить газ с высоким содержанием метана и водорода; этот газ может быть использован в качестве городского газа или химического сырья. Соответствующие исследования были произведены на опытном генераторе Лурги. До сих пор, насколько известно, практического применения газификация под высоким давлением не получила.

Развитие методов получения высококалорийного газа из мелкозернистого топлива

Стремления к использованию низкосортных топлив и к повышению производительности генераторов привели к газификации мелких сортов топлива.

Клаусс (1900 г.) предложил получать водяной газ непрерывным путем из угольной пыли. Тепло для процесса должно было передаваться через стенки за счет сжигания части получаемого газа. Клаусс же предлагал непрерывное получение водяного газа из пылевидного угля за счет добавки к дутью кислорода или обогащенного кислородом воздуха. Бурдит предлагал вводить дополнительное тепло циркуляционным газом и примешивать к угольной пыли минеральные добавки в качестве катализатора для получения газообразных углеводородов. Герцберг (1928 г.) получил водяной газ из буроугольной пыли в обогреваемой снаружи вертикальной камерной печи. Клецер предложил непрерывное получение водяного газа из пыли в камере, на дне которой находится расплавленный шлак, нагреваемый за пределами камеры газификации.

В 1906 г. Баллей провел газификацию пыли в токе высокоперегретого пара в периодически нагреваемом регенераторе с сильно разогретой посадкой.

Геллером были проведены уже упомянутые опыты по получению водяного газа из пыли в ячеечном генераторе с высоко развитой поверхностью нагрева и с использованием для отопления отдельно получаемого генераторного газа.

В последние годы водяной газ из мелкозернистого топлива периодическим процессом получали в генераторах Винклера. Характерным для подобного процесса[1] является наличие в генераторе малого количества угля при большой его поверхности и следовательно быстрая реакция слоя на изменение режима. Для аккумулирования тепла генератор снабжался кирпичной насадкой. В этих же генераторах Винклера в настоящее время широко практикуется непрерывное получение на парокислородном дутье газа в качестве химического сырья.

[1] Как и для газификации пыли.

Глава первая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ ДРЕВЕСИНЫ

До последних лет в СССР древесина представляла собой одно из основных топлив, газифицируемых для промышленных нужд. В центральных районах запасы древесного топлива в значительной мере исчерпаны; однако огромные ресурсы древесного топлива в отдельных районах СССР заставляют считать древесину на многие годы основным топливом в этих районах. Соответственный интерес представляет изучение свойств древесины как топлива для газификации, тем более, что при последнем возможно использование весьма ценных побочных продуктов.

1. СОСТАВ И СВОЙСТВА ДРЕВЕСИНЫ

Строение и элементарный состав

Дерево в разрезе состоит из ядра, или собственно древесины, заболони и наружной части—коры. Преимущественное значение имеет древесина, состоящая из толстостенных растительных клеток и сосудов, наполненных соком и остатками протоплазмы, состоящей из белковых веществ. Стенки клеток состоят из целлюлозы или клетчатки ($C_6H_{10}O_5$) и лигнина. Формуле клетчатки отвечает состав: С—44,4%; Н—6,2% и О—49,4%(1).

В дереве содержатся также смолистые вещества, представляющие собой смесь различных углеводородов и кислородных органических соединений. Содержащиеся в лигнине, белках и смолах вещества несколько меняют средний состав древесины.

Состав различных древесных пород приведен в табл. 1(2).

Содержание азота в горючей массе колеблется в пределах 0,2—1,3% в зависимости от содержания белковых веществ, клеточной протоплазмы и сока в различных породах и частях дерева. Обычно оно составляет 0,6—1%. Высшая теплотворная способность горючей массы древесины колеблется в среднем в пределах 4790—4890 *кал/кг*.

Различают породы твердые, полутвердые и мягкие. Твердыми являются дуб, вяз, бук, граб и груша, полутвердыми—ясень, клен,

Таблица 1

Элементарный состав древесины различных пород (в %)

Порода дерева	C^2	H^2	$(O + N)^2$
Дуб	49,4	6,1	44,5
Бук	46,5	6,3	45,2
Береза	48,6	6,4	45,0
Клен	49,8	6,3	43,9
Вяз	50,2	6,4	63,4
Ясень	49,4	6.1	44,5
Липа	49,4	6,9	43,7
Тополь	49 7	6,3	44,0
Ель	49,6	6,4	44 0
Сосна	49,9	6,3	43,8
Пихта	50,0	6,4	43,6
Лиственница	50,1	6,3	43,6
Ольха	49,0	6,3	44,7
Осина	48,8	6,1	45,1
Ива	50,3	6,3	43,4
Ильма	50,2	6,4	43,4

акация, береза, ольха. сосна и лиственница и мягкими—ель, пихта, липа, тополь, ива и осина. Более твердые породы имеют больший удельный вес и более плотное строение.

Влажность

Влажность дерева зависит от породы, возраста, хранения и других факторов.

Весной и летом древесина богаче соками, нежели осенью и зимой. В молодом дереве больше влаги, чем в старом, и в ветвях—больше, чем в стволе (ветви, особенно мелкие, содержат в $1^1/_2$—2 раза больше влаги, чем ствол). Корни, молодые листья и побеги также содержат больше влаги, чем древесина, и вообще чем ближе часть дерева к середине, тем меньше в ней влаги. В растущем дереве влажность доходит до 60%. При лежании дерева на воздухе вода испаряется очень медленно. При соприкосновении дерева с водой, например при сплаве дров, влажность значительно увеличивается.

Содержание влаги в древесине имеет большое значение, характеризуя ее как топливо. При увеличении содержания влаги уменьшается содержание в древесине горючих частей, и кроме того на испарение влаги расходуется значительная часть тепловой энергии, получающейся в результате горения древесины.

Минеральная часть

Минеральные вещества распределены в древесине неравномерно. Покровные части содержат больше минеральных примесей, чем внутренние части.

В табл. 2 приведены данные Виолетта относительно зольности отдельных частей дерева([6]).

Таблица 2

Зольность отдельных частей дерева (в %)

Часть дерева	Зольность	Примечание
Средние ветви:		Обычное содержание золы в дровяном топливе не превышает 2% за исключением случаев загрязнения дров при доставке сплавом
Листья	7,12	
Кора	3,68	
Древесина	0,13	
Ствол:		
Кора	1,6	
Древесина	0,29	
Средние корни:		
Кора	1,6	
Древесина	0,2	

Из различных пород деревьев наибольшее количество золы содержат дуб и ива, а наименьшее—сосна. В иве находили золы 2%, в дубе—2,5% и в сосне—0,14—0,63%. Зольность сосновой хвои составляет 3,3% и еловой—4,5%.

Таблица 3

Состав древесной золы (в %)

Состав	Порода			
	Сосна	Пихта	Липа	Береза
Растворимая часть				
Углекислота	2,80	7,76	2,96	2,72
Серная кислота	1,67	0,80	0,81	0,37
Соляная кислота	0,92	0,08	0 19	0,03
Кремнекислота	0,18	0,20	0,17	0 16
Окись калия	4,41	16,80	6,65	12,72
Окись натрия	3,53			
Итого	13,51	25,64	10,68	16,00
Нерастворимая часть				
Углекислота	32,77	17,17	35,75	26,04
Фосфорная кислота	0,91	3,14	2,51	3,61
Кремнекислота	4,1	5,97	1,80	4,62
Окись кальция	38,51	29,72	46,53	43,85
Окись магния	9,5	3,28	1,97	2 52
Окись железа	0,09	10,53	0,09	0 42
Окись марганца	0,36	4,48	0,54	2,94
Итого	8 ,33	74,29	89,19	84,00

Состав минеральной части различен у разных пород и частей деревьев. Вообще она состоит из большого количества углекислого кальция и магния, небольших количеств фосфорнокислого кальция, хлористого, углекислого и сернокислого калия, кремнезема (свободного или в соединении с калием и кальцием) и небольшого количества окислов железа и марганца.

В табл. 3 приведены анализы древесной золы по Бертье([2]).

Зола из дровяных генераторов была исследована Оккерманом([7]). По полученным данным, смесь из 5 частей ели, 3 частей сосны и 2 частей березы с учетом содержания в дровах коры в размере 5% по весу должна дать золу следующего состава (в %): SiO_2—2,3; CaO—36,8; P_2O_5—2,7; Al_2O_3—2,3; MgO—7,9; CO_2—21,9; Fe_2O_3—1,7; K_2O + + N_2O—16,3; MnO_2—3,9 и SO_3—3,8.

Согласно анализу, произведенному шведским инженером Сетом([7]), зола из дровяного генератора имеет следующий состав (в %): SiO_2—8,82; MnO_2—1,78; SO_3—1,75; CO_2—9,30; Al_2O_3—3,00; CaO—52,23; S—0,03; щелочи (ост.)—9,2; Fe_2O_3—2,56; MgO—7,17 и P_2O_5—4,34.

Низкое содержание CO_2 объясняется низким содержанием в золе щелочей, высокой температурой в генераторе и выделением углекислоты из углекислого кальция, тогда как обычно значительная часть карбоната остается неразложенной. Низкое содержание щелочей объясняется тем, что дрова состояли преимущественно из ели, кора которой содержит много золы с низкой щелочностью.

Древесная зола тугоплавка; поэтому при газификации древесины шлаков обычно не образуется. Лишь в некоторых случаях, например при применении сплавных дров и загрязнении последних илом и песком, имеет место плавление золы.

Богатая щелочами древесная зола сильно разъедает футеровку генераторов.

Пирогенетическое разложение

При нагревании древесины без доступа воздуха из нее начинают выделяться продукты сухой перегонки. Процесс разложения древесины протекает следующим образом([6]). До 150° имеет место лишь высушивание дерева без заметного повышения его температуры и выделения газов. При температурах выше 150° идет значительное разложение древесины с выделением жидких погонов, содержащих воду, древесный спирт, уксусную кислоту, ацетон, метиламин и др. До 260° выделение газообразных и смолистых веществ незначительно. С 260° начинается интенсивное выделение кислородсодержащих газов—CO_2 и CO—и уксусной кислоты и менее интенсивное выделение углеводородов и смол. При повышении температуры до 380° происходит обильное выделение кислородсодержащих газов, углеводородов, метана, этилена, ацетилена и смол. Уксусная кислота и древесный (метиловый) спирт образуются при температурах 200—380°. При температурах выше 430° выделяется незначительная часть продуктов перегонки.

Процесс разложения древесины до 275° требует подвода тепла извне. Начиная с 275° процесс идет сам собой, так как происходящие реакции протекают с выделением тепла.

Количество теплоты, выделяющейся при сухой перегонке древесины, может быть определено следующим образом ([2]). Теплотворная способность 1 *кг* березы составляет 4895 *кал*, теплотворная способность продуктов перегонки—4636,4 *кал* и теплота реакций:

$$4895—4636,4 = 258,6 \text{ кал.}$$

На нагрев древесины до 275° затрачивается 100,6 *кал*, продуктами сухой перегонки при 275° поглощается 262,5 *кал*; таким образом выделяется тепла:

$$4895 + 100,6 — 4636,4 — 262,5 = 96,7 \text{ кал.}$$

В табл. 4 приведены термохимические данные, установленные Классоном([2]) для сосны, ели, березы и бука.

Таблица 4

Термохимические данные по сухой перегонке 1 *кг* дров

Порода	Теплотворная способность дров (1 кг) высшая (в *кал*)	Теплотворная способность продуктов сухой перегонки (в *кал*)	Теплотворная способность газа (в *кал*)	Теплота, поглощаемая продуктами сухой перегонки (в *кал*)	Выделяющееся тепло	
					в *кал*	в % от теплотворной способности топлива
Сосна	5 070	4605,6	195,2	241,1	316,6	6,3
Ель	4 910	4547,2	195,9	233,0	223,3	4,6
Береза	4 910	4470,4	173,7	243,6	289,3	5,9
Бук	4 790	4322,5	187,6	245,3	315,5	6,6

Данные, приведенные в таблице, являются средними для сухой древесины, независимо от того, была ли древесина загружена сухой или же сырой, так как содержащаяся в ней влага удаляется до наступления экзотермических процессов. При подсчете общего количества выделенного тепла следует учитывать тепло конденсации только пирогенетической влаги.

В результате сухой перегонки дерева получают газы, жидкий дестиллят, состоящий из водянистой части—подсмольной воды и маслянистой части—смолы, а также древесный уголь.

Табл. 5 дает представление о выходе продуктов сухой перегонки в реторте при температуре в 420° для сосны, ели, березы и бука с содержанием влаги 7—9% по опытам Классона([2]).

Таблица 5

Выхода и состав продуктов, полученных при сухой перегонке сосны, ели, березы и бука

Продукты	Сосна				Ель				Береза				Бук			
	%	C	H	O + N	%	C	H	O + N	%	C	H	O + N	%	C	H	O + N
Состав древесины:																
вода	7,50	—	—	—	9,27	—	—	—	8,79	—	—	—	7,11	—	—	—
зола	0,21	—	—	—	0,22	—	—	—	0,38	—	—	—	0,43	—	—	—
органические вещества	92,27	—	—	—	90,51	—	—	—	90,83	—	—	—	92,46	—	—	—
Элементарный анализ:																
древесина	—	50,9	6,1	43,0	—	50,2	6,1	43,7	—	48,9	6,1	45,0	—	48,7	5,9	45,4
уголь	—	82,5	4,0	13,5	—	82,5	4,1	13,4	—	82,2	3,8	14,0	—	82,1	4,1	13,8
органические вещества в уксусно-кислом натрии	—	52,1	5,7	42,2	—	59,7	5,9	34,4	—	51,7	6,0	42,3	—	56,4	5,1	38,5
смола	—	68,4	6,9	24,7	—	66,1	7,2	26,7	—	65,2	7,0	27,8	—	61,8	6,5	31,7
Выхода и элементарный состав продуктов, выраженные в % от первоначального веса древесины:																
уголь	37,33	31,20	1,52	5,11	37,81	31,19	1,55	5,07	31,80	26,14	1,21	4,45	34,97	28,71	1,43	4,83
газы:																
CO_2	10,13	2,76	—	7,37	10,30	2,81	—	7,49	9,96	2,72	—	7,24	10,90	2,97	—	7,93
C_2H_4	0,23	0,20	0,03	—	0,20	0,17	0,03	—	0,19	0,16	0,03	—	0,20	0,17	0,03	—
CO	3,74	1,60	—	2,14	3,76	1,62	—	2,14	3,32	1,42	—	1,90	4,2	1,81	—	2,41
CH_4	0,59	0,44	0,15	—	0,62	0,47	0,15	—	0,54	0,41	0,13	—	0,47	0,35	0,12	—
метиловый спирт	0,88	0,33	0,11	0,44	0,96	0,36	0,12	0,48	1,60	0,60	0,20	0,80	2,07	0,78	0,26	1,03
ацетон	0,18	0,11	0,02	0,05	0,20	0,12	0,2	0,06	0,19	0,12	0,02	0,05	0,20	0,12	2,12	0,06
метилацетат	0,01	0,005	0,001	0,004	0,02	0,01	0,002	0,008	0,02	0,01	0,0 2	0,008	0,03	0,015	0,003	0,012
уксусная кислота	3,50	1,75	0,35	1,40	3,19	1,27	0,22	1,70	7,18	2,83	0,47	3,78	6,04	2,42	0,40	3,22
органические вещества в уксусно-кислом натрии	8,03	4,18	0,46	3,39	7,75	4,64	0,46	2,65	8,15	4,21	0,49	3,45	5,89	3,32	0,30	2,27
смола	11,79	8,06	0,82	2,91	8,08	5,34	0,58	2,16	7,93	5,17	0,56	2,20	8,11	5,01	0,53	2,57
вода	22,27	—	2,48	19,79	25,70	—	2,86	22,84	27,81	—	3,09	24,72	26,63	—	2,95	23,63
потери	0,82	—	—	—	1,41	—	—	—	1,41	—	—	—	0,32	—	—	—
Всего	100,0	50,635	5,941	42,604	100,0	48,0	5,992	44,598	100,0	43,790	6,202	48,598	100,0	45,675	6,043	47,962

Изучение условий сухой перегонки указывает на следующее. Выхода подсмольной воды, смолы, угля и газа для различных древесных пород существенно друг от друга не отличаются, однако подсмольные воды хвойных пород содержат более ценные вещества—скипидар и др. Лиственные породы дают значительно больше кислоты, чем хвойные. Стволы деревьев дают больше кислоты, чем ветви. Древесина дает больше кислоты, чем кора. При быстром ведении процесса перегонки получают меньший выход влаги от сухого разложения и меньший выход уксусной кислоты.

Условия разложения древесины в газогенераторах разнятся от обычных условий сухой перегонки дерева. При постоянной высоте слоя топлива в газогенераторе выход метилового спирта тем больше, чем больше время пребывания топлива в генераторе, чем меньше производительность и чем больше измельчение древесины(211). Он составляет в зависимости от режима процесса для хвойных пород 46—71% и для березы 55—72% от выхода при сухой перегонке, соответственно: для хвойных—0,42—0,61%, для березы—0,91—1,31% в пересчете на абсолютно сухую древесину. Минимальные выхода при влажности древесины в 30—35% имеют место при времени пребывания топлива в генераторе 2—2,5 часа; максимальные—при времени пребывания не менее 3—3,5 часа.

Получающиеся при сухой перегонке неконденсирующиеся газы состоят из CO_2, CO, CH_4, H_2, C_2H_4 и C_2H_2.

Бергстрем дает следующие величины для ретортных газов: CO_2—50—56%; CO—28—30%; CH_4—11—18%; C_2H_4—2—3% и H_2—0,5—1%. Ф. Фишер приводит в качестве среднего следующий состав : CO_2—50%; CH_4—3,5%; CO—33%; H_2—3% и C_2H_4—1,5%. Дитмар дает следующие данные для состава газов, получаемых при перегонке дуба : CO_2—53,30%; CO—38,36%; CH_4—6,45%; C_2H_4—0,35% и H_2—1,54%(2).

Все приведенные анализы свидетельствуют о малом содержании в первичном газе H_2, превалирующем—CO_2 и значительном—CO.

Согласно исследованиям Бернштейна(9) продуктов перегонки сосны, газы выделяются преимущественно при температурах 280—500° (табл. 6).

Таблица 6

Выход и состав газов сухой перегонки древесины

Температурные пределы (в °С)	Выход газа на 1 *кг* древесины (в *л*)	Состав газа в (%)				
		CO_2	C_mH_n	CO	H_2	CH_4
0—250	6,1	—	—	—	—	—
250—300	11,1	—	—	—	—	—
300—350	41,0	53,5	0,2	27,7	3,7	14,9
350—400	29,2	55,0	1,5	32,6	3,0	7,9
400—450	29,2	28,0	5,0	29,0	17,3	20,6
0—450	116,6	—	—	—	—	—

В интервале температур 500—700° выделяется малое количество газов состава: CO_2—12,2%; CO—24,5%; H_2—42,7% и углеводородов—20,4%, и в интервале 700—900°—очень мало газа состава: CO_2—0,4%; CO—9,6%; H_2—80,7% и тяжелых углеводородов—8,7%.

Конденсирующаяся при охлаждении часть продуктов сухой перегонки состоит из многих веществ, в числе которых наиболее существенными являются уксусная кислота CH_3COOH, древесный спирт CH_3OH, смола и вода. Эта часть носит название подсмольной воды и представляет собой бурую жидкость с смолистым запахом. При спокойном стоянии конденсата оседает тяжелая смола, всплывает легкая смола, а между ними отстаивается бурая жидкость, используемая для выработки древесного спирта, уксусной кислоты и ее солей и производных, а также ацетона, хлороформа, иодоформа, гваякола, формалина и других продуктов. Вещества, содержащиеся в подсмольной воде, можно разделить на две группы: вещества нелетучие при температуре кипения подсмольной воды (смолообразные) и вещества летучие.

В числе последних различают продукты: а) нейтрального характера (вода), б) спиртового, альдегидного, эфирного и кетонного характера (древесный спирт, ацетон и высшие кетоны, альдегиды, фурфурол, аллиловый спирт, метилацетат), в) кислотного характера (уксусная кислота и ее гомологи) и г) основного характера (аммиак и амины).

Разделение и отделение примесей затруднительно; поэтому для получения в чистом и концентрированном виде уксусной кислоты, древесного спирта и других продуктов прибегают к довольно сложным и дорогим операциям. Древесный спирт из подсмольной воды отгоняется путем фракционированной перегонки. При нейтрализации подсмольной воды известью получается уксуснокислый кальций в виде порошка. Для получения более чистого порошка подсмольная вода очищается от находящейся в ней смолы.

Табл. 7 дает представление о составе подсмольной воды из сухого букового и воздушносухого хвойного дерева.

Таблица 7

Состав подсмольной воды

Составные части	Подсмольная вода из сухого букового дерева (на 100 *кг*)	Подсмольная вода из воздушносухого хвойного дерева (на 100 *кг*)
Вода	81 *кг*	91 *кг*
Древесный спирт с примесями	3 *кг* (в том числе 0,56 *кг* ацетона)	1,5 *кг* (в том числе 0,28 *кг* ацетона)
Уксусная кислота	7—9 *кг*	3,5 *кг*
Аммиак и его производные	Следы	Следы
Растворенные смолистые вещества	7 *кг* и более	4 *кг*

Получающаяся при сухой перегонке смола в некоторых случаях может представлять рыночный продукт, а также может быть подвергнута вторичной переработке. Выход смолы при газификации древесины зависит от конструкции генератора и составляет 50—80% и больше от выхода при сухой перегонке.

В результате сухой перегонки остается древесный уголь. Состав древесного угля зависит от температуры перегонки. В табл. 8 приведен состав угля, получаемого при различных температурах [5].

Таблица 8

Состав угля при различных температурах сухой перегонки

Температура (в °С)	Состав (в %)			
	C	H	O + N	A
300	73,2	4,2	22,0	0,6
432	81,6	2,0	15,3	1,1
1 100	90,8	1,6	6,4	1,2
1 775	96,5	0,6	0,95	1,95

Вес 1 $м^3$ угля зависит от породы дерева и составляет для елового угля 131 *кг*, соснового—148 *кг* и березового—190 *кг*.

2. ПРИМЕНЕНИЕ ОТБРОСОВ ЛЕСНОГО И ЛЕСОПИЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

Помимо дров для газификации находят применение и древесные отбросы лесного и лесопильного хозяйств, как то: пни, хворост, сучья, опилки, резка, решетина, горбыли и т. д.

Пни выкорчевывают ручным способом или с помощью динамита, разделывают и складывают в штабеля, как и дрова. Для облегчения работы пни обычно выкорчевывают по истечении нескольких лет после срубки дерева. Вес пней в свежем состоянии—250—300 *кг*/$м^3$, в сухом—200—210 *кг*/$м^3$ и плотной массы пней в штабелях по объему—до 30—35%.

Крупные сучья рубят и применяют в таком же виде, как и дрова, мелкие же сучья и хворост вяжут в пучки разного веса (часто 4 *кг*) и в таком виде забрасывают в генератор.

Недостаток применяющихся в качестве топлива для генераторов опилок заключается в повышенной влажности—до 50%.

Другие отбросы лесопильного хозяйства—горбыли, решетина и пр.—применяют в крупно измельченном виде. В Швеции отбросы измельчают специальными машинами в мелкую щепу, так же как и дрова (см. ниже).

3. ЗАГОТОВКА И ХРАНЕНИЕ ДРОВ

Рубка деревьев производится осенью и зимой, в период, когда влажность их наименьшая. Деревья, предназначенные для применения в качестве топлива, очищаются от сучьев, распиливаются на определенный размер, крупные—раскалываются на поленья и складываются в правильные, определенного объема поленницы, в которых лежат лето и дольше до достижения воздушносухого состояния, т. е. влажности в 15—20%. Иногда дрова вывозятся вскоре после рубки прямо на заводские склады и складываются в большие штабеля в количестве, обеспечивающем достаточный запас.

Сушка дров происходит обычно на воздухе естественным путем, но может производиться и искусственно.

В табл. 9 приведены данные о влажности дров различных пород после сушки, согласно опытам Шевандье и Вейсбаха([5]).

Таблица 9

Изменение влажности дров в зависимости от продолжительности сушки

Порода	Процент влаги в дровах после воздушной сушки в течение			
	1/2 года	1 года	1 1/2 лет	2 лет
Дуб	29,63	23,75	20,74	19,16
Береза	25 28	18,10	15,98	17,17
Осина	31,00	21,55	15,87	16,17
Ольха	22,37	19,17	15,27	16,72
Ель	28,56	16,65	14,78	17,22
Сосна	29,31	18,54	15,81	17,96

Из данных таблицы видно, что наиболее сильное высыхание происходит в первые 6 месяцев после рубки дерева, причем содержание влаги через 6 месяцев понижается в среднем с 50 до 28—29%.

Минимальным содержанием влаги обладают дрова, подвергнутые воздушной сушке в течение $1^1/_2$ лет, после чего они могут снова поглощать влагу.

Для генераторов заготовляются дрова разных размеров: аршинка (0,71 *м*), швырок (0,53 *м*), чурка (0,2—0,35 *м*) и иногда—метровые.

На заводских складах в штабеля обычно складывают дрова уже подготовленного размера. Дрова хранят в открытых складах, в длинных штабелях, сложенных с промежутками для проветривания и проезда гужем. В сырых и тесных помещениях дрова сыреют и загнивают.

Держать на складе дрова более трех лет не рекомендуется ввиду опасности их загнивания. Некоторые породы деревьев, например ель, загнивают быстрее и при этом воспринимают значительное количество влаги.

Дровяной склад, на котором складываются дрова, не должен помещаться в болотистых, затопляемых или опасных в пожарном отношении местах. На предприятиях с большим потреблением дров склады разбиваются на участки с таким расчетом, чтобы на каждом помещалось не более 1500 $м^3$ дров. Каждый участок отделяется от другого промежутком не менее 8—10 *м*. Расстояние штабелей от рельсового пути (при подвозе дров на склад вагонами) не должно быть менее 4 *м*.

Участки, предназначенные для выкладки дров, должны быть предварительно выровнены и очищены от камней и мусора, а в зимнее время—от снега и льда, чтобы сложенные зимой дрова не разваливались с наступлением теплой погоды. Поленницы выкладывают на проложенные по земле двухвершковые должники (жерди).

Кладка дров должна быть плотная и форма штабелей—правильная и удобная для обмера. Штабеля ограничиваются врытыми столбами. Между штабелями оставляются свободные промежутки. На концах каждого штабеля прикрепляется доска с указанием его номера, количества (по объему) дров, сорта и времени заготовки([10]).

4. СКЛАДОЧНЫЙ ВЕС ДРОВ

Для древесины различают истинный и кажущийся удельные веса. Истинный удельный вес соответствует твердому веществу, образующему древесину, а кажущийся—твердому веществу, в котором внутренность клеток и промежутки между ними заполнены воздухом и жидкостью. Истинный удельный вес больше единицы (около 1,5), а кажущийся—меньше. Древесина с большим удельным весом имеет плотное строение и большую твердость.

Обычно дрова обмериваются по объему. В нормальной кладке должно быть не менее 64% плотной дровяной массы. Содержание ее в складской мерс зависит от следующих причин: от длины поленьев—

Таблица 10

Вес 1 $м^3$ дров при различной влажности

Порода	Вес 1 $м^3$ дров (в *кг*) при влажности (в %)					
	0	10	20	30	40	50
Дуб	400	445	500	570	665	800
Береза	350	390	440	500	580	700
Сосна	283	325	355	405	470	565
Осина	270	300	340	385	450	540
Ель	250	280	310	360	420	500

чем она больше, тем меньше вес; от толщины поленьев—чем они толще, тем больше вес; от породы дерева; от чистоты обрубки сучьев—чем тщательнее обрубка, тем плотнее кладка и больше вес; от способа кладки—чем плотнее кладка, тем больше вес.

В табл. 10 приведен вес 1 $м^3$ дров различных пород в зависимости от их влажности([4]).

5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ЩЕПЫ

Для получения щепы применяют специальные автоматические ножницы и дробилки. Ножницы применяют в случае резки пней и кривых дров, а дробилки (чиперы, жеватели)—при ровной заготовке.

На рис. 1 представлена дробилка (чипер) фирмы «Робертфорс». Она снабжена несколькими парами ножей, установленных на барабане под углом друг к другу; приводится в движение ременной передачей от мотора. Подаваемые дрова имеют длину в 3 *м*. Получается щепа размером примерно 100 × 50 × 20 *мм*. Производительность чипера с размером зева в 310 × 175 *мм*, снабженного барабаном с шестью парами ножей, при 350 об/мин. составляет до 60 $м^3$/*час* ([7]). Чипер снабжен маховиком и обслуживается мотором в 100 л. с.

Для резки пней пользуются ножницами. Движение передается ножу от шатуна и коленчатого вала. Ременный шкив служит одновременно маховиком. Положение неподвижного ножа может быть изменено в зависимости от изнашивания лезвий.

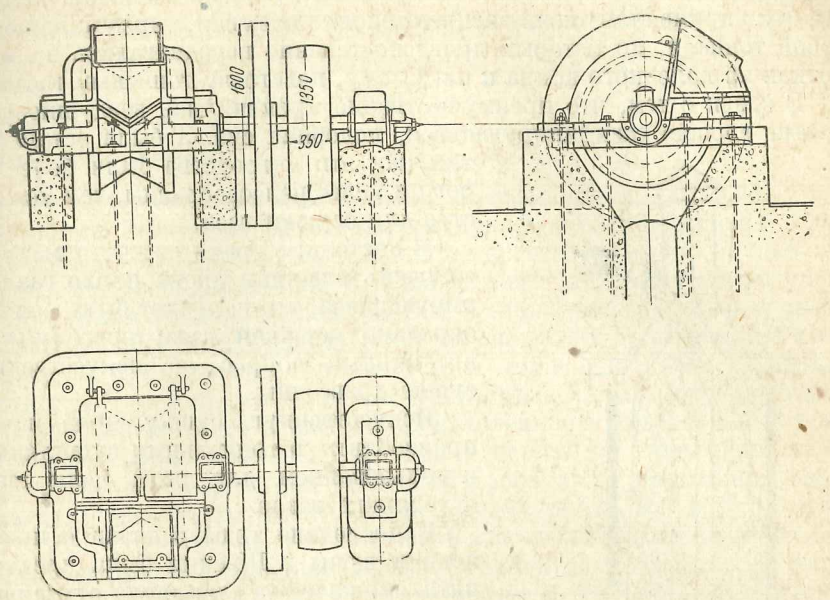
По представленным на рис. 2 ножницам (конструкция фирмы «Сэдергамна») имеются следующие данные: ширина зева в широкой части—300 *мм*, высота—300 *мм*, число резок в минуту—45 и требуемая мощность—15—20 л. с. Максимальный допустимый диаметр разрезаемых кусков—150 *мм*. Резка производится обычно на куски в 150 *мм*, причем производительность ножниц составляет до 3 $м^3$/*час*. Лезвия в ножницах подвержены сильной порче вследствие врастания в пни и корни камней.

Из 1 $м^3$ пней получается 0,7—0,8 $м^3$ щепы.

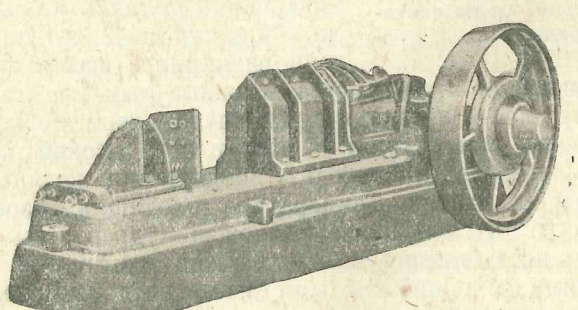
При влажности в 40—60% 1 $м^3$ измельченной в щепу решетины весит 140 *кг*; 1 $м^3$ древесной массы с влажностью в 18—23%, разрезанной на куски длиной в 25 *см*, весит 210 *кг*; 1 $м^3$ отбросов с построек, нарезанных небольшими кусками, при влажности в 15—22% весит 170 *кг*. Из 1 $м^3$ дров получается 1,3—1,45 $м^3$ щепы (сырой щепы получается несколько меньше, так как она слеживается). Вес 1 $м^3$ сухой щепы—150—170 *кг*; при влажности в 47%—300 *кг*. Из 1 $м^3$ сортированных дров при резке ножницами получают 1,1—1,3 $м^3$ чурок.

6. ИСКУССТВЕННАЯ СУШКА ДРОВ И ЩЕПЫ

Одно время в целях получения более сухого газа дрова перед применением предварительно подвергали сушке продуктами горения или нагретым воздухом. Для этой цели устраивали особые сушильные камеры, в которых высушиваемые дрова либо складывались в штабе-



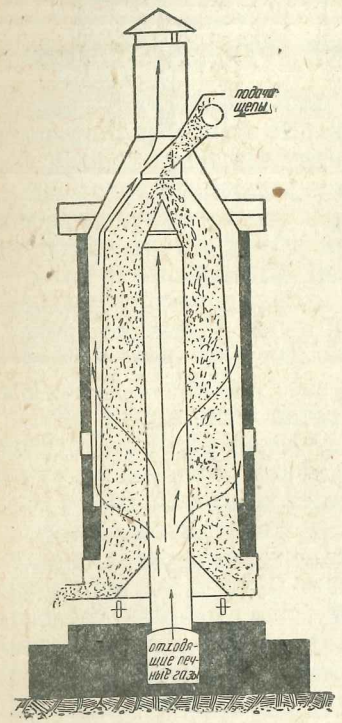
1. Чипер фирмы «Робертфорс»



2. Ножницы для резки пней фирмы «Сэдергамна»

ля, либо подавались в тележках по рельсам, уложенным на дне камеры. Иногда применяли печи непрерывного действия, представляющие собой тоннели, по которым дрова постепенно передвигались на вагонетках из холодного конца к нагретому, навстречу топочным газам(3).

В связи с тем, что преимущественно применялись воздушносухие дрова, хорошо газифицирующиеся, подобная сушка была оставлена, так как эти устройства были более дороги и менее целесообразны, чем устройства для осушки газа.



3. Сушилка для щепы системы Нордштрема

В настоящее время часто применяются очень влажные дрова, плохо газифицирующиеся, что не может быть компенсировано осушкой газа; поэтому стал актуальным вопрос об искусственной сушке древесины.

Искусственную сушку дров можно производить в тоннельных сушилках с использованием для этой цели тепла отходящих газов.

В последние годы в связи с применением щепы в Швеции была предпринята сушка ее за счет тепла отходящих газов регенеративных печей, обслуживаемых газогенераторами.

На рис. 3 представлена сушилка системы Нордштрема для сушки щепы. Она состоит из двух концентрических металлических цилиндров; пространство между ними заполняется массой из щепы и опилок; в горизонтальном направлении сквозь массу протекают через ряд отверстий отходящие газы, подаваемые во внутренний цилиндр из дымового канала. Снаружи внешнего цилиндра выведена из кирпича шахта, и из образующегося кольцевого пространства влажные дымовые газы отводятся железной трубой. Благодаря прохождению через сравнительно тонкий слой щепы газы уходят с достаточно высокой температурой, вследствие чего не происходит конденсации водяных паров на более холодных частях. Температура входящих газов не должна превышать 165° во избежание разложения древесины. Уменьшение температуры поступающих дымовых газов достигается разбавлением их выходящими из башни влажными газами, вводимыми через специальный циркуляционный канал.

По шведским данным(7), башня вместимостью в 35 $м^3$ высушивает 150 $м^3$ щепы в сутки; влажность входящей щепы—60,39% и влажность выходящей—33,65%; температура дымовых газов при входе в башню 145°; температура газов при выходе из башни и в циркуляционном канале 55°; выход сухой щепы—6,38 $м^3/час$; затрачиваемая мощность—30 л. с. Стоимость подобной установки 70 000 шведских крон.

7. ГАЗИФИКАЦИЯ ДРЕВЕСИНЫ

Общие соображения

Дрова представляют собой легко газифицируемое топливо, что объясняется легкостью выделения продуктов сухой перегонки, обогащающих генераторный газ, свойствами древесного угля, не спекающегося, не распадающегося и обладающего низкой температурой воспламенения и большой активностью, а также малозольностью дров. Вследствие этого газификация сравнительно сухих дров успешно проводилась в примитивных генераторах, и лишь постепенно осознавалось влияние отдельных размеров генераторов на ход процесса газификации. В некоторых отраслях промышленности значительный толчок к перестройке газогенераторов дали первые послереволюционные годы, когда для упрощения заготовки дрова лишь пилили на длинные кругляки, не раскалывая и не обесшкуривая их, в результате чего сушка дров сильно замедлялась и заводы вместо применявшихся раньше колотых и воздушносухих (20% влаги) дров вынуждены были употреблять крупные дрова с влажностью в 40—50%. Это сильно сказывалось на режиме регенеративных печей, отапливаемых генераторным газом, как вследствие неприспособленности генераторов и ухудшения процесса газификации, так и вследствие увеличения балласта в газе в виде водяных паров.

Дрова представляют собой громоздкое топливо, лежащее с большими промежутками. Особенно рыхло лежит оно у стен генераторов, где легко проходит воздух, сжигая генераторный газ, повышая температуру и понижая качество его. Во избежание этого колосниковую решетку делают по размерам меньше сечения генератора, создавая уступ, заполненный при работе генератора древесным углем и препятствующий прохождению воздуха у стен.

Для удовлетворительного хода газификации топливо должно находиться в генераторе не меньше определенного времени. Чем крупнее и влажнее дрова, тем длительнее должно быть время пребывания их в генераторе. При значительной влажности дров следует предохранять реакционную зону от попадания в нее значительного количества влаги, понижающей температуру этой зоны, уменьшающей ее и тем самым нарушающей процесс нормального газообразования. Предохранение создается путем придания достаточных размеров зонам подсушки и сухой перегонки. В целях подвода дополнительного тепла возможен подогрев дутья.

При крупных дровах поверхность соприкосновения газов с обугленной древесиной относительно мала, и в этом случае также требуется увеличение размеров генератора.

Высота дровяных примитивных генераторов обычно ограничивалась строительными соображениями, уровнем грунтовых вод, затруд-

нительностью подъема на значительную высоту топлива и пр. Практически высота шахты, считая от колосниковой решетки до загрузочной коробки, колеблется в пределах 3—7 *м*. Ширина шахты генераторов приближается к длине поленьев, чтобы у стен не создавались большие свободные пазухи.

Вследствие крупности дров и древесного угля и отсутствия спекания и шлакования сопротивление слоя топлива в дровяных генераторах мало; соответственно значительной высоте генераторы располагают значительным естественным напором. Это обстоятельство часто дает возможность работать на дровяных генераторах без искусственного дутья даже при значительных размерах и производительности генераторов.

Дутье применяется в следующих случаях: при пользовании щепой, необходимости увеличения производительности генератора, подаче газа на значительное расстояние и под значительным давлением, при наличии очистительной установки с значительным сопротивлением, шлакования колосников из-за загрязнения дров примесями и т. д. Известны случаи установки дутья, например при переходе на сырое топливо вследствие увеличения расхода такового.

Вследствие значительной высоты слоя топлива и его влажности поднимающиеся вверх газы отдают бо́льшую часть своего физического тепла на подготовку топлива (испарение влаги и выделение продуктов сухой перегонки) и обычно удаляются из генератора с температурой 100—250°. К нижнему пределу температура приближается при сырых дровах и высоком слое топлива. Высокая температура свидетельствует о неудовлетворительном ходе газификации; в этом случае в генераторном газе содержится много углекислоты и соответственно меньше окиси углерода. При недостаточном времени пребывания дров в генераторе раскаленная зона уменьшается, остается больше неразложенной углекислоты, температура газа повышается, и процесс сушки дров сопровождается их обугливанием. В случае сильно расстроенного хода генератора к колосникам попадают не вполне обугленные дрова, а в промежутках между большими кусками угля проходит часть воздуха и невосстановленной CO_2, причем воздух в верхних частях генераторов сжигает H_2 и CO. Такое же явление имеет место и при очень сильном повышении влажности дров.

Таким образом неудовлетворительная работа генератора вызывается слишком малым объемом генератора (особенно малой высотой), высокой влажностью дров, применением дров значительных размеров и отсутствием искусственного дутья, препятствующим повышению слоя топлива.

Следует рекомендовать по возможности переход на существующих примитивных конструкциях на работу с дутьем; это сокращает потери генератора вследствие увеличения его производительности, уменьшения потери тепла нижней частью генератора, открытой при самодувных генераторах, и возможности при сырых дровах работать с более высоким слоем. Возникающее при применении дутья некоторое шлакование избегается путем добавки к дутью пара. Целесообразен при

этом отказ от горизонтальных решеток, часто применяющихся в дровяных генераторах, и замена их ступенчатыми или крышеобразными, допускающими легкое удаление шлака.

Значительные выгоды при применении сырых дров дает их измельчение или подсушка, причем последняя может быть осуществлена за счет тепла отходящих газов печей.

Строительство больших центральных установок, необходимость получения очищенного газа и использования отбросов лесосек и лесопильного хозяйств, целесообразность улавливания весьма ценных побочных продуктов, в большом количестве получаемых при газификации древесины, привели в последние годы в СССР к применению дровяных генераторов с дутьем, работающих на измельченном древесном топливе, иногда снабженных вращающимися решетками и шнельшахтами, и к оборудованию газогенераторных установок очистными сооружениями.

Огромное значение имеют получение из древесины силового газа и освобождение жидкого топлива, особенно при наличии древесных отходов или отбросов, чаще всего осуществляемое в генераторах с обращенным движением газов или двухзонных.

В подобных установках выявляются все преимущества древесины, как топлива для газогенераторов, в смысле высокой производительности и большой ценности получаемых продуктов.

Позонное исследование дровяного газогенератора

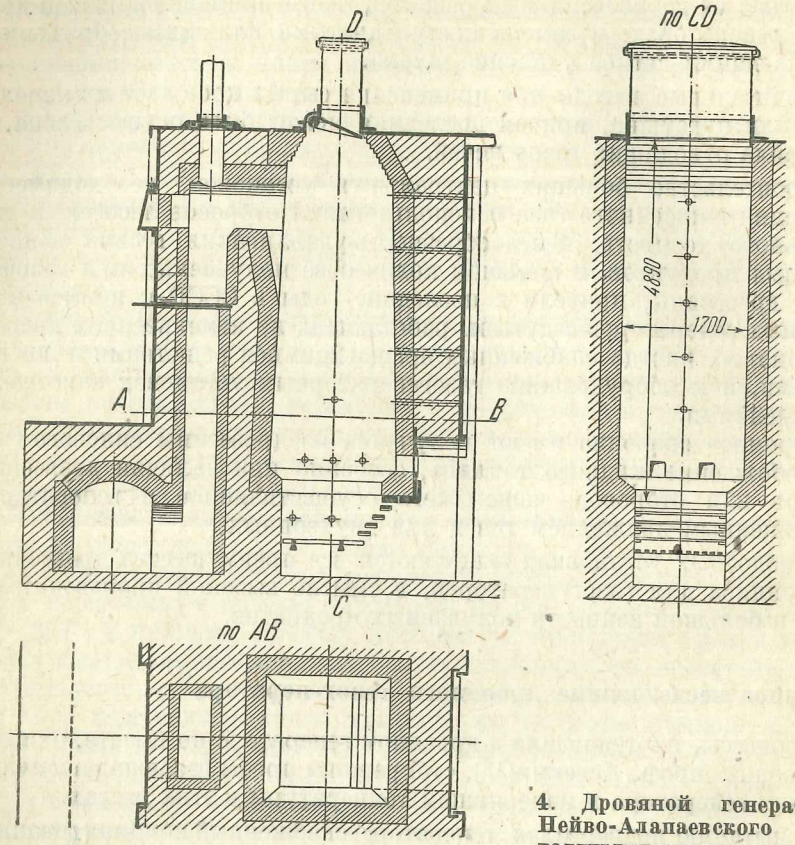
Процессы, протекающие в дровяном генераторе по высоте, охарактеризованы проф. Асеевым([13]), отбиравшим пробы газов на различных уровнях генератора и измерявшим температуры в этих местах.

Испытанию подвергался генератор, снабженный комбинированной горизонтальной и ступенчатой решеткой (рис. 4). Высота от горизонтальных колосников до загрузочной коробки составляла 5,5 *м*, объем генератора—около 13 $м^3$ и объем топлива—8,5 $м^3$, т. е. 65% всего объема генератора.

Отверстия для исследования газа и замера температур были расположены на уровнях: 0,25; 1; 1,85; 2,55; 3,25; 3,9 и 4,6 *м* над горизонтальными колосниками. Топливо на $^3/_4$ состояло из сосновых дров с влажностью в 18,2% и $^1/_4$—из осиновых с влажностью в 20,6%. Время пребывания дров в генераторе составляло примерно 9 час. при работе на естественной тяге и около 8 час.—при искусственном дутье. Состав газа на различной высоте от колосников приведен в табл. 11.

Из табл. 11 видно, что на высоте 1 *м* над колосниками количество неразложенной CO_2 уменьшается до 1,2—2,7%. Увеличение содержания CO_2 в вышележащих слоях вызывается главным образом выделением продуктов сухой перегонки.

Табл. 12 дает представление о температурах в различных зонах генератора.



4. Дровяной генератор Нейво-Алапаевского металлургического з-да

Влияние влажности и размера дров

Исследования влияния влажности и размера дров производились проф. М. А. Павловым[12].

Исследованные проф. Павловым генераторы уральских заводов были снабжены ступенчатыми решетками. Дрова—преимущественно еловые и осиновые—применялись в виде $1^1/_2$—2-аршинных поленьев (1,1—1,4 *м*), расколотых до размера 2—3 вершков (до 130 *мм*) и мелколотых размером в $1^1/_2$—2 вершка (70—90 *мм*). Влажность обыкновенных дров составляла 27—21%, а высушенных в дровосушной печи—13,7—10,4%.

Из данных табл. 13 следует, что при применении сухих и измельченных дров ход газификации улучшается. Проф. Павлов делает из своих исследований ряд дополнительных выводов, изложенных в числе прочих ниже.

Таблица 11

Состав газа в различных зонах генератора

Место взятия пробы	Высота над колосниками (в м)	Состав газа (в %)						Примечание
		CO_2	CO	H_2	CH_4	N_2	O_2	
Отверстие № 1	0,25	9,2	16,7	1,2	0,1	72,8	—	Работа при естественной тяге
» № 2	1,00	1,2	33,0	2,6	0,1	63,1	—	
» № 3	1,85	8,6	30,8	10,5	1,0	49.1	—	
» № 7	4,85	7,4	27,2	9,0	1,9	54,5	—	
Из газопровода	—	7,5	27,2	9,8	2,2	53,3	—	
Отверстие № 2	1,00	2,7	30,9	2,6	—	63,7	0,1	Работа с дутьем
» № 3	1,85	7,0	29,3	14,6	2,5	46 4	0,2	
» № 4	2 55	8,5	30,7	14,5	2,9	43,1	0,3	
» № 5	3,25	5,1	31,6	11,4	2,0	49,7	0,2	
» № 6	3,90	4,7	31,8	11,0	2,0	50,4	0,1	
» № 7	4,60	4,9	32,2	10,7	1,8	50,3	0,1	
Из газопровода	—	5,3	31,5	11,6	2,4	49,2	—	

Таблица 12

Температуры в различных зонах генератора

Место измерения	Высота над горизонтальными колосниками (в м)	Работа без дутья		Работа с дутьем	Примечание
		I	II		
		Температура (в °С)			
Отверстие № 1	0,25	1 220	1 300	Не измер.	Обозначения +Cu, +Al и т. д. показывают, что в этих местах расплавился указанный металл. В остальных случаях температура измерялась термоэлектрическим или ртутным пирометром.
» № 2	1,0	1 060	+ Cu (1 082)	1 090	
» № 3	1,85	700	+ Al (654)	Не измер.	
» № 4	2,55	420	+ Sb (629)	660	
» № 5	3,25	400	+ Zn (418)	440	
» № 6	3,90	+ Pb (328)	+ Pb (328)	430	
» № 7	4,60	+ Sn (231)	+ Sn (231)	320	
Газопровод у генератора	—	247	253	316	

Исследования, проведенные автором совместно с проф. Б. С. Швецовым и инж. Кузьмичом, также указывают на улучшение качества газа и уменьшение расхода топлива в стекловаренных печах[14] с уменьшением размеров и влажности дров. При большой влажности древесины процесс газификации значительно ухудшается (см. ниже).

Введение в генератор подогретого дутья оказывает такое же влияние, как (в известных пределах) разделка дров или увеличение высоты слоя топлива. В Швеции практикуется подвод подогретого дутья([208]).

Теплотворная способность газа может быть значительно увеличена при предварительном прогреве древесины до 250—300°, при котором удаляется помимо гигроскопической влаги значительное количество пирогенетической влаги и углекислоты.

Таблица 13

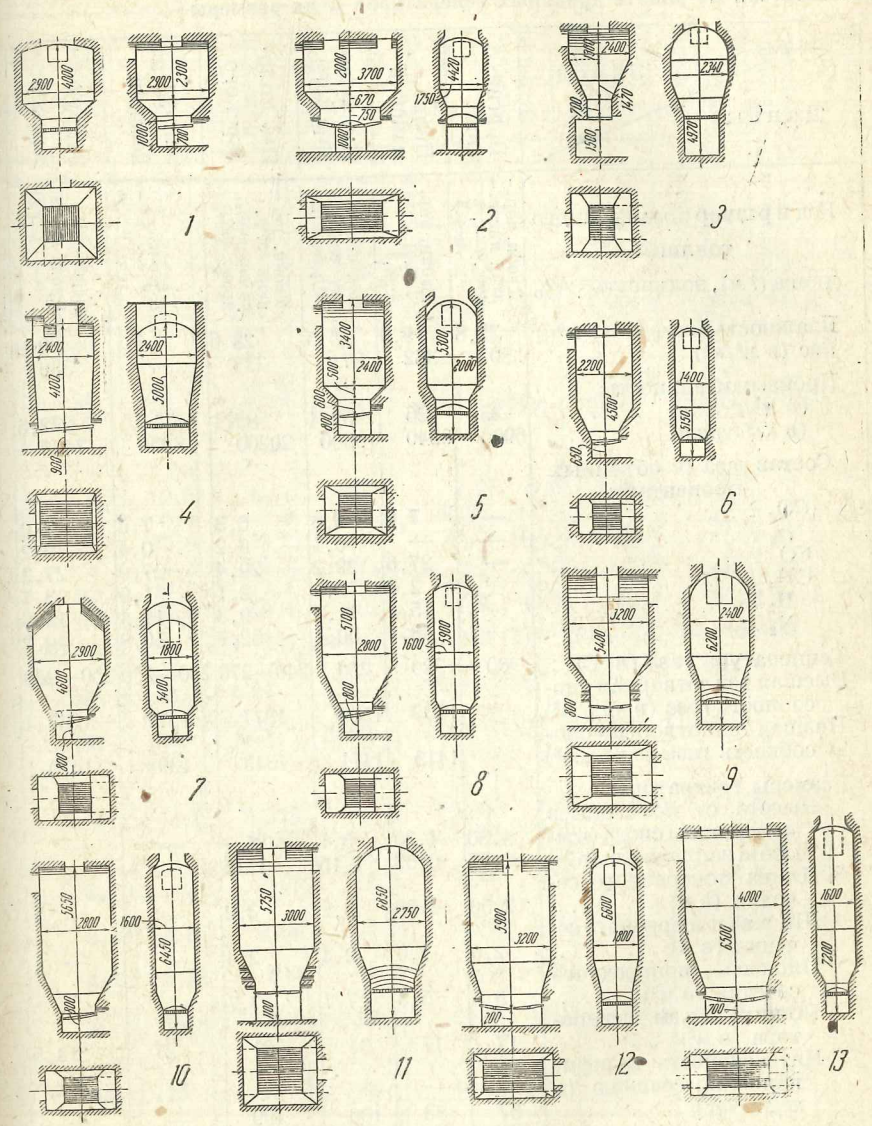
Зависимость состава газа от размера и влажности дров

№ генератора	Род топлива	Состав газа (в %)				Время пребывания дров в генераторе (в часах)	Отношение $\frac{CO_2}{CO}$	Размеры генератора (в м)		
		CO_2	O_2	CO	$N_2+CH_4+H_2$			высота	поперечное сечение: длина	поперечное сечение: ширина
V	Обыкновенные дрова	9,3	0,02	23,90	66,78	≦ 8,2	0,61	5,8	1,5	1,3
V	Сушеные дрова	5,0	0,03	30,46	64,51	—	0,25			
I	Обыкновенные дрова	11,17	0,02	22,45	66,36	9,06	0,76			
I	Крупноколотые дрова	9,60	0,05	25,46	64,89	9,06	0,59	7,4	1,7	1,5
I	Мелкоколотые дрова	6,86	0,08	28,56	64,50	9,06	0,38			
III	Обыкновенные дрова	12,25	—	19,47	68,28	9,9	0,99			
III	Крупноколотые дрова	10 31	0,05	23,01	66,63	9,9	0,70	5,6	1,7	1,65
III	Сушеные дрова	8,28	0,02	26,30	65,40	9,9	0,49			

Данные о дровяных газогенераторных установках

Преимущественное распространение дровяные газогенераторные установки имеют в стекольной и металлургической промышленности. Выше были приведены данные о работе генераторов металлургических заводов.

Как указывает на основании этих данных проф. Павлов([12]), помимо объема, соотношения размеров генератора, размера и влажности дров на ход процесса газификации оказывают влияние также режим генератора и отдельные конструктивные детали его. Так при малой величине заплечиков генераторов и наличии пазух между концами дров и стеной генератора попадающий туда воздух кострит дрова, т. е. сжигает углерод в CO_2 без восстановления последней в CO. При неправильном расположении газоотводящего канала, т. е. со стороны



5. Профили генераторов стекольных заводов:

1—Новодеребужский з-д; *2*—Чернятинский з-д (старый генератор); *3*—Новогординский з-д (старый); *4*—Красноусольский з-д (старый); *5*—Воргинский з-д (старый); *6*—Воргинский з-д (новый генератор); *7*—Ивотский з-д (старый); *8*—з-д им. Уханова; *9*—з-д им. Володарского; *10*—Уршельский з-д (новый); *11*—Уршельский з-д; *12*—Красноусольский з-д (новый); *13*—Сергиевский з-д (новый).

Показатели по работе дровяных генераторов и их размеры

Данные \ Завод	Воргинский	Первомайский	Им. Володарского	Им. Володарского	Запрудненский	Запрудненский
Род и размер применяемого топлива: длина (l м), зольность—A%	Хвойн. пор.—35%, листв.—65%, l—1,6 A—0,3	Хвойн. пор. l—0,71 A—0,3	60% сосны, ели, 35% березы 5%	Хвойн. пор.—пень 37%, сучья—15%, дрова 48%	Дрова	Береза 95% Дрова A—0,3 l—0,53
Влажность древесины (в %)	25,8	19,9	25,5	23,6	—	20,0
Вес (в $м^3/кг$)	300	382	371	238	—	330
Производительность:						
(в $м^3/сутки$)	23	26	52,4	85,1	—	22,6
(в $кг/сутки$)	6900	9940	19500	20200	8850	7460
Состав газа (в объемных процентах):						
CO_2	—	7,0	5,6	6,3	7,6	7,0
O_2	—	—	0,1	0,2	0,4	0,2
CO	—	27,6	29,2	29,4	27,9	27,3
CH_4	—	2,2	3,3	2,1	1,9	3,7
H_2	—	15,1	11,7	9,3	11,4	12,6
N_2	—	48,1	50,1	52,7	50,8	49,2
Температура газа (в °С)	300	320	250	240—270	230—260	250—280
Высшая теплотворная способность газа (в $кал/м^3$)	—	1509	1559	1377	1377	1567
Низшая теплотворная способность газа (в $кал/м^3$)	—	1415	1471	1313	1303	1470
Размеры генератора:						
Высота от колосников до вершины свода (в $м$)	4,36	4,36	5,1	5,1	—	—
Высота заплечиков (в $м$)	0,58	0,53	1,15	1,15	—	—
Длина поперечного сечения (в $м$)	2,50	2,50	3,2	3,2	—	—
Ширина поперечного сечения (в $м$)	2,0	2,0	2,4	2,4	—	—
Площадь поперечного сечения (в $м^2$)	5,0	5,0	7,7	7,7	—	—
Полный объем генератора (в $м^3$)	17	17	31	31	27	14,5
Интенсивность газификации по сечению (в $кг/м^2$ час)	57	83	106	109	—	—
Размеры колосниковой решетки:						
Длина (в $м$)	1,3	1,3	1,6	1,6	—	1,12
Ширина (в $м$)	1,0	1,0	1,6	1,6	—	1,3
Площадь (в $м^2$)	1,3	1,3	2,56	2,56	1,4	1,46
Живое сечение (в %)	33	33	—	—	—	28
Интенсивность газификации по колосниковой решетке (в $кг/м^2$ час)	221	319	318	329	238	213

Таблица 14

Покровский (ручной)	Смердомский	Новодеревбужский	Золотковский	Новогородинский	Великодворский	Дятьковский	Сергиевский	Черняхтинский	Черняхтинский
70% хвойн. и 30% листв. пород l—1,06 A—0,4	70% хвойн. и 30% листв. пород, l—1,06 A—0,4	Листв. пор. l—0,71 A—0,65	Пень 39% сучья 33% резка 28%	90% березы l—0,71 A—0,3	Дрова l—1,06	Дрова l—1,06	100% осины l—0,58 A—0,4	Смешан. крупномолотые дрова l—1,0, A—0,4	Круп. дрова
18,7	—	260	—	23,0	25	26,6	35,0	42,2	50,0
420	420	412	—	447	—	300	471	—	—
24,2	34	21,3	—	19,4	—	12,2	32	—	—
10200	14300	8800	10000	8670	13000	3660	15100	27800	—
8,5	9,5	10,1	10,8	7,2	5,6	8,2	8,8	9,1	14,1
0,1	0,1	0,4	0,3	0,25	—	—	0,2	0,3	0,4
27,0	25,0	23,8	21,7	28,5	29,4	26,1	27,2	24,5	14,6
4,1	4,3	4,2	2,6	2,7	3,2	3,6	1,7	2,0	3,7
12,0	10,5	11,1	11,6	13,5	12,7	12,4	10,1	10,0	8,6
48,3	50,6	50,4	63,0	47,9	49,1	49,7	52,0	54,1	58,6
280—300	—	270—300	210—430	190—210	230	250—320	90—150	220	—
1578	1492	1464	1261	1535	1587	1514	1297	—	1060
1482	1999	1771	1180	1444	1495	1420	1231	—	981
4,1	4,0	3,325	3,6	3,47	4,3	4,0	6 5	5,5	5,5
—	—	0,63	—	1,47	0,5	—	2,0	—	—
2,13	2,4	2,93	3,2	2,34	2,5	—	4,0	3,5	3,5
2,13	2,16	2,88	3,0	2,34	2,00	—	1,6	1,55	1,55
4,54	5,18	8,4	9,6	5,5	5,0	—	6,4	5,42	5,42
16,6	18,8	22,0	28,0	14,0	16,0	12,0	36,0	25,1	25,1
94	115	44	43	66	108	—	98	213	—
1,42	1,42	1,4	1,15	1,0	1,5	1,25	2,6	2,25	—
1,42	1,42	1,2	1,05	1,4	1,5	1,0	1,0	1,30	—
2,02	2,02	1,68	1,22	1,4	2,25	1,25	2,6	2,93	—
—	—	25	—	—	—	—	—	—	—
210	295	218	341	258	241	122	248	395	—

концов дров, последние могут задевать за основание канала и неправильно ложиться в генераторе.

Проф. Павлов приписывает заплечикам помимо защиты генератора от проникания воздуха в пазухи у стен также дробление обугленного дерева на куски и рекомендует для увеличения объема части генератора, заполненного мелким раскаленным углем, увеличивать высоту заплечиков. Конечно высота заплечиков не должна быть настолько велика, чтобы в этот объем могло попасть недостаточно обугленное дерево.

На рис. 5 представлены профили генераторов стекольных заводов. В них наблюдается постепенная эволюция в зависимости от времени постройки, а именно увеличение высоты, уменьшение ширины сечения и увеличение размеров колосниковой решетки. Дровяные генераторы старых стекольных заводов были обследованы главным образом автором настоящей работы (с 1924 г.) совместно с Б. С. Швецовым и отчасти с К. И. Шарашкиным и Б. Ф. Кузьмичом.

Обследованные генераторы работали с естественной тягой и были снабжены преимущественно горизонтальными решетками, иногда же совсем не имели колосников.

Данные о размерах обследованных генераторов и результатах обследований приведены в табл. 14.

Материалы обследований позволяют дать следующую общую характеристику работы дровяных самодувных генераторов на воздушно-сухом топливе. Дровяное топливо дает газ хорошего качества, несмотря на высокое содержание в нем CO_2, вследствие выделения ее в большом количестве при сухой перегонке. Температура генераторного газа составляет 200—250° С. Интенсивность газификации, отнесенная к колосниковой решетке, колеблется в пределах 250—350 *кг/м² час* и к поперечному сечению—100—120 *кг/м² час*.

При применении влажных отбросов лесного хозяйства или лесопильного производства состав газа может значительно ухудшаться, и в соответствии с большой влажностью и неправильной формой кусков требуется или измельчение топлива, или применение генераторов большего размера.

Самодувные дровяные генераторы обычно работают при спущенных языках загрузочных коробок, т. е. с высотой слоя топлива, примерно соответствующей высоте генератора. В связи с наличием в генераторе незаполненных топливом углов и пазух, полезный объем генератора может быть принят составляющим 65—85% от всего объема генератора.

На основании произведенных исследований возможно заключить, что для получения газа хорошего качества время пребывания дров в генераторе[1] должно составлять 7—10 часов, но в случае измельчения дров могут быть допущены значительно меньшее время пребывания топлива в генераторе и меньшие его размеры.

[1] Фиктивное (как и в дальнейшем), т. е. без учета уменьшения объема древесины при сухой перегонке и газификации.

Таблица 15

Тепловой баланс генератора на 100 *кг* топлива (по нижнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность топлива	234 500	100,0	Теплотворная способность газа	158 200	67,5
			Теплотворная способность смолы	29 300	12,7
			Теплосодержание газа	15 500	6,4
			Теплосодержание смолы	500	0,2
			Потеря с горючим в провале	6 500	2,8
			Теплосодержание остатков	100	—
			Потеря в окружающую среду	24 400	10,4
Всего . .	234 500	100,0	Всего . .	234 500	100,0

В случае большой влажности дров и необходимости в результате повышения расхода топлива форсировки генератора качество газа ухудшается.

При обследовании автором в 1935 г. генераторной установки Чернятинского завода газифицировались дрова с влажностью в 42—50%. С увеличением влажности состав газа сильно ухудшался. Время пребывания топлива в генераторе составляло при влажности дров в 42%—5,8 часа.

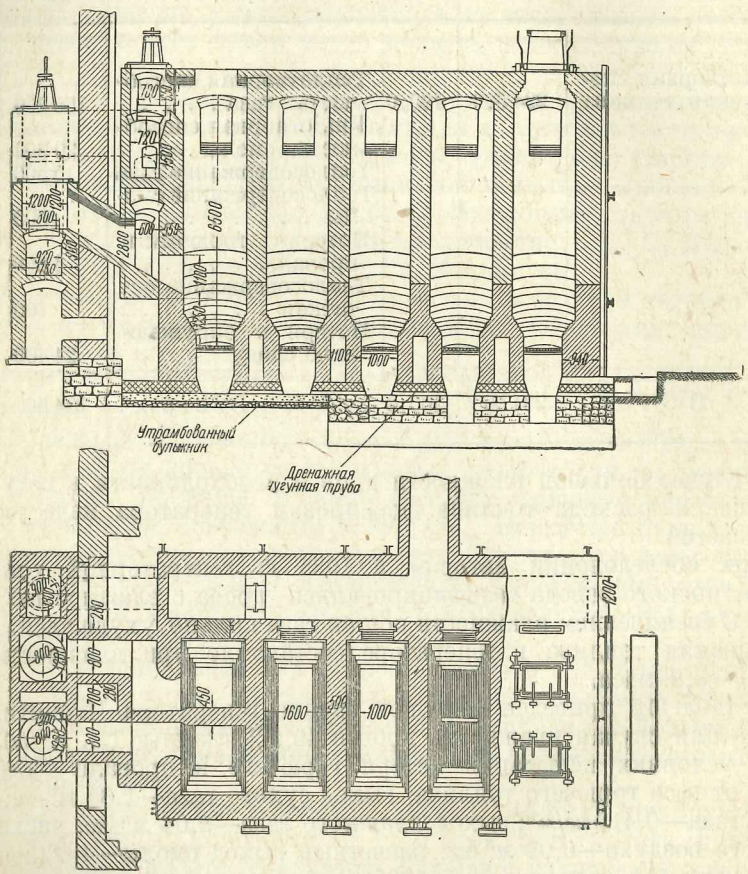
В табл. 15 приведен тепловой баланс генератора Чернятинского завода для случая влажности дров в 42,2% (данные см. в табл. 14).

В условиях испытания потеря горючего в провале составляла 0,4% от веса горючего топлива; выход сухого газа—1,35 *м³/кг*; влажность газа—0,412 *кг/м³*; выход влажного газа—2,04 *м³/кг*; расход первичного воздуха—0,92 *м³/кг*; расчетный выход смолы—4,6%; оседает в газопроводе—максимально 20% всей смолы.

Ниже приводится описание газогенераторных установок двух стекольных заводов из числа спроектированных в период первого этапа реконструкции стекольной промышленности (1925—1930 гг.).

На рис. 6 представлена генераторная установка Сергиевского механизированного стекольного завода, спроектированная совместно с автором инж. В. Э. Бромлеем и конструктором В. П. Суровцевым. Она состоит из пяти генераторов. Четыре генератора предположено было в работе и один—резервным. Один генератор (крайний слева) предназначался для отопления отжигательных печей; в нем предусматривались дутье и отъем у колосников горячего сухого газа. Вылеты из генераторов ведут в коллектор-сборник, где перемеши-

вается газ из различных генераторов, что благоприятствует однородности состава газа и независимости его от режима отдельных генераторов. В коллекторе вследствие наличия поворотов и уменьшения скорости из газа выделяется значительное количество смолы. В нижней части промежуточных стен генератора предусмотрены отверстия для

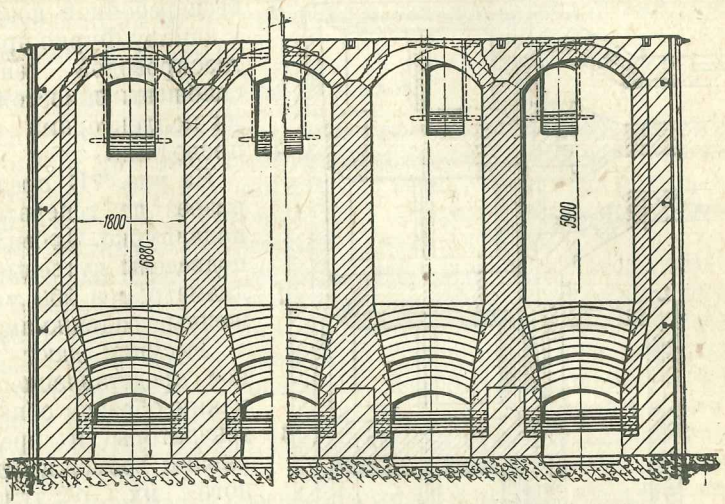


6. Установка Сергиевского стекольного з-да

возможности подачи дутья под колосники. Горизонтальная решетка—двойная и обслуживается с обеих сторон. Каждый генератор соответственно своей большой длине снабжен двумя загрузочными коробками. Интенсивность газификации, отнесенная к сечению, принята равной 120 *кг/м² час* и к колосниковой решетке—300 *кг/м² час*; фиктивное время пребывания топлива—10 час.; время пребывания газа в коллекторе—10 сек.

Данные о работе генераторов приведены в табл. 14. Генератор с отъемом испытанию не подвергался.

На рис. 7 представлена генераторная установка, спроектированная автором совместно с конструктором В. П. Суровцевым для механизи-



7А. Установка Красноусольского стекольного з-да— продольный разрез

рованного Красноусольского стекольного завода. Она обслуживает ванную стекловаренную печь и канал Фурко.

Установка состоит из восьми генераторов. Вследствие значительной протяженности газопровода к каналу Фурко питающие его генераторы снабжены дутьем. Ванная печь обслуживается шестью генераторами с естественной тягой; из них один запасный. Колосниковая решетка—двойная и обслуживается с обеих сторон. Все генераторы ванной печи имеют выход газа в общий коллектор, откуда газ по каналу подается к ванной печи. Коллектор снабжен отверстиями для чистки и имеет уклон к середине для стока и удаления смолы. Из двух генераторов, обслуживающих канал Фурко, один—резервный. Они снабжены герметическими дверками, и к ним подведено дутье от венти-

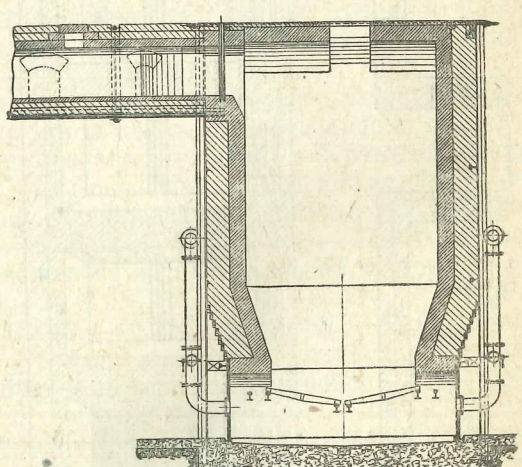


Рис. 7В. Установка Красноусольского стекольного завода—поперечный разрез

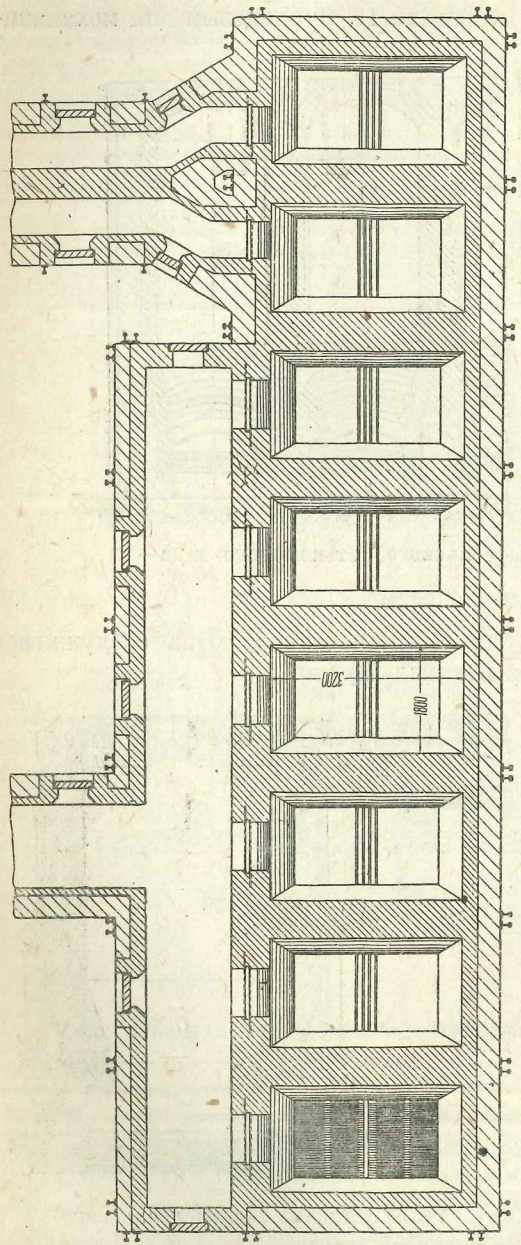


Рис. 7С. Установка Красноусольского стекольного завода—план

лятора с давлением в 50 *мм* вод. ст. Для возможности бесперебойной подачи газа к каналу Фурко при чистке газопроводов генераторы снабжены самостоятельными коллекторами и газопроводами.

На рис. 7В представлен разрез по генератору канала Фурко. С обеих сторон подведены дутьевые трубы диаметром в 200 *мм*, снабженные задвижками.

Рисунки дают наглядное представление о том, каким образом обвязывают генераторы и предусматривают возможность удобного их обслуживания (устройство очистных и смотровых отверстий, расположение проходов).

Основные расчетные данные по генераторам:

а) интенсивность газификации по колосниковой решетке генераторов: самодувного —200 *кг/м²* *час* и с дутьем—300 *кг/м²* *час*;

б) интенсивность газификации по поперечному сечению: самодувного — 120 *кг/м²* *час* и с дутьем—170 *кг/м²* *час*;

в) время пребывания топлива в генераторе (фиктивное): самодувный — 12 час. и с дутьем—8 час;

г) сечения газовых окон из генератора в коллектор рассчитаны на скорость в 1—1,5 *м/сек*;

д) для генераторов ванной печи объем коллектора рассчитан на время пребывания газа в нем, равное 10 сек. (вообще 8—12 сек.).

Причины, позволяющие во многих случаях пользоваться при газификации древесины естественной тягой, пояснены выше. Улучшения работы этих генераторов можно добиться путем применения дутья, замены при этом горизонтальных решеток другими, подсушкой и измельчением дров.

Применение древесной щепы и опилок

Сравнительно давно была испытана газификация древесины в виде щепы и при этом выведено заключение, что чем меньше размер дровяного топлива, тем меньше может быть продолжительность его сушки и сухой перегонки. Это открыло путь к применению влажного топлива в генераторах малого размера.

Наибольший опыт в этом деле имеют шведы, у которых во время и после войны 1914—1918 гг. вследствие вздорожания каменного угля встал вопрос о применении дровяного топлива для газификации с использованием существовавших небольшого размера каменноугольных генераторов. Вначале опасались измельчения поленьев вследствие возможной неравномерности процесса. Однако оказалось, что щепа из дров и отбросов вполне удовлетворяла существовавшим условиям газификации, так как щепа равномерно распределяется по сечению, уплотняется при малой высоте засыпки, и между кусками остаются промежутки, достаточные для прохода газов. В Швеции для газификации щепы были использованы преимущественно генераторы Толандера, Одельстерна, Ремана и Гильгера(7).

Генератор Толандера (рис. 8) снабжен круговой ступенчатой колосниковой решеткой, благодаря которой газификация протекает равномерно по всей площади и равномерно оседает топливо. Дутье подается центрально и распределяется через несколько отверстий, защищенных колпаком.

В табл. 16 приведены данные, характеризующие работу указанных генераторов на различного рода измельченном дровяном топливе.

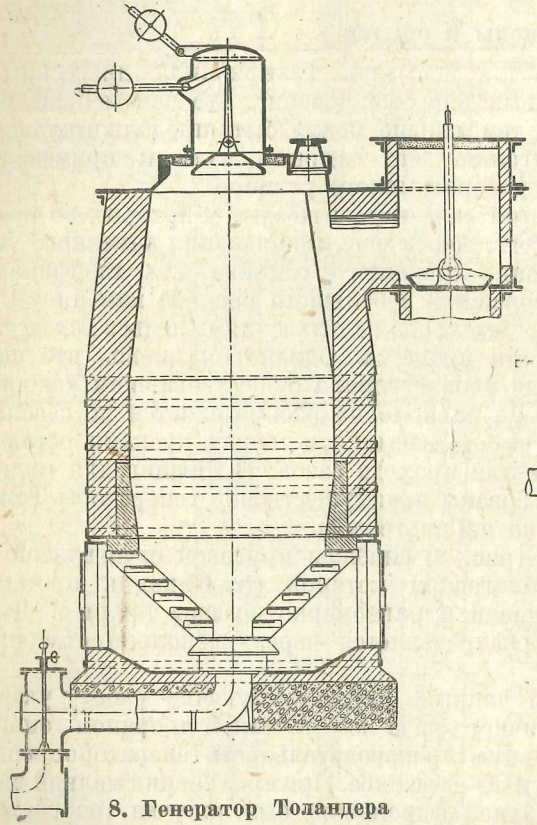
Несмотря на значительную производительность генераторов, содержание CO_2 в газе—низкое и CO—высокое. При применении мелкой щепы с 50% влаги и значительной форсировке был получен газ состава: CO_2—9,5%; CO—23,8%; H_2—6,7%; CH_4—5,1% и N_2—54,9%; температура газа 80—100°. При влажности щепы в 40% на другом заводе получался газ состава: CO_2—5—6,4%; CO—28,8—30,8%; H_2—5,2—7,7%; CH_4—1,2,—3,4%; C_2H_4—0,4—0,7% и N_2—53,3—55,9%; низшая теплотворная способность газа—1286—1480 *кал/м³*; интенсивность газификации, отнесенная к поперечному сечению,—0,45—0,66 *м³/м²* *час*; время пребывания топлива в генераторе—4,1—6,2 часа. Таким образом при применении мелкой и влажной щепы производительность генераторов больше и газ не хуже, чем при более сухих дровах, причем однородный размер топлива позволяет иметь бо́льшую производительность при отсутствии неровностей в ходе генератора, т. е. при однородном составе газа и определенных размерах и состоянии зон.

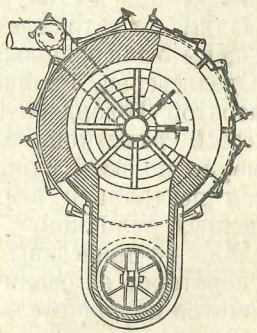
При интенсивной газификации щепы подтвердились выводы исследований, произведенных Аккерманом в 90-х годах, согласно которым

при сухой перегонке с увеличением нагрева топлива увеличивается часть кислорода топлива, идущая на образование окиси углерода.

В СССР большие генераторы на щепе впервые были установлены в 1930 г. на стекольном заводе «Белый Бычок». Основанием для постройки этих генераторов было желание увеличить производительность генераторов при применении влажных дров и отбросов лесного хозяйства и достичь ровного хода генераторов.

На рис. 9 представлен запроектированный генератор, снабженный периферийным и центральным дутьем. Производительность его намечалась равной 30—40 *т/сутки* (проект Стальпроекта).





8. Генератор Толандера

Генератор—круглый, диаметром в 3 *м*; внизу имеет небольшую конусную часть; снабжен железным кожухом, на котором лежит чугунная фасонная кольцевая круглая плита, состоящая из 4 частей. К кожуху приклепаны 4 кронштейна для установки генератора на опорных колоннах. Футеровка в верхней части генератора выполнена из шамотного кирпича, а в нижней, учитывая разъедающее действие золы дровяного топлива,—на высоту 1320 *мм* из талька. Высота слоя топлива—3500 *мм*. Высота шахты—5735 *мм*. Объем топлива в генераторе—24 $м^3$. Диаметр отводного патрубка для газа—1050 *мм*. Против отводного отверстия устроен предохранительный клапан.

Загрузочная коробка снабжена двойным затвором: вверху—крышкой и внизу—конусом. Подъем и опускание конуса осуществляются лебедкой. Генератор стоит на бетонном фундаменте, в котором сделано

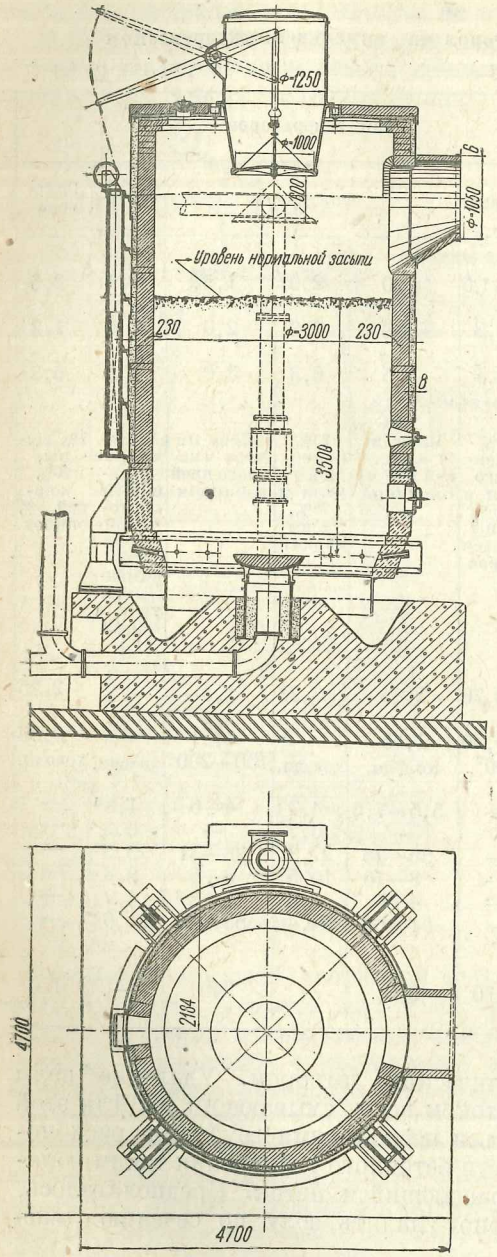
Таблица 16

Данные о работе шведских генераторов на измельченном древесном топливе

Данные	Тип генераторов						
	Одельстерна		Толандера			Ремана	Гильгера
Внутрен. диаметр (в *м*)	1,5	1,5×1,6	2,0	2,0	1,5	2,1	2,6
Средняя высота слоя топлива (в *м*)	1,8	2,3	2,8	2,0	2,0	2,0	1,2
Средний объем топлива (в $м^3$)	2,8	4,1	8,5	6,3	3,0	7,0	6,3
Род топлива	Резка из жердей и пней	6,5% каменного угля и 93,5% щепы из реек и дров	Щепа в 50 *мм* длиной и 20 *мм* толщиной	25% каменного угля и 75% щепы из реек	Щепа из дров и немного пней и опилок	Щепа из дров и реек и некоторое количество каменного угля и торфа	7% щепы, 20% жердей, 5% опилок
Время пребывания топлива (в часах)	1,75	3,70	2,85	3,35	1,4	—	2,25
Топлива на 1 $м^2$ генератора (в $м^3$/*час*)	0,91	0,46	1,05	—	1,21	—	0,53
Температура дутья	холодн.	100°	холодн.	холодн.	100—200°	холодн.	холодн.
Состав газа (в %):							
CO_2	5,5	—	5,5—7,0	4,3	4—6	1,8[1]	—
O_2	0,8	—	—	0,7	—	0,2	—
CO	31,7	—	30—26	27,3	28—31	23,3	—
H_2	9,1	—	8—10	10 5	3—6	8,4	—
CH_4	3,8	—	4—6	2,8	7—8[2]	4,7	—
N_2	49,1	—	51—52	54,4	53—54	61,6	—
Интенсивность газификации по сечению (в *кг*/$м^2$ *час*)	300	130	300	—	340	—	150

углубление, служащее гидравлическим затвором. Удаление золы должно было осуществляться потоком воды, смывающим ее. Для этой цели вода должна была подаваться несколькими трубками, расположенными у внутренней окружности бетонного углубления таким образом, чтобы создать сильный вращающийся поток. Предполагалось, что этот поток будет равномерно удалять золу по сечению генератора.

[1] Содержание CO_2 представляется слишком малым—*Д. Г.*
[2] Содержание CH_4 представляется слишком большим—*Д. Г.*



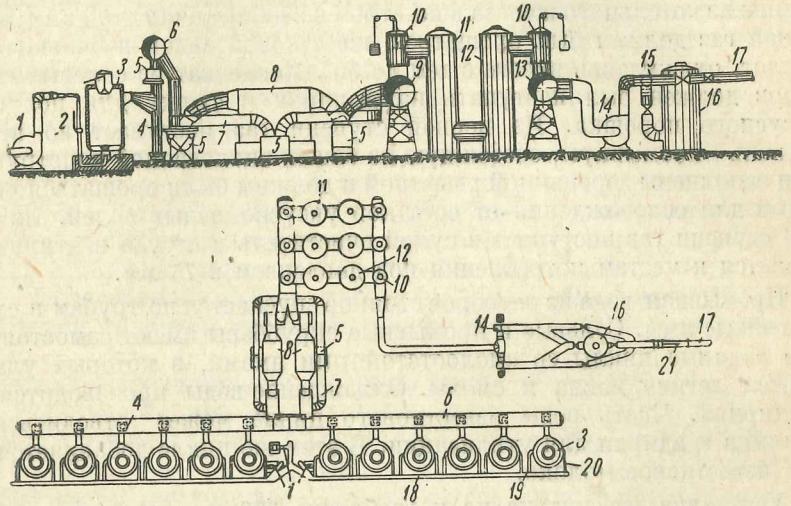
9. Генератор для щепы з-да «Белый Бычок»

Подача дутья предусмотрена двойная—периферийная и центральная. Периферийная осуществляется кольцевой железной коробкой, подающей воздух в 16 местах в конусной части генератора. Труба, подающая воздух к периферии, имеет отвод в зольную чашу для спуска конденсата. В центр воздух подается чугунной трубой и распределяется по сечению специальным устройством, состоящим из чугунного кольца и сферической чашки.

Схема газогенераторной установки представлена на рис. 10.

Всего установлено в один ряд 12 генераторов. Из них предположено в работе 10. В центре генераторной станции установлены 3 вентилятора. Воздухопровод разбит на две равные части, и каждая половина обслуживается одним вентилятором, дающим давление в 120 *мм*. Третий вентилятор—резервный и может обслуживать любую сторону. Диаметр воздухопровода—в начале 600 *мм*, затем переходит на 400 *мм*. К каждому генератору сделано 2 отвода диаметром в 300 *мм* с задвижками: один отвод—к периферии, другой—к центру. На спускающихся вниз трубах поставлены обратные клапаны и дроссели, служащие для управления с рабочей площадки и снизу. Кроме того для управления всем дутьевым устройством на правой и левой половинах воздухопровода установлены общие дроссели, действующие

от автоматического регулятора давления в зависимости от давления газа. Выходящий из генератора газ попадает в стояки диаметром в 1700 *мм* и высотой в 3395 *мм*. Под стояком поставлено на деревянных брусьях корыто, служащее гидравлическим затвором и используемое для удаления смолы и влаги, оседающих при охлаждении газа, путем отвода их через проходящий под корытом лоток в отстойную яму. Вода, подаваемая в стояки, разбрызгивается с помощью



10. Установка з-да «Белый Бычок»:
1—воздушный вентилятор; *2*—подвод пара; *3*—газогенератор; *4*—стояк; *5*—гидравлические затворы; *6*—коллектор сырого газа; *7*—обводной газопровод; *8*—электрофильтр; *9*—коллектор газа перед скрубберами; *10*—колокольный гидравлический затвор; *11*—солевой скруббер; *12*—промывной скруббер; *13*—коллектор газа после скрубберов; *14*—газовый вентилятор; *15*—обводной газопровод; *16*—сухой скруббер; *17*—общий газопровод к печам; *18*—воздухопровод; *19*—центральное дутье; *20*—периферийное дутье; *21*—труба Вентури

специальных распылителей. Она охлаждает газ до 90°, что необходимо для удовлетворительной работы аппаратов Котрелля, в которых должна была происходить очистка газа от смолы. Из стояков газ попадает через клапанные коробки в коллектор, представляющий собой в вертикальной плоскости ломаную линию.

Самые низкие участки находятся у клапанных коробок и самые высокие—посредине между генераторами. Коллекторы обеих половин генераторной установки могут сообщаться через гидравлический центральный затвор. По обеим сторонам центрального гидравлического затвора к коллекторам присоединены два отвода прямоугольного сечения (1800 × 1200 *мм*), подающие газ к аппаратам Котрелля. В случае бездействия электрофильтров газ поступает по обводным каналам непосредственно из коллектора сырого газа в мокрые скрубберы.

Электрофильтры—прямоугольные пластинчатые, с вводом газа снизу и выводом сверху.

Очищенный от смолы газ из аппаратов Котрелля должен поступать в коллектор диаметром в 2400 *мм*, соединенный с помощью трех стояков с тремя двухступенчатыми скрубберными установками, из которых две—в работе и одна—запасная.

Первая ступень—солевой скруббер—представляет собой круглую башню из котельного железа диаметром в 2800 *мм* и высотой в 10 000 *мм*. В ней газ должен был орошаться известковой водой и очищаться от кислот, охлаждаясь вместе с тем до 50°. Конденсат из солевых скрубберов должен был поступать на выпарку и сушку для получения уксусного порошка. Из первой ступени газ поступает во вторую ступень—промывную, состоящую из башен аналогичной конструкции. Они заполнены деревянной решеткой и должны были орошаться чистой водой для освобождения от остатков уксуснокислых солей. Из второй ступени газ поступает в сухой очиститель и оттуда вентилятором подается к местам потребления под давлением в 75 *мм*.

Промывная вода из затворов стояков спускается по трубам в смолоотстойные ямы. Солевые и промывные скрубберы имеют самостоятельные водяные циклы со смолоотстойными ямами, в которых улавливаются легкие масла и смолы. Охлаждение воды производится на градирнях. Часть воды известкового цикла может отводиться из приямка градирни для утилизации. В этом же цикле добавляется свежее известковое молоко.

Установка рассчитана на потребление 300 *т* древесного топлива в сутки с возможностью в будущем перейти на торф.

Для получения щепы установлены два чипера производительностью каждый в 360 *т/сутки*. Полутораметровые поленья подаются к чиперам с помощью мотовозов и дровотаски. Из чиперов щепа по наклонному ковшевому транспортеру подается в промежуточный бункер емкостью в 5—6 $м^3$ и оттуда горизонтальным скребковым транспортером распределяется по отдельным бункерам. Емкость отдельных бункеров над генераторами небольшая (15—20 $м^3$). Система механизма дробления и подачи щепы дублирована. Потребная мощность для чипера 125 л. с. Внутри бункеров имеются проходы для пропуска труб, удаляющих газ, выделяющийся при открывании загрузочных коробок. Бункер может быть опорожнен через специальные дверцы.

При пуске установки оказалось, что предложенный способ золоудаления неудачен и удалить золу струей воды невозможно. Слой золы в генераторе накапливался, вызывая необходимость в постепенном увеличении давления дутья. По прошествии 2—3 недель работы генератор приходилось выключать для очистки.

При загрузках топлива в генератор наблюдалось сильное падение давления в коллекторе (с + 20 до — 20 *мм*). Ввиду затруднительности обеспечения положительного давления в сети за генератором электрофильтры были выключены и демонтированы.

Установка для улавливания уксусной кислоты осуществлена не была, и газ в скрубберах орошается водой.

Ниже приводятся некоторые данные о работе генераторов. Состав газа при температуре паровоздушного дутья в 30—35°, т. е. при малой добавке пара, следующий (в %): CO_2—4—6; CO—29—31; CH_4—2,5 и H_2—10—12, и при температуре паровоздушного дутья в 55°: CO_2—7—9; CO—26—28; CH_4—2,5 и H_2—15—18. Теплотворная способность газа по калориметру Юнкерса—1500 *кал/м³*. Выход сухого газа из 1 *кг* дров с влажностью в 30—40%—1,1—1,3 $м^3$. Производительность генератора после пуска составляет 40 *т/сутки* (может быть 60 *т* и больше) и постепенно падает до 15 *т*. За период в 2—3 недели слой золы доходит до высоты в 1 *м*.

Дутье с начального давления в 20 *мм* приходится уже на пятые сутки поднимать до 130 *мм*, тем самым исчерпывая весь запас напора вентилятора. Для сохранения в дальнейшем производительности генератора приходится принимать специальные меры: пробивать штангами слой золы, включать периферийное дутье и т. д.

При исследовании работы генератора было обнаружено [16], что над дутьевой головкой на значительном расстоянии находится мертвая зона.

Испытание генератора при работе на щепе с W^p в 30%, A^p в 0,53% и $Q_в$ в 3285 *кал/кг*, при интенсивности газификации в 200 *кг/м² час* дало следующие результаты. Средний состав газа: CO_2—6,8%; C_mH_n—0,38%; O_2—0,5%; CO—28,1%; CH_4—2,6%; H_2—15,4%; N_2—46,22%; $Q^p_б$—1633 *кал/м³*; выход газа—1,31 $м^3$/*кг*; содержание смолы в газе—78,7 *г/м³* (10,3% от веса рабочего топлива), уксусной кислоты—38,1 *г/м³* (5% от веса рабочего топлива); влаги—360 *г/м³*; состав смолы: C—61,5%; H—6,4%; O—29,3%; W—2,8%; $Q^p_б$—5640 *кал/кг*; состав уксусной кислоты: C—40%; H—6,66%; O—53,34%; $Q^p_б$—3500 *кал/кг*; температура газа при выходе из генератора 123°; расход первичного воздуха—0,765 $м^3$/*кг*; температура паровоздушной смеси 53°.

Тепловой баланс генератора завода «Белый Бычок» приведен в табл. 17.

При устранении недочетов установки: улучшении системы золоудаления, пуске электрофильтров и оборудования для улавливания уксусной кислоты на станции завода «Белый Бычок», работа станции может быть значительно улучшена. Значительное улучшение может также дать подсушка щепы.

В настоящее время на стеклозаводе «Белый Бычок» электрофильтры и оборудование для улавливания уксусной кислоты пускаются в ход. Намечается также увеличение объема бункеров над генераторами в целях создания большего запаса топлива.

В последние годы ввиду необходимости использования дров с большой влажностью некоторые заводы установили сушилки для дров, некоторые же применили измельчение древесины. На Добрянском металлургическом заводе [15, 19] был установлен чипер производительностью до 1000 $м^3$/*сутки* щепы, и прямоугольные генераторы, предназначенные для газификации дров, переведены на работу на щепе.

Таблица 17

Тепловой баланс генератора завода «Белый Бычок» при работе на щепе (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	98,07	Теплотворная способность газа	63,71
Теплосодержание:		Теплосодержание газа . . .	1,52
топлива	0,30	Теплосодержание влаги газа	8,55
пара дутья	1,27	Теплотворная способность смолы	17,25
воздуха дутья . . .	0,36	Теплосодержание смолы . .	0,34
		Теплотворная способность уксуса	5,22
		Теплосодержание уксуса .	0,14
		Потери в окружающую среду и невязки	3,27
Всего	100,0	Всего	100,0

В кожухе чипера помещается стальной диск с тремя радиальными прорезами, к которому привертываются ножи. Дрова диаметром до 300 *мм* и длиной до 2 *м* поступают во входное отверстие и превращаются в щепу размером около 75 × 75 × 15 *мм*. Щепа через прорез проходит на другую сторону диска, подхватывается лопастями, прикрепленными к диску, и воздушным потоком увлекается в циклон, из которого поступает на ленточный транспортер и далее—в бункеры генераторов, а излишек идет в запасный склад, откуда в случае остановки чипера ленточным транспортером подается в бункеры генераторов. Мотор чипера имеет мощность в 92 *квт* и 700 об/мин. Диск вращается со скоростью 180 об/мин. Максимальная производительность чипера—1000 $м^3$ сырых дров в сутки.

Шахта генератора Добрянского завода имеет следующие размеры: полная высота—5,38 *м*, полезная—4 *м*, сечение шахты вверху (2,8 × × 1,0)—2,8 $м^2$; площадь колосниковой решетки (1×1,6)—1,6 $м^2$; полный объем шахты—13 $м^3$; полезный объем при высоте слоя в 3,1 *м*—7 $м^3$. При испытании установки на щепе были получены следующие данные: суточная производительность генератора—36 $м^3$ дров или 75 $м^3$ щепы; интенсивность газификации по колосниковой решетке—400—500 $кг/м^2$ *час*; высота слоя топлива—3—3,1 *м*; время пребывания щепы в генераторе—$2^1/_2$—3 часа; давление воздуха в зольнике—16—22 *мм* вод. ст.; температура газа при выходе из генератора 80° С; влажность дров—50—55%. Получался газ следующего среднего состава: CO_2—7,59%; C_mH_n—0,72%; O_2—0,28%; CO—25,7%; H_2—8,30%, CH_4—6,96%; N_2—50,43%; $Q_н$—1677 $кал/м^3$.

Наилучшие показатели получены при интенсивности газификации по колосниковой решетке порядка 450—500 $кг/м^2$ *час*, или времени пребывания щепы в генераторе в $2^1/_2$—3 часа.

При проведении балансового испытания были получены следующие данные. Продолжительность испытания—13 час., влажность дров—57%; расход щепы—3,15 $м^3$/*час*; интенсивность газификации по колосниковой решетке—522 $кг/м^2$ *час*; высота слоя щепы—3,1 *м*; время пребывания щепы в генераторе—2,12 часа; выход сухого газа—2,21 $м^3/кг$ сухой древесины; влажность газа (расчетная)—553 $г/м^3$; температура газа 76° С; расход первичного воздуха—1,46 $м^3/кг$; состав полученного газа: CO_2—9,27%; CO—23,10%; C_mH_n—0,70%; O_2—0,20%; H_2—7,97%; CH_4—6,40%; N_2—52,36%; $Q_н$—1560 $кал/м^3$ сухого газа. Высокое содержание в газе метана[1] объясняется обследователями разложением смол вследствие малого пребывания щепы в генераторе.

Тепловой баланс генератора на 100 *кг* сухих дров приведен в табл. 18.

Таблица 18

Тепловой баланс генератора Добрянского завода, работающего на щепе (по нижнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Тепло, вносимое топливом	440 000	99,91	Теплотворная способность газа	344 318	78,20
Физическое тепло, вносимое воздухом	411	0,09	Теплосодержание газа	9 430	2,14
			Теплотворная способность смолы и уксуса	56 000	12,72
			Теплосодержание влаги газа	6 715	1,52
			Потери тепла в окружающую среду (по разности)	23 948	5,42
Всего . .	440 411	100,0	Всего . .	440 411	100,0

Как уже отмечалось, строящиеся и построенные в последние годы газогенераторные установки на щепе оборудуются генераторами со швельшахтами и вращающимися решетками и аппаратами для улавливания смолы.

Большая установка для газификации щепы в Ижевске выполнена из генераторов со швельшахтами и вращающимися фрезерными решетками типа Коллера и охлаждающими рубашками. Пройдя

[1] Все же, повидимому, значительно преувеличенное.

электрофильтры, газ в скрубберах промывается раствором известкового молока. В процессе замкнутой циркуляции между скрубберами и градирней происходит упаривание раствора уксуснокальциевой соли до содержания в 15%. Раствор после отстаивания поступает в трехкорпусный выпарной аппарат для концентрирования до 25—30% и далее в барабанные сушилки, где доводится до воздушно-сухого состояния порошка и содержания соли в 45—50%. В ленточной сушилке влажность порошка доводится до 10%. Качество порошка в значительной мере зависит от очистки газа[209].

Во избежание разъедания уксусной кислотой газопроводы в установке были изолированы кошмой, пропитанной каменноугольной смолой, и деревом, что дало хорошие результаты.

Производительность генератора составляет в среднем 65—70 *т* древесины с W^p — 30—35% и доходит до 120 *т*, лимитируясь ручным загрузочным устройством. Состав газа: CO_2—6,3%; O_2—0,4%; CO—30,2%; H_2—12,8%; CH_4—3,1%; N_2—47,2%; температура газа 75—80°. Выходы побочных продуктов примерно следующие: смолы—17,3% от веса сухой древесины, кислот в пересчете на уксусную — 3,16%, альдегидов и кетонов в пересчете на формальдегид — 0,75%, спиртов (метилового и аллилового) — 0,61%.

При температуре газа ниже точки росы в электрофильтрах помимо смол выделяется значительное количество уксусной кислоты. Зола в чаше приобретала полужидкий вид и интенсивно сходила при вращении чаши. Ввиду течи рубашек была сделана попытка отказаться от них. Однако результаты были неблагоприятны: зола приваривалась к кладке и режим ухудшался.

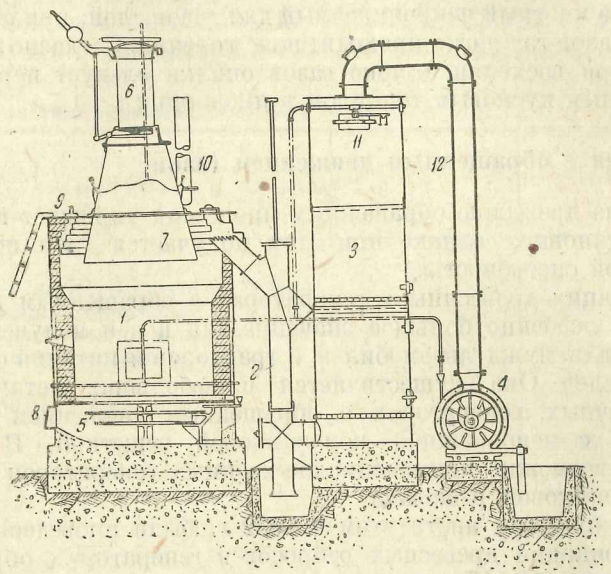
Генераторная смола из электрофильтров Ижевского завода была исследована Раковским и Вознесенской [210]. Она была получена из смеси 20% лиственных и 80% хвойных пород со средней влажностью 42—45% и представляла собой темнокоричневую, почти черную жидкость с резким запахом. Смола из электрофильтров содержала 15—20% влаги в виде очень тонкой эмульсии. Обычные методы удаления воды не дали заметного обезвоживания. Общая характеристика смолы: влажность — 17,8%, зольность — 0,3%, уд. вес—1,124 (25°), температура вспышки 108°, вязкость при 50°—7,8; содержание свободного углерода — 1,04%, нерастворимых в горячем петролейном эфире — 46,86%, оснований — 1,07%, карбоновых кислот — 9,83%, фенолов — 24,59%, нейтральных — 15,61%.

Элементарный состав смолы: C — 79,37%; H — 8,43%; O—12,18%; Q^c —7 700 *кал/кг*. В ней нет большинства ценных соединений, содержащихся в обычной древесной смоле. Свежеполученная смола должна обладать несколько иными свойствами: содержать больше легкокипящих фракций.

Результаты разгонки свежей смолы: воды общей — 15,8%; отгоняется масел при 105—200° — 13,2%, при 200—290°—20,3%, пека—44,7%; потерь — 6,0%. Смола в основном имела кислый характер и содержала много кислорода.

Большие дровяные газогенераторы работают на всасывании сравнительно редко; небольшие установки на всасывании применяют.

На рис. 11 представлена установка Кросслея [2] для газификации древесных отбросов: щепы, стружек, опилок. Установка работает со всасыванием. Она состоит из генератора *1*, стояка *2*, скруббера *3* и центробежного смолоотделителя *4*. Газогенератор снабжен ступенчатой кольцевой решеткой *5*. Загрузочная коробка состоит из двух частей: *6*—приемника для топлива и *7*—колокола, поддерживающего постоянный уровень топлива в генераторе. Удаление золы производится через отверстие *8*. В случае нужды в добавке пара на колосники подают воду. Крышка генератора снабжена шуровочными отверстиями *9*. Растопка производится с помощью ручного вентилятора на трубу *10*.



11. Установка Кросслея для щепы

Скруббер *3* заполнен коксом. Орошение его водой производится с помощью разбрызгивающего приспособления *11*. Из скруббера к смолоотделителю газ отводится газопроводом *12*. Так как смолоотделитель установлен за скрубберром, то в нем улавливается смола с значительным содержанием влаги. Промывной жидкостью в смолоотделителе служит вода. Отстаивание смолы из скруббера и смолоотделителя, а также из конденсата, выделяющегося в стояке, производится в специальных ямах.

Бенбери [2] приводит следующий состав газа, типичный для генератора: CO_2—8,6%; O_2—0,4%; CO—25,3%; H_2—10,0%; CH_4—2,7%; N_2—53,0%; $Q_в$—1323 *кал/м*^{3}.

Подобная установка работает в Ленинграде на одном из хлебозаводов.

Еще в 70-х годах прошлого столетия была доказана возможность газификации опилок. Генератор Лундина для опилок в Мункфорсе имел прямоугольное поперечное сечение с размерами 2,75 × 2,76 *м* и среднюю высоту 1,8 *м*. Решетка состояла из двух частей—передней горизонтальной и задней слегка наклонной. Состав газа был следующий: CO_2—11,5%; CO—20,0%; CH_4—4,0%; H_2—11,0%; N_2—53,5%.

Исследования проф. Тагеева ([15]) показали, что при газификации с восходящим движением газов опилки при влажности в 40% образуют в генераторе плотный непроницаемый для газов слой; при обращенном движении газов газ легко проходит пояс горения. Согласно этим исследованиям при восходящем токе газов опилки следует перемешивать с нарубленным кусковым топливом в пропорции 1 : 1.

Газификация с обращенным движением газов

Работа на древесине обращенным процессом упрощает газогенераторную установку, однако при этом получается газ с пониженной теплотворной способностью.

Газификация древесины в генераторах с обращенным движением газов имеет особенно большое значение для целей получения силового газа—для нужд автомобилей и тракторов и питания стационарных двигателей. Она осуществляется в небольших металлических, реже кирпичных, генераторах с обращенным движением газов или двухзонных с неподвижной колосниковой решеткой. В крупных установках возможно применение двухзонных генераторов с вращающейся колосниковой решеткой.

Теплотехническим институтом в 1932 г. были проведены исследования газификации древесных отбросов в генераторе с обращенным движением газов([17]). Шахта генератора имела следующие размеры: в верхней части — 1000 × 1000 *мм* и в плоскости колосников — 700 × 700 *мм*. Колосники—чугунные, горизонтальные. Для шуровки были предусмотрены 6 отверстий, расположенных с боковых сторон. Высота шахты от колосников до загрузочной коробки—2 *м*. Воздух засасывался в генератор за счет разрежения, создаваемого двигателем, через загрузочную коробку. Газ отсасывался из генератора через кольцевой канал, расположенный на 220 *мм* выше колосниковой решетки. Зола, провалившаяся через колосники, попадала в гидравлический затвор, из которого выгружалась черпаками. Газ из генератора поступал в золоотделитель с перегородкой и с гидравлическим затвором и из последнего—через скруббер с перегородками диаметром в 420 *мм* и высотой в 3725 *мм* и скруббер с насадкой диаметром в 885 *мм* и высотой 3000*мм*—отсасывался к потребителю.

Генератор обслуживал двигатель мощностью в 150 л. с., работающий в две смены. Шахта на время остановки (7 час). заполнялась доверху топливом и оставалась герметически закрытой. Разжиг шахты, производившийся на выхлопную трубу, занимал $1^1/_2$ часа.

Загрузка велась таким образом, чтобы слой топлива доходил до загрузочной коробки, а слой угля не спускался ниже верхних горизонтальных лючков, расположенных на 900 *мм* ниже крышки генератора (т. е. высота слоя топлива составляла 2 *м*).

В табл. 19 приводятся данные, характеризующие работу генератора в зависимости от влажности и размера топлива и подачи пара.

В варианте I газифицировался горбыль с размером кусков в 250 *мм*. Подачи пара не было; воздух подавался через поддувало. В варианте II газифицировался сухой горбыль с размером кусков также в 250 *мм*. Под решетку генератора подавалось паровоздушное дутье. В варианте III газифицировалась смесь из 40% сырой рейки и 60% сухого горбыля. Куски были длиной в 520 *мм*.

Таблица 19

Показатели по газификации древесных отходов

Наименование статьи	Варианты I	II	III
Продолжительность опыта (в часах)	16,3	35,8	17,8
Расход топлива (в *кг/час*)	156,6	147	136
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	320	239	278
Длина кусков топлива (в *мм*)	260	260	520
Состав рабочего топлива (в %):			
W	37,85	23,15	46,67
A	1,70	1,91	0,63
C	31,65	38,93	27,16
H	3,84	4,69	3,29
N	0,31	0,35	0,24
O	24,65	30,97	22,11
Теплотворная способность высшая (в *кал/кг*)	2 993	3 716	2 582
Расход воздуха (в *м³/кг*)	1,1	1,37	1,07
Выход сухого газа (в *м³/кг*)	1,596	2,08	1,56
Состав газа (в %):			
CO_2	11,24	15,27	15,55
C_mH_n	—	0,27	0,31
O_2	0,44	0,75	0,60
CO	20,08	14,32	12,43
H_2	10,78	13,62	13,56
CH_4	2,64	3,15	2,84
N_2	54,82	52,62	54,71
Теплотворная способность высшая (в *кал/м³*)	1 190	1 194	1 111
Содержание влаги в газе (по балансу) (в *г/м³*)	243,3	131,3	332,6
Температура газа при выходе из генератора (в °C)	425	418	418
Разрежение в штуцере генератора (в *мм* вод. ст.)	33	35	35
Разрежение перед двигателем (в *мм* вод. ст.)	190	174	174
Количество провала (в % от рабочего топлива)	3,77	1,90	0,94
Содержание смолы в газе (в *г/м³*)	—	3,75	0,73

При работе по варианту I—без подачи пара, с кусками небольших размеров и с довольно большой влажностью—двигатель работал

очень хорошо; засмоления цилиндров и ненормальностей в работе не было; обслуживание было легкое и режим устойчивый.

Работа по варианту II—с подачей некоторого количества пара, правда, при сравнительно сухих дровах,—показала, что хотя двигатель работал хорошо, но наблюдалось несколько раз засмоление цилиндра, устранявшееся путем прикрытия добавочного паровоздушного дутья снизу. Содержание неразложенных смол было значительным и свидетельствовало о снижении зоны газообразования к всасывающему кольцу.

Таблица 20

Тепловые балансы на 100 *кг* топлива (по верхнему пределу)

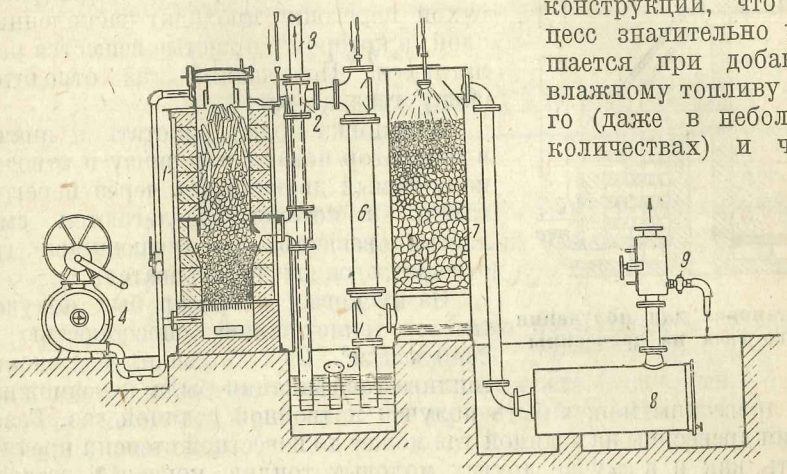
Наименование статьи	Вариант I		Вариант II		Вариант III	
	кал	%	*кал*	%	*кал*	%
Приход тепла						
Теплотворная способность топлива	299 300	99,78	371 600	99,83	258 200	99,81
Теплосодержание влажного воздуха	634	0,22	667	0,17	522	0,19
Итого	299 934	100,00	372 267	100,00	258 722	100,0
Расход тепла						
Теплотворная способность газа	190 000	63,35	249 243	66,95	174 000	67,25
Теплосодержание газа	20 425	6,81	29 680	7,97	22 215	8,58
Теплосодержание влаги газа	37 980	12,66	21 673	5,82	41 300	15,96
Теплотворная способность смолы[1]	—	—	8 526	2,29	1 221	0,48
Потери тепла в провале	18 741	0,25	8 009	2,15	4 970	1,92
Итого	267 146	89,07	317 131	85,18	243 706	94,19
Потери в окружающую среду и прочие потери (по разности)	32 788	10,93	55 136	14,82	15 016	5,81
Всего	299 934	100,00	372 267	100,00	258 722	100,0

[1] Состав и теплотворная способность смолы приняты по литературным данным.

При работе по варианту III—с влажной древесиной, с кусками значительных размеров при небольшой добавке пара—ненормальностей в работе не наблюдалось; двигатель работал хорошо, и засмоление не имело места.

Тепловые балансы по всем трем вариантам приведены в табл. 20.

Исследование показало, что древесные отходы с влажностью до 50% могут с успехом газифицироваться в генераторах простейших конструкций, что процесс значительно улучшается при добавке к влажному топливу сухого (даже в небольших количествах) и что с



12. Схема установки двухзонного генератора на дровах для получения силового газа:

1—газогенератор; *2*—трехходовый клапан; *3*—пусковая труба; *4*—вентилятор для растопки; *5*—гидравлический затвор; *6*—стояк-охладитель; *7*—скруббер; *8*—фильтр; *9*—кран для продувки

уменьшением размеров кусков древесины ход генератора улучшается. Исследователи отмечают, что низкое качество газа связано с недостаточной высотой полезного слоя топлива (2 *м* от кольца до коробки). Низкий слой усложняет также обслуживание, так как при малейшем недосмотре зона газообразования опускается. С задачей получения достаточно очищенного от смолы газа установка справляется.

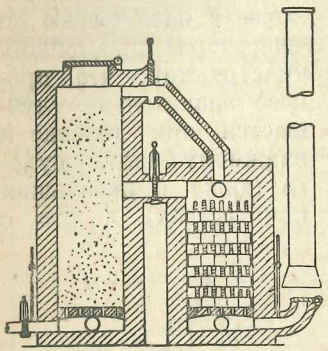
При исследовании, проведенном проф. Тагеевым, работы генератора с обращенным движением газов на измельченной древесине с высотой слоя более 1,5 *м* воздух подводился в середине слоя. При этом температура у колосников составляла примерно 1450°, на высоте в 710 *мм*—1175° и на высоте 950 *мм*—840°.

На рис. 12 представлена схема установки двухзонного генератора для газификации древесины([11]). Аналогичные установки применяются для торфа и для содержащих смолы углей.

Получение водяного газа из древесины

Древесина может быть использована также для получения водяного газа. На рис. 13 представлена схема([18]) американской установки,

в которой водяной газ получают из древесных отбросов. Генератор соединен с пароперегревателем двумя каналами и имеет большую высоту. В период горячего дутья газы через нижний отъем попадают в пароперегреватель, в котором они сжигаются. В период газования в пароперегреватель подается пар, поступающий в генератор через верхний канал. Смесь водяного газа и продуктов сухой перегонки проходит раскаленный слой, в котором смолистые вещества разлагаются. Получаемый газ отводится снизу генератора.



13. Установка для получения водяного газа из древесины

Установка может работать и иначе: в генератор подают пар снизу и отводят получаемый двойной газ через перегреватель, в котором разлагаются смолистые вещества. Получающийся газ отводится снизу перегревателя.

Из кусковых отбросов был получен газ с теплотворной способностью в 2640 *кал/м*^{3}. При большой влажности топлива газификация была невозможна.

Из древесины может быть получен и двойной водяной газ. Газификации древесины на водяной газ может до известной степени препятствовать, как и в случае других молодых топлив, коксовый остаток которых обладает высокой реакционной способностью, образование больших количеств окиси углерода в период воздушного дутья, а также значительная влажность.

Глава вторая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ ТОРФА

Необходимость максимального использования местного топлива в весьма значительной мере относится именно к торфу, запасы которого в СССР очень велики и составляют 42% от мировых ресурсов торфяного топлива([32]).

Торфяное топливо является не только прекрасным материалом для газификации, но попутно дает ценные побочные продукты. Торфу как одному из наиболее важных топлив нашего ближайшего будущего, и в частности использованию его путем газификации следует уделить большое внимание.

1. ПРОИСХОЖДЕНИЕ, ВИДЫ И СВОЙСТВА ТОРФА

Происхождение и виды

Торф образуется в результате разложения растительных остатков на дне болот без доступа воздуха. Заболачиванию подвергаются различные участки земной поверхности, если они находятся в условиях достаточной увлажненности в сочетании с определенным климатом и режимом минерального питания. Различают в зависимости от рельефа местности и характера растений, образующих торф, три вида болот: низинные, верховые и переходные([20,21]).

Низинные болота обычно образуются на низких берегах рек, где богатая питательными веществами (известью) вода создает благоприятные условия для развития болотных и водных растений. При достаточном содержании питательных солей в воде озера и другие водоемы заболачиваются и зарастают водными растениями и надвигающейся с берега болотной растительностью. Преимущественными растениями этих болот являются осоки, камыши, зеленые мхи и тростник. Отмирающие части растений падают на дно водоемов, и там постепенно накапливается слой растительных остатков, благодаря чему водоем начинает мелеть.

Верховые болота (моховые) образуются преимущественно белым мхом—сфагнумом—и отчасти некоторыми травянистыми растениями. Благоприятствующим условием для развития этих мхов является на-

личие мягкой, не содержащей извести воды. Сфагновые мхи растут верхушкой, нижние же их части, отмирая и сгнивая, превращаются в торф. Вследствие постоянного нарастания вверх сфагнового ковра моховые болота имеют выпуклую поверхность, и зарастание водоемов сфагновыми мхами идет с поверхности, в отличие от травянистых болот, зарастающих снизу.

При изменении состава воды, питающей растения, на низинном травяном болоте появляется сфагновый мох, и в этом случае оно называется переходным. Происходит это тогда, когда на травяном болоте накапливается настолько толстый слой торфа, что грунтовая или стекающая с окружающих мест дождевая вода не доходит до растений, а к ним попадает только непосредственно выпадающая на болоте атмосферная вода, содержащая незначительное количество минеральных веществ. При этом травяная растительность начинает отмирать и заменяется нетребовательным к минеральному питанию сфагновым мхом.

Смена растительности вызывается также изменением климата. Если болото высыхает, на его месте может развиться лес.

Низинные болота часто зарастают ивой, березой, ольхой и кустарником. В зависимости от поросли их называют кустарничковыми или лесными. На сфагновых болотах произрастают разные мелкие кустарники и иногда сосна.

Особенностью многих верховых болот (начиная от Уральского хребта к западу) является наличие в них слоя хорошо разложившегося, большей частью сосново-кустарничкового торфа с заключенными в нем крупными иглами сосны. Этот слой, называемый пограничным горизонтом, образовался в результате изменения климата в сторону большей сухости и потепления, что вызвало подсыхание верховых торфяников. Подсохшие верховые болота покрылись крупным сосновым лесом и заросли кустарниками. Этому периоду соответствует медленное отложение хорошо разложившегося торфа с обильными остатками кустарников и сосны. Торф пограничного горизонта представляет собой плотную коричневато-серую массу.

При разложении без доступа воздуха остатков растений с малым содержанием кислорода получается незначительное количество углекислоты, выделяются различные углеводороды, главным образом метан (болотный газ), и остается обогащенная углеродом масса, называемая торфом.

Подразделение торфов часто производится в зависимости от преобладания остатков тех или иных растений в негумифицированной части торфа (осоковые, гипновые, сфагновые, древесные, тростниковые, гипново-осоковые, сфагново-осоковые, древесно-сфагновые и тому подобные торфы). По материнским группировкам растительности Герасимов[20] подразделяет торфы на следующие типы:

1. Низинный тип: лесная группа (ольхово-лесной, березово-лесной, елово-согровый и осоково-лесной), топяная группа (тростниково-топяной, хвощево-топяной, осоково-топяной, гипново-топяной, сфагново-топяной и шейхцериево-топяной) и переходная топяная группа (комплексный переходный, осоковый переходный и сфагновый переходный).

2. Верховой тип: fuscum-торф, medium-торф, parvifolium-торф, комплексный верховой, шейхцериевый верховой, пушицевый и сосново-кустарничковый.

Г. Л. Стадников[22] подразделяет торфы в зависимости от происхождения и состава на три группы: сапропелитовые, гумусовые и смешанные.

Сапрепелитовый торф образуется из богатых жирами микрорастений—альг, отмирающих и опускающихся на дно водоемов. В этих торфах отсутствуют растворимые в воде вещества, гуминовые кислоты, клетчатка и лигнин. Они имеют вид резиноподобной массы и состоят из продуктов превращения непредельных жирных кислот. Сапропелитовые торфы встречаются редко.

Торфы, образующиеся при доступе воздуха из растительного материала, накапливающегося в лесах, расположенных в сухих местах (листья, хвоя, ветви и упавшие деревья), мало обводнены и носят название гумусовых или сухих. Они представляют собой светлобурую рыхлую массу, состоящую из гуминовых кислот, образовавшихся из лигнина. Торф, образующийся вследствие разложения остатков лигнинового происхождения под водой без доступа воздуха, носит название болотного торфа.

Торфы, образующиеся при зарастании водоемов, в нижней части состоят из продуктов разложения смешанной растительности: альговой и содержащей лигнин, т. е. из сапропелито-гумусовой массы. Верхняя часть этих торфов—чисто лигнинового происхождения. Подобные торфы носят название смешанных болотных.

По внешнему виду также различают: волокнистый или дерновый торф, представляющий собой рыхлую массу перепутанных остатков растений, в промежутках между которыми находится бесформенное торфяное вещество; землистый торф, в котором растительные формы сильно разрушены и остатки растений попадаются редко; смолистый торф, представляющий собой черную или чернобурую массу, более плотную, чем в предыдущих случаях, с блестящим изломом, в которой никаких растительных остатков заметить нельзя[6].

Степень разложения

Торф представляет собой сильно обводненную массу продуктов разложения растительных остатков и неуспевших разложиться форменных элементов растений. Его можно рассматривать как уголь, находящийся в стадии образования. Степень разложения меняется с глубиной залегания торфа в болоте, и по мере углубления в торфяную залежь количество неразложившихся частей становится все меньше и меньше, содержание углерода в горючей массе торфа возрастает, а содержание кислорода уменьшается[22].

Содержащиеся в торфяной массе растворимые в щелочах и частично в воде вещества, придающие растворам бурый цвет, называют гуми-

новыми. Они придают торфу свойство коллоида. Эти вещества бесструктурны, сильно обводнены и обладают высокой пластичностью. Они или растворяются в воде или в присутствии ее сильно набухают. Волокнистая масса торфа состоит из клетчатки (целлюлозы), не растворимой в воде и щелочах.

Следует различать понятия «степень разложения торфа» и «степень гумирования», иногда применяемые как равнозначные. Степень разложения характеризует содержание в торфе бесструктурной массы, заключающей в себе наряду с гуминовыми веществами также и мелкие частицы негумифицированных остатков. Степень гумификации характеризуется содержанием выделенных химическим путем гуминовых веществ. Степень разложения определяется с помощью микроскопа или методом отмучивания([20]).

Влажность

В естественном состоянии торфяное болото пропитано водой, содержание которой может составлять больше 90% (от 85%—сухая залежь, до 91%—мокрая залежь). Высыхание торфяника имеет место или в случае изменения естественных условий или под влиянием искусственных мероприятий. Влажность торфа-сырца колеблется в пределах 60—90%. Высокая влагоемкость торфа в значительной мере обусловлена капиллярным строением неразложившихся растительных остатков. С увеличением степени гумификации влажность торфа уменьшается. Влажность молодых, мало разложившихся торфов понижается легко; хорошо разложившиеся торфы отделяют при отжимании мало влаги. С увеличением степени разложения торфа увеличивается содержание в отжимаемой влаге растворенных органических веществ([22]).

Воду (вернее—раствор), отжимаемую из торфа без значительной потери органических веществ, называют отжимаемой. Воду, которую торф удерживает после отжимания, называют коллоидально связанной. Подобно коллоиду, торф обладает способностью при высыхании сильно сокращаться в объеме и, высохнув, не возвращаться к исходному состоянию набухания даже при длительном погружении в воду.

Отжатый торф, будучи помещен в пространство, насыщенное водяным паром, теряет воду с определенной скоростью до тех пор, пока не придет в равновесие с водяным паром в окружающем пространстве. Коллоидально связанную воду, теряемую торфом при хранении в пространстве, насыщенном водяным паром, называют водой набухания или имбибиционной водой. Количество адсорбционной воды, удерживаемой торфом в пространстве, насыщенном водяным паром, колеблется в пределах 34—43%.

Обезвоженный торф обводняется слабее и скорее обезвоживается, чем естественный, не подвергшийся сушке, благодаря чему удается вести сушку торфа даже в дождливое лето.

Торф при высыхании уменьшается в объеме или за счет уплотнения волокон (при мало разложившемся торфе) или вследствие сокращения объема высыхающих коллоидов (при хорошо разложившемся торфе).

По этой причине торф различной влажности содержит в одном и том же объеме различное количество сухого вещества.

Влажность воздушносухого торфа колеблется в пределах от 15 до 25%.

Минеральная часть

Торф содержит значительное количество минеральных веществ. Они переходят из материнского вещества, образующего торф, а также создаются наносами ила или песка.

Содержание этих примесей в торфе чрезвычайно непостоянно. Моховой торф содержит от 1,1 до 7,5% золы. Наличие в таком верховом торфе золы в количестве больше 5% следует приписать наносам. В низинном торфе содержание золы значительно больше—6—36% и в переходном—до 12%. Зольность низинных торфов вызвана как наносами, так и остатками минеральных солей растений.

По материалам исследований русских торфов (Инсторф), зольность различных торфяных болот средней полосы Европейской части СССР близка к следующим границам([23]): верховые болота—3,5—5%, переходные—5—6% и низинные—6—10%.

Данные о некоторых торфах СССР приведены в табл. 21.

Содержание золы в торфе увеличивается по мере его разложения и увеличения глубины залегания. Наличие максимума содержания золы на одном из средних горизонтов торфяника может служить доказательством наноса золы со стороны.

Состав минеральной части торфа может изменяться в широких пределах в зависимости от качественного и количественного состава минеральных солей, растворенных в воде, которая приходит в соприкосновение с образующимся или закончившим свое образование торфяником.

Вследствие вымывания дождевой водой щелочных окислов и переноса их в нижние слои торфяника происходит обогащение нижних слоев щелочными окислами.

В соответствии с различием в составе плавкость торфяных зол различна. О составе золы различных торфов дает представление табл. 22. Отсутствие закономерных изменений в составе золы можно объяснить влиянием солей, содержащихся в водах, проникавших в торфяник.

Зола торфов различных типов болот содержит различные количества окиси кальция. Флейшер([22]) указывает, что верховые болота содержат от 0,25 до 0,35% CaO, переходные—до 1% и низинные—до 4%. Зола верхового торфа бедна калием, фосфором и железом. Содержание железа в низинном торфе колеблется в больших пределах и может быть значительным.

Состав золы влияет на ход процессов термической переработки торфа и на качество торфа как топлива. Торф, содержащий в своей массе тонко распыленную окись железа, обладает повышенной реакционной способностью.

Таблица 21

Качественная характеристика торфа

№ п/п	Наименование областей и торфоуправлений	$Q_б^г$	A^c	$Q_б^c$	W^p	A^p	$Q_н^p$
	Машинно-формованный торф						
	I. Московская обл.						
1	Орехово-Зуево	5650	6,7	5270	40,1	4,0	2740
2	Кудиновское	5960	11,0	5310	38,4	6,8	2875
3	„Вождь пролетариата"	5550	5,8	5220	34,3	3,8	3030
4	Шатурское	6280	8,3	5750	38,4	5,1	3140
5	Им. Классона	5460	8,5	5000	33,2	5,7	2950
6	Решетниковское	6430	9,8	5800	52,0	4,7	2340
7	Мытищинское	5630	8,9	5130	26,5	6,5	3410
8	Дядьково-Петроковское	5500	11,0	4890	48,6	5,7	2080
9	„Кулицкий мох"	5600	4,4	5340	45,8	2,4	2460
10	Завидовское	6380	15,0	5420	45,5	8,2	2540
11	„Васильевский мох"	5770	5,8	5430	49,7	2,9	2290
12	Воскресенское	5760	5,6	5430	50,5	2,8	2230
13	Саньковское	5530	8,4	5060	48,6	4,3	2160
14	Краснофлотское	5650	16,2	4725	26,4	11,9	3120
	Средн. динам. по Московской обл.	5830	8,1	5360	37,8	5,0	2920
	II. Ивановская обл.						
1	Тейковское	6080	11,5	5380	47,0	6,1	2420
2	Меленковское	5680	5,6	5320	30,6	3,9	3300
3	Яковлевское	5430	20,8	4300	54,2	9,5	1530
4	Миловское	5310	3,7	5120	42,7	2,1	2510
5	Второвское	5710	13,3	4950	48,9	6,8	2090
6	Мезиновское	5660	12,5	4950	48,7	6,4	2100
7	Новое-Долгое	5760	5,2	5450	28,7	3,7	3500
8	Марково-Сборное	5440	3,7	5230	49,7	1,9	2180
9	Гусевское	5900	4,9	5620	29,1	3,5	3600
	Средн. динам. по Ивановской обл.	5640	5,8	5300	39,3	3,5	2800
	III. Ленинградская обл.						
1	Блудное	5100	4,4	4880	29,1	3,1	3060
2	Гатчино	4980	6,5	4650	40,2	3,9	2360
3	Шувалово	5050	5,9	4750	36,9	3,8	2640
4	Гряды	4950	4.5	4710	37,9	2,8	2510
5	Самарка	5140	8,5	4700	25,3	6,4	3140
6	Любань	5160	10,2	4640	41,20	6,0	2310
7	Ириновское	5410	5,1	5140	31,2	3,5	3140
8	Никитское	4430	7,4	4110	47,3	3,9	1720
	Средн. динам. по Ленинградской обл.	5120	5,9	4820	34,7	3,8	2740

Продолжение табл. 21

№ п/п	Наименование областей и торфоуправлений	$Q_б^г$	A^c	$Q_б^c$	W^p	A^p	$Q_н^p$
	IV. Западная обл.						
1	Пронкино	5500	12,4	4820	44,5	6,9	2260
2	Синявско-Белинское	5740	13,7	4950	23,6	10,5	3420
3	Остер	5320	2,5	5200	36,6	1,6	2880
4	Боровское	5850	7,6	5400	37,9	4,7	2940
5	Носовское	5630	9,4	5100	22,3	7,3	3550
6	„Черный мох"	5500	18,1	4510	36,1	11,5	2500
	Средн. динам. по Западной обл.	5740	10,5	5130	38,5	6,5	2750
	V. Центрально-черноземная обл.	5090	8,7	4650	25,0	6,5	3120
	VI. Средняя Волга	5300	12,0	4660	25,0	9,0	3140
	VII. Урал	5500	6,9	5120	47,6	3,6	2245
	Средн. динам. по территории РСФСР	5660	7,2	5250	37,9	4,50	2860
	VIII. УССР	5470	17,8	4500	35,0	11,6	2540
	Гидроторф						
	I. Московская обл.						
1	Орехово-Зуево	5400	7,6	4980	37,1	4,7	2730
2	Завидовское	6000	5,2	5780	47,4	2,7	2540
3	Дальнинское	5700	7,1	5300	42,9	3,7	2600
4	Шатурское	5960	8,5	5460	42,8	4,8	2700
5	Им. Классона	5440	6,4	5100	34,5	4,2	2940
	Средн. динам. по Московской обл.	5600	6,8	5220	38,5	4,2	2800
	II. Ивановская обл.						
1	Тейково	5750	9,5	5200	51,6	4,6	2060
2	Миловское	5230	4,5	5000	46,9	2,4	2220
3	Ляпинское	5730	10,9	5100	44,1	6,1	2430
	Сред. динам. по Ивановской обл.	5520	7,6	5160	48,0	4,0	2200

Продолжение табл. 21

№ п/п	Наименование областей и торфоуправлений	$Q_б^г$	A^c	$Q_б^c$	W^p	A^p	$Q_н^p$
	III. Ленинградская обл.						
	Синявино	5630	8,9	5120	37,2	5,6	2810
	IV. Горьковский край	5485	9,1	4990	49,7	4,5	2085
	Средн. динам. по территории РСФСР	5520	7,4	5100	43,2	4,2	2470
	Фрезерный торф						
	Московская обл.						
1	Им. Классона	6020	16,0	5060	38,8	9,8	2720
2	Шатурское	5330	8,5	4880	44,5	4,7	2280
3	Кудиновское	5650	15,1	4800	45,8	8,2	2180
4	Орехово-Зуево	5440	16,0	4570	49,3	8,1	1880
5	„Вождь пролетариата"	5080	7,0	4720	34,5	4,6	2690
	Средн. динам. по Московской обл.	5470	10,8	4860	44,0	6,1	2310

Таблица 22

Состав золы различных торфов

Степень разложения	Содержание золы (в %)	Состав золы (в %)					
		K_2O	CaO	R_2O_3	H_3PO_4	H_2SO_4	SiO_2 нераст.
Осоковый торф							
Неразложившийся	3,84	0,061	1,774	0,424	0,063	0,763	0,594
Мало разложившийся	3,97	0 048	0,507	1 405	0,071	0,284	1,565
Сильно разложившийся	3,51	0,042	1,522	0,999	0,059	0,468	0,296
Разложившийся полностью	5,68	0,035	2,538	1,470	0 049	0,287	1,092
Сфагновый торф							
Неразложившийся	1,93	0,119	0,288	0,275	0,066	0,150	0,946
Мало разложившийся	0,64	0,062	0,120	0,070	0,055	0,088	0,186
Сильно разложившийся	3,21	0,052	1,789	0,337	0,058	0,305	0,491
Разложившийся полностью	3,92	0,104	0,089	0,443	0,043	0,111	3,047

Элементарный состав

Состав торфа([20]) колеблется в следующих пределах: C—44—61,7% (в среднем 54—60%), H—3,4—9,4% (в среднем 5—6%); O—28,5—39,5%, N—0,5—3,0% и S—0,1—1,5% (см. также часть I, табл. 64).

Стадников ([22]) указывает, что содержание углерода и водорода в русских торфах колеблется в пределах, указываемых Миксеном: для низинных торфов: C—50,16—60,10%, H—4,44—5,86% и O—30,61—39,41%; для верховых торфов: C—55,38—58,58%, H—5,10—5,83% и O—33,46—38,03%.

В пределах одного торфяника содержание углерода и водорода в органической массе торфа сильно колеблется.

Содержание водорода, серы и азота в органической массе в зависимости от степени разложения и возраста меняется незначительно, хотя наблюдается небольшое увеличение содержания азота с увеличением глубины залегания. Содержание азота в торфе сравнительно с другими топливами значительно. Верховые торфы содержат 0,5—1,5% азота, низинные—1,5—3%. Содержание серы в торфах верховых болот не превышает 1%; в большинстве случаев оно составляет 0,5%. В торфах низинных болот содержание серы выше—около 1,5%. Сера входит преимущественно в состав органических соединений торфа.

Теплотворная способность

С увеличением разложения верхового торфа увеличивается теплотворная способность его горючей массы. Для мало разложившегося сфагнового торфа она составляет 4700—5100 *кал/кг*, для хорошо разложившегося—6000 *кал/кг*. Увеличение теплотворной способности связано с большей теплотворной способностью гуминовых веществ сравнительно с клетчаткой и концентрацией в торфе смолистых и воскообразных веществ. Теплотворная способность горючей массы низинного торфа колеблется в пределах 5500—6200 *кал/кг*, причем зависимость теплотворной способности от степени разложения установить трудно. Ввиду малого содержания в верховом торфе золы его теплотворная способность зависит преимущественно от содержания влаги. При 30%-ной влажности низшая теплотворная способность верхового торфа составляет 3400—3900 *кал/кг*.

Данные о теплотворной способности торфа, вырабатываемого в различных районах Европейской части СССР на различного типа болотах, приведены в табл. 21([23]).

Теплотворная способность горючей массы торфа низинных болот несколько выше, чем верховых болот, что объясняется большей степенью их разложения. Меньшая обычно теплотворная способность воздушносухого низинного торфа сравнительно с верховым объясняется меньшей зольностью последнего (4,5—7%—для низинных и 4,8—5,5% для верховых).

Пирогенетическое разложение

При нагревании торфа до 100° идет его подсушивание. При дальнейшем нагревании происходит перегонка с образованием газообразных и жидких продуктов и торфяного кокса.

Различные виды торфа дают различные выхода указанных продуктов, причем последние разнятся по своему составу и свойствам. Молодой торф приближается по продуктам сухой перегонки к дереву, а старый—к бурому углю.

При нагревании выше 100° выделяются углекислота и вода разложения; до 120° идет также выделение адсорбционной влаги. Выше 150° разложение идет интенсивно. Отгонка метилового спирта идет до 300°. Выше 200° начинает появляться смола, интенсивно выделяющаяся при 300—550°. При температурах 200—250° и до 550° выделяется уксусная кислота. При этих же температурах начинается выделение разных газов, причем до 300° выделение протекает неинтенсивно. Горючие газы выделяются преимущественно при температурах 350—450°. При более высоких температурах появляются аммиак (300—700°, максимум—при более высоких температурах) и дестилляты, имеющие щелочной характер.

Термический эффект процесса сухой перегонки торфа, протекающего с выделением тепла, на 1 *кг* абсолютно сухого торфа с содержанием кислорода в 35% составляет 220—140 *кал* по высшему пределу и 60—70 *кал*—по низшему([24]).

Объем кокса составляет 35% от начального объема воздушносухой торфины.

При 525° получается вполне достаточно обугленный торф. Повышение температуры разложения не сказывается на выходе смол и лишь повышает выход газа (метана и водорода) и аммиака.

При перегонке([22]) некоторых торфов в алюминиевой реторте были получены следующие выхода: для болота Электропередачи—воды разложения—22,2%, смолы—18,2%, полукокса—40,9% и газа—18,7%; для Елагинского с глубины 1,25 *м*: воды разложения—20,7%, смолы—18,6%, полукокса—42,4% и газа—18,3%; для Елагинского с глубины 2 *м*: воды разложения—17,5%, смолы—18,9%, полукокса—46,6% и газа—17%.

Выхода смолы могут сильно колебаться даже для торфа одной и той же залежи.

Инсторфом([24]) были проведены опыты сухой перегонки торфа верхового типа средней степени разложения с болота «Галицкий мох» при низких температурах в алюминиевой реторте. При этих опытах основное количество смолы и влаги выделялось до 400°; после 520° выделение смолы практически прекращалось. Состав исходного торфа: C^c—56,50%, H^c—5,95% и A^c—2,05%. Выхода продуктов сухой перегонки, состав полукокса и первичного газа приведены в табл. 23.

Наибольшее количество газов выделяется из торфяного полукокса до 600°. При низких температурах газ богат углекислотой. До 600°

Таблица 23

Данные о сухой перегонке в алюминиевой реторте торфа с болота «Галицкий мох»

Выхода (на сухое вещество)	Температура (в °С)			
	350	400	450	520
Смолы (в %)	6,82	17,45	20,80	21,1
Воды разложения (в %)	8,07	14,00	15,86	17,0
Газа (в $см^3$ на 100 *г*)	1360	5230	7090	10600
Состав газа (в %):				
CO_2	82,0	77,9	72,3	63,40
C_mH_n	—	0,6	1,6	2,62
CO	—	10,5	15,4	16,54
Полукокса (в %)	76,30	54,00	46,35	41,30
Состав полукокса (в %):				
A^c	2,69	3,80	4,44	4,96
C^c	66,46	75,04	78,71	81,58
H^c	5,45	4,61	3,83	3,32
C^c	68,30	78,05	81,40	85,80
H^c	6,61	4,79	4,01	3,49

выделяется также много метана, выше 600° выделяется преимущественно водород.

По Бернштейну([9]) в газах, выделяющихся при сухой перегонке торфа до 450°, содержится: CH_4—24%, H_2—3%, CO—10% и CO_2—63%.

Выделение газообразных летучих из верхового торфа идет быстрее, чем из низинного торфа. При 900° в коксе из верхового торфа содержание летучих незначительно, в коксе из низинного торфа содержание их значительно больше.

Содержание летучих в торфяном коксе, полученном в ретортах с внутренним обогревом,—6—10% и в ретортах с внешним обогревом—2—6%.

Опыты Геринга показали, что введение в перегонный аппарат водяного пара меняет состав (но не выход) смол, увеличивая содержание в нем кислых продуктов (фенолов), сильно увеличивая (в 2—3 раза) выход аммиака и уменьшая вследствие образования водяного газа выход кокса.

В продуктах сухой перегонки торфов, образовавшихся из различных видов дерева, содержание метилового спирта больше, чем в торфах из других растений.

Согласно исследованиям Климова, Ланина и Мордуховича([175]) ботанический состав имеет большое влияние на выхода воднорастворимых соединений. Наибольшие выхода уксусной кислоты дает древесный торф, затем тростниковый, осоковый, гипновый и сфагновый. Наибольшие выхода фенолов дает сфагновый торф, затем осоковый,

гипновый, тростниковый и древесный. Торфы с большей степенью разложения дают меньшие количества уксусной кислоты и большие количества фенолов. Влажность торфа не влияет на выхода уксусной кислоты, а выхода фенолов с повышением влажности немного уменьшаются. При термическом разложении торфа выхода уксусной кислоты колеблются в пределах 0,212—0,627% и фенолов—0,47—4,12% на абсолютно сухое вещество.

Указанные данные значительно отличаются от данных Раковского и Стрелкова, согласно которым верховой торф со степенью разложения 5—65% дал следующие выхода (пределы на сухой торф): азота общего—0,16—0,51%; уксусной кислоты—0,75—1,78%; фенолов, летучих с водяным паром,—0,20—0,58%; фенолов, нелетучих с водяным паром,—0,06—0,18%.

Согласно данным Стрелкова и Раковского([176]) для верхового торфа выход азотистых соединений не зависит от степени разложения, а выход уксусной кислоты и фенолов уменьшается с повышением степени разложения.

Для низинных торфов выход фенолов, летучих с водяным паром, уменьшается с возрастанием степени разложения, а выход азота и уксусной кислоты растет.

Чем выше степень разложения торфа, чем больше он содержит гуминовых кислот, тем более состав и свойства получаемых при перегонке смол приближаются к таковым из молодых бурых углей. Наоборот, чем ниже степень разложения торфа, чем меньше он содержит гуминовых кислот, тем больше смолы приближаются по составу и свойствам к древесным([22]).

Смола из хорошо разложившегося сфагнового торфа содержит относительно много парафина, так как процентное содержание восков растет с возрастанием степени разложения. Торфы, зола которых содержит много окиси железа, дают смолы с относительно низким содержанием фенолов.

Как указывают Гаврилов и Богданов([24]), торфяная смола, получающаяся при низких температурах, содержит подвергшиеся сравнительно малому разрушению воски и высшие жирные кислоты, много фенолов, особенно высокомолекулярных и большое количество других кислородных соединений и углеводородов, особенно непредельных. При дальнейшем нагревании наступает ароматизация смолы, идет расщепление карбоновых кислот, меняется характер подсмольной воды (из кислой она делается щелочной и теряет неприятный запах) и часть смол превращается в газ.

Подсмольная вода, получающаяся при термической переработке торфа, содержит фенолы, летучие жирные кислоты (главным образом уксусную кислоту), метиловый спирт, ацетон и различные количества аммиака и оснований.

Из торфяной смолы может быть извлечен ряд ценных химических продуктов, как то: воск кристаллический, фенол, различные крезолы и ксиленолы, а также легкие и тяжелые масла.

Влияние конструкции или типа генератора на состав смолы, получаемой при газификации воздушносухого торфа([25]), иллюстрируется табл. 24. Из таблицы видно, что при переходе с обыкновенных генераторов на специальные конструкции с использованием смолы увеличивается содержание в смоле фенолов и уменьшается содержание пека.

Таблица 24

Состав торфяной смолы из генераторов различного типа

Состав смолы (в %)	Генератор со швельшахтой	Обыкновенный генератор	Генератор с внутренней ретортой	Генератор Монда
Удельный вес (15°)	0,979	1,016	1,045	0,977
Смазочное масло	20,3	29,9	34,1	28,0
Парафин	31,8	16,8	11,9	15,1
Масло несмазочное	11,8	10,1	9,7	16,7
Фенолы	10,9	6,9	10,8	18,4
Пек	24,4	31,7	28,3	16,3

Данные о торфяной генераторной смоле, получаемой на генераторных станциях Союза, приведены ниже.

Перегонка при низких температурах удаляет вместе с летучими около половины серы и азота([20]), содержащихся в торфе. Остальная часть этих элементов остается в полукоксе.

По данным Стадникова([22]) из 0,29—0,66% серы, содержавшейся в торфе, переходило в полукокс 40—45% и в летучие продукты—55—60%. Данные относятся к торфам верховых болот, содержащим небольшое количество золы. Низинные торфы содержат много сульфата кальция вторичного происхождения, и содержание серы в продуктах их перегонки не может дать правильного представления о распределении входящей в состав торфа серы между продуктами его термического разложения.

Свойства торфяного кокса

Торф дает неспекающийся кокс. Внешние очертания его соответствуют исходному торфу. Прочность торфяного кокса меньше, чем каменноугольного.

Происхождение, степень разложения и способ выработки торфа влияют на качество кокса, получаемого при термической обработке торфа([24,22]). Низинные торфы дают кокс менее прочный, имеющий сопротивление раздавливанию порядка 45—51 *кг/см²*; верховой торф—более прочный—70 *кг/см²* и больше. Мало разложившиеся торфы (степень разложения ниже 30%) дают менее прочный, рассыпающийся

кокс; торф средней степени разложения (около 40%) дает хороший по качеству кокс, обладающий металлическим изломом и не осыпающийся по краям. Машинно-формованный торф дает при коксовании равномерную усадку и твердый, довольно прочный и плотный негигроскопический кокс. Чем лучше переработка исходного торфа, тем лучше качество кокса. Наличие трещин в коксе способствует его разрушению при механических воздействиях. Резной торф дает легко крошащийся, непрочный кокс. Наиболее плотный кокс дает гидроторф; твердость его и сопротивление раздавливанию несколько меньше, чем кокса из машинно-формованного торфа; гидроторф, формованный гусеницей, дает трещиноватый кокс вследствие смещения частиц торфа при формовании. Уменьшение влажности торфа способствует получению лучшего качества кокса.

Истинный удельный вес кокса—1,7—1,8, кажущийся—0,9—1,1. Насыпной вес 1 $м^3$ кокса—300—350 *кг*.

Вес торфа

Кажущийся удельный вес торфа, т. е. с учетом заполнения его пор воздухом или водой, составляет от 0,2 до 1,0, в зависимости от степени разложения и влажности. Истинный удельный вес вещества торфа колеблется от 1,3 (для хорошо разложившегося) до 1,6 (для мало разложившегося). Насыпной вес 1 $м^3$ воздушносухого торфа—300—400 *кг*. В табл. 25 приведены данные о весе торфа в зависимости от происхождения и возраста. Большое содержание минеральных примесей может иметь следствием увеличение веса торфа сравнительно с указанным.

Таблица 25

Вес 1 $м^3$ торфа (в *кг*)

Торф	Свежий	Абсолютно сухой
Молодой сфагновый .	952	83,2
Старый » .	486—1041	114,5—107,6
Верхний моховой и осоковый	942	139
Боровой	1060	140,5
Камышовый и тростниковый	991	103
Вересковый	691	499

Вес рыхло насыпанного воздушносухого торфа примерно следующий: тяжелый торф—275 *кг*/$м^3$, средний—200—275 и легкий—150—200 *кг*/$м^3$.

2. ДОБЫЧА ТОРФА

Добыча торфа производится в летнее время, примерно начиная с мая и кончая августом, причем при добыче кускового торфа в начале лета вырабатывают более толстые кирпичи, а к концу лета—более тонкие. При слишком ранней или поздней добыче ночной морозок может значительно ухудшить качество недостаточно высохшего торфа.

До начала разработки торфяник осушают. Для этой цели проводят каналы, отводящие воду. Каналы устраиваются не менее чем за год до начала разработки торфа. Осушка большого болота производится постепенно, соответственно намеченным к выработке частям, во избежание слишком сильного пересыхания болота, имеющего следствием крошение торфа при его сушке. После осушки удаляется верхний слой почвы, состоящий из дерна и мало разложившегося торфа. Подготовка болота заключается также в вырубке леса и корчевке пней, препятствующих осушке и выработке, и в выравнивании поверхности, что необходимо для откатки и стилки торфа.

Торф добывается ручным и машинным способами. Ручная резка торфа на кирпичи дает так называемый резной торф. Этот торф очень легкий, рыхлый и неоднородный по составу, так как торф в различных слоях обладает различными свойствами. По этой причине, а также при большом количестве пней и других древесных остатков и очень влажном болоте применяют другие способы добычи, при которых торф различных слоев смешивается и переминается, после чего ему придается та или иная форма. В зависимости от способа переработки различают: подпятный торф—уминаемый ногами и разрезаемый ножами или лопатами; наливной торф—размешиваемый в ямах, потом наливаемый в загоны слоем в 35—40 *см* и разрезаемый лопатами или ножами; рамочно-формованный—набиваемый в деревянные рамы, имеющие по нескольку клеток; столовый—изготовляемый на специальных столах с помощью чугунной педальной формы, наполняемой хорошо размешанной торфяной массой.

При добывании торфа в значительных количествах обычно применяют машинный способ добычи и переработки.

При элеваторном способе торфяная масса добывается вручную и сбрасывается в жолоб, в котором движется цепь с железными гребками. Торф подается через воронку в пресс, в котором вращаются валы с насаженными на них ножами. Ножи размельчают и перемешивают массу, проталкиваемую шнеком к мундштуку специальной формы. Из мундштука торф выходит беспрерывной лентой, разрезаемой на кирпичи определенной длины.

При баггерном способе добычи торф добывается не вручную, а с помощью специальных черпаков.

Размер кусков торфа машинной выработки различен в различных климатических условиях: 300 × 100 × 90 *мм*, 300 × 130 × 110 *мм*, 350 × 130 × 130 *мм* и т. д.

С помощью гидравлического способа получается гидроторф. При этом способе добычи торфяная залежь размывается водой, подаваемой под большим давлением. Полученная жидкая масса, содержащая 96% влаги, подается торфососами в растиратель, где перемешивается валом с ножами, и далее в бассейн-аккумулятор, где собирается торфяная масса из нескольких мест. Отсюда она перекачивается на поля сушки и разливается ровным слоем. Через несколько дней после разлива, когда масса подсохнет, ее можно резать на кирпичи, что производится или лопатками-цапками вручную или механизированным

путем—специальными тракторами. Разлив торфяной массы производят один раз в сезон.

По способу малого гидроторфа, разработанному для рационализации торфодобычи с помощью старых элеваторных машин, размытая струей воды масса подается гребками элеватора в пресс, нагнетающий ее по трубам по полям разлива.

Помимо вышеописанных способов добычи кускового торфа в последнее время приобретает большое значение добыча торфа в виде крошки фрезерным способом. При послойно-поверхностном фрезеровании болото осушается, полируется, освобождается от верхнего слоя почвы и поверхность его на глубину 15—20 *мм* фрезеруется специальными барабанами с ножами. Так как верхний слой болота наиболее сух и кроме того полученная крошка, лежащая тонким слоем, быстро теряет влагу, процесс получения фрезерованного торфа является наиболее быстрым и экономным. При этом способе важное значение имеет наиболее полная механизация всех процессов получения торфа—фрезерования, ворошения для просушки, сгребания в валы, транспортировки в штабеля и штабелевки.

При послойно-глубоком способе фрезерование производится на глубину 100—150 *мм*. Сушка торфа в этом случае более затруднительна.

В залежах торфа могут иметься определенные горизонты пней, затрудняющие механизацию добычи торфа.

3. СУШКА И ХРАНЕНИЕ ТОРФА

При сушке на открытом воздухе, в естественных условиях, торф вначале теряет отжимаемую воду, затем начинает терять коллоидально связанную воду набухания и адсорбционную воду ([22]).

Потеря отжимаемой воды не связана с сильным уменьшением объема торфяного кирпича. В этой стадии торф способен всасывать воду и под влиянием нескольких дождей может превратиться в рыхлую, волокнистую, легко всасывающую большое количество воды массу, представляющую собой малоценный продукт. Быстрое обезвоживание торфа до 80%-ной влажности обеспечивает его от порчи дождями.

Торфяные кирпичи укладывают на ровной поверхности в один ряд с промежутками для прохода воздуха и, когда они несколько подсохнут (примерно до влажности в 85%) и станут более прочными, их поворачивают и складывают в тройки, пятки, потом по 25 шт. и т. д. При хорошей погоде и ветре сушка идет хорошо. При дождливой и пасмурной погоде торф приходится перекладывать по нескольку раз.

При испарении из торфа воды набухания гуминовые вещества сильно уменьшаются в объеме; волокнистый материал (клетчатка и лигнин) уменьшаются в объеме незначительно. В результате интенсивной сушки кирпича с поверхности и сокращения объема поверхностного слоя тонкий кирпич искривляется, а толстый покрывается трещинами; кроме того создается давление на внутренние пластические части и, хотя при быстрой сушке кирпича на его поверхности образуется прочная корка, однако вследствие сильного отставания в сушке внутреннего слоя корка разрывается, и на кирпиче образуются трещины. Последние получаются также при мокрой и непрочной поверхностной корке. Толстая и прочная корка обеспечивает получение плотного, более тяжелого и невлагоемкого торфа. Кирпич с трещинами менее прочен и более влагоемок.

Большое значение для сушки имеют степень разложения и способ переработки торфа. Чем больше в торфе гуминовых веществ и чем равномернее они распределены между волокнами, тем однороднее торфяная масса, прочнее поверхностная корка и больше сокращение объема. Рыхлый торф сохнет быстрее.

Торф, содержащий более 50% влаги и подвергавшийся действию мороза, сильно разрыхляется. Из такого торфа дожди вымывают много гуминовых веществ, превращая торф в губчатую влагоемкую массу, имеющую низкую теплотворную способность.

Торф, лежащий на достаточно сухой почве, с хорошо развитой сетью капилляров, вследствие всасывания влаги почвой и ее испарения с поверхности почвы сохнет быстро. Поэтому поля сушки следует располагать на глубоко и хорошо дренированном торфяном болоте, покрытом слоем очеса.

При гидравлическом способе добычи торфа поры и ходы поля сушки закупориваются набухшими частицами торфяной массы, что препятствует интенсивной сушке нового разлива вследствие прекращения всасывания влаги почвой. В этом случае сушка происходит только путем испарения влаги, неинтенсивного вследствие большой влажности воздуха над слоем торфа.

Возвращение полю сушки способности фильтровать и всасывать воду достигается действием тепла, ветра и мороза, вызывающим свертывание набухших частиц массы, проникших в верхний слой поверхности почвы.

Более успешную борьбу с закупориванием полей сушки можно вести путем коагуляции торфяной массы гипсом. Отфильтровывающийся на разлитой гидромассе раствор гипса делает почву более способной пропускать отдаваемую гидроторфом воду([22]).

Предложен ряд способов искусственной сушки торфа, не нашедших пока широкого практического применения. Опыт сушки торфа по методу Флейснера не дал удовлетворительных результатов([22,26]).

Когда торф в достаточной степени подсохнет, его складывают в штабеля. Хранящийся на складах кусковой торф должен складываться в штабеля длиной не более 100 *м*, шириной в основании—15 *м* и высотой—6 *м*. Штабеля кускового торфа располагаются попарно с разрывами между ними в 4 *м*. Продольные разрывы между штабелями должны быть в 20 *м*, а поперечные разрывы между смежными парами должны быть в 30 *м*. Штабеля должны быть уложены достаточно прочно, для чего в основании кладут наиболее сухие кирпичи, а крош-

ку засыпают внутрь; стенки штабеля выкладываются в два кирпича и по углам хорошо перевязываются. Для свободной циркуляции воздуха внутри штабеля оставляют хода.

4. ГАЗИФИКАЦИЯ ТОРФА

Общие соображения

Торф вследствие легкости выделения и большого содержания летучих, большой реакционной способности и неспекаемости кокса, а также его кусковатости, т. е. нераспадения в огне, представляет собой легко газифицирующееся топливо. Наличие в торфяной золе окиси железа и других окислов способствует большей активности торфяного кокса. Большое содержание в торфе золы, особенно в случае ее легкоплавкости, а также примесь к торфу значительного количества торфяной мелочи могут ухудшить процесс газификации.

Реакционная способность торфа очень велика. Он воспламеняется при температуре на 200—300° ниже, чем каменноугольный кокс; разложение углекислоты и водяного пара торфяным коксом протекает при значительно более низких температурах с той же интенсивностью, что и каменноугольным коксом. Исследования указывают также на большую реакционную способность торфяного кокса сравнительно с древесным углем.

Наиболее пригодным для газификации является торф верховых болот, содержащий мало золы и серы.

Применяется торф в воздушносухом состоянии с содержанием 20—35% влаги. При большем содержании влаги, так же как и при дровах, требуется большее время пребывания торфа в генераторе, чтобы он успел хорошо подготовиться до поступления в раскаленную зону. Если влажность торфа увеличивается, а время пребывания его в генераторе уменьшается, процесс газификации расстраивается и состав газа ухудшается. В соответствии с большой влажностью и крупностью кусков торфа в генераторах держат высокий слой топлива для того, чтобы зона подсушки была достаточных размеров и чтобы газы достаточное время обтекали крупные куски торфа.

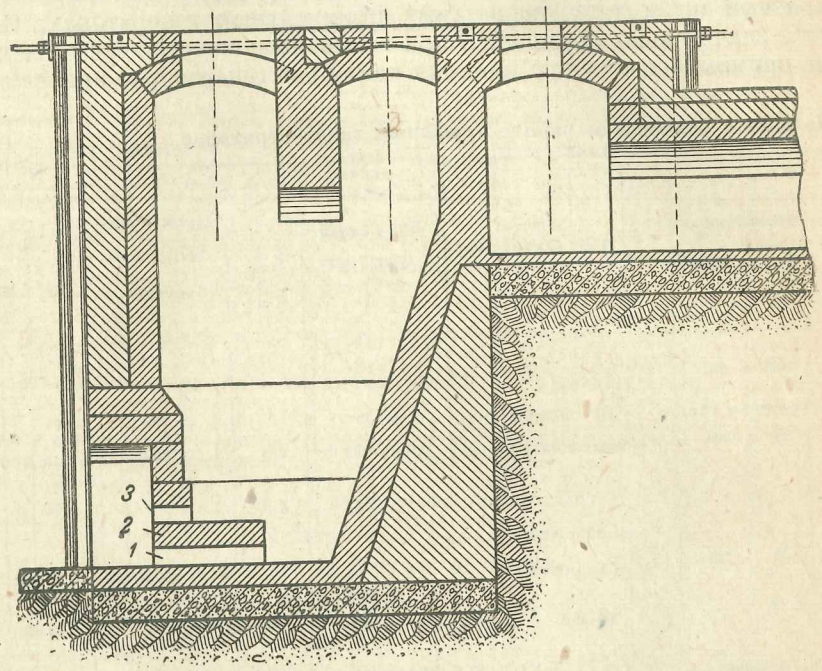
Торфины лежат в генераторе рыхло, поэтому, как и при дровяном отоплении, в генераторах с горизонтальными решетками делают заплечики, чтобы воздух не проходил у стен; в круглых генераторах для этой же цели применяют решетки сравнительно малого размера.

Опыт работы на торфе всех газогенераторных установок указывает на большое значение качества торфа для процесса газификации. Особенное значение имеют содержание мелочи в торфе, его влажность и прочность.

В соответствии с большой ценностью побочных продуктов перегонки торфа и его значительной влажностью современные торфяные станции большей частью оборудуются аппаратами для очистки газа.

Большие выгоды сулит использование торфа в генераторах с жидким шлакоудалением, особенно при дутье, обогащенном кислородом, что может быть совмещено с получением качественных чугунов.

Большое значение имеет также применение торфа (как и древесины) для целей получения силового газа.



14. Самодувный бесколосниковый генератор з-да «Дружная горка»:
1—щель для ввода воздуха; *2*—шамотная плита; *3*—щель для дополнительного ввода воздуха

Установки без мокрой очистки газа

Газификация хороших сортов торфа сыздавна осуществлялась на стекольных заводах. Первоначально она проводилась в генераторах типа дровяных с горизонтальными решетками или с газификацией на поду. Газифицировали один торф или торф в смеси с дровами. Производительность этих генераторов не велика, так как работают они с естественной тягой, а сопротивление слоя торфа больше, чем слоя дров. Помимо этого шлакование золы создает у колосников еще добавочное сопротивление проходу воздуха.

На рис. 14 представлен торфяной генератор стеклозавода «Дружная горка». Газификация производится на поду. Горизонтальные колосники убраны для повышения слоя топлива до 4—4,5 *м* (от пода до прямоугольной загрузочной коробки) ([27,28]). Производительность каждой шахты чрезвычайно малая—3—4 *т* торфа в сутки.

Обслуживание генераторов заключается в периодическом забрасывании торфа через загрузочные коробки и в чистке поддувала или колосников от золы и затягивающего их шлака. В табл. 26 приведены данные о размерах генераторов и составе и выходе получаемого газа. Из этих данных видно, что, так же как и дрова, сухой торф дает прекрасный по составу газ в самых примитивных генераторах. Состав газа значительно ухудшается при большой влажности торфа, несмотря на примесь более сухих дров, так как объем генераторов при влажном

Данные о размерах и работе торфяных газогенераторов

Наименование завода	Тип генератора	Влажность топлива (в %)	Зольность топлива (в %)	Производительность (в *кг/сутки*)	Состав	
					CO_2	C_mH_n
«Дружная горка»	Бесколосниковый самодувный	Торф—48 Дрова—25 [1]	1,5 1,0	1 700 2 300	8,5	0,5
» »	С горизонтальной решеткой, самодувный	Торф—22,85	2,01	3 800	5,65	0,23
» »	То же	Торф—35,1	1,35	5 200	9,28	0,43
Ирбитский [2]	»	Торф—21,6	6,5	—	8,3	0,3
Нижневыксунский	С горизонтальной решеткой и дутьем	Торф—48 Дрова—25 [3]	—	42 000 Торф—67% Дрова—33%	6,30	0,70
Кулебакский	Керпели	Торф—28 Дрова—26,5 [3]	—	33 000 Торф—60% Дрова—40%	6,4	—
«Красный путиловец»	Гильгера	Торф—21,8	—	10 700	6,89	0,35
«Красный гвоздильщик»	»	Торф—24,2	—	28 000	9,6	—
Гусь-Хрустальный	Со швельшахтой и вращающейся решеткой	Торф—27	3,46	40 000—60 000	7,29	0,38

[1] Дрова в виде поленьев.
[2] Время пребывания топлива в генераторе—13,5 часа.
[3] Дрова в виде чурки длиной в 300 *мм*.

торфе и к тому же в условиях увеличения производительности становится недостаточным. Подобные генераторы являются устарелыми.

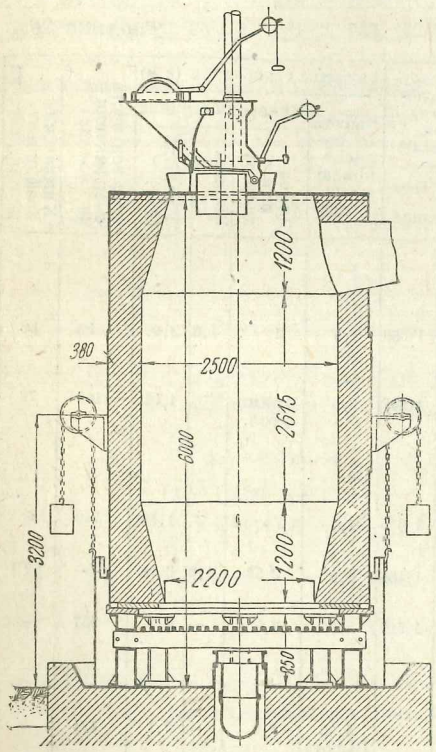
На рис. 15 представлен генератор Нижневыксунского завода([29]). Он имеет цилиндрическую форму и снабжен горизонтальной решеткой и дутьем. Высота от колосниковой решетки до загрузочного приспособления—более 5 *м*. Шахта находится в железном кожухе и снабжена в нижней части двойным водяным затвором. Один затвор образован жолобом, расположенным вокруг кожуха генератора в нижней его

Таблица 26

Состав газа (в объемных процентах)					Температура газа (в °С)	Теплотворная способность газа (в *кал/м³*)		Размеры генератора (в м)				Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	Химический коэффициент полезн. действия
								Высота от колосников до верш. свода	Поперечн. сечение				
O_2	CO	CH_4	H_2	N_2		Высшая	Низшая		Длина или диаметр	Ширина	Площадь (в $м^2$)		
0,4	22,1	0,3	12,2	56,0	160—200	1 150	1 083	4,5	2	1,5	3,0	56	66
0,24	28,53	3,15	6,95	55,25	220	1 414	1 347	2,5	Прямоугол.	—	1,56	102	72
0,40	22,65	1,22	8,13	57,89	149	1 120	1 035	2,5	То же	—	1,56	140	65
0,55	25,3	0,4	13,1	52,05	125	1 251	1 181	5,6	2,56	1,2	3,08	—	69,1
0,35	25,96	3,99	12,68	50,02	270	1 611	1 507	5,0	2,5	—	4,9	357	—
								5,85 Высота слоя топлива 1,5—1,8 м	3,0	—	7,1	194	—
0,5	28,7	3,0	12,9	48,5	150—170	1 552	1 450		—	—	5,3	—	—
0,29	25,43	3,06	10,32	62,6	—	1 433	1 351		2,6	—	—	84,5	—
—	19,0	—	—	—	380—400	—	—				5,3	220	—
0,34	28,05	2,77	17,44	43,73	90—100	1 710	1 593	7,5	3,0	—	7,1	235—350	69,0

части, а второй находится у основания генератора. Цилиндрический фартук с верхним загнутым краем при опускании погружается одновременно в оба затвора, отделяя генератор от атмосферы, и при подъеме открывает доступ к нижней части генератора. Дутье производится под решетку. При чистке генератора выключают дутье и поднимают фартук.

Данные о работе генератора на смеси из 67% торфа и 33% дров в виде чурки длиной в 300 *мм* приведены в табл. 26. При сухом топливе генераторы имеют высокую производительность и дают хороший по составу газ. При сильном шлаковании золы удаление ее требует большой затраты рабочей силы. Целесообразно переоборудование в подобных генераторах ступенчатой решетки на ступенчатую кольцевую, допускающую работу с более шлакующимся топливом.



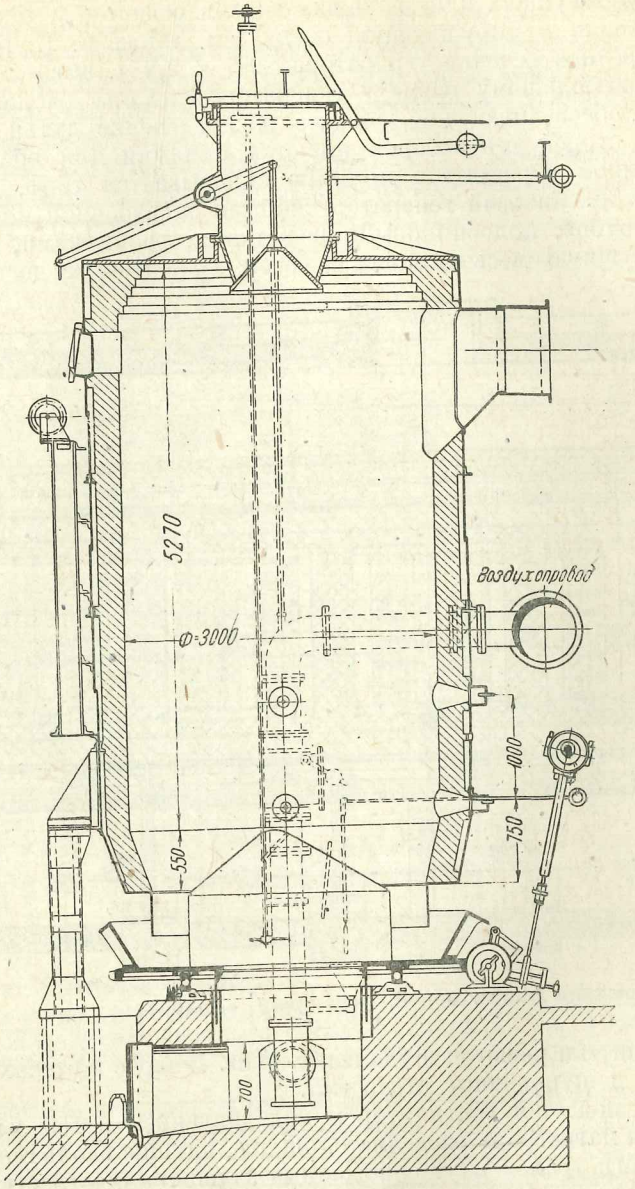
15. Генератор с горизонтальной решеткой Нижневыксунского з-да

На рис. 16 представлен генератор с вращающейся решеткой Кулебакского металлургического завода, работающий на торфе. Диаметр его—3 *м*, высота от колосников до загрузочного приспособления—5 *м*.

Данные о работе генератора Кулебакского завода приведены в табл. 26([29]). Из этих данных видно, что газ, полученный при газификации в генераторе с вращающейся решеткой, мало отличается по составу от полученного в генераторе с неподвижной решеткой, что, возможно, отчасти следует отнести за счет недочетов обслуживания.

В той же таблице приведены результаты опытов газификации торфа в генераторах Гильгера с вращающейся решеткой при малом слое топлива—1,5—1,8 *м*. Эти опыты выявили возможность получения при низком слое топлива хорошего по качеству газа лишь при сухом торфе и малой производительности генератора.

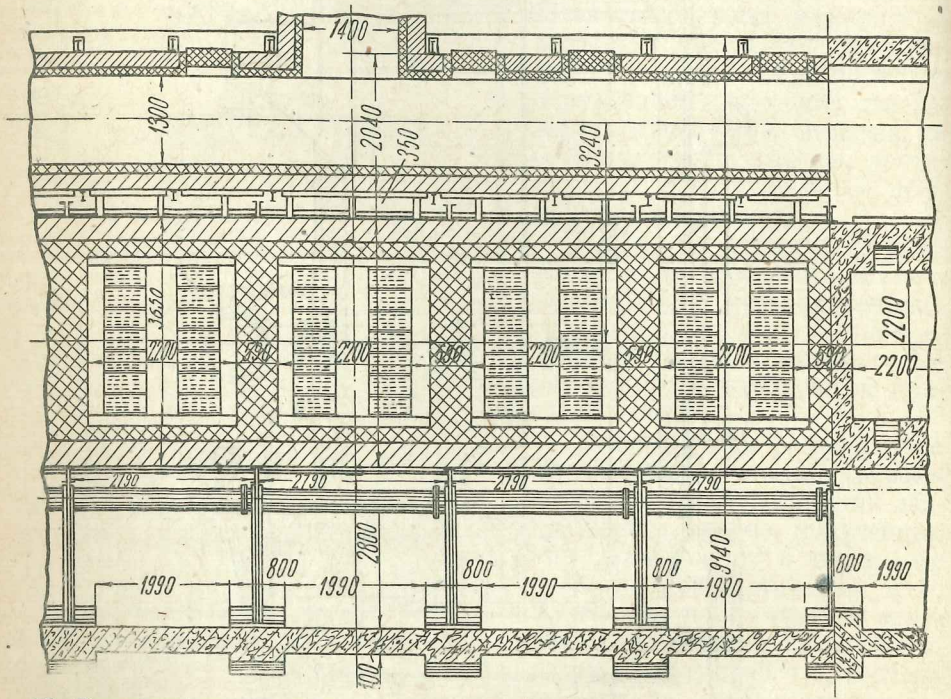
На рис. 17 представлена батарея генераторов с крышеобразной решеткой системы «Сименс-Дахрост» и на рис. 18—разрез по генератору. Такая батарея установлена на стеклозаводе им. Володарского и была спроектирована автором настоящей работы в 1930 г. в условиях острого дефицита металла([30]). Установка обслуживает ванную стекловаренную печь, бельгийский канал на 10 машин Фурко и два опечка для обжига лодочек. Генераторы расположены в одном блоке, чем обеспечиваются дешевизна их, минимум занимаемого места, малая затрата остродефицитных материалов (металла) благодаря отсутствию



16. Генератор с вращающейся решеткой Кулебакского з-да

кожухов, чугунных плит и вращающихся решеток, а также и малая потеря тепла в окружающую среду (см. также ч. I., рис. 56).

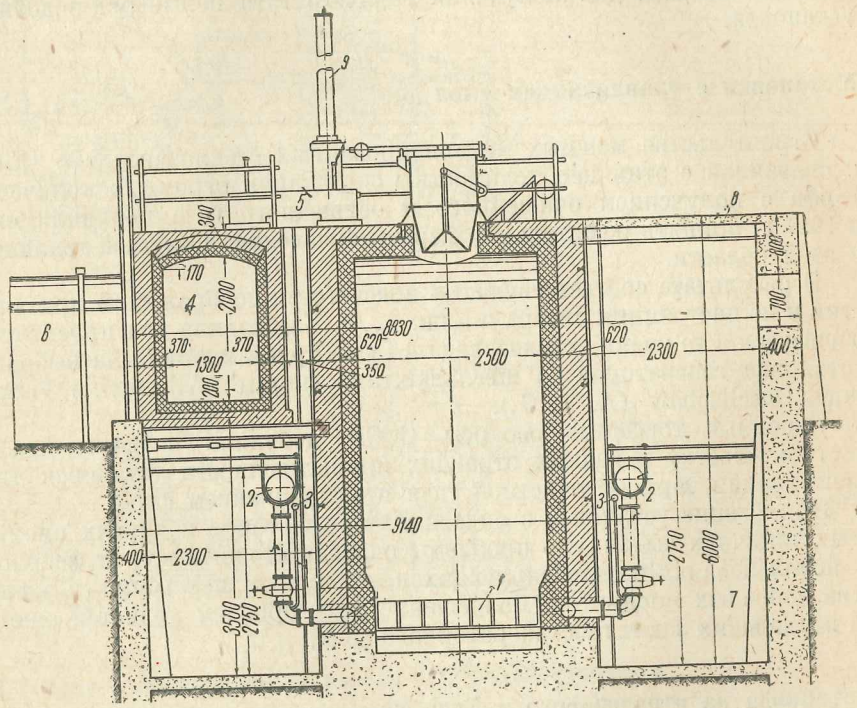
Поперечное сечение генератора—2,5 × 2,2 *м*, высота—5 *м*. Соответственно большому размеру генератора сделаны две колосниковые решетки, обеспечивающие хорошее распределение дутья по сечению. С обеих сторон генераторов имеются приямки для обслуживания. На бетонном перекрытии приямка складывается торф, подаваемый в генератор. Каждый генератор снабжен загрузочной коробкой, пусковой трубой, колосниковыми решетками, тройниками, подающими паровоздушную смесь к концам решеток, и фронтовыми досками с дверками для чистки решеток и удаления золы. В своде и стенах имеются смотровые и шуровочные отверстия.



17. Расположение генераторной установки «Дахрост»

Воздух подается вентилятором под давлением в 150 *мм* вод. ст. Воздушная магистраль разделяется на две, идущие вдоль генераторов. От этих магистралей идут снабженные задвижками отростки к тройникам, распределяющим паровоздушную смесь с обеих сторон генератора. В эти же отростки подается пар для увлажнения дутья. Паровые магистрали идут параллельно воздушным. Газ из генератора попадает в коллектор через съемный железный перекидной рукав, снабженный двумя клапанами. Бетонное поддувало может содержаться сухим или мокрым.

Всего генераторов—девять: семь из них обслуживают ванную печь и два—канал Фурко и опечки. Коллектор генераторов ванной печи отделен от коллекторов генераторов, обслуживающих канал Фурко и опечки, так как режим в них должен быть различный. Один из генераторов ванной печи может быть в резерве, так же как и один из генераторов, обслуживающих канал Фурко. Газ к ванной печи идет неочищенным, а направляемый к каналу Фурко может быть очищен в скрубберах.



18. Разрез по установке «Дахрост»:
1—решетка; *2*—воздухопровод; *3*—паропровод; *4*—коллектор газа; *5*—перекидной рукав; *6*—газопровод к печи; *7*—приямки для обслуживания; *8*—перекрытие для обслуживания и укладки торфа; *9*—пусковая труба

При чистке в перекидном рукаве опускают клапан. В случае выбивания пламени из поддувала может быть открыта пусковая труба. После открытия дверок из генератора выгребают золу и шлак, прочищают щели в колосниках и прошуровывают через отверстия во фронтовой плите и кладке массу над колосниками. Для разбивания комьев при сильном шлаковании используются большие отверстия в кладке, находящиеся над колосниками.

По отдельному генератору имеются следующие показатели: производительность шахты—17 *т утки* торфа с примерной влажностью в 30%; площадь поперечного сечения шахты при напряжении в

150 *кг/м² час*—4,7 *м²*; фиктивное время пребывания торфа в генераторе—8 час., что при насыпном весе торфа примерно в 275 *кг/м³* соответствует объему в 21 *м³* и высоте слоя топлива в 4 *м*. Выход влажного газа—2,25 *м³/кг*; расход первичного воздуха—1 *м³/кг* и пара—150 *г/кг* торфа. Установка работает вполне удовлетворительно, и производительность при хорошем качестве торфа значительно выше указанной—до 24 *т*. В результате преимуществ генераторов для условий 1930—1934 гг. по типу описанной установки был спроектирован и построен для получения горячего газа целый ряд подобных установок.

Установки с улавливанием смол

Строительство мощных механизированных стеклозаводов в СССР и связанная с этим необходимость газификации огромных количеств торфа с получением очищенного и осушенного газа побудили еще в 1927 г. принять решительные меры к овладению новейшей техникой в этой области.

В результате соответствующих подсчетов и соображений при участии и по настояниям автора и инж. А. Ф. Каржавина для проектировавшегося в то время стеклозавода в Гусь-Хрустальном была выбрана установка генераторов со швельшахтами фирмы «Allgemeine Vergasungs Gesellschaft» (A. V. G.).

Огромные торфяные ресурсы СССР побудили в дальнейшем к строительству в разных отраслях промышленности установок для газификации торфа с очисткой газа и улавливанием смол.

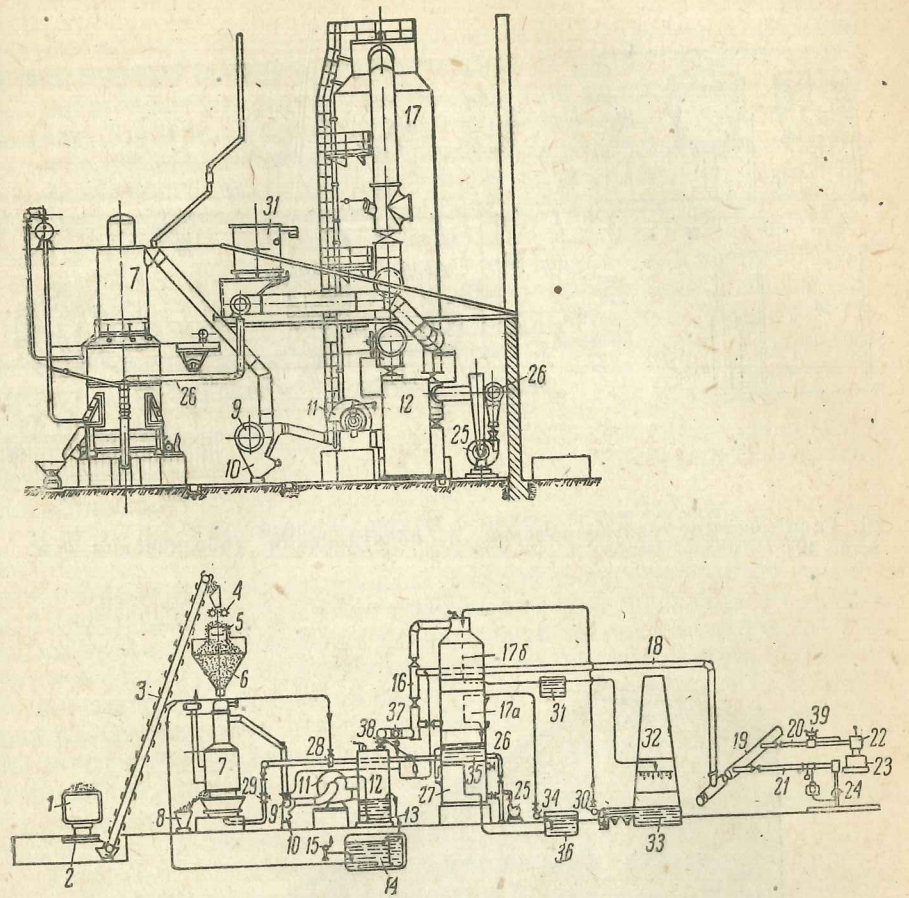
Применение установок с очисткой газа на торфе и других смолистых топливах выдвинуло проблемы очистки сточных вод от фенолов и использования конденсирующихся продуктов перегонки в качестве побочных продуктов. Разрешение этих проблем является одной из важнейших задач газогенераторного дела.

Установка на стеклозаводе в Гусь-Хрустальном

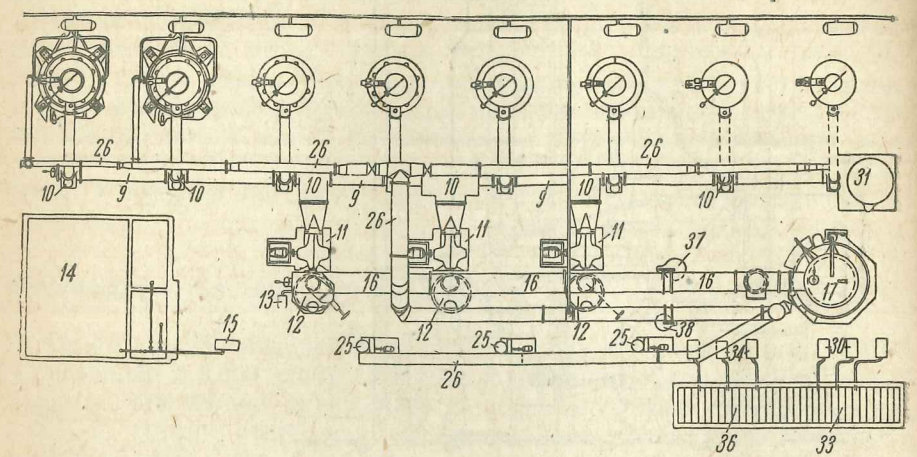
Описание установки. На рис. 19, 20 и 21 представлены схема, расположение и внешний вид гусевской установки. Она состоит из 8 генераторов, снабженных швельшахтами и водяными рубашками. Подобные генераторы применялись за границей для газификации брикетов бурого угля и оказались вполне пригодными для газификации торфа.

Станция снабжается торфом с Гусевского болота, расположенного на расстоянии 89 *км* от завода. Торф разгружается из вагонеток узкоколейной жел. дороги в приямки элеваторов и элеватором (всего два, один—резервный) подается наверх. Кроме элеваторов имеется наклонная эстакада для подачи торфа в случае аварии.

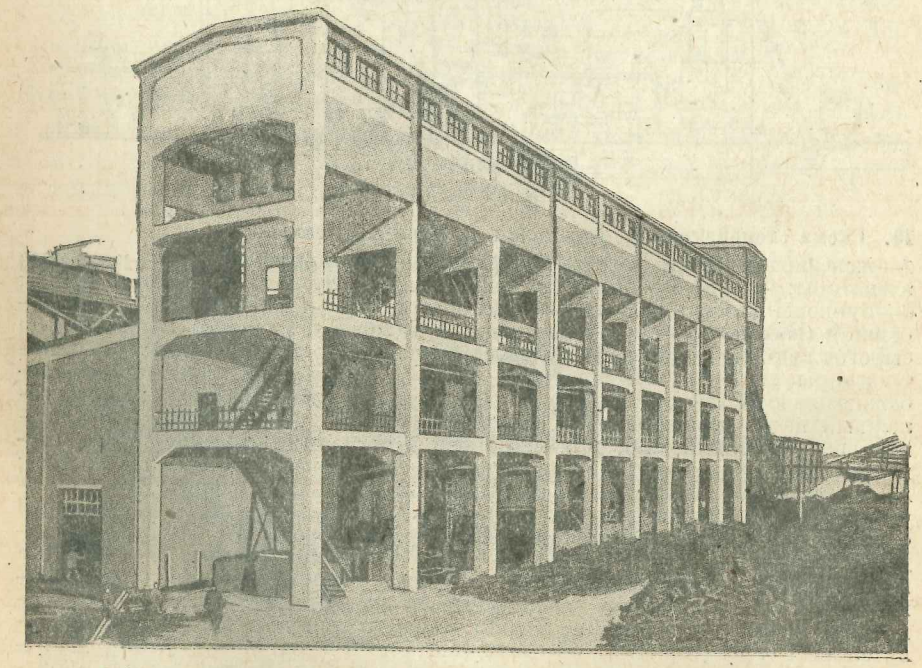
Склад торфа расположен на расстоянии 200—250 *м* от станции. С элеватора топливо подается на горизонтальный транспортер, с ко-



19. Схема генераторной установки в Гусь-Хрустальном:
1—железнодорожный вагон; *2*—трясучки (не применены); *3*—ковшевые элеваторы; *4*—торфодробилки (не применены); *5*—транспортная лента (одна); *6*—бункеры (восемь); *7*—газогенераторы со швельшахтой и водяной рубашкой (восемь); *8*—опрокидывающиеся вагонетки (восемь); *9*—коллектор сырого газа; *10*—гидравлические затворы—клапаны (одиннадцать); *11*—дезинтеграторы системы Тейсена (три); *12*—каплеуловители (три); *13*—центробежные насосы для смолы (три); *14*—сборная яма для стока смолы; *15*—плунжерный насос для перекачки смолы в цистерны; *16*—трубопровод очищенного газа (горячий газ); *17а*—скруббер I ступени; *17б*—скруббер II ступени; *18*—трубопровод; *19*—коллектор очищенного газа (холодный газ); *20*—газопровод к ванной печи; *21*—газопровод к каналам Фурко; *22*—тарельчатый клапан; *23*—переводной клапан Моргана; *24*—переключательный барабан; *25*—вентиляторы (три); *26*—воздухопровод; *27*—насытитель воздуха; *28*—смешивающее сопло для паровоздушной смеси; *29*—обратные клапаны (восемь); *30*—центробежные насосы холодного цикла (три); *31*—маслоотделительный сосуд (холодный); *32*—градирня; *33*—яма для холодной воды; *34*—центробежные насосы горячего цикла (три); *35*—маслоотделительный сосуд (горячий); *36*—яма для горячей воды; *37*—регулятор давления в коллекторе; *38*—регулятор воздушного дутья; *39*—регуляторы производственного расхода газа (три)



20. Расположение газогенераторов и оборудования (обозначения—см. рис. 19)



21. Внешний вид газогенераторной установки

торого попадает в бункеры емкостью по 40 *т*. Загрузочные коробки заполняются из бункеров периодически и снабжены двойным затвором. Ввиду большого веса нижнего конуса он подтягивается ручной лебедкой. Для предохранения от увлечения газом пыли засыпка отделяется от выходного газового отверстия железным цилиндром.

Нижняя часть шахты снабжена пароводяным кожухом, соединенным двумя трубами с паровым котелком, находящимся на уровне загрузочной коробки. Генераторы снабжены водяным затвором. Колосниковая вращающаяся решетка—центральная, фрезерного типа (патент Коллера А. V. G.). Зола удаляется на пол или в вагонетку и отвозится вручную. Чаши вращаются на шарах и приводятся в движение от трансмиссии с эксцентриками. Уплотнение воздушной трубы у колосников сальниковое. Нижняя шахта имеет диаметр в 3000 *мм*, высоту—около 4500 *мм*; диаметр швельшахты—2200 *мм* и высота—4080 *мм*. Диаметр загрузочной коробки—1200 *мм*. Шахта генератора подвешена на четырех железных колоннах. Швельшахта, так же как и газопроводы, изоляции не имеет.

В месте перехода нижней шахты в швельшахту по окружности генератора имеются шуровочные отверстия с паровыми затворами, служащие для замера зон и шуровки. Каждый генератор снабжен выдувной трубой, соединяющейся с генератором при опускании на открываемый клапан газопровода соединительной трубы. Из газогенератора газ наклонной трубой диаметром в 600 *мм* подается через гидравлические затворы в коллектор сырого газа диаметром в 1200 *мм*. Генератор может быть выключен подъемом воды в гидравлическом затворе. Из коллектора газ попадает в дезинтеграторы Тейсена. До аппарата Тейсена газ движется под давлением, создаваемым дутьевым вентилятором, причем в коллекторе сырого газа поддерживается небольшое положительное давление—порядка 5 *мм* вод. ст.

Каждые четыре генератора обслуживаются одним аппаратом Тейсена. Имеется и третий резервный аппарат Тейсена. Аппарат Тейсена имеет производительность в 19 000 $м^3/час$ горячего газа и создает давление в 350 *мм* вод. ст.; число оборотов аппарата—1500 в минуту. В аппарат Тейсена, в котором промывной жидкостью служит смола, газ входит с температурой 75—90°. Из аппарата Тейсена очищенный от смолы газ попадает в каплеуловитель с кольцами Рашига, где выпадают взвешенные в газе частицы смолы. Высота каплеуловителя—3,8 *м* и диаметр—2,2 *м*. Нижняя часть каплеуловителя является резервуаром для выпавшей смолы.

Из каплеуловителя смола центробежным насосом подается в аппарат Тейсена. Для надлежащего разжижения она подогревается в каплеуловителе паром, поступающим из паропровода, соединяющего паросборники ватержакетов генераторов. Осевшая в аппарате Тейсена смола попадает в смоляную яму, откуда специальным насосом откачивается к месту хранения.

Из каплеуловителей газ поступает в газопровод горячего очищенного газа диаметром в 1600 *мм* и в трехступенчатый скруббер (см. часть I). Две верхние ступени скруббера служат для охлаждения газа,

а нижняя—для увлажнения воздуха путем орошения горячей водой. В верхней ступени газ охлаждается холодной водой, направляемой для охлаждения после маслоотделительного сосуда на градирню, а нижние две ступени орошаются горячей водой (горячий цикл воды). Скруббер имеет диаметр в 4500 *мм* и общую высоту в 19 770 *мм*. Верхняя часть скруббера находится вне здания. Заполняется он кольцами Рашига диаметром в 50 *мм*, насыпанными на железные решетки. Разбрызгивание воды производится вращающимися брызгалками (центральная труба, соединенная с шестью горизонтальными трубами), приводимыми в движение общим вертикальным валом и делающими 30 об/мин. Подача воды в скруббер производится шестью центробежными насосами.

Градирня, служащая для охлаждения воды холодного цикла, деревянной конструкции, имеет высоту в 18 *м*. Распределительное устройство для подачи воды на нее состоит из основного корыта с примыкающими второстепенными корытами.

Скруббер может быть выключен, и газ при этом пускается из газопровода горячего газа непосредственно в газопровод за скруббером диаметром в 1100 *мм*, откуда распределяется по потребителям.

Очистка газа таким образом производится в гидравлических затворах, где частично оседают пыль и тяжелые смолы, в аппарате Тейсена и каплеуловителе, где выделяются пыль и смола, и в скруббере, где удаляются тяжелые и легкие масла и влага.

Остающийся в системе конденсат в Гусь-Хрустальном не очищается и спускается по канаве с территории завода.

Воздух от вентилятора подается трубопроводом диаметром в 720 *мм* в нижнюю часть скруббера с кольцами Рашига и орошается водой с температурой 50—55°. Насыщенный при температуре 40—45° воздух направляется к генераторам, причем по пути его дополнительно увлажняют паром из котелков-рубашек до температуры насыщения в 55—60°. В воздухопроводах имеются обратные клапаны. При сухом торфе температура газа и соответственно охлаждающей воды и насыщение воздуха возрастают. Давление газа в коллекторах сырого и очищенного газа поддерживается на определенном уровне с помощью специальных автоматических регуляторов.

Установленная мощность моторов на генераторной установке следующая:

Для вращения чаш генераторов (2 мотора по 8 *квт*) . .	16 *квт*
» трех аппаратов Тейсена (3 мотора по 80 *квт*) . .	240 »
» » смоляных циркуляционных насосов у каплеуловителей (по 0,85 *квт*)	2,55 »
» насоса, подающего смолу в железнодорожные цистерны.	3 »
» оросительного приспособления скруббера	1,5 »
Для шести центробежных насосов (трех—для холодного цикла и трех—для горячего (по 7,5 *квт*)	45,0 *квт*
» трех центробежных вентиляторов (по 15 *квт*) . .	45,0 »
Всего . . .	около 353 *квт*

В перечень моторов не включены моторы элеватора и горизонтального транспортера, имеющие суммарную мощность в 63 *квт*.

Генераторы помещаются в четырехэтажном железобетонном здании.

В первом этаже находятся шахты генераторов, во втором—швельшахты, в третьем—загрузочные коробки генераторов и воронки бункеров и в четвертом, над бункерами,—горизонтальный транспортер с механизмами для приведения его в движение. К зданию генераторной станции примыкает очистительное отделение высотой в 7,5 *м* и шириной 13,28 *м*.

Из скрубберов газ направляется неизолированными железными газопроводами к стекловаренным печам и каналам Фурко.

По договору фирма «A. V. G.» давала следующие гарантии: производительность генератора при торфе с W в 35% и A в 5%—40 *т/сутки*; полезная теплотворная способность газа—1550 *кал/м*³; коэфициент полезного действия установки—86%, считая на тепло в газе, смоле и паре за вычетом тепла для получения потребной энергии, по отношению к вводимому теплу в торфе и водяном паре; недогар в шлаке не больше 1% от веса торфа; содержание смол в очищенном газе не больше 0,5 *г/м*³; влагосодержание газа за скруббером не больше 45 *г/м*³ (среднее за год); для всех неподвижных частей гарантия на год и для вращающихся—на полгода ([31]).

Стоимость установки примерно следующая: здание и сооружения 612 500 руб. и оборудование 1 779 000 руб. (в том числе импортное—879 000 руб.).

Эксплоатационные данные. Производительность генератора оказалась равной 45—70 *т/сутки* воздушносухого торфа.

Состав газа хорош, и высшая теплотворная способность его 1700 *кал/м*³. Выход сухого газа—1,5—1,6 *м*³/*кг*. Выход смолы примерно 7%. Температура газа при выходе из генератора порядка 70—100°. Содержание несгоревшего углерода в золе—1—2% от веса золы. Температура генераторного газа при входе в скруббер 55—75°, при входе в холодный цикл—40—45° и при выходе из скруббера 20—30°.

Слой золы на головке держится равным 25—30 *см*, раскаленный слой—1,5—2,5 *м*.

Давление дутья у вентилятора (до воздушного регулятора)—200 *мм* вод. ст.; за воздушным регулятором—80—150 *мм* вод. ст.; за смешивающим соплом—70—130 *мм* вод. ст.; у входа в генератор—50—60 *мм* вод. ст. Давление газа у основания швельшахты—30—40 *мм* вод. ст.; у выхода из генератора—5—10 *мм* вод. ст.; в коллекторе сырого газа—3—5 *мм* вод. ст.; за аппаратом Тейсена—350 *мм* вод. ст.; за газовым регулятором—120—150 *мм* вод. ст.; за скруббером в коллекторе сухого газа—70—75 *мм* вод. ст. Температура паровоздушной смеси 55—60°.

Как показала практика работы, при форсированной работе генератор может в значительной мере увеличивать свою производительность сравнительно с гарантийной.

В работе установки при длительной эксплоатации выявились недочеты. Транспортное устройство потребовало содержания излишнего штата для переброски топлива из вагонов к элеватору и для наблюдения за выгрузкой топлива с горизонтального транспортера в бункеры.

Ковшевой элеватор работал неудовлетворительно: плохо забирал торфины и сильно изнашивался. Бункеры имеют недостаточный наклон, что вызвало необходимость сбрасывания остатков торфа из бункеров вручную штангами.

Основное затруднение, выявившееся при работе установки, заключалось в выделении из топлива значительного количества уксусной кислоты, разъедающей очистительную аппаратуру, особенно вращающиеся части центробежных смолоотделителей аппаратов Тейсена и газопроводы. Кроме того охлаждающая вода трехступенчатого скруббера, орошая в нижней ступени воздух, вводила в последний уксусную кислоту, вызывавшую разъедание также и воздухопроводов.

Первоначальные предложения фирмы «A. V. G.» в части нейтрализации уксусной кислоты в аппарате Тейсена содовым раствором не оправдались, и фирмой было предложено покрывать поверхности металлических частей бакелитовым лаком, что практиковалось на заводе в отношении аппаратов Тейсена путем опрыскивания частей его с помощью особых пульверизаторов ([26]). Это удлиняет срок службы металлических вращающихся частей с $1^1/_2$ до 3 мес.

Фирмой «A. V. G.» предлагалось вести покрытие бакелитовым лаком следующим образом. Над аппаратом Тейсена устраивается приспособление для снятия ротора и транспорта его к лакировочному отделению. В этом отделении ротор насаживается на специальную подставку, покрывается с помощью пульверизатора лаком и затем вместе с подставкой вводится в сушильную печь. Сушка производится при температуре 150°, причем сушилка отапливается газом. После сушки роторы вынимаются из печи и вновь устанавливаются в аппараты Тейсена.

Фирма «A. V. G.» предусматривала необходимость повторного покрытия роторов через некоторое время; что же касается неподвижных частей, то фирма считала достаточным покрытие их только перед началом работы.

В газопроводах, установленных на Гусевском заводе, после полуторагодичной работы завода для предохранения их была применена изоляция из дерева, дающая вообще хороший эффект. Позднее железные коллекторы, промежуточные газопроводы, гидравлические затворы и каплеуловители были заменены чугунными.

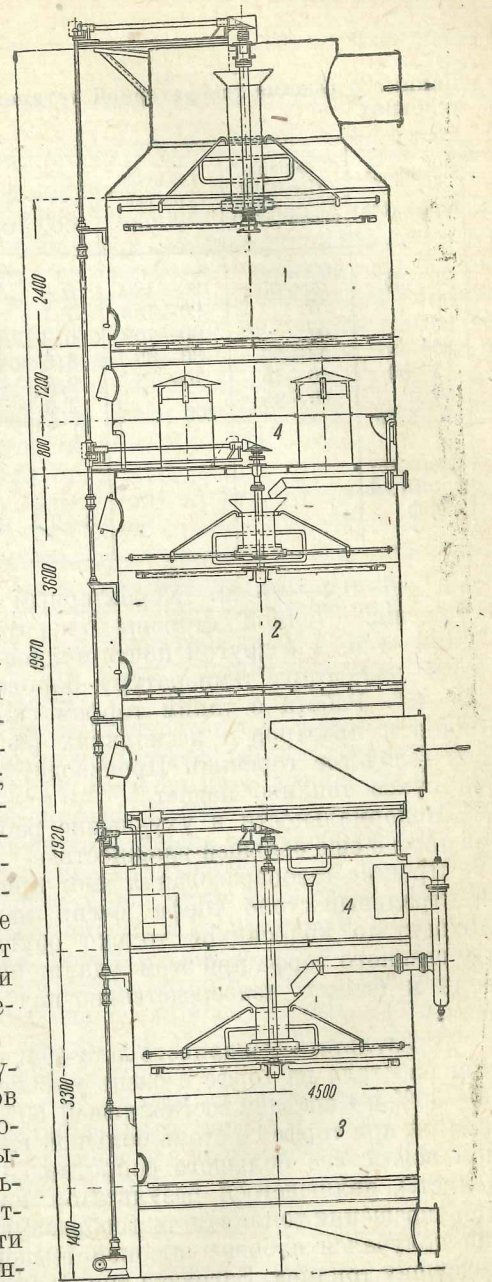
Размер охлаждающей рубашки генераторов (ширина—150 *мм*) оказался недостаточным для возможности очистки внутренних стен от накипи.

Скруббер (рис. 22) быстро забивается остатками смол, закупоривающими кольца Рашига. При этом сопротивление скруббера возрастает, достигая перед остановкой 60 *мм* вод. ст., и работа его ухудшается. Чистка скруббера затруднительна. Завод поэтому работает при выключенном скруббере, что понижает теплотворную способность газа вследствие увеличения в нем содержания влаги и является совершенно ненормальным.

Как показала практика эксплоатации газогенераторной установки в Гусь-Хрустальном, режим работы генератора сильно зависит от качества и влажности торфа.

Наиболее благоприятен машинно-формованный кусковой торф с небольшой влажностью (20—30%). При этом получается очень хороший по составу газ (табл. 27)[1], и режим работы устанавливается следующий: высота слоя раскаленного кокса—2—2,5 *м*; уровень шлаковой подушки над дутьевой головкой—15—25 *см*; температура паровоздушной смеси — 57 — 65°; температура газа—90—120°. Равномерное распределение нагрузки между генераторами, постоянное заполнение швельшахты торфом и непрерывное удаление золы и шлака обеспечивают спокойный ход генераторов и равномерное распределение в генераторе зон.

Нормальный режим нарушается при питании генераторов торфом с повышенной влажностью—выше 40%. При этом высота раскаленной зоны уменьшается, и состав газа ухудшается. При стабильной влажности торфа в 45% высота раскаленной зоны уменьшается в сред-



22. Трехступенчатый скруббер Гусевского з-да:

1—ступень осушки газа; *2*—ступень нагрева воды; *3*—ступень насыщения воздуха; *4*—камера для отстаивания масел

[1] Таблица и др. данные по материалам отчета инж. А. И. Мазурина.

Таблица 27

Данные о режиме генераторной установки в Гусь-Хрустальном в различных условиях

Влажность торфа (в %)	Температура паровоздушной смеси (в °С)	Температура газа (в °С)	Состав газа (в %)						
			CO_2	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2
20—25	60—65	100—120	6,0	0,2	0,2	30 0	17,0	3,5	43,1
30	57	90—100	7,1	0,2	0,2	28,3	14,8	2,8	46,6
30	57	90—100	6,2	0,2	0,2	29,0	14,4	2,2	47,8
35—40	52—55	80—85	8,5	0,2	0,2	25,0	13,0	2,0	58,1
45—50	40—45	70—75	9,8	—	0,2	22,8	11,3	2,3	53,6
50 и больше	25—35	100	12,0	—	0,8	16,9	9,7	3,0	57,6
			11,3	—	0,8	17,8	11,1	3,0	56,0
Верхнеслойный торф	-		8—9	0,2	0,2	22—24	12—13	2—2,5	—

нем до 0,4—0,5 *м*. Характерным является перекос зон т. е. достижение с одной стороны генератора высоты раскаленной зоны в 0,8—1 *м*, а с другой почти полное ее отсутствие. Ввиду холодного хода генератора температуру паровоздушной смеси уменьшают до 40—45°. Работа с таким торфом сопровождается образованием каналов и прогаров и нескольких расположенных друг над другом зон (слоистое горение). Производительность генераторов в пересчете на сухое топливо падает.

Ненормальности и ухудшение работы повышаются при переходе на торф с еще большей влажностью.

Процесс газообразования идет при этом преимущественно у стен. Центральный столб торфа очень медленно подготовляется и часто доходит до колосников только обугленным с поверхности; куски обугленного торфа при этом удаляются со шлаком; раскаленная зона если и бывает непосредственно над колосниками, то очень небольшая.

В результате дождливого лета 1931 г. зимой 1932 г. Гусевская станция работала на торфе с очень высокой влажностью, доходившей до 60—65% и в среднем составлявшей 50%. Работа с заполненной швельшахтой при торфе со столь большой влажностью оказалась невозможной вследствие большого сопротивления швельшахты (150—200 *мм* вод. ст.), являвшегося результатом конденсации в ней влаги и смол и превращения топлива в тестообразную массу. При более низком слое газ получался с более высокой температурой и лучше обеспечивал подсушку топлива. Загрузка топлива велась малыми порциями и возможно чаще. В результате работы с незаполненной швельшахтой сильно засорялись пылью и смолой коллектор (в течение 1—1½ мес.) и кольцевое пространство между цилиндром, спущенным в швельшахту, и швельшахтой. Пыль, пропитанная смолой, превращалась

в твердую массу, особенно при прогарах в генераторе, и удаление ее было затруднительно. Мелкая пыль, уносимая с газом, оседала и далее коллектора—во всасывающих рукавах Тейсена и на кольцах Рашига в каплеуловителе.

В конце 1932 г. Гусевская станция работала на торфе с влажностью в 20%. При этом высота раскаленной зоны составляла 3—3,5 *м*. С начинавшимся шлакованием было легко бороться с помощью увеличения подвода пара (62—65°). Работа генераторов при указанном сухом торфе была очень хороша: не наблюдалось перебоев в режиме, перекосов зон, прогаров, шлакования и т. п. Раскаленная зона была равномерно расположена по всему сечению генератора. Шлак получался размером с кулак. Давление дутья при этом поддерживалось равным 60—90 *мм* вод. ст.; давление у основания швельшахты составляло 15—20 *мм*. Процесс выделения смолистых веществ почти или совсем заканчивался в швельшахте. Температура газа составляла 100—120°.

Применение в гусевских генераторах верхнеслойного торфа с малой степенью разложения, с резко выраженной волокнистой структурой и малой прочностью значительно ухудшает процесс газификации: наблюдаются перекосы зон, слоистость, прогары, образование шлаковых козырьков на стенах шахты, состав газа значительно ухудшается и образуется много пыли, уносимой газом. Примерно так же, как и верхнеслойный мало разложившийся торф, ведет себя торф, полученный по способу малого гидроторфа. Оба эти сорта топлива успешно газифицируются в смеси с хорошим торфом.

Сильное ухудшение режима работы генераторов при очень влажном торфе вынудило искать выхода для улучшения работы генераторов и привело к примешиванию к торфу лисичанского длиннопламенного угля. Качество газа при этом несколько улучшилось, но работа генераторов была недостаточно удовлетворительна: часто наблюдался выход невыгоревшего кокса, заполнение швельшахты было невозможно вследствие высокого сопротивления (повидимому вследствие размягчения лисичанского угля при медленном нагревании), и имел место сильный унос пыли. Последняя помеха—унос пыли—была наиболее неприятной: пыль засоряла коллектор сырого газа, всасывающие рукава аппарата Тейсена и каплеуловитель и заставляла часто переключаться с одного аппарата Тейсена на другой. Работа на чистом лисичанском угле давала лучшие результаты.

По средним данным за 1934 г.([31]), когда газифицировалась смесь лисичанского угля, машинно-формованного торфа и гидроторфа, машинно-формованный торф имел влажность в среднем 34,07% (пределы 15,0—69,8) и зольность (на сухое топливо) 3,8%; гидроторф—влажность в среднем 30,88%, зольность 10,5%; лисичанский уголь—влажность 3,1—6,1% и зольность 9,6—11,3%. Добавка угля колебалась в пределах 1,3—36,8%, составляя в среднем 12% от всего загруженного топлива. Производительность генератора колебалась в пределах 35,2—51,0 *т*, составляя в среднем 43 *т*. Обслуживание генераторов было легкое, шлакования не наблюдалось, шуровка была незначительная.

Опыт показывает на нежелательность применения смесей неоднородных топлив—торфа и каменного угля.

В 1935 г. работа велась на смеси из 50% машинно-формованного торфа и 50% гидроторфа.

Испытания, проведенные Инсторфом в 1935 г. по газификации одного гидроторфа, дали при малозольном (3—4%) и содержавшем мало мелочи (7%) торфе удовлетворительные результаты: производительность 35—45 *т/сутки*, теплотворная способность газа 1400 *кал/м*^{3}. При большей зольности гидроторфа (так же как и при содержании в нем значительного количества мелочи) имели место прогары и шлакование.

Пар для дутья вполне обеспечивают охлаждающие рубашки.

Часть смолы, получаемой в Гусь-Хрустальном, используется смолоразгонным заводом Торфопродукта. От смолы отбирается кислая фракция (до 315°) и перерабатывается на креолин.

Промежуток между ремонтами генераторов составляет 6—7 мес.

По данным 1934—1935 гг. стоимость генераторного газа с учетом возврата смолы—21 р. 50 к. за 1000 *м*^{3} газа. Стоимость топлива составляет 74,7%, электроэнергии—8,7%, воды и пара—1,0%, зарплата с начислениями—9,5%, цеховые расходы, включая амортизацию,—6,1%. Возврат за смолу принят, как и в дальнейшем, составляющим около 10% от стоимости газа.

Высокая стоимость газа объясняется большой стоимостью топлива—29 руб. 90 к. за тонну.

Генераторы (7 шт.) обслуживаются в каждую из 4 смен старшим газовщиком, дежурным техником, 4 загрузчиками торфа, 2 шуровщиками, 2 дежурными слесарями, мотористом машинного зала и 2 слесарями транспортной ленты и элеваторов; кроме того в 3 смены работают 25 рабочих на подаче торфа, моторист транспортной ленты и уборщик машинного зала и в одну смену—3 чистильщика гидравлических затворов, 3 уборщика шлака, 3 слесаря по ремонту и 7 рабочих по смолохозяйству. Имеются также начальник станции и его помощник.

Штат станции является большим, что отчасти связано с недостаточной упорядоченностью и механизацией хранения и транспорта торфа и смолы.

Большим недочетом в работе станции является выключение скруббера и подача потребителям влажного газа.

Введение сортировки топлива на местах погрузки в вагоны, включение скруббера, улучшение механизации торфоподачи, а также улучшение аппаратурного контроля и регулирования должны значительно улучшить работу станции. Ближайшей задачей является также освоение газификации гидроторфа.

Причина трудности газификации низинного гидроторфа, содержащего до 15% и выше легкоплавкой золы (нанос ключами песка), заключается в легкоплавкости золы. На заводе не ощущают ([212]) необходимости в повышении производительности генераторов (нормально 50 *т*), и стахановское движение сводится к улучшению качества газа и уменьшению штата.

Испытание установки

Испытание установки производилось в 1929 г. Ленинградским областным теплотехническим институтом([33]). Газифицировался торф состава: C^p—39,19%; H^p—4,27%; O^p—24,62%; N^p—1,22%; S^p—0,14%, A^p—3,46%; W^p—27,10%; $Q^p_в$—3788 *кал/кг*. Получался газ следующего состава: CO_2—7,29%; O_2—0,34%; CO—28,05%; CH_4—2,77%; C_mH_n—0,38%; H_2—17,44%; N_2—43,73%; $Q_в$—1710 *кал/м*^{3}; выход газа—1,526 *м*^{3}*/кг*; горючего в очажных остатках—2,86%. Производительность генератора составляла около 40 *т/сутки*.

Тепловой баланс установки приведен в табл. 28.

Таблица 28

Тепловой баланс установки, отнесенный к 1 *кг* торфа (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность торфа . .	3788,0	97,49	Теплотворная способность:		
Внесено дутьем из скруббера.	88,2	2,27	газа	2 610	67,17
Внесено атмосферным воздухом . .	9,1	0,24	смолы из аппарата Тейсена	623	16,03
			смолы из гидравлических затворов. . .	5,8	0,15
			масел и отложений .	131,3	3,37
			Теплосодержание:		
			смол и масел	3,3	0,09
			влаги очищенного газа	48,0	1,24
			очищенного газа . .	17,5	0,45
			капельной жидкости очищенного газа . .	1,0	0,03
			Потеря тепла в окружающую среду . .	73,6	1,89
			Унос дутьем из скруббера	88,2	2,27
			Унос охлаждающей водой	128,0	3,29
			Расход тепла на нагрев воды в водяной рубашке.	43,5	1,12
			Теплотворная способность и теплосодержание шлака	8,3	0,21
			Неучтенные потери. .	103,8	2,69
Всего . .	3885,3	100	Всего . .	3885,3	100

Из баланса следует, что в газ перешло около 69% теплотворной способности топлива. Количество масел в газе за скруббером составляло 1,4 *г/м*³. Суммарное количество смол по весу равно 7,78% от веса топлива, из коих улавливается в аппарате Тейсена 7,448% и в гидравлических затворах—0,086% и уносится с очищенным газом 0,246%.

Кроме того отложения масел в скруббере и в подсмольных водах составляют 1,5% от веса загруженного торфа.

Состав смол из аппаратов Тейсена по исследованию теплотехнического института: W — 11,70%; C^c — 80,42%; H^c — 9,33%; S^c—0,15%; $O^c + N^c + A^c$ — 10,10%; $Q^c_в$ — 8878 *кал/кг*.

При испытании генераторов проф. Вайншенкером ([29]) анализ смол из аппаратов Тейсена дал следующие результаты: W^p—3,43%, A^c—0,05; H^c — 9,11; N^c—1,89; S^c—0,10%; C^c—75,84%; O^c—13,01%. $Q^c_в$ — 8567 *кал/кг*; удельный вес при 15°—0,99; температура вспышки 135°, вязкость при 50°— 22,6° Е, при 80°—4,81°Е; температура плавления 32°.

Анализ смолы из гидравлических затворов: W^p—21 91%; C^c—75,96%; H^c—9,05%; S^c—0,16%; $(O + N)^c$—14,83%; $Q^c_в$—8568 *кал/кг*.

Анализ масел из скруббера: C^c—88,05%; H^c—10,77%; $(O+N+S)^c$ 1,18%; $Q^c_в$— 10119 *кал/кг*.

В тепловом балансе установки (табл. 28) при химической теплоте газа в 67% от всего введенного тепла теплотворная способность смолы и масел составила 20%.

Торфяная генераторная смола представляет собой при обыкновенной температуре черную мазеобразную массу, имеющую достаточную подвижность при разогреве до 70—80° С. Удельный вес смолы—0,9485 при 80° и влажности 3,38%. Влажность отдельных проб колеблется от 3,38 до 10%. Температура вспышки смолы по Бренкену 148° С.

Смола содержит нерастворимых в пиридине веществ 2,6% (при средней влажности в 4,65%).

Теплотворная способность $Q^p_б$—6860 *кал/кг* (при влажности в 4,65%).

По более поздним исследованиям ([31]), произведенным Инсторфом, получены следующие данные: удельный вес — 0,98, температура застывания—28°, вспышки—142°, содержание асфальтенов—32%, нейтральных масел—45%, фенолов—16% и влаги — минимально 7%. Результаты разгонки: 130—275°—34%, 275—315°—19%, пек — выше 315°—46%.

При проведении Инсторфом ([34]) в 1929 г. испытания генераторов № 7 и 8 были получены следующие результаты. Производительность генератора составляла в среднем 50 *т/сутки*. Показатели по торфу: W^p—31%; A^p—2,8%. Состав газа: CO_2—8,3%; C_mH_n—0,3%; O_2—0,3%; CO—27,0%; CH_4—3,2%; H_2—12,45%; N_2—46,85%; $Q_в$—1546 *кал/м*³. Выход газа 1,6 *м*³*/кг*, расход воздуха 0,95 *м*³*/кг*, расход пара 0,15 *кг/кг*.

Выход смолы в среднем из аппарата Тейсена—7,06% при составе: W^p—3,43%; A^c—0,05%; C^c—75,84%; H^c—9,11%; N^c—1,89 %, $S^c_{об}$—0,095%; $Q^c_б$—8567 *кал/кг*. Выход смолы из гидравлики—0,09% и состав

ее следующий: W^p —16,27%; A^c—1,54%; C^c— 67,95%; H^c—8,77%; O^c—21,45%; $S^c_{об}$—0,29%; $Q^c_б$—7574 *кал/кг*. Выход масел составляет 0,157%; состав легкого масла: A^c—0,17%; C^c—81,67%; H^c—11%; N^c—0,68%; $S^c_{об}$—0,29%; $Q^c_б$—9717 *кал/кг*; состав тяжелого масла: A^c—0,10%; C^c—82,74. H^c—11,78%; N^c—0,71%; $S^c_{об}$—0,31%, $Q^c_б$—10 144 *кал/кг*.

Таблица 29

Тепловой баланс генератора A.V.G. по данным Инсторфа (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность торфа	97,07	Теплотворная способность газа	62,22
Теплосодержание дутья .	2,85	Теплосодержание газа . . .	8,92
» воды .	0,08	Теплотворная способность смолы и масла	15,78
		Теплосодержание смолы . .	0,36
		Потеря с остатками	0,06
		На получение пара	2,15
		Потери	6,51
Всего	100,0	Всего	100,0

В табл. 29 приведен тепловой баланс генератора по данным испытания Инсторфа.

Как показали исследования Инсторфа, вследствие вымывания водой из газа фенолов, аммиака и кислот в водах затворов и скрубберов содержатся значительные количества таковых, что характеризуется табл. 30.

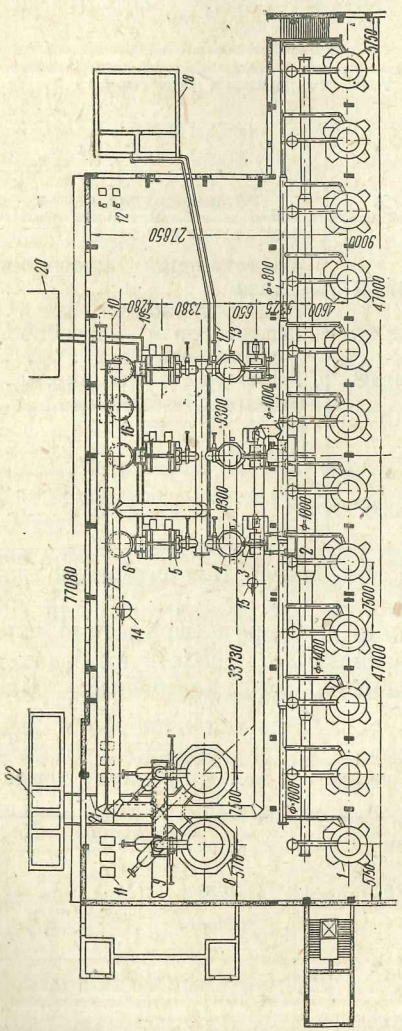
Таблица 30

Содержание воднорастворимых веществ в водах Гусевской торфяной генераторной станции

Место отбора проб	Содержание в воде (*в г/л*)		
	Жирных кислот	Фенолов (летучих с водяным паром)	Общего азота
Гидравлические коробки у генераторов	28,7—60,7	1,88—7,31	6,15—13,61
Газопровод обессмоленного газа между аппаратами Тейсена и скруббером	66,7—122,2	5,19—11,61	14,22—18,0
Горячий цикл скруббера	7,5—71,8	3,38—11,79	1,27 - 16,06
Маслоотделитель	55,4	3,74	12,1
Холодный цикл скруббера	4,5—89,5	3,6—5,01	0,7—2,78
Градирня	5,09	4,06	—

Установка на Уральском заводе тяжелого машиностроения

Описание установки. В 1932 г. большая торфяная газогенераторная станция, импортированная из Германии (фирма A. V. G.), была установлена и пущена на Уральском машиностроительном заводе



23. План газогенераторной установки на УЗТМ:
1—генераторы; *2*—коллектор сырого газа; *3*—смолоотделитель системы Тейсена; *4*—каплеуловитель смолы; *5*—нейтрализатор системы Штредера; *6*—каплеуловитель известкового раствора; *7*—коллектор очищенного газа; *8*—скруббер; *9*—выход в главный газопровод; *10*—вентилятор дутья; *11*—водяные насосы; *12*—смоляные насосы; *13*—смоляные насосы каплеуловителей; *14*—регулятор давления газа; *15*—регулятор количества дутья; *16*—чан для приготовления известкового раствора; *17*—канал для стока смолы; *18*—яма для смолы; *19*—канал для стока известкового раствора; *20*—яма для известкового раствора; *21*—канал для стока воды; *22*—яма для воды

(УЗТМ) в Свердловске. Станция (рис. 23 и 24) обслуживает главным образом кузнечный и сталелитейный цехи и несколько отличается от Гусевской. Основными отличиями являются: наличие устройств для подогрева газа со специальными горелками (рис. 25) во избежание выделения влаги и с ней уксусной кислоты, устройство чугунных коллекторов и газопроводов, меньше подверженных разъеданию, а также применение специального нейтрализатора типа промывателя

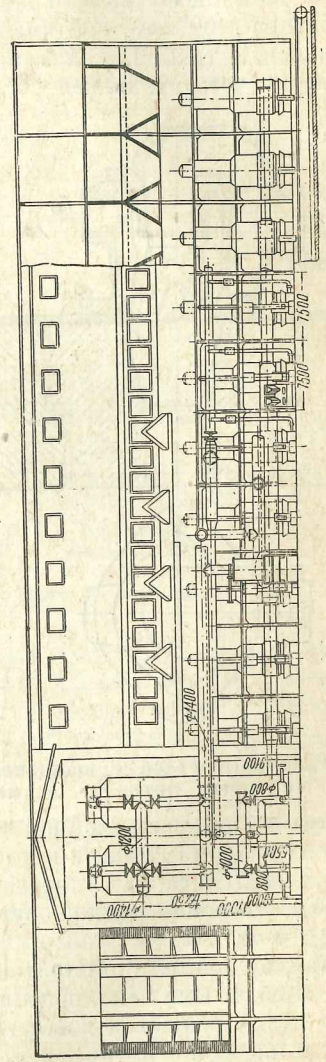
Штредера за аппаратами Тейсена для нейтрализации уксусной кислоты известковым раствором.

Отличием схемы установки УЗТМ от представленной в части I, на рис. 193, схемы установки Первоуральского трубного завода является наличие промывателя Штредера с каплеуловителем взамен промывателя Беркфельда.

Первая очередь установки состоит из 12 газогенераторов со швельшахтами (импортировано 8), подогревательных устройств, отдельных для каждого генератора, оборудованных подводом газа и воздуха с соответствующими регуляторами и клапанами, стояков диаметром 1,8 *м*, гидравлических затворов, отдельных для каждого генератора, коллектора газа, состоящего из двух половин, соединяющих по 6 генераторов, трех аппаратов Тейсена с каплеуловителями (2—в работе и 1—запасной), трех нейтрализаторов с каплеуловителями, двух автоматических регуляторов давления (одного—для воздуха и другого—для очищенного газа), двух трехступенчатых скрубберов (в работе 1) и трех вентиляторов для воздуха.

Газифицируется торф низинных болот Кедрового, Хвощевского и Крутихинского, расположенных в 30 *км* от завода. Торф с болота доставляется до ст. Монетной по узкоколейной жел. дор., где сортируется и перегружается в саморазгружающиеся вагоны широкой колеи.

Торф с низинных болот с зольностью в 7% и влажностью в 30—40% поступает в ширококолейных вагонах с помощью фуникулера на железобетонную площадку, где сбрасывается в железобетонные бункеры генераторов.

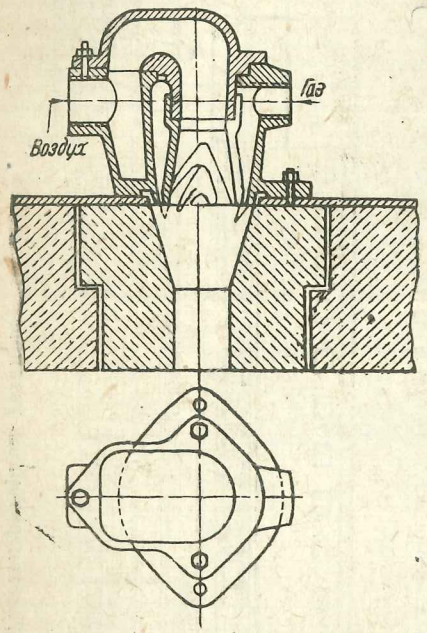


24. Продольный разрез газогенераторной установки на УЗТМ

Грузоподъемность фуникулера 30 *т*, привод его от мотора мощностью в 75 *квт*. Угол подъема 24° 30′, скорость подъема 0,5 *м/сек*, продолжительность подъема вагона 170 *сек*. Бункеры снабжены дозировочными рукавами и штыковыми затворами. Загрузочные коробки генераторов диаметром в 1,2 *м* и емкостью больше 1,5 $м^3$ снабжены паровыми завесами.

Удаление золы и шлака производится с помощью горизонтального транспортера с последующей передачей наклонным транспортером в бункер и из последнего в вагон.

Отличие конструкции генератора УЗТМ от гусевского заключается в наличии футеровки швельшахты, большей ширине рубашки генератора (400 *мм*), соединении рубашки вверху пятью патрубками с кольцевой трубой, связанной с паросборником, и прикреплении к фартуку четырех ножей различной длины.



25. Газовая горелка с вращательным винтовым потоком пламени

Производительность аппаратов Тейсена—34 000 *м*³/*час* (80°); создаваемое давление—400 *мм* вод. ст. Мощность моторов по 214 *квт*, число оборотов—1 450. Ротор Тейсена выполнен из кислотоупорной стали, кожух—из чугуна. Чугунные каплеуловители аппарата Тейсена имеют диаметр в 2,6 *м* и высоту в 4,5 *м*. Насадка, лежащая на наклонной решетке, высотой в 1,5 *м*, состоит из колец Рашига размером 70 × 70 × 55 *мм*.

Объем части каплеуловителя, заполненной кольцами Рашига, составляет примерно 3 *м*³. Подогретая смола из каплеуловителя частично нагнетается в аппарат Тейсена насосом (1,5 *квт*) и частично стекает в смоляную яму.

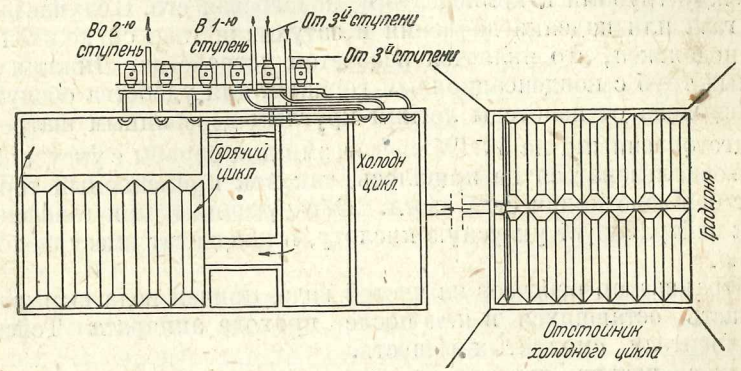
Нейтрализатор Штредера, заключенный в чугунный кожух, снабжен двумя валами с десятью дисками на каждом, делающими 300—400 об/мин. Привод его от мотора в 17,6 *квт* ременной передачей. Жидкость подается на диски с обеих сторон трубками в количестве по 1—1,2 *л*/*час* на диск. Циркуляция жидкости, т. е. подача ее из нижней части аппарата Штредера к обеим сторонам диска, осуществляется двумя насосами с моторами по 2,2 *квт*.

Каплеуловители аппаратов Штредера имеют диаметр в 2,6 *м* и высоту в 3,5 *м*. Они заполнены кольцами Рашига (примерно 5 *м*³) и должны были орошаться известковым раствором, циркулирующим с помощью насосов с моторами в 1,8 *квт*.

Раствор должен был приготовляться в чанах с мешалками, приводимыми во вращение от трансмиссии с мотором в 3,3 *квт*, и подаваться в каплеуловитель или аппарат Штредера. Количество оборотной жидкости составляет 114 *м*³/*час*.

Трехступенчатый скруббер имеет высоту в 22 *м* и диаметр в 5,5 *м*. Объем насадки из колец Рашига в каждой ступени—около 60 *м*³. Сопротивление скруббера—примерно 30 *мм* вод. ст. Температура подогрева воды горячего цикла 60—70°; температура увлажненного воздуха по выходе из воздухонасытительной ступени 50—55° (воздух дополнительно может быть увлажнен путем непосредственной добавки к дутью пара). Газ в верхней ступени охлаждается с 60—65 до 30—35°. Вода обоих циклов отделяется от масла, причем вода холодного цикла в летнее время охлаждается на градирне высотой в 24 *м*. Подача воды обслуживается шестью насосами по 14,7 *квт* (по 3 на цикл; из них 1—резервный).

Количество оборотной воды составляет в газовых ступенях 240 *м*³/*час*, в воздушной—120 *м*³/*час*.



26. Расположение ям холодного и горячего циклов

Оросительные приспособления скруббера приводятся во вращение от вертикального вала и мотора мощностью в 2,9 *квт*. Масла, отделяемые в средней ступени, спускаются в общую смоляную яму, отделяемые же в верхней ступени—легкие масла—собираются в качестве ценного легкого топлива и используются для разогрева печей разных цехов.

Водяные ямы скрубберов (рис. 26) для нейтрализации уксусной кислоты были снабжены решетками со слоем известняка.

Уловленная из газа смола по лотку стекает в смоляную яму емкостью в 200 *м*³. Смола из ямы выкачивается плунжерным насосом (2 шт. по 3 *квт*) или в тару или в большое смолохранилище, рассчитанное на двухмесячный запас (месячный—на обе очереди станции). Смоляная яма снабжена небольшим подогревательным устройством у места отсоса смолы из ямы специальным насосом (с мотором в 0,9 *квт*). Отбираемая этим насосом смола подогревается в смолопроводе, охваченном кожухом, через который пропускается пар. Разогретая смола выпускается обратно в яму. Таким образом вспомогательный насос прогоняет смолу через подогревательное устройство.

Чаши генераторов приводятся во вращение фрикционными механизмами от общей трансмиссии с мотором в 8,8 *квт* (второй мотор и редуктор—резервные).

Давление дутья, создаваемое вентиляторами,—400 *мм* вод. ст. Мощность моторов вентиляторов—по 29,5 *квт*. Воздухопровод, начиная от скруббера, изолирован.

Газ из скруббера направляется к потребителю железным изолированным газопроводом, диаметром в 1,7 *м*, снабженным волнистыми компенсаторами и расположенным на железных стойках. Для стока конденсата предусмотрены специальные трубы, используемые также для подогрева компенсаторов в зимнее время. Для последней цели спускные трубы, снабженные краниками для выпуска газа, окружены трубами из тонкого железа. Продукты горения небольшого количества газа, выходящего из краников, поднимаются в кольцевом пространстве между трубами к компенсатору, подогревая его. В случае выключения газа или падения давления и затухания газа он должен быть вновь подожжен, что является недочетом устройства. Нижняя часть спускных труб с конденсационным горшком для удобства обслуживания защищена от непогоды легким круглым деревянным шатром.

Подготовленными на УЗТМ средствами для борьбы с уксусной кислотой воспользоваться не пришлось, так как применяемый торф содержит большие количества азота. Образующийся при газификации аммиак нейтрализует уксусную кислоту, и конденсат имеет щелочную реакцию.

Нейтрализатор работает на чистой воде, причем вода вымывает из газа часть оставшихся в нем после прохода аппарата Тейсена и каплеуловителя смолистых веществ.

Следует отметить, что, так же как на Гусевской станции, в первой очереди остаются нерешенными вопросы обезвреживания сточных вод и улавливания уксусной кислоты и фенолов; эти задачи должны быть решены второй очередью станции. В настоящее время фенольные воды вывозятся с территории завода на дальнее расстояние в цистернах или обрабатываются известью.

Вторая очередь станции запроектирована отечественного производства, со смолоочисткой в электрофильтрах, с улавливанием фенолов, уксусной кислоты и аммиака.

Из недостатков станции следует отметить затемнение нижних помещений, вызываемое намеченным размещением очистной части станции непосредственно с обеих сторон генераторов, расположенных в два ряда.

В период 1934 г. и до середины 1935 г.[31] производительность генератора составляла в среднем 40 и доходила до 50—55 *т*. Режим генераторов был спокойным и постоянным. Обслуживание генераторов было легким. Состав газа в среднем: CO_2—8,39%; C_mH_n—0,44%; O_2—0,13%; CO—27,08%; CH_4—29,5%; H_2—16,51%; N_2—44,50%; $Q_н$—1 570 *кал/м³*.

Давление дутья—100—150 *мм* вод. ст., температура газа по выходе из генератора 65—90°, давление газа по выходе из генератора—5—10 *мм* и за скруббером—220—250 *мм* вод. ст.

В течение 1934 г. и первой половины 1935 г. влажность топлива колебалась в пределах примерно 31—44%, зольность—6,2—7,9%;

состав газа в среднем за этот промежуток времени был следующий: CO_2—8,4%; C_mH_n—0,4%; O_2—0,1%; CO—27,1%; CH_4—3,0; H_2—16,5%; N_2—44,5%; $Q_н$—1570 *кал/м³*.

При влажности торфа в 30—35% повышение производительности до 55 *т* не влекло за собой ухудшения режима. Последний ухудшался при форсировке в случаях плохих показателей по топливу.

При газификации торфа с влажностью в 30% получается около 6% смолы. Периодически она сжигается в мартеновских печах. Элементарный состав смолы: A—0,03%; S—0,24%; C—70,77%; H—8,74%, O—19,87%; N—0,35%; $Q_в$—8496 *кал/м³*. Отгоняется до 110°—1,0%, до 170°—9,0%, до 210°—11%, до 250°—16,0% и до 300°—28,0%; остается 35,0%. В смоле содержится: фенолов—12,3%, нейтральных масел—11—14%, парафина—3%, пиридина—1,7%, воска—4,6%. В воздушной ступени воздух насыщается до 55—56°.

Главная масса фенольных вод собирается в яме скрубберов. Она расходуется на нейтрализаторы Штредера и в гидравлических затворах и чашах генераторов.

Пар из рубашек расходуется на дутье и подогрев смолы. Для завес используют пар с давлением в 2 *ат*, получаемый из ТЭЦ.

Торфяная мелочь, получаемая при сортировке, используется в заводской ТЭЦ.

При форсированной работе генераторов в 1935—1936 гг. были получены следующие показатели: число работающих генераторов—6 (вместо 11), производительность по газу—588 000—670 000 *м³* (0° и 760 *мм*), по топливу (считая на торф с 30% влажностью)—средняя—60—79 *т*, максимальная—101,5 *т*; полученный газ имел следующий состав: CO_2—8,8—10,4% C_mH_n—0,04—0,5%; O_2—0,1—0,2%; CO—25,3—26,9%; H_2—16,4—17,6%; CH_4—2,5—2,8%; N_2—43,2—45,6%; $Q_н$—1475—1562 *кал/м³*. Температура газа перед аппаратом Тейсена 78—114°, за каплеуловителем—83—116°; за промывателем Штредера—72—75°, в сети—16—32°. Давление газа при выходе из генератора 0—60 *мм*, в коллекторе—15—30 *мм*, за аппаратом Тейсена 230—280 *мм* и в сети—120—125 *мм* вод. ст. Температура паровоздушной смеси при входе в генератор составляла 51—62°, давление дутья под решеткой 125—290 *мм* вод. ст. Высота шлаковой подушки в генераторах доходила до 160 *см*, высота раскаленной зоны составляла 30—240 *см*.

Производительность генераторов удалось увеличить за счет повышения давления дутья и температуры паровоздушной смеси и усиленного наблюдения за работой генераторов.

Ход генераторов был ровный и прогаров не наблюдалось; зоны газификации снизились по высоте и сделались более яркими. Повышение температуры выхода газа произошло вследствие того, что не поспевала загрузка топлива, а также вследствие искажения зон в результате плохого выгреба шлака.

Очистка газа от смолы производилась в одном аппарате Тейсена, работавшем с удвоенной производительностью. Смолоочистка ухудшилась и увеличился унос масел в газопровод. Унос пыли из генера-

тора составил 2—3% от веса загруженного торфа, что заставило перейти на производительность в 65—70 *т*. Теплотворная способность газа несколько понизилась отчасти в результате того, что температура дутья была слишком высока и часто менялась.

Торф подавался с Монетного торфоуправления со средней влажностью в 38,7%, количеством пыли в 5—10% и температурой плавления золы в 1080—1130°. Увеличение производительности генераторов ставит под вопрос необходимость строительства второй очереди станции.

На основании данных специального обследования можно заключить, что в конечном итоге была установлена средняя производительность генератора в 70 *т* без ухудшения качества газа. Наблюдаемое часто неравномерное расположение и многослойность зон не устраняются и при понижении производительности, что может быть объяснено высоким содержанием мелочи в топливе и большой крошимостью его. Усиление шлакообразования вызвало необходимость в усиленной шуровке генератора. С заносом коллектора пылью успешно борются путем промывки его водой.

Опыт УЗТМ свидетельствует о возможности достижения при верховом некрошащемся торфе нормальной производительности, значительно превышающей 70 *т*.

По данным указанного обследования, с ростом производительности несколько падают выход смол, уксусной кислоты и содержание в смоле парафинов и высококипящих фенолов и увеличивается содержание в смоле асфальтенов и пыли. Качество смол незначительно ухудшается([212]).

Стоимость станции следующая: здание и сооружения—2 216 000 руб., оборудование 2 380 000 руб. (в том числе импортное 2 045 000 руб.).

Средняя себестоимость газа на Уралмашзаводе за 1934 г. с учетом возврата смол—21 р. 78 к. за мегакалорию. Столь высокая стоимость объясняется дороговизной торфа (43 р. 67 к. за тонну), что связано с нерациональной доставкой торфа на станцию. Стоимость топлива составляет 74,1% от себестоимости газа, стоимость пара—4,8%, электроэнергии—4,0%, зарплата с начислениями—5,6%, цеховые расходы, включая амортизацию,—11,5%. Возврат за смолу составляет около 10% стоимости газа.

Испытание установки. В 1934 г. Газогенераторстроем совместно с Инсторфом([35]) были обследованы отдельные части установки УЗТМ.

При обследовании станции газифицировался осоково-топяной торф с Хвощевского болота Монетной дачи. Средняя зольность торфа составляла 7%, считая на сухой торф. Температура плавления золы торфа 1080—1100°. Состав золы торфа: SiO_2—25,22%; CaO—28,34%; MgO—9,36%; P_2O_5—1,97%; Al_2O_3—7,64%; SO_3—6,34%; и Fe_2O_3—22,69%. Влажность торфа колебалась в пределах 36—53% и составляла в среднем 45%. Содержание азота составляло, считая на сухую массу, 2,4—2,7%.

Швельанализ в алюминиевой реторте Фишера при 500° дал следующие результаты, считая на абсолютно сухой торф: выход смол—21,61%, первичного газа—23,03%; полукокса—45,35% и подсмольной воды—10,01%.

Средние показатели при двухсуточном испытании: производительность генератора—42—45 *т/сутки*; давление дутья—86 *мм* вод. ст.; температура дутья 51°; расход первичного воздуха — 1,46 $м^3$ на 1 *кг* сухого топлива; давление у основания швельшахты—42 *мм* и при выходе из генератора—9 *мм* вод. ст.; температура газа: по выходе из генератора 77,4°, перед аппаратом Тейсена 75,3°, в аппарате Тейсена 76,5°, за аппаратом Штредера 73,4°, за второй ступенью скруббера 63,7°, за первой ступенью 25,3°; выход газа на сухой торф—2,24 $м^3/кг$, влажность газа—566 $г/м^3$; выход смолы, считая на абсолютно сухой торф,—9%; выделяется в аппарате Тейсена 7% и остается в газе 8,92 $г/м^3$, т. е. 2%. Состав газа: CO_2—7,6%; C_mH_n—0,45%; O_2—0,15%; CO—25,7%; H_2—16,5%; CH_4—3,4%; N_2—46,2%; $Q_н$—1535 $кал/м^3$.

Генератор № 8 подвергся в этот же период специальному обследованию, давшему следующие результаты: влажность торфа в среднем—40%; количество первичного воздуха—0,9 $м^3/кг$; влагосодержание дутья—120 $г/м^3$; влажность газа—400 $г/м^3$, содержание смолы в газе—40 $г/м^3$; состав воднорастворимых соединений в газе: летучих фенолов—0,4—4,8 $г/м^3$, нелетучих—1,1—3,4 $г/м^3$; жирных кислот—3,6—7,6 $г/м^3$; общего азота—2,4—5,7 $г/м^3$; давление пара в котелке—0,3—0,42 $кг/см^2$; количество пара, снимаемого с рубашки,—1300 *кг/сутки*.

Взятая проба смолы имела влажность в 8,3%; удельный вес—1,07. Отстаивание воды было затруднительно. При разгонке из колбы Вюрца имело место сильное вспенивание. Все фракции состояли из двух слоев. При разгонке смолы с влажностью в 8,3% выхода отдельных фракций в процентах от безводной смолы составили: до 180°—1,52%; 180—225°—9,16%; 225—250°—19,41%; 250—273°—11,09%; пек—52,16%; вода разложения и потери—6,66%. Последние две фракции закристаллизовываются при комнатной температуре (присутствие парафина).

Распределение воднорастворимых смолистых веществ в продуктах газификации дано в табл. 31.

Выход смолы в условиях обследования в генераторе составил 35% от полученного по швельанализу. Азот исходного торфа получался в виде аммиака в количестве 28% от исходного.

Влажность смолы из аппаратов Тейсена в период испытания составляла от 7 до 19%. Аппарат Тейсена работал с перегрузкой (44 354 $м^3/час$). В аппаратах Штредера улавливалось 5% начального количества смол. Часть остающейся смолы выделялась в скрубберах и газопроводах.

Из остающихся в газе по выходе из аппарата Тейсена веществ значительная часть азотистых соединений, жирных кислот и нелетучих фенолов улавливается в аппаратах Штредера. Фенолы, летучие с водяным паром, выделяются преимущественно в скрубберах.

Таблица 31

Распределение воднорастворимых веществ (в г на 1 кг абсолютно сухого торфа)

Воднорастворимые вещества	В газе по выходе из генератора	В аппарате Тейсена			
		В смоле	В подсмольной воде	В газе	Всего
Общий азот	8,53	1,75	0,4	5,78	7,93
Жирные кислоты	11,8	4,08	1,3	5,7	11,08
Фенолы, летучие с водяным паром	3,94	0,80	0,08	4,09	4,97
Фенолы, нелетучие с водяным паром	5,00	4,00	0,26	2,00	6,26

Максимальные концентрации в промывной воде аппаратов Штредера по летучим фенолам составили 10 *г/л* и по нелетучим—20 *г/л*. Большое содержание в воде жирных кислот (28—90 *г/л*) связано с присутствием в газе значительных количеств азотистых соединений, которые усиливают эффект растворения жирных кислот.

В аппаратах Штредера при содержании в газе 5—7 *г/м³* жирных кислот концентрация жирных кислот в воде доходила до 110—132 *г/л*. При понижении температуры газа и содержании в нем 1—2,5 *г/м³* жирных кислот в промывной воде аппаратов Штредера не удавалось получить больше 50—60 *г/л* жирных кислот.

Процесс улавливания воднорастворимых соединений в аппаратах Штредера ухудшается после сравнительно короткого промежутка времени (2—3 часа), и с ростом концентраций в промывной воде по жирным кислотам и азотистым соединениям соответственно растут концентрации этих соединений и в выходящем из аппаратов газе.

Наибольшей загрязненностью обладают воды, отделяющиеся от смол и содержащие много воднорастворимых смол.

Проведенные опыты по экстракции воднорастворимых смол суммарными нерафинированными фенолами показали их полную непригодность в качестве экстрагента. Использована может быть только крезольная фракция.

Экстракция воднорастворимых фенолов фракцией 200—250°, дававшая в лабораторных условиях извлечение 75—80% летучих фенолов, при испытании не дала эфекта вследствие сильного эмульгирования масла.

По работе скруббера и градирни были получены следующие результаты. Среднее количество сухого газа, проходящего скруббер, составляло 22 178 *м³/час* (0° и 760 *мм*) при начальной влажности в 360 *г/м³*, количество воды, подаваемой во вторую (среднюю) ступень,—132 *м³/час* и в первую ступень—160 *м³/час*; количество воздуха, подаваемого

в насытительную ступень,—10 300 *м³/час* (часть воздуха проходила, минуя скруббер, через обводный газопровод). Температура газа составляла при входе в среднюю ступень 73°, при выходе из нее 64° и при выходе из верхней ступени 25°. Температура воздуха при входе в насытительную ступень составляла 20° и при выходе 60°; температура воздуха, поступающего на градирню (230 000 *м³/час*), составляла 5° (относительная влажность 61%) и выходящего 17,2° (относительная влажность 98,7%). Температура горячей воды, поступающей в среднюю ступень, равнялась 60°, выходящей из нее—71° и поступающей из насытительной ступени в яму для горячей воды—61°. Количество испаряющейся в насытительной ступени влаги подсчитано равным 26% и на градирне 38% от всего количества конденсирующейся в скруббере влаги. Из 7484 *л* воды, конденсирующейся в верхней или средней ступени, 1944 *л* испаряются в насытительной ступени. Температура воды верхней ступени, поступающей на градирню, 41,7°, охлажденной—22,5° и вытекающей из скруббера—46°.

Установки на Гомельском и Горьковском стеклозаводах

Стремление использовать получающиеся при газификации торфа уксусную кислоту, аммиак и фенолы и в то же время предохранить установку от вредного действия таковых вызвало сооружение газогенераторных станций, снабженных оборудованием, предусматривающим улавливание уксусной кислоты, аммиака и фенолов.

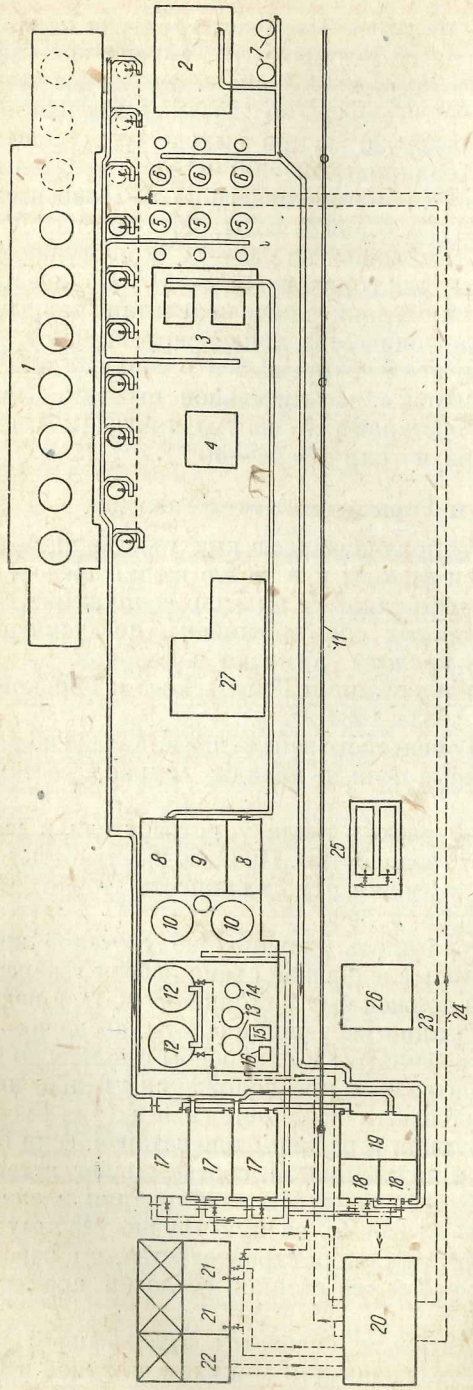
Такими станциями являются станции Гомельского и Горьковского стеклозаводов, пущенные в 1933—1934 гг.

Генераторная станция Гомельского завода представлена на рис. 27. Станция, питающая две ванные печи и каналы Фурко, состоит из семи газогенераторов.

Установка рассчитана на расход тепла у потребителя в размере $792 \cdot 10^6$ *кал*, т. е. 560 000 *м³* газа в сутки. Производительность генератора принята равной 48 *т/сутки* при влажности торфа в 25% и 58 *т*—при влажности торфа в 50%.

Первоначально не предполагалось улавливание уксусной кислоты и аммиака и предусматривалась следующая схема работы генераторов: газ по выходе из генератора должен был в стояке орошаться известковым раствором для нейтрализации уксусной кислоты, после чего через чугунный коллектор, электрофильтры и скрубберы с помощью вентилятора подаваться к потребителю. В предположении уменьшения выхода уксусной кислоты швельшахта была понижена против Гусевской на 1 *м*. В остальном конструкция и размеры генераторов, если не считать футеровку швельшахт в нижней части, соответствуют гусевским. Желание использовать побочные продукты газификации и опасение, что известковые соли могут образовать вязкую трудно удалимую массу, вызвали переделку проекта в стадии строительства, и в переделанном виде расположение и устройство станции согласно проекту следующее.

Генераторы имеют диаметр 3 *м*, снабжены футерованной швельшахтой диаметром в 1,8 *м*, охлаждающим кожухом шириной в 0,15 и



27. Схема установки Гомельского стеклозавода:

1—газогенераторная; *2*—вентиляторная; *3*—электрофильтры; *4*—трансформаторная; *5*—скрубберы I ступени; *6*—скрубберы II ступени; *7*—каплеуловители; *8*—смоляные ямы; *9*—насосная станция для смолы; *10*—смолоотстойники; *11*—канализационный сток; *12*—сборные колодцы для воды; *13*—скрубберы дефенолляционной установки; *14*—меланжер; *15*—бак для экстрагента; *16*—сборник фенолята натрия; *17*—ямы для воды от скрубберов I ступени; *18*—ямы для воды от скрубберов II ступени; *19*—декантер; *20*—насосная станция циркуляционной системы; *21*—градирни для воды скрубберов I ступени; *22*—градирня для воды скрубберов II ступени; *23*—водопровод к скрубберам I ступени и стоякам; *24*—водопровод к скрубберам II ступени; *25*—хранилище фенолята натрия; *26*—хранилище уксуснокислого натрия; *27*—котельная

высотой в 1,8 *м* и вращающейся решеткой Коллера. Расположены генераторы в один ряд. Чаши приводятся во вращение общей трансмиссией. Торф подается к генераторам по эстакаде в саморазгружающихся вагонах с помощью электролебедки с Кобылянского болота, находящегося на расстоянии 4 *км* от завода.

Газ из отдельных генераторов поступает в прямоугольные стояки, могущие служить, в зависимости от температуры газа, или подогревателями или охладителями (одновременное наличие горелок и брызгал), и через гидравлические затворы, чугунный коллектор и тарельчатый затвор с температурой выше точки росы поступает в пластинчатые электрофильтры.

Согласно проекту, в случае торфа с влажностью в 50% для подогрева газа с 75 до 95° требуется 11,48 *кал* тепла, отнесенного к 1 $м^3$ сухого газа с теплотворной способностью в 1285 $кал/м^3$ (влажность газа—487 $г/м^3$), причем для этой цели необходимо сжечь 1% всего газа. Теплотворная способность газа в результате ввода продуктов горения понижается до 1165 $кал/м^3$.

Электрофильтры состоят из трех секций с 9 проходами шириной в 330 *мм* в каждой. Производительность электрофильтра—37 500 $м^3/час$ (80°); время пребывания газа в электрическом поле при работе одного электрофильтра 3—4 сек. Стены электрофильтра выложены из кирпича. Промежуток между кирпичом и железным кожухом засыпан трепелом. Свод электрофильтра выложен из кирпича, проложенного по железным балкам.

Электрофильтры расположены в отдельном здании; отключение их от сети производится с помощью гидравлических затворов. В случае выключения электрофильтров газ по обводному газопроводу из коллектора сырого газа поступает непосредственно к скрубберам. Повысительно-выпрямительные агрегаты, питающие электрофильтры, установлены на подстанции в отдельном здании.

Очищенный от смолы газ поступает в первую систему скрубберов. Скрубберов—три, из них один—запасный; газ в них при температуре несколько ниже точки росы орошается водой, вымывающей уксусную кислоту, аммиак и фенолы. Из первого ряда скрубберов газ поступает во второй ряд (также три скруббера), где охлаждается до 30—35° и осушается. Все скрубберы имеют одинаковые размеры—диаметр в 2,8 *м* и высоту в 19 *м* и наполнены хордовой насадкой из досок толщиной в 10 *мм*, высотой в 150 *мм* и с промежутками внизу в 30 *мм* и вверху—в 12 *мм*. Вода из первых скрубберов отстаивается в смолоотстойных ямах, охлаждается на градирне и вновь идет на орошение газа. По достижении определенной концентрации фенолов вода поступает на обесфеноливающую установку, в которой в двух скрубберах диаметром в 2 *м* и высотой в 8,5 *м* смешивается с маслами, экстрагирующими из нее фенолы. В дальнейшем фенольное масло поступает в меланжер, где смешивается с раствором едкого натра и регенерируется. Раствор уксуснокислого аммония также должен поступать в переработку.

Замкнутые циклы воды обеих систем скрубберов состоят из следующих звеньев: скрубберы, лотки, отстойники, насосы для подачи воды на градирни, градирни, бассейны под градирнями и насосы для подачи воды на скрубберы. В случае накопления в циркулирующей воде вторых скрубберов фенолов эта вода может быть также пропущена через дефеноляционную установку первых скрубберов.

Число и размеры смоляных и водяных ям следующие: смоляных ям для отстоя смолы, спускаемой из отстойников, емкостью около 27 $м^3$—2 шт., отстойников для воды первого цикла емкостью по 72 $м^3$—3 шт., отстойников для воды второго цикла емкостью по 18 $м^3$—2 шт., ям для легкой смолы емкостью по 50 $м^3$—2 шт., колодец для тяжелой смолы емкостью в 12 $м^3$ — 1 и бассейнов под градирнями емкостью по 109 $м^3$—соответственно числу градирен—3. Объем отстойников первой системы скрубберов соответствует часовому объему циркулирующей воды и отстойников второй системы— двухчасовому. Объем ям для легкой и тяжелой смолы соответствует шестисуточному ее количеству.

В обоих скрубберах газ поступает снизу и выходит сверху. Коллектор и газопроводы до и после скрубберов оборудованы тарельчатыми клапанами с гидравлическими затворами. Коллектор и скрубберы находятся на открытом воздухе.

Все газопроводы, коллектора и клапаны до первых скрубберов выполнены из чугуна в силу предположения, что он лучше противостоит разъедающему действию уксусной кислоты, чем железо. Из скрубберов газовыми вентиляторами (через сухие скрубберы) газ железным газопроводом подается к печам. Газовых вентиляторов—2 и воздушных—3.

Положительное давление в газопроводах до газовых вентиляторов и регулирование производительности установки должны обеспечиваться автоматическими регуляторами давления, установленными на ведущем к потребителю газопроводе очищенного газа и на воздухопроводе. Ручная регулировка количества воздуха, подаваемого в отдельные генераторы, производится с помощью дросселей и задвижек во втором этаже.

Питание генераторов паром предусмотрено от магистрали пароводяных барабанов. Кроме того имеется паровая магистраль из котельной, от которой пар подводится в генераторы, к шуровочным затворам, в загрузочные коробки и к скрубберам для их пропаривания в случае засорения смолой; из заводской же котельной подается пар к смоляным ямам, гидравлическим затворам, электрофильтрам и т. д.

Установка ввиду необходимости ввода в эксплоатацию основного производства была пущена до сооружения электрофильтров и дефеноляционной.

Снижение швельшахты лишило возможности шуровать генераторную шахту и вынудило пробить отверстия в перекрытии третьего этажа над каждым шуровочным отверстием.

Генераторная станция в первое время после пуска работала на низинном торфе с большим содержанием мелочи, со средним содержанием золы в 10% и влаги—в 50%. Зола оказалась очень легкоплавкой—температура жидкоплавкого состояния 1060°. Работа шла преимущественно с незаполненной швельшахтой, с значительными шлакованием и шуровкой, сильным перекосом зон, малой подачей пара в генератор и недостаточно удовлетворительным качеством газа. Температура газа составляла 90—110°. Примерный состав газа: CO_2—13%; C_2H_4—0,4%; O_2—0,4%; CH_4—4%; CO—16%; H_2—13% и N_2—57,2%. Средняя производительность генератора при торфе с влажностью в 50% составляла 50—55 *т/сутки*. Давление дутья под решеткой доходило до 300 *мм* вод. ст.

В связи с работой без электрофильтров наблюдалось частое засорение первых скрубберов (пробки), ликвидировавшееся путем повышения температуры газа с таким расчетом, чтобы температура газа по выходе из них была не ниже 55—60°.

Из гидравлических затворов коллектора и первого скруббера выгребалась густая, вязкая смола. Главная масса смолы уносилась скрубберной водой—преимущественно водой первых скрубберов. Часть смол выпадала в эксгаустерах и каплеуловителях; она представляла собой желтую жидкую массу.

Ввиду отсутствия дефеноляционной установки необходимость разделения замкнутых водяных циклов отпала, и вода скрубберов обоих циклов смешивается.

После введения в действие помимо четырех работавших дополнительных трех генераторов (с середины 1934 г.) показатели по работе генераторов были следующие: производительность—35—50 *т*, давление в воздухопроводе—150—200 *мм*, под колосниками —100—170 *мм*, у основания швельшахт—50—100 *мм*, в газопроводе—5—20 *мм*, перед газовым вентилятором—5 *мм* и за вентилятором —40—50 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 45—60°, температура газа при выходе из генератора 80°.

Отстаивающаяся смола в небольшом количестве сбывается кустарям для переработки на колесную мазь. Содержание влаги в смоле из смолохранилищ—30—50%, содержание золы (на безводную)—3,5%; результаты разгонки: до 170°—1,4%; 170—270°—14—15%; 270—300°—15—16% и 300—320°—7—8%.

Стоимость станции: оборудования—1 810 000 руб. и здания и сооружения—939 000 руб.

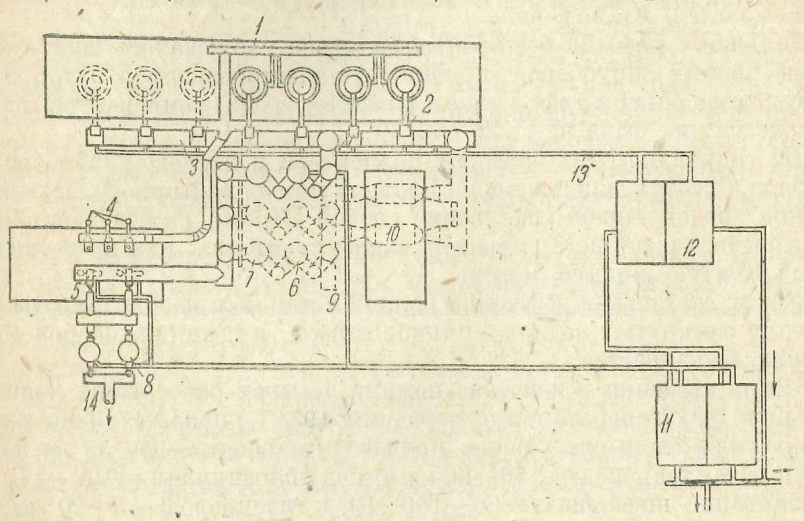
Стоимость 1000 $м^3$ газа с учетом возврата смолы (10% от себестоимости) 29 р. 37 к., в том числе: топливо—65,2%, пар— 3,0%, электроэнергия—7,5%, зарплата с начислениями—11,7% и цеховые расходы—12,6%. Стоимость торфа в 1934 г. составляла 32 р. 80 к.

Штат станции состоит из 108 человек, в том числе: начальник станции, дежурных по станции—5, старших газовщиков—5, шуровщиков—20, загрузчиков торфа—20, рабочих по отвозке шлака—5, дежурных слесарей—12, бригадир ремонтной бригады, слесарей ремонтной бригады—2, рабочих топливоподачи—16, орсистов—4, рабочих дневной бригады—6, чистильщиков затворов—5, рабочих по смоляному хозяйству—3, уборщиков—2 и счетовод ([31]).

Устройство станции Горьковского стеклозавода аналогично Гомельской. Первая очередь этой станции состоит из четырех генераторов.

В первое время после пуска Горьковская станция из четырех генераторов (рис. 28) снабжалась машинноформованным торфом с влажностью в среднем ь 30—35% и с зольностью в 3—5%. Крошка в торфе почти отсутствовала.

При производительности ([36]) генератора в 40—50 *т/сутки* торфа с влажностью в 35% и с зольностью в 3% состав газа в среднем был слеующий: CO_2—7,25%; O_2—0,17%; CO—25,04%; H_2—14,29%; CH_4—3,5%; C_2H_4—0,27% и N_2—49,48%; $Q_в$—1576 *кал/м³*; давление дутья в среднем—59 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 47°. Расход первичного воздуха—0,912 *м³/кг*; расход пара—85 *г/кг*; выход сухого газа—1,5 *м³/кг*; влажность газа—281 *г/м³*; давление газа по выходе из генератора—39 *мм* вод. ст.; горючего в шлаке—1,75%; температура газа 115°; отдача генератора по сухому холодному газу (к общему приходу тепла)—74,7%.



28. Схема установки Горьковского стеклозавода:

1—воздухопровод к газогенераторам; *2*—стояки-подогреватели; *3*—коллектор сырого газа; *4*—воздушные вентиляторы; *5*—газовые вентиляторы; *6*—скрубберы I ступени; *7*—скрубберы II ступени; *8*—сухие скрубберы; *9*—обводный газопровод; *10*—электрофильтры; *11*—отстойники для воды скрубберов I ступени; *12*—отстойники для воды скрубберов II ступени; *13*—смоляной лоток; *14*—подача газа к потребителю

При влажности торфа в 46%, зольности в 3,5% и производительности генератора в 72,5 *т/сутки* средний состав газа был следующий: CO_2—9,62%; C_mH_n—0,34%; O_2—0,18%; CO—22,71%; CH_4—3,09%; H_2—12,47% и N_2—51,89%; $Q_в$—1420 *кал/м³*; расход первичного воздуха—0,807 *м³/кг*; температура паровоздушной смеси 42°; расход пара—57 *г/м³*; давление, дутья—84 *мм* вод. ст., давление газа—30 *мм*; горючего в шлаке—1,2%; температура газа 105°; отдача генератора по сухому холодному газу (к общему приходу тепла)—65,1%.

Устойчивость режима и равномерная и значительная высота раскаленной зоны наблюдались при влажности топлива не свыше 48—50%. При увеличении содержания влаги качество работы значительно ухудшалось.

Примерный состав горючей массы применявшегося торфа: C—55,58%; H—5,92%; N—0,87%; O—37,63%; $Q^s_в$—5300 *кал/м³*. Температура размягчения золы в воздушноокислительной среде 1225°.

Как и Гомельская, Горьковская станция была пущена без электрофильтров. Главная масса смолы удалялась промывкой водой в скрубберах и примерно 20%—в газовых вентиляторах и сухих скрубберах. Замкнутый цикл скрубберной воды не был осуществлен; после однократного орошения газа вода отводится на участки выработанных торфяных болот.

Исследование сточных вод показало для вод скрубберов первой ступени: аммиака общего—0,06%; уксусной кислоты—0,71% и фенолов—3,13 *г/л*; для вод скрубберов второй системы: аммиака общего—0,00%; уксусной кислоты—0,037% и фенолов—0,44 *г/л*.

Со второй половины 1934 г. ([31]) станция перешла на работу на гидроторфе Ситниковского болота, влажность которого в среднем составляла 34% и зольность—4%. Содержание мелочи в топливе было очень значительно. Производительность генератора составляла 45—53 *т* при следующем принятом режиме, в действительности значительно колебавшемся: давление паровоздушной смеси—140—150 *мм*, газа по выходе из генератора—25—35 *мм*, перед скруббером первой ступени—20—25 *мм*, перед скруббером второй ступени—15—20 *мм*, за газовым вентилятором—65—70 *мм* вод. ст., температура паровоздушной смеси 55° (25—60°), газа по выходе из генератора 150—180° (80—220°), в газопроводе к потребителю 30—35°. Получаемый газ имел следующий состав: CO_2—7,6%; O_2—0,2%; CO—24,7%; CH_4—3,0%; H_2—14,7%; N_2—48,9%; $Q_н$—1388 *кал/м³*.

Станция работала ненормально и с перебоями: генераторы шлаковались, имели место перекосы и слоистость зон и прогары. Раскаленная зона имела большую высоту—до 2,5 *м* и выше.

Продолжительность службы генераторов между двумя ремонтами ввиду ненормальной работы составляла $1\frac{1}{2}$—3 мес.

При снижении производительности до 35 *т* ход генератора улучшался.

Причина неудовлетворительной работы генераторов заключалась в механической непрочности гидроторфа и большом содержании в нем мелочи. Кольцевое пространство у места выхода газа, газопровод из генератора и затвор быстро заносились пылью, требовались частая их чистка и работа с повышенным давлением дутья, влекущая за собой утечку газа и тяжелые условия обслуживания.

Путем отбора мелочи и улучшения обслуживания (уменьшение колебаний температуры паровоздушной смеси) работа генератора могла быть значительно улучшена.

В результате стахановского движения ([212]) производительность генератора была доведена до 70 *м*. Однако это вызвало сильный занос газоходов, и завод предпочитает работать с меньшей нагрузкой на трех генераторах, нежели с большей—на двух. Высокая влажность торфа побудила станцию с ноября 1935 г. прибегнуть к примеси донецкого угля в количестве 10—20% от веса торфа.

Данные по смоле, используемой на соседних заводах в качестве топлива: влажность—22,1%; удельный вес при 20°—0,98; содержание механических примесей, не растворимых в бензине,—15,9%; общее содержание органических кислот—3,3%; общее содержание фенолов—10,9%; содержание парафина—12,6%; температура застывания обезвоженной смолы 42,5°.

Стоимость станции из 4 генераторов 2 744 000 руб., в том числе стоимость оборудования—2 214 000 руб.

Стоимость газа с учетом возврата смолы (3 р. 33 к.)— 42 р. 36 к. за 1000 $м^3$ газа. Распределение статей стоимости газа без учета возврата смолы: топливо—68,7%, пар—7,2%, электроэнергия—2,77%, вода—2,34%, зарплата с начислениями—6,67%, цеховые расходы, включая амортизацию,—12,21%. Стоимость торфа (1934 г.) составила 47 р. 12 к.

Штат станции очень большой—168 человек—в связи с недостаточной механизацией транспорта ([31]).

5. УЛАВЛИВАНИЕ АММИАКА ИЗ ТОРФЯНОГО ГАЗА

Торф как топливо, содержащее большое количество азота, применялся и в генераторах Монда.

Как отмечалось в гл. V части I, в случае применения специально отапливаемых воздухоподогревателей возможно использование в генераторах Монда торфа с высокой влажностью—до 60%.

В табл. 32 приведены данные о теплотворной способности, составе газа и выходе сернокислого аммония при газификации торфа в установках Монда ([24]).

Таблица 32

Данные о работе на торфе генераторов Монда

Место установки	Содержание в торфе (в %)			Выход на 1 *кг* сухого торфа		Теплотворная способность газа—высшая (в *кал*/$м^3$)
	влаги	золы	азота	газа (в $м^3$)	сернокислого аммония (в *кг*)	
Содинген (Вестфалия) . .	50—55	—	1.15	—	0,04	1 300—1 400
Ви нингтон (Англия) . .	40	15,2	1,62	1,78	0,055	1 300
Оснабрюке	—	—	—	2,5	0,035	1 200
Орентано (Италия)	—	—	—	1,9	—	1 380
По Тренклеру	48,5	1,21	0,81	2,73	0,024	1 400

Использование азота торфа в генераторах Монда составляет примерно 70%. Состав газа из генераторов Монда Содингенской установки колеблется в следующих пределах: CO_2—17,4—18,8%; CO—9,4—11%; CH_4—2,4—3,6%; H_2—22,4—25,6% и N_2—42,6—46,6%.

Состав газа под данным Тренклера ([37]): CO_2—18,4%; C_mH_n—0,25%; O_2—0,1%; CO—11,4%; CH_4—3,3%; H_2—23,3% и N_2—43,05%; расход первичного воздуха—0,928 $м^3$/*кг* рабочего торфа; расход пара—0,83 *кг*/*кг*; выход смолы на абсолютно сухой торф—8,58%; в теплотворной способности газа содержится 50,7% от теплотворной способности топлива (для смолы и газа—61,3%).

6. ГЕНЕРАТОРЫ БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Большая производительность при газификации торфа может быть достигнута в генераторах с жидким шлакоудалением путем газификации торфяной пыли или мелочи во взвешенном состоянии и в генераторах большого размера. Полная успешность газификации торфа в генераторах с выпуском жидкого шлака и притом с одновременным получением в качестве побочных продуктов качественных чугунов и шлака доказана соответствующими опытами, данные по которым приведены в гл. II части I.

Данных о применении для газификации торфяной пыли или мелочи в промышленных установках не имеется. Что касается генераторов большого размера, то они работают на торфе в Италии (генераторы системы Ричи—Гоцо диаметром в 5 *м*; описание — см. часть I, гл. II).

В этих же генераторах газифицируют бурый уголь. Торф подается в дробилку и барабанное сито и затем—в неподвижный бункер, из которого он попадает в малый подвижный бункер. Последний от руки подводится к загружаемым генераторам.

При испытании газифицировался торф следующего состава ([60]): Рабочее топливо: C—27,77—23,83%; H—2,75—2,36%; N—1,13—0,97%; O + S—16,65—14,31%; *A*—16,10—22,93%; *W*—35,60—35,60%; $Q^p_в$—2463—2115 *кал*/*кг*; $Q^p_н$—2101—1774 *кал*/*кг*; летучих 31,88—27,37% и кокса 32,52—37,03%. Сухой торф: C—43,12—37%; H—4,27—3,67%; N—1,75—1,5%; O + S — 25,86—22,23%; *A* — 25—35,6%; $Q^p_в$—3825—3284 *кал*/*кг*, $Q^p_н$—3595—3086 *кал*/*кг*; летучих—49,5—42,5% и кокса 50,5—57,5%.

Испытания были проведены для средней и малой производительности, а также для случая перегрузки (табл. 33).

Количество прогазифицированного торфа было определено по емкости загрузочной коробки, имевшей объем 7,8 $м^3$ и вмещавшей 622 *кг* влажного торфа, соответствующего 400 *кг* сухого торфа. Для определения суточного потребления торфа служил также замер первичного воздуха.

Таблица 33

Данные испытания генератора Ричи—Гоцо при переменной нагрузке

Данные	Степень нагрузки				
	Малая	Средняя	Полная	Перегрузка	Среднее
Продолжительность испытания (в часах)	24	20	16	21	—
Сырого торфа (в $м^3/час$)	4,00	6,04	8,30	10,40	—
Сухого торфа (в $т$):					
замерено	1,56	2,50	3,30	4,16	—
подсчитано	2,14	2,58	3,26	4,40	—
Первичного воздуха (в $м^3/час$)	2 845	3 450	4 350	5 854	—
Пара (в $кг/час$)	1 800	1 980	2 480	3 270	—
Давление дутья (в $мм$ вод. ст.)	165—345	240—410	350—450	450—640	—
Состав газа (в %):					
CO_2	7,4	8,7	8,1	8,8	8,2
CO	22,0	20,3	20,2	19,9	20,6
H_2	16,7	18	17,7	17,7	17,60
CH_4*	5,1	5,4	4,5	5,9	5,40
Теплотворная способность (низшая) влажного газа (в $кал/м^3$)	1 115	1 224	1 135	1 237	1 184
Теплотворная способность (высшая) сухого газа (в $кал/м^3$)	—	—	—	—	1 537

Баланс углерода, исходя из среднего содержания углерода в сухом торфе в 43,12%, следующий:

Всего углерода в 1 $кг$ сухого торфа	431,20 $г$
» » золе	30,75 »
» » газе и смоле	400,45 »
» » газе	368,45 »

Согласно среднему анализу газа, содержание углерода в 1 $м^3$ газа—183,0 $г$. Средний выход газа составляет 368,45 : 183,0 = 2 $м^3/кг$ сухого торфа. Давление дутья колебалось в пределах 250—1000 $мм$ вод. ст. На 1 $м^3$ газа получалось 24,2 $г$ сульфата аммония. Содержание горючего в отвале составляло 12,3%. Выход смолы с теплотворной способностью в 8500 $кал/кг$ составлял 4% от веса сухого торфа.

7. ПОЛУЧЕНИЕ СИЛОВОГО ГАЗА

Торф применяется также с успехом в качестве топлива для газовсасывающих генераторов, обслуживающих газовые машины как стационарного, так и транспортного типа.

В табл. 34 приведен ряд данных по работе подобных генераторов([24]).

* Содержание метана преувеличено. Соответственно преувеличена и теплотворная способность газа —*Д.Г.*

Таблица 34

Данные о работе газовсасывающих генераторов

Тип генератора	Торф			Теплотворная способность низшая (в $кал/кг$)	Состав газа (в %)						Теплотворная способность газа (низшая) (в $кал/м^3$)
	Размер кусков (в $мм$)	W^p (в %)	A^p (в %)		CO_2	C_mH_n	O_2	CO	CH_4	H_2	N_2	
Двухзонный генератор Кертинга	—	29,0	6,1	—	11,2	—	0,3	17,0	6,2	5,9	59,4	1 187
То же	50—150	26,7	2,6	—	9,3	0,7	0,9	18,3	6,2	8,7	55,9	1 206
Генератор Кросслея с верхним отбором газа	—	19,0	1,1	—	11,0	—	0,4	20,0	3,6	12,4	52,6	1 234[1]
То же	—	19,0	1,1	—	5,0	—	0,4	28,2	3,4	9,1	53,9	1 381[2]
Генератор Валета с обращенным движением газов	До 40 (много пыли)	25,4	9,7	высшая 3 892	15,4	0,6	0,8	11,8	1,2	15,6	54,6	980
То же	Гранулированный	17,2	10,2	3 792	16,2	0,8	0,8	12,2	1,4	16,6	52,0	1 072

[1] Слабая нагрузка.
[2] Полная нагрузка.

8. ПОЛУЧЕНИЕ ВОДЯНОГО ГАЗА

Получение высококалорийного газа из торфа возможно как путем газификации его на парокислородном или обогащенном кислородом дутье, так и путем газификации его на двойной водяной газ.

Газификация на парокислородном дутье может быть проведена в генераторе с жидким и кусковым золоудалением.

Высокая активность торфяного кокса вынуждает при получении двойного газа во избежание слишком большого образования окиси углерода в период горячего дутья работать с пониженным слоем кокса в шахте. Вместе с тем уменьшение высоты слоя кокса уменьшает количество могущего быть аккумулированным в нем тепла и приводит или к уменьшению производительности или к сокращению продолжительности отдельных периодов.

Опыты Инсторфа ([136]) по получению водяного газа из торфяного кокса показали, что нормальное ведение процесса достигается при слое торфяного кокса около 1 *м*; при 1,5 *м* в газах горячего дутья получается свыше 20% окиси углерода. Вследствие понижения высоты слоя уменьшаются производительность генератора и количество разлагаемого пара. Вместе с тем высокая реакционная способность торфяного кокса допускает работу с более низкими температурами, чем при антраците или коксе.

В настоящее время в СССР не имеется установок двойного водяного газа на торфе; опытная установка только строится (на Ижорском заводе).

Из числа проводившихся опытов по газификации торфа на двойной газ следует отметить опыты, поставленные Инсторфом на буроугольном генераторе Штрахе завода Шкода в Пильзене. Генератор—диаметром в 3 *м* со швельшахтой и вращающейся решеткой. Смола из газа улавливается. Установка снабжена пароперегревателем и котлом-утилизатором. Продолжительность периодов: воздушного дутья—1,5 мин. и парового—8 мин. Торфины по условиям конструкции загрузочного приспособления разбивались на 3—4 части.

Состав торфа был следующий: C—42,12%; H—4,11%; S—0,08%; O_2+ N—27,40%; *W*—23,94% и *A*—2,35%; $Q_в$—3820 *кал/кг*. Состав двойного газа был следующий: CO_2—9,2%; C_mH_n—0,2%; O_2—0,2%; CO—35,8%; CH_4—2,9%; H_2—40,8%; $Q_н$—2417 *кал/м*³ и $Q_в$—2642 *кал/м*³.

Если принять выход смолы в 5%, то выход газа составляет 0,8 *м*³/*кг*. На 1 *кг* торфа в котле-утилизаторе получается 1,2 *кг* пара с давлением в 4,5 *ат*, из коих на дутье потреблялось 0,98 *кг*. Производительность генератора достигала 75 *т/сутки* (400 *кг/м*² *час*) против 35 *т* при буром угле. Температура пара составляла в среднем 600°, двойного газа 60—100°. Давление дутья составляло под колосниками 550—560 и наверху—450 *мм* вод. ст.

9. ОПЫТЫ ПО ГАЗИФИКАЦИИ ТОРФЯНОЙ ПЫЛИ

Газификация торфяной пыли или крошки представляет большой интерес как с точки зрения создания конструкций большой производительности, так и с точки зрения использования более дешевых сортов торфа—фрезерного торфа.

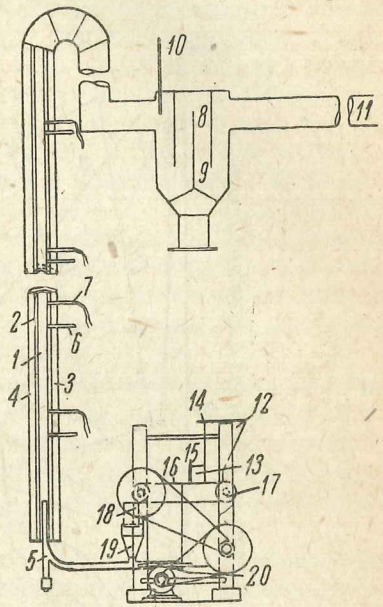
Опыты газификации торфяной измолотой и высушенной пыли были поставлены Инсторфом ([39]).

Генератор, в котором проводились опыты, представляет собой вертикальный цилиндр высотой в 2,6 *м* с внутренним диаметром в 40 *мм* и толщиной стенок в 15 *мм*. Внутренняя часть цилиндра была изготовлена из огнеупорной массы, на которую наматывалась витками хромоникелевая проволока для разогрева трубки перед пуском.

Весь генератор заключен в железный кожух диаметром в 140 *мм*, причем пространство между кожухом и огнеупорным цилиндром заполнено плотно утрамбованной изоляцией—асбозуритом.

Схема установки представлена на рис. 29. В нижней части генератора вставлена вертикальная железная труба *5*, служащая горелкой. Она соединена с воронкой *19* и трубопроводом сжатого воздуха *20*. Сжатый воздух проходит редукционный вентиль и через специальное сопло засасывает из воронки *19* пыль и наружный воздух.

Пыль загружается в железный бункер *12*, расположенный над лентой *16*, приводимой в движение барабанами *17*. Количество пыли регулируется шиберами *14* и *15*. До поступления в воронку *19* пыль проходит приемник с сеткой, задерживающей посторонние примеси. Избыток пыли отводится металлическим жолобом.



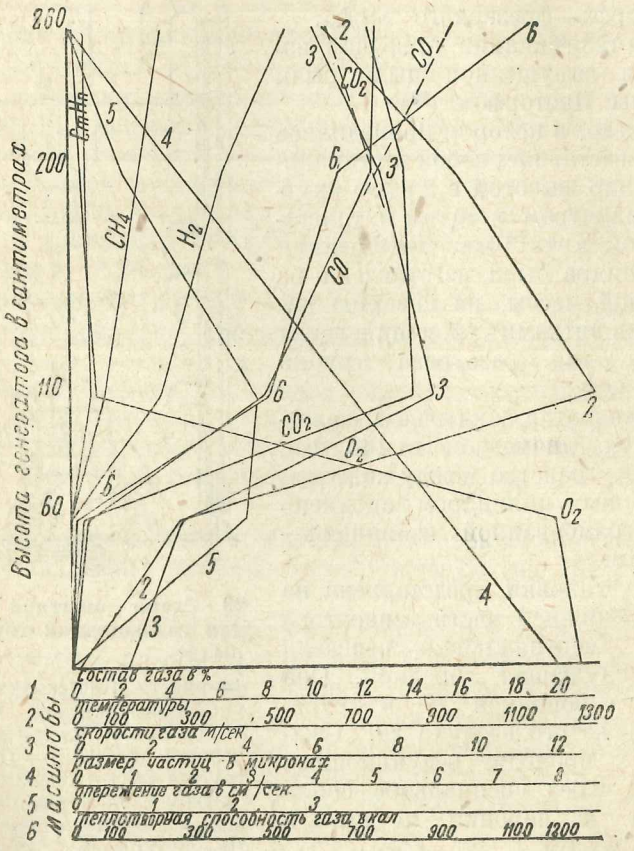
29. Схема опытной установки для газификации торфяной пыли:

1—шахта генератора; *2*—огнеупорный цилиндр генератора; *3*—тепловая изоляция; *4*—железный кожух; *5*—горелка; *6*—трубки для отсасывания проб газ (четыре); *7*—термопара; *8* и *9*—пылеуловитель с перегородками; *10*—термометр; *11*—газоотвод; *12*—бункер; *13*—регулятор выхода пыли; *14* и *15* — шиберы; *16*—лента; *17*—барабан; *18*—трясучка; *19*—приемная воронка; *20*—трубопровод сжатого воздуха

Генератор нагревался электрическим током до 450°, затем пускалась пыль, и температура быстро поднималась во всех точках генератора, после чего ток выключался.

Газификации подвергался древесно-осоковый, средней степени

разложения торф Редкинского болота состава: W—13,83%; A^c—14,68%; C^c—54,10%; H^c—5,32%; N^c—1,9%; O^c—23,82% и S^c—0,12%. Теплотворная способность торфа составляла: Q^c_s—5287 *кал/кг* и Q^s_s—6197 *кал/кг*. Размерность частиц торфяной пыли характеризуется следующими величинами: мелкая торфяная пыль дала остаток на



30. Диаграмма процесса газификации торфа во взвешенном состоянии

сите с 900 *отв/см²*—0,5%, на сите с 4900 *отв/см²*—13,5% и через сито с 4900 *отв/см²* прошло 86%. Крупная торфяная пыль дала на сите с 900 *отв/см²* остаток в 39,6%, на сите с 4900 *отв/см²*—54,6%, и через сито с 4900 *отв/см²* прошло 5,8%. Средний размер частицы мелкой пыли—8,5 μ и крупной—64,25 μ.

Состав и теплотворная способность, скорость, температура и опережение газа, а также размер частиц пыли приведены на кривых рис. 30. Диаграмма показывает, что процесс восстановления, связанный с поглощением тепла, начинается на высоте 1,1 *м* и идет

вплоть до выхода газа. Кривая опережения газа показывает отставание частиц пыли относительно частиц газа. Эта величина является небольшой. Напряженность по газу составила 58,67 *м³/м² час* и по топливу—2198 *кг/м² час*. Химический к.п.д. составил 74%.

Опыты указали на необходимость высокой температуры в зоне восстановления. При опыте, к которому относится указанная выше производительность, за $3^1/_2$-часовой период наблюдения температура на высоте 1,1 *м* колебалась в пределах 1100—1300° и вверху генератора на высоте 2 *м*—в пределах 230—270°; состав газа колебался в следующих пределах: CO_2—10,5—13,95%; C_mH_n—0,3—0,9%; O_2—0,2—0,98%; CO—7,75—15,75%; H_2—3,74—9,09% и CH_4—1,25—5,13%; теплотворная способность газа изменялась в пределах 480—1135 *кал/м³*.

При опытах было обнаружено, что часть золы уносится с газами, а бóльшая часть улавливается в вертикальной трубе перед пылеуловителем. При небольших давлениях воздуха—порядка 0,6—0,8 *ат* (давление в генераторе—2 *мм* вод. ст.)—часть золы не выносится из генератора, приходит в состояние вибрационного движения и, спускаясь все ниже, закупоривает горелку.

Исследование коксовой пыли, уловленной пылеуловителями, показало следующую картину. Мелкая коксовая пыль дает на сите с 900 *отв/см²* остаток в 16,2%; на сите с 4900 *отв/см²*—25,8% и через сито с 4900 *отв/см²* проходит 58%. Крупная пыль дает на сите с 900 *отв/см²* остаток в 50,9%; на сите с 2500 *отв/см²*—36,8%, и через сито с 2500 *отв/см²* проходит 13,3%.

Торфяная пыль всех размеров по геометрической конфигурации представляется в виде частиц разнообразной формы. Коксовые частицы из пылеуловителя имеют мягкие контуры, а зола—ровный парообразный вид.

Опыты показывают, что при соответствующих скорости воздуха и температуре можно газифицировать торф указанных размерностей.

Торфяное пылевидное облако воспламенялось несколько выше горелки при температурах 400—500°. При этом оно смещалось согласно наблюдениям через глазок в зависимости от количества воздуха выше или ниже горелки.

Опыты по газификации фрезерного торфа во взвешенном состоянии производились ВНИГИ[76] в 1933—1934 гг. в генераторе диаметром в 0,4 *м* и высотой шахты в 7 *м* (см. гл. III). Конструкция генератора была основана на принципе создания концентрированного взвешенного слоя топлива в месте наивыгоднейших условий газификации при сочетании верхней и нижней подач топлива.

Подача топлива производилась сверху (крупная фракция) и снизу (мелкая фракция). Торф имел размер до 5 *мм*. Газификация производилась на паровоздушном дутье. При газификации торфа с влажностью около 12% получался газ следующего состава: CO_2—14,4%; C_mH_n—0,7%; O_2—0,2%; CO—16,3%; H_2—11,0%; CH_4—2,8%; N_2—54,6%; Q_s—1200 *кал/м³*; выход газа—свыше 2 *м³/кг*; расход воздуха—1,02 *м³/кг*; интенсивность газификации—1000 *кг/м² час*. При газификации торфа с влажностью около 30% получался газ более

низкого качества, а именно: CO_2—15,8%; C_mH_n—0,7%; O_2—0,3%; CO—12,3%; H_2—9,5%; CH_4—1,4%; N_2—60,0%; $Q_в$—900 *кал/м³*; интенсивность газификации—780 *кг/м² час*.

Позднее (1934 г.) были проведены опыты с более влажным фрезерным торфом. Все топливо подавалось сверху, и унос вводился обратно. При влажности торфа около 34% получался газ следующего состава: CO_2—11,4%; C_mH_n—0,8%; O_2—0,2%; CO—19,7%; H_2—9,1%; CH_4—2,1%; $Q_в$—1192 *кал/м³*; выход газа—1,5 *м³/кг*; расход воздуха—1,11 *м³/кг*; интенсивность газификации—1064 *кг/м² час*.

Несмотря на неустойчивый режим вследствие слеживания торфа в бункере и нарушения топливоподачи был получен газ, не уступающий по калорийности полученному из торфа с влажностью в 11—13%.

При опытах Института азота ([213]) газификации фрезерного торфа (W^p—41—48%, A^c—5—14%) во вращающейся печи диаметром 1 *м* и длиной 10 *м* (наклон 1,5°, 0,87 об/мин.) был получен газ состава: CO_2+SO_2—9,8—15,6%; C_mH_n—0,0%; O_2—0,0—0,2%; CO—4,6—12,6%; H_2—17,6—32,6%; CH_4—0,2—2,0%; N_2—45,0—62,6%; $Q_н$ в среднем 743 *кал/кг*, с температурой 520—660°; углерода в отвале 16,2—36,6%. Дутье подавалось в прямоток с топливом паровым инжектором. Температура в передней части печи регулировалась нефтяной форсункой.

При худших условиях суточная производительность составляла 37 000 *м³/сутки* (560 *кг/м² час*), расход мазута—0,0188 *кг/м³*.

Следует ожидать при освоении метода значительно лучших результатов.

10. ПРИМЕНЕНИЕ ТОРФА В ГЕНЕРАТОРАХ С ЖИДКИМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ

В ч. I, гл. II были описаны опыты, проведенные в СССР по плавке чугуна на торфе, указавшие на возможность успешной газификации торфа в генераторах с выпуском жидкого шлака с использованием побочного продукта в виде качественного чугуна. Особенные выгоды сулит применение дутья, обогащенного кислородом, компенсирующего основной недостаток, связанный с применением торфа,—высокое и непостоянное содержание в последнем влаги ([179]). Высокое содержание кислорода позволяет всегда иметь высокую температуру в горне и выплавлять при торфе кремнистый и марганцовистый чугун. Опыты с применением торфа на обыкновенном дутье (на Косогорском заводе) не дали бесспорных результатов в отношении выгодности ведения плавки на одном торфе и возможности регулярного получения чугуна желаемого состава—достаточно кремнистого литейного и малосернистого передельного.

Расчеты, проведенные Гипромезом ([180]), показывают, что в случае работы при генераторах с выпуском жидкого шлака без руды стоимость газа является более высокой, чем при работе с рудой. При работе с рудой влажность торфа не должна быть значительной во избежание нехватки тепла в горне и необходимости снижения количества подаваемой шихты и уменьшения выплавки чугуна. При работе без руды предел влажности может быть значительно повышен.

В случае выплавки ферросплавов является более рациональной работа без добавки пара во избежание излишнего охлаждения горна.

Глава третья

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ БУРОГО УГЛЯ

Одним из видов топлива, которое лишь в последние годы начали применять в СССР для газификации, является бурый уголь. Будучи топливом нетеплоплотным, содержащим большое количество баласта в виде золы, серы и влаги, и нестойким, легко выветривающимся и самовозгорающимся, он не выдерживает дальних перевозок и может применяться лишь вблизи мест добычи.

Стремление максимально использовать местное топливо для сохранения и экономии ценных привозных топлив выдвинуло проблему использования малоценных бурых углей, в последние годы получившую в значительной степени практическое разрешение.

Из русских бурых газифицируемых углей следует отметить подмосковные, челябинские и богословские.

Опыты газификации подмосковного угля были начаты еще в 1921 г. В настоящее время имеются уже работающие промышленные установки для газификации его. Опыты газификации челябинского и богословского угля в промышленном масштабе были начаты несколько позднее, но в настоящее время уже имеются промышленные установки, газифицирующие эти угли За границей, особенно в Германии, газификация бурых углей нашла широкое применение.

1. СВОЙСТВА И ВИДЫ БУРОГО УГЛЯ

Бурым углем называют ископаемый уголь, образовавшийся из растительных веществ, имеющий бурый или буровато-черный цвет и обычно дающий на неглазурованном фарфоре бурую черту ([6]).

Он не содержит неразложившихся форменных элементов растений, аморфная масса его вся или частично обладает кислыми свойствами; горячие водные щелочи он окрашивает в бурый цвет. Бурый уголь занимает промежуточное место между торфом и каменным углем. Содержание углерода в буром угле больше, чем в торфе, водорода и кислорода—меньше, но значительное. Влажность бурых углей очень значительная; обычно велико и содержание золы. Содержание

летучих в них высокое. Они дают порошкообразный кокс. Залегают бурые угли преимущественно в формациях третичного периода.

Состав и теплотворная способность бурого угля колеблются в весьма значительных пределах ([40]). Содержание С в горючей массе составляет 67—78%; О—16—27% и Н—5,0—5,5%. Теплотворная способность горючей массы—высшая: 6000—7400 *кал/кг*.

По внешнему виду различают лигнит, землистый бурый уголь, сланцеватый бурый уголь и смолистый бурый уголь ([6]). Лигнит имеет структуру дерева. Цвет его варьирует от светлобурого до темнобурого и черного. Иногда под термином «лигнит» понимают все виды бурого угля. Землистый бурый уголь представляет собой землистое плотное или рыхлое вещество. Растительное строение в нем или слабо видно или совсем неразличимо простым глазом. Цвет—бурый различных оттенков. Сланцевый бурый уголь имеет слоистое или даже листоватое строение. Иногда разделяется на листочки. Цвет его темнобурый или темнокоричневый. Блеск жирный. Смолистые бурые угли—черного цвета с жирным блеском и раковистым изломом. Они содержат больше углерода в органической части и меньше кислорода, нежели другие бурые угли. Теплотворная способность их высокая.

Богхедами называют сапропелитовые бурые угли ([40]), получившиеся в результате разложения микрорастений, богатых жирами и восками. Богхеды—плотные однородные массы бурого или чернобурого цвета с раковистым изломом. Они легко воспламеняются при зажигании и горят ярко светящим, сильно коптящим пламенем.

Из бурых углей, разрабатываемых в СССР, наибольшее значение имеют подмосковные и челябинские. Разрабатываются также богословские и боровичские угли.

Подмосковные угли

Месторождение подмосковного угля охватывает Рязанский, Тульский, Московский, Калужский, Смоленский, Калининский и Новгородский районы. Угольные пласты в отдельных местах достигают большой мощности (до 3,5 *м*), но быстро выклиниваются.

Разрабатывается подмосковный уголь преимущественно в Рязанском, Тульском и Калужском районах.

Различают следующие разновидности подмосковных углей: курной уголь, богхед и промежуточные между ними типы. Подмосковные угли относятся к классу бурых гумусово-сапропелитовых углей, близких к каменным. Среди них встречаются в виде отдельных пачек или совместные залегания богхедов (Победенка) или же горючих сланцев с преобладанием сапропелитового материала ([41]).

Подмосковные угли содержат фузит, дурит и витрит с преобладанием дурита или фузита; витрит встречается в виде вкраплений. Почти везде подмосковные угли переходят в глинистые сланцы. Эти сланцы дают более высокий выход первичной смолы и более бедный углекислотой первичный газ, чем рядовые бурые угли.

Основным продуктом добычи в подмосковном бассейне является курной уголь.

Курные угли (41) представляют собой матовую массу с очень мелкими, несколько блестящими прослойками. Структура их подобна дуриту каменных углей. Они содержат много спор и эпидермиса. В них легко можно обнаружить прекрасно сохранившиеся остатки растений, листья, споры и др. Богхеды обыкновенно встречаются вместе с курными углями, образуя в них прослойки или являясь кровлей. Они могут долгое время храниться на воздухе и выдерживают дальние перевозки. Запасы их ограничены, а выработка производится в небольших размерах.

В табл. 36 приведены данные о размере кусков, содержании балласта и серы в различных сортах подмосковного угля (23). Данные о составе горючей массы подмосковного угля в различных пластах приведены в табл. 39 (см. также часть I, табл. 64).

Содержание углерода и водорода в горючей массе богхедов больше, чем в горючей массе курных углей, кислорода—меньше (44) ($C^г$—75—80%; $H^г$—7,8—9,6%, $(O+N)^г$—12—16% и $S^г$—1—5%). Выход летучих очень большой—до 80%, содержание золы 13—18%; влаги 14—20% и $Q^р_н$—4900—5500 *кал/кг*.

Содержание серы в подмосковном угле (45) очень значительно (табл. 36). Преимущественно эта сера входит в виде колчедана, распределенного в массе угля в форме прослоек, гнезд и мелких вкраплений, в зависимости от содержания которого сильно колеблется содержание серы в угле. Крупные куски колчедана легко отбираются. Значительную часть серы составляет органическая сера ($S^с_о$—до 3%). Данные о содержании в углях различных видов серы приведены в табл. 64 части I.

По возрастанию содержания серы (45) рудники можно расположить в следующем порядке: им. Шварца, Щекинский, Бобриковский, Победенский и им. Кагановича.

Зольность подмосковного угля, считая на рабочее топливо, колеблется в пределах 10—37% (в среднем около 20%), причем главная масса золы распределена равномерно по всей массе угля и не поддается механическому удалению. Часть золы примешана в виде прослоек глины и других пород. В тех местах, где разделяющие угольный пласт глиняные прослойки тонки, они сильно пропитаны угольной пылью и по цвету почти не разнятся от угля, почему отбор примеси глины усложняется и за счет ее увеличивается зольность.

По возрастанию содержания зольности (41) рудники идут в следующем порядке: Победенский, Бобриковский, им. Кагановича, им. Шварца и Щекинский.

Зола подмосковного угля (нажига) содержит много Al_2O_3 и по составу приближается к глине. При исследовании (41) золы угля разных шахт рудника им. Кагановича были получены следующие результаты: SiO_2—25,7—41,7%; Al_2O_3—21,7—40,0%; Fe_2O_3—10,8—39,4%; CaO—1,0—7,7%; SO_3—1,6—7,6%; часть проб отличалась меньшим содержанием Fe_2O_3 и бо́льшим CaO.

Как видно из анализов, зола подмосковного угля является по существу глиной. При высокой температуре плавления зола с успехом

Таблица 36

Характеристика подмосковных углей по отдельным сортам и маркам

Наименование месторождения	Сорт	Марка	Размеры кусков (в *мм*)	Пределы колебания содержания мелочи (в %)	Горючая масса $Q^г_б$	Сухая масса $A^с$	Сухая масса $S^с_{об}$	Сухая масса $Q^с_б$	Рабочая масса $W^р$	Рабочая масса $A^р$	Рабочая масса $S^р_{об}$	Рабочая масса $Q^р_н$
Среднее по бассейну	Крупный	К	150—50	10	6 890	22,8	3,3	5 320	32,1	15,5	2,3	3 235
	Орех	О	50—20	15	6 830	26,4	3,7	5 025	31,2	18,2	2,5	3 090
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 710	30,2	4,0	4 680	32,4	20,4	2,7	2 775
	Рядовая мелочь	РМ	50—0	—	6 775	28,4	3,6	4 850	32,0	19,3	2,5	2 920
Рудоуправление им. Кагановича	Крупный	К	150—50	10	6 940	22,3	3,8	5 385	32,3	15,1	2,6	3 260
	Орех	О	50—20	15	6 900	25,8	4,2	5 120	31,3	17,7	2,9	3 135
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 735	30,9	4,9	4 650	32,6	20,8	3,3	2 7 0
	Рядовая мелочь	РМ	50—0	—	6 760	28,7	4,6	4 820	31,9	19,6	3,1	2 870
Рудоуправление Победенское	Крупный	К	150—50	10	6 900	22,6	3,0	5 345	32,4	15,3	2,0	3 245
	Орех	О	50—20	15	6 870	24,8	3,6	5 170	31,9	16,8	2,5	3 140
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 770	28,8	3,5	4 875	33,2	19,2	2,3	2 840
	Рядовая мелочь	РМ	5—0	—	6 805	26,6	3,6	4 990	32,5	18 0	2,4	2 995
Рудоуправление им. Рыкова	Крупный	К	150—50	10	6 880	28,0	3,5	5 300	32,2	15,6	2,4	3 227
	Орех	О	50—20	15	6 820	27,6	3,9	4 935	30,3	19,2	2,7	3 040
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 615	30,8	3,4	4 580	32,4	20,8	2,3	2 720
	Рядовая мелочь	РМ	50—0	—	6 740	29,5	3,6	4 750	31,6	20,2	2,5	2 875
Рудоуправление им. Шварца	Крупный	К	150—50	10	6 940	22,3	3,0	5 390	33,3	14,9	2,0	3 225
	Орех	О	50—20	15	6 845	25,4	2,8	5 110	32,7	17,1	1,9	3 070
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 640	26,7	2,9	4 870	34,2	17,6	1,9	2 825
	Рядовая мелочь	РМ	50—0	—	6 740	26,0	2,8	4 990	33,4	17,3	1,9	2 950
Рудоуправление Щекинское	Крупный	К	150—50	10	6 865	23,5	3,0	5 250	31,2	16,1	2,1	3 245
	Орех	О	50—20	15	6 775	28,0	3,3	4 875	30,5	19,5	2,8	3 020
	Мелочь с семечком	МС	20—0	—	6 560	30 4	3,7	4 565	31,0	21,0	2,5	2 775
	Рядовая мелочь	РМ	50—0	—	6 650	29,3	3,5	4 700	30,7	20,3	2,4	2 890

применяется для изготовления второсортного шамотного кирпича. Помимо этого она является хорошей добавкой при изготовлении гидравлической извести.

При исследовании плавкости золы угля состава: SiO_2—40,60%; Al_2O_3—50,82%; Fe_2O_3—2,58%; CaO—2,70%; SO_3—3,43%, спекание начиналось при 1250°, размягчение—при 1640° и расплавление происходило при 1710°.

Влажность подмосковного угля очень велика—в среднем 30%.

Боровичские угли (42) Подмосковного бассейна (Ленинградская обл.) несколько разнятся от углей Тульского и Рязанского районов. Они более прочны и горят более чистым пламенем. Так же как и остальные подмосковные угли, боровичский уголь залегает вперемежку с глинистыми пластами. Добыча его идет параллельно добыче глины.

Боровичские угли (46) состоят преимущественно из гумусовых углей; встречаются и сапропелевые. В пластах гумусового угля наблюдается большое количество включений серного колчедана и глины. Содержание серы в них больше, чем в других углях Подмосковного бассейна. В табл. 64 части I приведены данные о составе этих углей.

Челябинские угли

Челябинские бурые угли залегают вдоль восточного склона Уральского хребта. Они представляют собой переходный тип от бурых углей к каменным. Их относят к бурым гумусовым углям и характеризуют следующими средними показателями: влажность—20% и зольность—20%.

Челябинские угли однородны; в них преобладают блестящие разновидности гумусового угля; различаются они по содержанию золы. Эти угли сильно засорены прослойками глинистых и углистых слапцев.

Разработка челябинских углей начата сравнительно недавно (1906 г.). Мощность отложений достигает значительных размеров. Уголь представляет собой или блестящую черную массу с раковистым изломом или матовую слоистую.

Характеристика челябинских углей по различным сортам и маркам приведена в табл. 37 (23). Данные о составе угля приведены в табл. 64 части I. По данным Титова(47), колебания в составе горючей массы для верхнего горизонта челябинского месторождения очень велики: $C^г$—71,8—74,6%; $H^г$—4,7—5,2%; $N^г$—до 2% (сравнительно высокое); $Q^г_б$ 6970—7300 *кал/кг*.

Содержание серы в челябинских углях незначительно.

Содержание золы составляет 15—39%, в среднем—19%. Зола сравнительно легкоплавка.

Состав золы челябинского угля характеризуется следующими пределами: SiO_2—35,9—55,7%; Fe_2O_3—7—33,1%; Al_2O_3—18,5—32,9%; CaO—1,4—5,9%; MgO—1,7—3,7% и SO_3—1,6—6,1%.

Путем промывки и сушки челябинского угля (при пересчете на абсолютно сухой уголь) 45% его получаются с содержанием золы в 7% и 30%— с содержанием золы в 26%(48).

Таблица 37

Характеристика челябинских углей по отдельным сортам и маркам

Сорт	Марка	Размеры кусков (в мм)	Предельное содержание мелочи (в %)	Горючая масса $Q^г_б$	Сухая масса (в %) A^c	Сухая масса (в %) $S^c_{об}$	Сухая масса (в %) $Q^c_б$	Рабочая масса (в %) W^p	Рабочая масса (в %) A^p	Рабочая масса (в %) $S^p_{об}$	Рабочая масса (в %) $Q^p_н$
Рядовой	Р	—	20	7150	19,4	1,2	5760	18,9	15,7	1,0	4365
Сортированный	С	>13	11	7150	15,4	1,2	6050	17,4	12,7	1,0	4690
Орешник	О	13—6	12	7150	15,5	1,2	6040	18,6	12,6	1,0	4600
Мелочь	М	6—0	—	7150	19,1	1,2	6770	7,7	15,7	1,0	4440

Богословские угли

К числу газифицируемых бурых углей относятся и богословские, разрабатываемые на Урале.

Данные о составе богословских углей приведены в табл. 64 части I.

Содержание влаги в богословских углях значительно—в среднем 30%, золы—в среднем 17%. При испытании Свердловским теплотехническим институтом газификации богословского угля зола последнего оказалась тугоплавкой (50). Состав пяти проб золы богословского угля колебался в следующих пределах: SiO_2—29,96—33,04%; Al_2O_3—27,95—30,16%; Fe_2O_3—12,88—14,57%; CaO—21,70—22,04%; MgO—2,60—4,45% и SO_3 — 0,75—1%.

Другие бурые угли

Из числа прочих бурых углей, намечающихся к применению для газификации, следует отметить угли Средней Азии, Казахстана, Дальневосточного края, Восточной Сибири и Украины (состав см. часть I, табл. 64).

Ряд авторов (51) подразделяет разрабатываемые Средазуглем угли на две категории — бурые и промежуточные между бурыми и каменными. Как те, так и другие угли являются энергетическими. Помимо непосредственного сжигания в топке они могут быть применены только для газификации. По рабочей теплотворной способности эти угли по крайней мере в полтора раза превосходят подмосковные угли. Худшие из них (месторождений Кизил-Кий и Шураб) в среднем равноценны челябинским углям по теплотворной способности. Угли Сулюкты и Кок-Янгака значительно превосходят по качеству челябинские. Угли рудника «Нарын»—лучшие угли Средней Азии. Среднеазиатские угли имеют пешлакующуюся или слабо шлакующуюся золу. Намечается использование для газификации углей Ленгеровского месторождения Казахстана. Эти угли содержат сравнительно мало влаги и золы, причем зола сравнительно легкоплавкая.

Черновские угли Восточной Сибири содержат мало золы и много влаги. Угли были опробованы и оказались пригодными для газификации (см. ниже).

Из углей Дальневосточного края намечают для газификации угли Кивдинского и Артемовского месторождений, содержащие сравнительно мало золы и довольно много влаги.

Украинские бурые угли являются чрезвычайно влажными; содержание серы в них значительно. Они имеют землистое строение и слеживаются в высоком слое, что должно препятствовать их применению для газификации. При попытке газификации этих углей в генераторе Гильгера ([52]) образовалась масса, подобная замазке; раскаленная зона снижалась и затухала.

Сушка бурого угля

Бурый уголь гигроскопичнее каменного и в воздушно-сухом состоянии удерживает 10—25% влаги. В свежедобытом угле может содержаться до 60% влаги. При сушке бурые угли распадаются, часто с отделением листовидных частиц.

Для уменьшения влажности уголь может быть подвергнут искусственной сушке. Если сушка предпринимается для топлива, вводимого в генератор, например при получении двойного газа, то большое значение имеет сохранение углем прочности. Последнее может быть достигнуто путем нагревания угля паром под давлением (метод Флейснера).

Метод Флейснера заключается в том, что уголь подвергают длительному воздействию (60—75 мин.) водяного пара при значительном давлении—более 10 *ат*. Нагрев угля при этом методе идет до его сердцевины, причем часть влаги выдавливается (в жидком виде) вследствие уменьшения смачиваемости угля, связанной с процессами, происходящими с углем при обработке его под давлением.

Прогретый кусок угля отдает по всей толще влагу, причем сжатие куска происходит равномерно, и не наблюдается расслаивания и растрескивания его. Досушка воздухом продолжается час-полтора.

Для большей экономичности процесса работа ведется в двух соединенных котлах. После прогрева угля в первом котле пар перепускается в котел со свежим углем.

При искусственной сушке по Флейснеру бобриковского угля подмосковного района ([49]) были получены следующие результаты: влажность до сушки—33%, после 75-минутной сушки—16,25%, расход пара составил 1,5 *кг* на 1 *кг* испаренной воды.

Сравнение поведения искусственно просушенного и влажного угля в барабане (диаметр—1 *м* и длина—1 *м*), делавшем 25 об/мин., приведено в табл. 38.

Перед загрузкой в барабан мелочь ниже 10 *мм* отсеивалась.

Из данных таблицы видно, что искусственная сушка угля по Флейснеру не уменьшает его прочности.

Таблица 38

Результаты двух испытаний в барабане

Размер кусков	Влажный уголь (в %)		Просушенный уголь (в %)	
	I	II	I	II
Больше 40 *мм*	7,5	10,8	10.1	9,5
40—25 *мм*	12,1	17,2	14,6	16 8
25—10 »	60,2	53,2	45,6	48,8
Меньше 10 *мм*	20,2	18,8	29,7	29,9

Дальнейшие исследования ([181]) показали, что подмосковный уголь, подсушенный паром под давлением не ниже 10 *ат* в продолжение 120 мин., хорошо сохраняет свою кусковую форму и снижает свое влагосодержание с 32—35% до 15—16%. Расход пара на 1 *кг* удаляемой влаги не превышал в большинстве опытов 0,7 *кг* на 1 *кг* удаляемого пара (450 *кал/кг*), т. е. был значительно меньше расхода тепла при других способах сушки (1000 *кал/кг*).

Пирогенетическое разложение

При сухой перегонке бурого угля газы начинают выделяться около 200—250°. Смола и сернистые соединения выделяются при 300—350° и выше. Подсмольная вода лигнитов—кислая, обыкновенных бурых углей—щелочная вследствие содержания углекислого и сернистого аммония. Смола имеет темноватый или темнокоричневый цвет и при обыкновенной температуре—густая; удельный вес ее при 30°—0,85—0,91, температура застывания 25—35° и выше. Содержание серы в смоле 0,5—1,5%.

Стадников на основании изучения экспериментального материала приходит к следующим выводам ([40]).

Бурые угли с высоким содержанием битума, состоящего почти из одного горного воска, дают значительный выход первичных смол, содержащих много парафинов и углеводородов жирного ряда, относительно мало фенолов (меньше 30%) и мало гидрированных ароматических углеводородов. Угли с высоким содержанием битума, состоящего главным образом из горных смол, дают при низких температурах продукты перегонки с низким содержанием парафина и углеводородов жирного ряда и довольно высоким содержанием фенолов (до 40%) и гидрированных ароматических углеводородов. Угли с незначительным содержанием битумов дают небольшие выхода первичных смол, содержащих очень много фенолов (50% и больше); состав нейтральных масел этих смол обусловливается преобладанием горного воска или горных смол в битуме. При преобладании горного воска нейтральные масла смол состоят главным

образом из углеводородов жирного ряда, в противном же случае доминирующую роль в маслах играют гидроароматические углеводороды.

Хранение угля на воздухе значительно снижает выход первичной смолы. Очень сильно влияет на состав и выход смол перегревание их при перегонке. При этом гидроароматические углеводороды большей частью дегидрогенизируются, и в результате нейтральные масла обогащаются ароматическими углеводородами.

В перегретой смоле содержится значительно меньше парафина, подвергшегося крекированию и превратившегося в смесь легких углеводородов и газов. Перегревание смол снижает также содержание фенолов и увеличивает количество свободного углерода. Перегретая смола вследствие большего содержания в ней ароматических углеводородов и асфальтенов имеет больший удельный вес. В ней содержится в некотором количестве нафталин.

Во время сушки и брикетирования содержащиеся в угле смолы подвергаются изменениям. Смолы из буроугольных брикетов содержат относительно больше парафина, нейтральные масла содержат меньше гидроароматических углеводородов и больше ароматических. Содержание фенолов в этих смолах должно быть меньше.

Образующаяся в газогенераторах смола должна быстро и полностью удаляться из них и не осаждаться на холодном топливе. В противном случае при новой перегонке она подвергается разложению.

В первичной буроугольной смоле ([53]) отсутствует нафталин. Присутствие последнего с несомненностью указывает на то, что часть смолы подверглась перегреванию при температуре не ниже 750°. Удельный вес первичной смолы не является достаточным показателем для отличия буроугольной первичной смолы от других сортов ее.

Главными продуктами перегонки буроугольной смолы обычно являются сырое масло и парафиновая масса, причем конечными продуктами переработки смолы и ее погонов являются парафин, парафиновое, соляровое и другие масла и бензин.

Полукокс из бурых углей, обладающий большой сетью капилляров, имеет малый удельный вес, сильно развитую поверхность и обладает большой активностью. По некоторым исследованиям (см. ч. I), буроугольный полукокс обладает более высокой реакционной способностью, чем древесный уголь.

Молодые бурые угли дают полукокс, по удельному весу приближающийся к торфяному, а плотные старые бурые угли—полукокс с большим удельным весом, приближающимся к таковому неспекающихся каменных углей.

Буроугольный полукокс обладает малой прочностью и легко крошится в газогенераторе, что в ряде случаев препятствует или ограничивает применение бурых углей.

Первичный газ ([40]) молодых бурых углей содержит много углекислоты. Чем ближе бурые угли к каменным, тем меньше в их первичном газе углекислоты. Содержание водорода в первичном газе незначительно, углеводородов—невелико.

При продолжающемся нагреве полукокса в результате распадения входящих в его состав соединений идет образование углекислоты, окиси углерода, воды, метана, водорода и азота.

При резком нагреве угля образование газа идет за счет разложения смол. Получаемый газ содержит много водорода и метана.

Исследование полукоксования подмосковных углей

Исследование полукоксования подмосковных углей проводилось несколькими исследовательскими институтами, наиболее подробно—Украинским институтом прикладной химии в 1928 г. ([54]).

Аппарат для полукоксования был устроен по типу вращающейся реторты Фишера.

Состав двух из исследованных проб был следующий:

	W^p	W^a	V^a	A^a	$S^a_{об}$	$Q^a_б$	$Q^a_н$	C^a	H^a	N^a	O^a
I. Бобриковский пласт, шахта № 3	28,15	14,77	31,05	20,32	4,51	4 447	4 196	44,14	3,01	1,04	12,21
II. Щекинский Огаревской копи, шахта № 4	30,29	21,50	28,11	21,51	3.04	3 691	3 461	39,55	2.06	0,78	11,56

При температуре 120—130° удалялась гигроскопическая влага. Появление первого газа, главным образом сероводорода, начиналось при температуре 225—250°, смола появлялась при 300°. Выделение газа и смолы шло непрерывно, хотя и неравномерно, но во все время полукоксования. Температура поднималась до 500°. Выхода продуктов полукокосования для различных углей в отдельных опытах мало разнились друг от друга, причем для указанных выше проб они составляли (в %):

	Полукокс	Первичная смола	Подсмольная вода	Сырой газ (м/кг)
I . . .	51,8	4,2	35,7	62,1
II . . .	51,0	3,5	36,5	42,3

Перешло в летучие продукты от всего содержания в топливе:

для угля I: C—33,74%; H—69,37%; S—63,13%; N—68,62%; O—65,74%;

для угля II: C—33,94%; H—50,98%; S—46,82%; N—40,50%, O—76,40%

Из полученных данных следует, что в летучие продукты перешла $^1/_3$ имевшегося в сыром угле углерода, $^1/_2$—$^2/_3$ водорода и примерно такое же количество азота. Ввиду ничтожного содержания в газе аммиака предполагается, что он выделяется из угля в виде элементарного азота. Сильно колеблющиеся величины для серы (37—85%) объясняются различными формами соединения серы в угле. Весьма характерным является и значительное выделение кислорода, составляющее $^3/_4$—$^2/_3$ первоначального количества.

При отстаивании получающихся при полукоксовании подмосковного угля продуктов сухой перегонки происходит разделение слоев смолы и воды, причем в нижнем слое смолы содержится значительное количество воды, не отстаивающейся даже при длительном стоянии. Общая смола содержит большое количество воды, упорно удерживаемой, и удаление воды обычным отстаиванием даже при подогреве смолы не удается. Смола по внешнему виду—густая черная жидкость с красноватым отливом. Содержание воды в смоле при указанных испытаниях составило 36—46% и свободного углерода 7—11%.

Состав полукоксовального газа при исследованиях определялся для углей I и II соответственно: CO_2—14,1 и 24,5%; H_2S—14,0 и 21,9%; C_mH_n—3,3 и 1,2%; CO—8,9 и 4,2%; H_2—19,4 и 11,0%; CH_4—29,6 и 28,7%; O_2—2,5 и 1,2%; N_2—8,2 и 7,3%. Как видно из анализов, содержание H_2S в газе очень велико. Кислород и соответственное количество азота являются присосанными извне.

Распределение серы в продуктах полукоксования примерно следующее; в полукоксе—60%, в первичной смоле—3%, в сероводороде—25%, в газообразных органических соединениях—0,6%, в подсмольной воде—6% и остальное в потерях.

Подсмольные воды имеют щелочную реакцию и содержат некоторое количество аммиака.

Количество легких бензинов в газе составило 0,135—0,210% от веса угля.

Более поздние подробные исследования полукоксования подмосковных углей различных рудников и пластов были произведены Всесоюзным научно-исследовательским институтом газа и жидкого топлива (ВНИГИ) ([41,45]).

В табл. 39 приведены крайние пределы значений для отдельных показателей по рудникам. В той же таблице приведены данные исследований тульской лаборатории Мосхимэнергостроя о полукоксовании при температуре до 515° богхедов Гротовского рудника Победеноского района и Бобриковского района ([55]).

При исследовании полукоксования во вращающейся реторте с подъемом температуры в течение 2 час. до 400° гротовского угля с W в 6,5% и A в 7,28% были получены выхода: полукокса—26,25%, пыли и угля в смоле—4,15%, газа—8,29%, газового бензина—6,2%, смолы—43,65% и пирогенетической влаги—10,1%. Выход газа составил 81,3 *л/кг*, и состав его был следующий: CO_2—23,7%; H_2S—5,1%; C_mH_n—7,2%; O_2—0,8%; CO—11,6%; H_2—26,0%; CH_4—22,0% и N_2—3,6%.

Таблица 39

Данные по углям Подмосковного бассейна (пределы в %)

Рудник	W	A^c	V^{daf}	$S^c_{об}$	C^c	H^c	N^c	Перегонка в алюминиевой реторте Фишера: Деготь	Влага: общая	Влага: пирогенетическая	Влага: полукокса	Газ (по разности)	CO_2+H_2S	Состав первичного газа: CO	C_mH_n	CH_4	H_2	N_2
Щекинский	18,4—24,7	20,6—37,9	44,4—46,7	1,6—2,2	59,1—62,6	3,6—3,9	1,3—1,7	1,3—2,3	25,4—34,3	6,8—8,6	48,9—60,2	12,2—15,5	82,3—87,8	3,9—4,8	0,8—1,5	4,2—6,8	0,6—1,9	1,4—2,4
Шахты № 5, 6 и 7	14,2—27,4	18,4—36,5	32,3—45,8	2,2—6,0	57,8—71,1	4,5—6,4	1,2—1,7	4,5—8,5	21,3—37,1	6,9—12,4	51,5—69,2	5,4—8,4	44,8—53,7	6,8—10,4	3,7—5,3	29,4—40,1	0,04—1,6	1,5—8,4
Им. Кагановича	15—25	19,4—37,0	42,5—51,0	1,4—8,8	59,9—70,5	3,3—5,0	1,0—1,3	3,4—9,0	20,7—33,8	4,7—8,2	53,6—63,1	7,2—13,2	46,3[1]—56,7	7,2—9,7	3,4—4,1	24,9—30,1	5,1—7,4	0,7—2,2
Им. Шварца	12,6—25,8	15,7—37,6	27,6—49,1	1,6—8,0	62,0—72,0	3,2—5,5	1,1—1,5	2,5—8,8	19,7—36,6	6,2—10,7	49,9—66,9	6,7—13,1	44,3—74,0	6,1—11,0	2,2—5,0	11,4—35,0	0,4—1,8	0,8—10,8
Победенский	19,7—30,7	14,7—39,8	40,5—57,9	3,7—11,2	64,3—70,8	3,7—5,6	0,9—1,3	3,1—7,9	25,0—37,5	5,2—7,3	47,5—65,2	6,7—10,7	47,3[2]—53,6	8,0—10,0	3,7—9,9	27,2—28,7	3,8—5,6	2,3—4,0
Им. Рыкова (Бобрики)	19,4—30,6	13,1—32,7	— —	— —	— —	— —	— —	3,8—9,6	25,4—38,8	5,8—10,2	50,0—53,4	6,8—10,2	34,1—61,6	4,6—13,9	2,9—6,9	23,8—43,7	— —	— —
Бобриковские богхеды[3]	5,1	5,1	65,1	0,6	75,2	8,8	—	52,5	6,2	—	26,1	73 *л/кг*	H_2S—5,0 CO_2—21,0	14,3	9,7	27,8	6,6	13,2 (O_2—2,4)
Гротовские богхеды[3]	6,2	9,7	64,5	2,8	80,0	9,5	7 —	38,9	10,2	—	32,2	63 *л/кг*	H_2S—5—5,6 CO_2—19,0	14,9	10,3	33,4	12,6	3,6 (O_2—0,6)

[1] В том числе: H_2S—7,5 и 11,5%.
[2] В том числе: H_2S—9,9 и 12,4%.
[3] Единичные исследования.

Таблица 40

Выхода продуктов сухой перегонки челябинского угля (в %)

Уголь	W^a	A^a	$\frac{V^a}{V^g}$	Выход на лабораторную пробу в алюминиевой реторте					Выход на рабочее топливо во вращающейся реторте				
				полукокса	бензольной смолы	подсмольной воды	пиропогенетической воды	газа (по разности)	полукокса	бензольной смолы	подсмольной воды	пиропогенетической воды	газа (по разности)
Необогащенный . . .	12,31	21,92	24,26 / 36,56	67,83	6,61	18,52	6,21	7,04	62,24	4,36	24,39	4,38	9,01
Обогащенный (500°) . .	15,78	5,66	31,29 / 39,83	63,24	10,78	18,67	2,88	7,31	55,67	4,49	28,75	6,15	11,09
Обогащенный (400°) . .	15,78	5,66	31,29 / 39,83	63,12	8,36	20,09	4,31	5,43	—	—	—	—	—

Исследование полукоксования челябинских углей

Исследования перегонки и полукоксования челябинского угля были произведены ВТ Ии ВНИГИ ([56]). Исследованию во ВТИ подвергались обогащенный и необогащенный угли.

Состав обогащенного угля был следующий: W^p — 22,60%; A^p — 5,20%; $S^p_{об}$ —0,62%; S^p_a —0,01%; $S^p_k + S^p_{ор}$ —0,61%; C^p —54,88%; H^p — 3,83%; V^p—28,76%; $Q^p_б$ — 5292 *кал/кг*; необогащенного угля: W^p—20,01%; A^p—15,47%; $S^p_{об}$—1,07%; S^p_a—0,04%; $S^p_к$ — 0,64%; $S^p_{ор}$ — 0,45%; C^p—48,34%; H^p—3,47%; V^p—25,37% и $Q^p_б$—4666 *кал/кг*. Содержание азота в горючей массе угля 1,47%.

Перегонка велась в алюминиевой реторте: необогащенного угля—при 500° и обогащенного—при разных температурах, последнего также во вращающейся реторте Фишера. Выхода продуктов перегонки обогащенных и необогащенных углей приведены в табл. 40.

Анализ первичного газа из необогащенного угля был сделан при перегонке угля в тугоплавкой трубке, анализ же первичного газа из обогащенного угля—при перегонке в алюминиевой реторте при разных температурных режимах.

Данные о составе первичного газа приведены в табл. 41.

Таблица 41

Состав первичного газа из челябинского угля

Уголь	CO_2+H_2S	C_mH_n	CO	H_2	CH_4	C_2H_6	N_2 (по разности)	$Q_в$ (п. расчету)
Необогащенный . . .	34,6	2,7	14,1	14,8	21,3	3,7	8,8	—
Обогащенный (490°) . .	27,62	5,31	13,17	6,51	27,33	7,50	12,54	4078
Обогащенный (540°) . .	25,44	4,11	15,4	10,53	30,10	7,61	6,81	4179

В интервале 350—450° идет бурное выделение газа. Подсмольная вода (при полукоксовании во вращающейся реторте)—бурого цвета, реакция ее нейтральная (из необогащенного угля) или слабощелочная. Смола густая и плохо отстаивается, после отстоя в смоле около 11% влаги.

Состав полукокса, полученного из вращающейся реторты и имеющего порошкообразный вид, следующий: из необогащенного угля: A^c — 27,37%; $S^c_{об}$—1,48%; S^c_a— 0,05%; S^c_k — 0,53%; $S^c_{ор}$— 0,96%; C^c — 60,38%; H^c—2,78% V^c—14,90%; $Q^c_б$—5561 *кал/кг*; из обогащенного угля: A^c—8,17%; $S^c_{об}$—0,72%; S^c_a—следы; $S^c_k + S^c_{ор}$— 0,72%; C^c—78,74%; H^c—3,17%; V^c—12,44%; $Q^c_б$—7344 *кал/кг*. Содержание азота в горючей массе полукокса—2,01%.

Состав смолы, полученной при одном из исследований полукоксования челябинского угля во вращающейся реторте, был следующий: C^c—77,60%; H^c—7,43%; S^c—0,52%; $(O + N)^c$—14,45%.

По данным Титова (47) при перегонке в алюминиевой реторте Фишера углей различных пластов были получены следующие результаты

Состав угля: W—14,2—19,0%; A^c—11,3—44,5%; V^c—41,6—45,3%; $S^c_{об}$—0,64—1,84%; S^c_a—0,02—0,10%; S^c_k—0,10—1,32%; $S^c_{ор}$—0,28—0,69%; C^c—70,7—74,6%; H^c—4,7—5,2%; N^c—1,1—2,1%; $(O+S)^c$—18,9—23,2%; Q^c—6859—7308 *кал/кг*. Выход продуктов полукоксования (500—510°): полукокса—60,0—71,6%; воды общей—20,0—28,0%; воды пирогенетической—5,4—10,3%; смолы—2,7—6,3%; газа (по разности)—5,4—10,9%.

Состав первичного газа по исследованиям Титова следующий: $CO_2 + H_2S$—30,6—35,5%; C_mH_n—3,0—3,5%; CO—13,1—15,7%; H_2—12—14,7%; C_nH_{2n+2}—25,8—29,3% и N_2—7,8—8,9%.

Исследование полукоксования богословских углей

Ряд исследований богословского угля был произведен Мосхимэнергостроем (58). Полукоксование во вращающейся реторте при температуре до 515—540° заканчивалось в $4^1/_2$—$5^1/_2$ час. Количество выделяющихся газа, смолы и пыли было незначительно.

При составе топлива: W^p—29,64%, A^p—9,57%, C^s—67,49%, H^s—4,45%, N^s—0,087% были получены следующие выхода: полукокса—59,5—73,3%; подсмольной воды—23,3—28,9%, смолы—0,7—0,9%, пыли—0,1% и газа 520—551 *л* на 15 *кг*.

Подсмольные воды одних сортов угля имели нейтральную реакцию, другие же—кислую. Воды имели сильный запах уксусной кислоты и метилового спирта. Содержание уксусной кислоты в воде составляло 0,05—0,14%.

Теплотехническим институтом (57) были исследованы состав и полукоксование богословских углей, находящихся вблизи Богословского завода (свита С). Средний состав пробы угля был следующий: W^p—18%; A^p—8,18%; C^p—50,62%; H^p—3,40%; $S^p_{об}$—0,42%; V^p—31,16%, $Q_в$—4595 *кал/кг*.

Полукоксование производилось во вращающейся реторте Фишера на 15 *кг*. Продолжительность перегонки около 5 час. Максимальный выход газа имел место при 225—345°. Выход смолы был очень незначительный. При 460° выделялись капли смолы. Выход полукокса при трех испытаниях составил на 15 *кг* угля 8,290—9,182 *кг*; газа—1046—1341 *л*; подсмольной воды—3632—3394 *л*.

Состав полукокса, имевшего такой же вид, как и исходный уголь: W^p—0,75%; A^p—12,18%; $S^p_{об}$—0,64%; C^p—72,92%; H^p—3,07%; V^p—18,80%; $Q_в$—6504 *кал/кг*.

Состав газа, отличавшегося весьма высоким содержанием углекислоты, по одному определению: CO_2—59,02%; C_mH_n—1,41%; CO—11,5%; H_2—10,18%; CH_4—7,24%; C_2H_6—4,42%; N_2—6,23% и по другому: CO_2—57,7%; C_mH_n—1,37; CO—11,92%; H_2—8,83%; CH_4—7,25%; C_2H_6—4,81%; N_2—8,12%.

Исследование того же угля с W^p—34,26% в алюминиевой реторте Фишера дало следующие выхода (на абсолютно сухое топливо): полукокса—55,1%, подсмольной воды—34,4%, смолы—1,8%, газа—68 *л* на 1 *кг* рабочего топлива. Состав первичного газа: H_2S—0,14%, CO_2—45,60%, C_mH_n—1,48%; O_2—0,40%, CO—7,30%; C_nH_{2n+2}—41,00%; H_2—12,00%; N_2—3,81%.

2. ГАЗИФИКАЦИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ

Общие соображения

Бурый уголь, содержащий много летучих и дающий кокс с высокой реакционной способностью, часто представляет собой хорошее топливо для газификации. Хорошей газификации бурого угля в известной мере могут препятствовать высокое содержание в нем баласта, отдельные свойства его, а также свойства золы. Нестойкость угля и превращение его в мелочь также могут значительно ухудшать качество его как топлива для газификации. Кусковой бурый уголь при благоприятных свойствах золы может газифицироваться в обыкновенных генераторах и при значительной зольности.

Зола бурых углей иногда является гигроскопической и впитывает в себя вплоть до раскаленного слоя значительное количество воды, что ухудшает работу генераторов.

Применение брикетов, сохраняющих свою форму, не распадающихся при нагревании и под нагрузкой и содержащих сравнительно небольшое количество влаги, позволяет значительно улучшить ход газогенератора, применять генераторы с жидким шлакоудалением и получать смолы лучшего качества. Брикеты бурого угля широко применяются за границей. Влажность брикетов редко превышает 15%.

Газификация влажного бурого угля производится с высоким слоем топлива. Вследствие способности кусков распадаться требуется хорошее распределение дутья колосниковой решеткой. Большое значение имеют размер и однородность кусков топлива. Весьма нежелательно применение мелочи. Газификация очень сырого бурого угля не является вполне разрешенной задачей: в верхних слоях угля конденсируются смола и влага, образуя вязкие комья, препятствующие прохождению газов.

Иногда газифицируют смесь каменного и бурого углей. Смешение производят с целью избежать тягостной шуровки, необходимость в которой вызывается спеканием каменного угля. Иногда смешение производится с целью уменьшения пыления, являющегося результатом непрочности бурого угля. Различная скорость горения бурых и каменных углей способствует образованию прогаров и ухудшению выжига остатков при газификации смесей.

Газификация влажного бурого угля производится почти исключительно в установках с очисткой газа и с улавливанием побочных продуктов. В отдельных случаях относительно небольшой влажности угля в установках малого размера ограничиваются сухой очисткой газа.

Газификация бурых углей на двойной водяной газ за границей проводится преимущественно в смеси с каменными углями.

Применение генераторов различных типов

Для газификации бурого угля пригодны все виды генераторов. Однако не во всяких генераторах эта газификация протекает достаточно хорошо и целесообразно.

В соответствии с легкоплавкостью золы многих бурых углей большой интерес для газификации его представляют генераторы с удалением жидких шлаков, если только уголь достаточно прочен в холодном и горячем состоянии.

Генераторы Сименса со ступенчатой решеткой дают недостаточно хороший газ и большие потери горючего в шлаке. Часто их перестраивают на генераторы с крышеобразной решеткой, в которых значительно лучше распределяется дутье и слой топлива получается более высоким ([59]). Лучше, чем генераторы Сименса со ступенчатой решеткой, работают также круглые генераторы с неподвижной центральной решеткой и генераторы с вращающимися решетками.

При газификации в генераторах Сименса ([60]) со ступенчатой и горизонтальной решетками бурого угля состава: C—24,40%; H—2,75%; S—2,12%; N—0,43%; O—14,84%; W—53,00%; A—2,46% и Q_5^c—2578 *кал/кг*, состав полученного газа в среднем был следующий: CO_2—6,1%; O_2—1,5%; CO—17,2%; C_2H_6—0,3%; CH_4—1,38%; H_2S—1,1%; H_2—7,95% и N_2—64,47%; температура газа составляла 70—100°.

Из теплового баланса генератора, представленного в табл. 42, видно, что теплотворная способность газа составляет только 53% от теплотворной способности топлива.

Таблица 42

Тепловой баланс генератора Сименса на сыром буром угле (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность угля . .	2518	100,0	Теплотворная способность газа	1337	53,1
			Теплосодержание водяного пара, насыщающего газ	266	10,57
			Теплосодержание сухого газа	31,5	1,25
			Потери	883,5	35,03
Всего . .	2518	100,0	Всего . .	2518	100,00

Производительность прямоугольного генератора с двухсторонней ступенчатой колосниковой решеткой ([60]) с сечением шахты в 13,5 $м^2$ составляет 30—50 $т$ рейнского влажного бурого угля в сутки. Интенсивность газификации составляет 70—120 *кг/м² час*; температура газа 75°; состав газа: CO_2—8%; CO—21—23%; H_2—8—10%; CH_4—1,2%; теплотворная способность газа—1100 *кал/м³*. Подобные генераторы оказались достаточно пригодными для газификации влажного бурого угля.

Современные генераторы для бурых углей с более или менее значительной производительностью снабжаются вращающимися решетками.

Сырые бурые углы газифицируют обычно в генераторах без швельшахт, брикеты—в генераторах и со швельшахтами и без швельшахт.

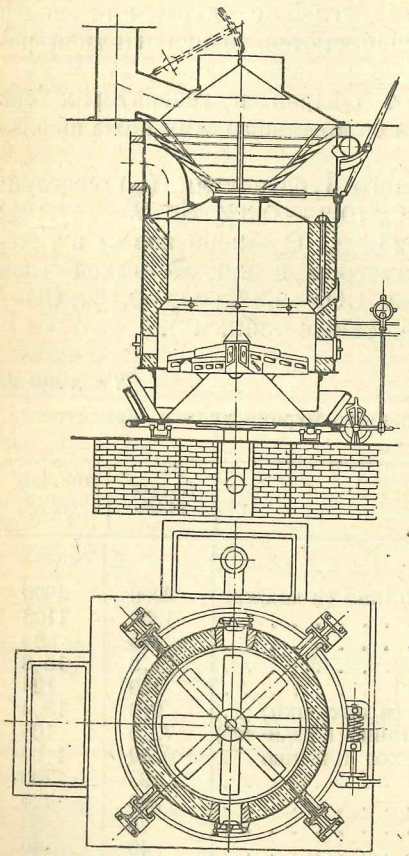
При газификаци рейнского влажного бурого угля ([60]) состава: C—27,1%; H—2,3%; O+N+S—11% (0,2—0,3% S); W—57,1%; A—2,5%; кокса—19,14%; летучих—23,5%; Q_n—2090 *кал/кг* в генераторе с вращающейся решеткой диаметром в 2,6 *м*—выход газа составлял 1,59 *м³/кг* при составе газа: CO_2—9,3%; O_2—0,1%; CO—23,3%; CH_4—1,4%; и H_2—11,9% (см. также табл. 43).

Таблица 43

Сравнительные данные по газификации сырого бурого угля и брикетов бурого угля

Топливо	Бурый уголь	Брикеты бурого угля
Низшая теплотворная способность топлива (в *кал/кг*)	2090	4800
Высота слоя угля (в *мм*)	1350	1100
Высота раскаленной зоны (в *мм*)	175	250
Производительность (в *т/сутки*)	21,5	15,8
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	169	124
Производительность на сухом топливе (в *т/сутки*) . .	9,2	13,4
Интенсивность газификации на сухое топливо (в *кг/м² час*)	72,5	105
Соотношение производительности на сухое топливо . .	0,69	1,00
Давление дутья (в *мм* вод. ст.)	193	200
Температура газа (в °C)	200	420
Точка росы генераторного газа (в °C)	75	53
Давление газа (в *мм* вод. ст.)	40	40
Углерода в провале (в %)	8,1	13,7
Выход сухого газа (0° и 760 *мм*) (в *м³/кг*)	1,59	3,11
Горючие составные части в сухом газе (в объемн. %) .	36,6	42,1
Влага (на сухой газ при 15°) (в *г*)	372	106
Низшая теплотворная способность (0° и 760 *мм*) (в *кал/м³*)	1044	1236
К. п. д.	0,80	0,79
Теплотворная способность газа, получаемого в 24 часа (в 10^6 *кал*)	35,7	60,5
Соотношение получаемых теплот в газе	0,59	1,00
Температура горения холодного сухого газа (в °C) .	1629	1783
Температура горения холодного влажного газа без смолы (в °C)	1288	1665
Температура горения холодного влажного газа с 10 *г/м³* смолы (в °C)	1334	1701

Малое содержание окиси углерода и высокое содержание углекислоты свидетельствуют о недостаточно высокой температуре реакционной зоны и недостаточном времени пребывания в ней газов. Большое содержание влаги в топливе уменьшает раскаленную зону.



31. Генератор для сырого бурого угля с сушильным устройством

В германских данных по газификации рейнских брикетов бурого угля в генераторах с вращающимися решетками без улавливания смолы приводятся следующие показатели: интенсивность газификации—85—125 *кг/м²* *час* (вообще до 200); состав газа: CO_2—3,0—5,8%; CO—29—31%; H_2—10,1—16,8%; CH_4—1,6—3,2% и $Q_н$—1350—1549 *кал/м³*.

В табл. 43 приведены сравнительные данные по газификации сырого бурого угля и буроугольных брикетов ([60]).

Газ из влажного бурого угля содержит значительно больше углекислоты и водяного пара и меньше окиси углерода, чем газ из буроугольных брикетов; теплотворная способность газа из влажного бурого угля значительно ниже, чем из брикетов; производительность генераторов, считая на тепло в газе, значительно меньше при сыром буром угле, чем при брикетах.

Если по абсолютному весу влажного бурого угля газифицируется больше, чем брикетов, то при расчете на сухое вещество производительность при влажном буром угле оказывается значительно меньше, чем при брикетах. Высокие температуры горения при применении газа из влажного бурого угля могут быть получены лишь путем осушки его. Температура газа из брикетов значительно выше, чем из сырого бурого угля.

Иногда при применении очень влажного бурого угля его предварительно подвергают подсушиванию, причем комбинируют сушилку с генератором и сжигают часть газа для подсушки топлива.

На рис. 31 представлен подобный генератор с вращающейся звездообразной решеткой, состоящей из конической коробки с закрепленными на ней пальцами. Последние вызывают движение золы ([60]).

Влажный бурый уголь попадает из загрузочной коробки на ступенчатую решетку, отделенную от генератора с помощью шибера. Часть генераторного газа сжигают и впускают продукты сгорания через боковые каналы под ступенчатую решетку, где они смешиваются с воздухом. Смесь газов с температурой в 200° пропускается через слой бурого угля, содержащего 50—60% влаги, в результате влажность угля снижается на 30%. Влажные газы выводятся наружу. При открывании специального шибера подсушенный уголь ссыпается в газогенератор.

Установки с улавливанием смол

Установки для газификации бурого угля с использованием побочных продуктов имеют большое распространение, особенно в Германии.

Они представляют собой генераторы со швельшахтами и с внутренними ретортами; иногда бурые угли газифицируют в обыкновенных генераторах при повышенном слое топлива ([6162]).

Генераторы со швельшахтами преимущественно применяются для брикетов. При отсутствии швельшахты или реторты генераторы дают смолу низкого качества.

Производительность генераторов без швельшахт на грохоченном сыром буром угле или на брикетах при диаметре 2,6 *м* достигает 25—35 *т/сутки*, выход смолы составляет около 70% от определенного по методу Грефе, химический к.п.д. для сырого бурого угля—около 72% и для брикетов—около 75%, к. п. д. установки—84—85%. Смола из сырого бурого угля содержит много фенолов и асфальтенов и из брикетов — среднее количество таковых, влаги в смоле не менее 3%.

Подобные установки работают в Германии вблизи мест добычи топлива. При перевозке топлива на значительное расстояние за границей чаще применяют брикеты.

В случае возможности использования буроугольной первичной смолы более целесообразно применять генераторы со швельшахтами и топливо в виде брикетов.

На рис. 37 и 38 представлена подобная установка Пинча. Газ верхнего отъема охлаждается и подается в смолоотделитель системы «Пелуз», в котором улавливаются смолы. Через швельшахту проходит лишь часть горячих газов. Остальной полученный из полукокса газ проходит или через испаритель, где охлаждается до 200°, или непосредственно в скруббер, где промывается и охлаждается до 20°. При газификации брикетов соотношение швельгаза и генераторного газа составляет 1 : 1,5. Смолоотделительное приспособление сравнительно не велико, свойства смолы зависят от рода топлива и способа газификации. По германским данным, если работают с малым подводом пара и содержание CO_2 не превышает 5%, то содержание парафина при хороших брикетах составляет 5—6%, а содержание креозота—около 25%. При большей добавке пара содержание CO_2 повышается до 6—6,5%, содержание креозота падает до 20%, а содержание парафина в смоле увеличивается до 9,5%. При дальнейшем увеличении

добавки пара, что уменьшает к.п.д. генератора, содержание креозота еще больше понижается, а парафина—увеличивается. Установка работает автоматически. Надлежит лишь следить, чтобы газ из швельшахты выходил с установленной температурой.

При газификации брикетов к.п.д. установки выше 90%. Теплотворная способность смолы составляет около 8500 *кал/кг*.

Выход первичной смолы—80—90% от теоретического. Теплотворная способность смеси газов—1600—1675 *кал/м*^{3}.

При газификации в генераторе Пинча с двойным отъемом газа буроугольных брикетов состава: W—15,07%, A—5,46%; горючего—79,47%, с содержанием (на рабочее топливо) летучих в 40,63%, состав газа был следующий ([63]): из нижней шахты (горячий): CO_2—4,9%; C_mH_n—0,1%; CO—27,5%; H_2—13,2%; CH_4—1,4%; N_2—53,5%; $Q_н$—1296 *кал/м*^{3}; из верхней шахты (швельгаз): CO_2—11,4%, C_mH_n—0,4%; CO—23,5%; H_2—19,2%; C_2H_6—1,2%; CH_4—5,9%; N_2—38,4 и $Q_н$—1967 *кал/м*^{3}, смеси газов: CO_2—7,7%; C_mH_n—0,2%; CO—25,5%; H_2—15,7%; C_2H_6—0,5%; CH_4—3,3%, N_2—47,1% и $Q_н$—1575 *кал/м*^{3}.

Выход смолы составил 8,81% от веса топлива при теплотворной способности в 6788 *кал/кг*; выход газа—2,33 *м*^{3}*/кг*. Если теплотворную способность топлива принять за 100, то распределение статей расхода тепла следующее: в теплотворной способности газа—77,40%, в теплотворной способности смолы—12,56%; потеря в шлаке—7%, в теплосодержании газа—2,59% и потеря в окружающую среду—6,45%.

Газовый анализ дает возможность подсчитать, что 65,5% горячего генераторного газа отводится снизу и 34,5%—через швельшахту, что 71,7% швельгаза являются газом из основной шахты и 28,3% являются продуктами перегонки и что чистый газ сухой перегонки должен был бы иметь состав: CO_2—27,8%; C_mH_n—1,2%; CO—14,6%; H_2—34,6%; C_2H_6—4,3%; CH_4—17,5% и $Q_н$—3692 *кал/м*^{3}.

Из указанных подсчетов вытекает, что из всего количества газов (2,33 *м*^{3}*/кг*) газ сухой перегонки составляет 12%—0,28 *м*^{3} и чисто генераторный—88%—2,05 *м*^{3}. Количество газа на 1 *кг* топлива, проходящее через нижний отвод,—1,34 *м*^{3} и через верхний—0,99 *м*^{3}.

В установках для более влажного топлива предусматривается (генераторы типа A.V.G) только один отвод вверху швельшахты. Режим генератора при одном отъеме проще и легче регулируется, а высокая и малого диаметра шахта обеспечивает получение хорошей смолы.

Данные о работе генераторной установки A.V.G. (диаметр генератора—2,6 *м*) с получением первичной смолы и использованием физического тепла газа следующие. Производительность—20 *т/сутки* брикетов из бурого угля. Теплотворная способность газа—3350 *кал* на 1 *кг* брикетов с низшей теплотворной способностью в 4700 *кал/кг*. Полученное количество смолы—100% от определенного по Грефе. Расход пара—0,5 *кг* на 1 *кг* брикетов. К.п.д. установки без учета затраты пара и энергии—92%, с учетом пара и энергии—83%. Свойства и состав первичной смолы: уд. вес—0,94, точка застывания 37°, точка воспламенения 126°, начало кипения 154°, содержание воды—0,5%, кислых масел—10,14%, парафина в неочищенной смоле—33%, в дестилляте—20%, нерастворимых в бензине—3,8%, нерастворимых в бензоле—0,64%, содержание минеральной золы—0,07%, низшая теплотворная способность—9446 *кал/кг*.

Газификация сырых бурых углей далеко не всегда удовлетворительно протекает в генераторах со швельшахтами вследствие большого сопротивления генератора и неравномерного распределения газов в высоком слое легко измельчающегося топлива.

При большой влажности топлива работа генераторов со швельшахтами, в которых газ сильно охлаждается, ухудшается вследствие конденсации в верхних слоях топлива влаги и смол и закупоривания отдельных участков образующейся вязкой массой, вызывающего повышение сопротивления слоя топлива, образование каналов в слое топлива, перекос зон и разложение смол.

В ч. I на рис. 68 показан генератор со швельшахтой, в котором предполагалось увеличить скорость газов и равномерность их движения и достигнуть быстрой подсушки и перегонки топлива. Предполагалось устранить перегрев смоляных паров путем отведения паров воды и смол у места выделения без последующего их охлаждения и осаждения.

При газификации в подобном генераторе бурого угля с W^p—55,85% и A^p—14,67% (Q^p—1500 *кал/кг*) результаты работы были неудовлетворительные (малая производительность и плохое качество газа).

Газификация подмосковного угля

Как уже указывалось, первоначальные опыты по газификации бурых углей в СССР проведены сравнительно недавно. Особенный интерес вызвала газификация подмосковного угля в связи с нахождением его в промышленном центре. Первые опыты по газификации подмосковного угля были проведены в 1921 г. проф. А. А. Надежиным на газогенераторе с вращающейся решеткой Гильгера (московский завод «Серп и молот») ([64]). Полученные данные указали на возможность газификации подмосковного угля.

В 1928 г. были проведены опыты газификации подмосковного угля на генераторе, спроектированном институтом силикатов (проф. К. И. Шарашкин) совместно с Москвоуглем. Конструкция генератора была выполнена с сухим удалением шлака. В силу ряда конструктивных недостатков самого генератора вести генератор непрерывно более двух суток не представлялось возможным, и эта установка была демонтирована. Эти опыты еще в большей мере, чем опыты проф. Надежина, подтвердили полную возможность газификации подмосковного угля.

Мосхимэнергострой построил полупромышленную генераторную установку на Щекинском керамическом заводе для обслуживания круглых печей, предназначенных для обжига огнеупорного кирпича.

Шахта этого генератора имела высоту в 5,3 *м* и диаметр в 2,6 *м*. Внутри шахты, у краев загрузочного отверстия, был подвешен железный колокол высотой в 2,6 *м* и диаметром в 2 *м*, назначением которого было создание постоянства высоты слоя. Золоудаление было выполнено мокрое. Колосниковая решетка—вращающаяся, плоская, на шарах системы проф. Грум-Гржимайло. Воздух в генератор подавался вентилятором с давлением до 250 *мм*. Пар был подведен непосредственно под колосниковую решетку без предварительного смешения с воздухом, почему измерения температуры паровоздушной смеси не производилось.

Установка была пущена в конце мая 1929 г. и в конце июля испытана Московским теплотехническим институтом. Испытание делилось на два периода: первый—продолжительностью в 69 час. с малой нагрузкой и второй—продолжительностью в 20 час., ведшийся форсированно. Топливом служил щекинский курной уголь шахты № 6. Размер кусков был весьма неравномерен, и в угле было много мусора, что сказалось особенно чувствительно к концу испытания; когда подвезенный уголь подходил к концу.

Первая часть испытания протекала при легкой шуровке, вторая—при значительном шлаковании генератора и тяжелой шуровке.

Выгружаемый из поддона шлак был мелкозернистым, землистым с редкими включениями более крупных сплавленных кусков и с значительным содержанием горючего.

В генераторе имело место (так же как и в дальнейшем) одностороннее горение, вследствие чего нельзя было ограничиться автоматическим золоудалением, а приходилось выгребать золу и шлак также и вручную.

При испытании, проведенном Теплотехническим институтом, были получены следующие результаты.

Состав топлива: W^p—28,24%; A^p—23,48%; C^p—32,86%; H^p—2,53%; $S^p_{об}$—4,17%; $(O+N)^p$—8,72%; $Q^p_в$—3188 *кал/кг*; интенсивность газификации—117,8 *кг/м² час*; расход сухого воздуха на 1 *кг* топлива—0,79 *м³/кг*; содержание горючих в шлаке—27,06%; высшая теплотворная способность шлака—1974 *кал/кг*; температура плавления золы—1440°С. Получался газ следующего состава: CO_2—6,18%; C_mH_n—0,33%; O_2—0,37%; CO—24,79%; H_2—13,14%; CH_4—2,71%; H_2S—1,86%; N_2—50,62%; $Q_в$—1505 *кал/м³*; выход сухого газа (0° и 760 *мм*)—0,97 *м³/кг*. Содержание смолы в газе—39,05 *г/м³*, состав обезвоженной смолы: С—78,61%; Н—8,22%; S—2,30% и O+N—10,87%. Высшая теплотворная способность смолы—8590 *кал/кг*. Температура газа при выходе из генератора 69,3°. Давление дутья под колосниками—170,7 *мм* вод. ст.; давление газа по выходе из генератора—39,4 *мм* вод. ст.

При втором кратковременном (20 час.) испытании с интенсивностью газификации в 218 *кг/м² час* были получены аналогичные показатели, однако к концу испытания генератор зашлаковался.

Большая потеря горючего в провале объяснялась отчасти наличием в угле глиняных прослоек, обволакивающих уголь и препятствующих его догоранию.

Что касается отдельных частей установки, то основная деталь генератора—решетка системы проф. Грум-Гржимайло—плотно забивалась золой, ее было трудно отчистить, и она не работала изогнутыми, выступающими колосниками с коническими поверхностями, а превращалась в цилиндрическую, с плоским верхом. Зола осыпалась преимущественно с периферийной части генератора. Слой золы постепенно увеличивался к середине.

Генераторная смола из подмосковного угля была исследована впервые при опытах на щекинском газогенераторе. По данным испытания Теплотехнического института, качественная характеристика генераторной смолы из подмосковного угля была следующая. Влажность после того, как был слит слой воды, отстоявшейся в течение трех суток,—27%. Центрифугированием можно было понизить влагосодержание смолы до 17%. Удельный вес при 80°—1,02. Разгонка смолы по Шпилькеру: до 170° отгоняется 1,6%, в пределах 170—230°—3,2%; 230—270°—11% и 270—340°—38,3%; пека—41,5%; потери—4,4%; температура размягчения пека 124°.

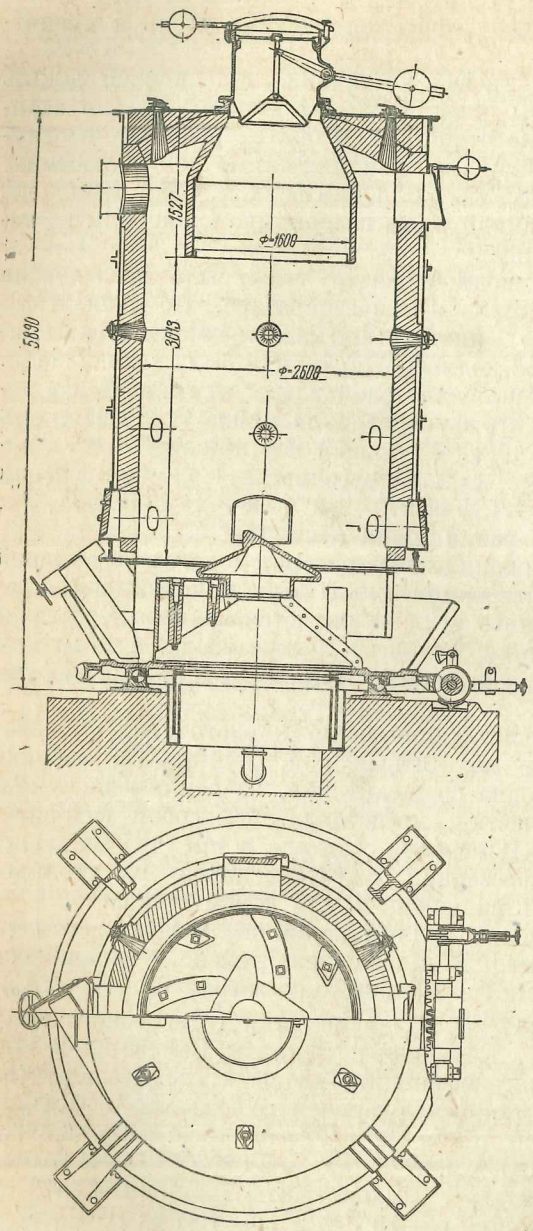
Предварительные исследования в лаборатории толево-руберойдной фабрики возможности использования смолы дали положительные результаты. Смола подмосковного угля не является ценным продуктом в отношении переработки ее на бензины и легкие масла, и во всяком случае вопрос условий получения наилучшей смолы и ее переработки требует изучения.

Дальнейшее изучение газификации подмосковного угля производилось Мосхимэнергостроем на Дятьковской хрустальной фабрике ([64, 65]). Эта установка сходна со щекинской, за исключением конструкции колосниковой решетки, представляющей собой видоизмененную решетку Гильгера. Изменение состояло в том, что звездочка решетки была снабжена фрезерами, изготовленными из уголков. Потребителем газа являлась ванная печь для варки стекла.

Соответственно более высокой квалификации обслуживающего персонала содержание горючего в шлаке значительно уменьшилось сравнительно с показаниями по Щекинскому заводу (до 12—15%).

При кратковременном ($17^1/_2$ час.) испытании Дятьковского газогенератора были получены следующие результаты. Высота слоя топлива—1,7 *м*. Интенсивность газификации—130 *кг/м² час*. Температура газа 70°. Выход газа—1,4 *м³/кг*. Расход первичного воздуха—0,95 *м³/кг*. Температура паровоздушной смеси 42°. Состав газа: CO_2—6,36%; H_2S—2,93%; O_2—0,61%; CO—22,48%; CH_4—2,62%; H_2—14,70%; N_2—50,30% и $Q_н$—1452 *кал/м³*. Выход смолы составил 4,94% от веса топлива. Состав смолы: C^c—79,70%; H^c—7,87%; $(O+N)^c$—9,43%; S^c—3,00% и $Q_н$—8870 *кал/кг*. Содержание горючего в шлаке—16,5. Давление дутья—106 *мм* вод. ст. и газа—19 *мм* вод. ст.

Распределение тепла по расходным статьям теплового баланса (по верхнему пределу) следующее: в теплотворной способности газа—



32. Генератор Мосхимэнергостроя

60,42%; в теплосодержании сухого газа—1,55%; во влаге газа—7,40%; в теплотворной способности смолы—7,18%; в остатках—14,01% и в потерях в окружающую среду—9,44%.

В 1932 г. исследование газификации подмосковного угля при повышенном слое производилось также в генераторе «Красная звезда», снабженном пятиконечной звездообразной решеткой диаметром в 2,6 *м*, причем были получены вполне удовлетворительные показатели. Производительность генератора составляла 24 *т/сутки*.

Газогенератор диаметром в 2,6 *м*, производительностью в 20 *т/сутки*, спроектированный газовым отделом Мосхимэнергостроя для промышленных установок, представлен на рис. 32. Он снабжен вращающейся решеткой видоизмененной конструкции Гильгера (снабжена фрезерами из угольников).

Установка Бобриковского керамического завода. Запроектированная Мосхимэнергостроем станция построена на Бобриковском керамическом заводе и состоит из четырех генераторов. Очистка газа производится в электрофильтрах, из которых газ поступает к потребителю—обжигательным керамическим печам. В генераторах применяется рядовой уголь с влажностью около 30% и зольностью в 25%. Уголь содержит много пыли. Работа идет со слоем топлива над слоем шлака в 1—1,5 *м*. Производительность генератора составляет примерно 20 *т/сутки*. Температура паровоздушного дутья 50—55°.

Вследствие содержания в топливе большого количества пыли ход генераторов неравномерен, и в них происходит сильное шлакование. Состав газа колеблется в пределах: $CO_2 + SO_2$—6,4—8,2%; O_2—0,4—0,6%; CO—18,8—19,2%; H_2—8,6—10%; CH_4—2,4—2,6% и N_2—59,4—62,4%.

Газификация в генераторах с швельшахтами. В 1931 г. на торфяном генераторе A.V.G. диаметром в 3 *м* со швельшахтой и вращающейся решеткой Коллера в Гусь-Хрустальном были проведены (66) опыты газификации подмосковного угля. Перед применением уголь просеивался через сито с размерами ячеек 25 *мм*. Размер кусков применявшегося угля был следующий: зерен мельче 16 *мм*—16%; 15—25 *мм*—12% и крупнее 25 *мм*—72%.

Выгреб был мелкозернист, в редких случаях шлакования в выгребе появлялись более крупные сплавленные куски, легко разбивавшиеся при ударе.

В массе хорошо выгоревшего шлака было совершенно невыгоревшее топливо, что объясняется тем, что при большом диаметре генератора (3 *м*) воздух не доходил до стен.

Из всех опытов следует выделить два, проведенные с незаполненной и заполненной швельшахтами, т. е. с высотой слоя в 3,29 и 6,01 *м*, при которых показатели были лучше, чем при опытах с меньшей высотой слоя.

В табл. 44 приведены некоторые данные, относящиеся к опытам III и IV.

Таблица 44

Сводка результатов газификации подмосковного угля

Данные	Опыт III	Опыт IV
Продолжительность опыта (в часах)	37,8	30,1
Род топлива	Бобриковский орех	
Состав рабочего топлива (в %):		
W	28,33	29,13
A	21,69	20,42
$S_{об}$	2,38	2,23
C	33,81	34,43
H	2,57	2,67
O+N	11,22	11,12
Содержание летучих веществ в топливе (в %)	22,87	22,78
Высшая теплотворная способность рабочего топлива (в *кал/кг*)	3256	3289

(*Продолжение*)

Данные	Опыт III	Опыт IV
Высота слоя топлива (в *м*)	3,29	7,01
Часовое количество газифиц. топлива (в *кг/час*)	1475	1643
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*).		
на рабочее топливо	209	231
» горючую массу топлива	105	117
Расход сухого воздуха (в *м³/кг*):		
на рабочее топливо	0,694	0,682
» горючую массу топлива	1,383	1,352
Расход пара (в *кг/кг*):		
на рабочее топливо	0,067	0,095
» горючую массу топлива	0,134	0,188
Температура паровоздушной смеси (в °С)	51	53
Выход сухого газа, отнесенный к рабочему топливу (в *м³/кг*)	1,116	1,173
Состав сухого газа (в %):		
CO_2	6,10	5,95
C_mH_n	0,47	0,45
O_2	0,20	0,20
CO	27,19	27,60
H_2	13,29	14,93
CH_4	2,63	3,89
H_2S	1,17	1,17
N_2	48,95	46,60
Высшая теплотворная способность (по Юнкерсу) сухого газа (0° и 760 *мм*) (в *кал/м³*)	1725	1792
Содержание влаги в газе (у шгуцера генератора) (в *г/м³*)	206	206
Температура газа при выходе из генератора (в С°)	94	66
Давление газа по выходе из генератора (в *мм* вод. ст.)	47	28
Сопротивление слоя топлива (в *мм* вод. ст.)	119	173
Выход сухого шлака, считая на рабочее топливо (в %)	31,2	28,3
Состав сухого шлака (в %):		
A	69,43	72,23
S	1,85	1,25
C	26,72	24,38
H	0,19	0,39
Высшая теплотворная способность сухого шлака (в *кал/кг*)	2199	2043
Плавкость золы топлива в полвосстановительной газовой среде—начало деформации (в °С)	1450	1450
Содержание смолы в газе (в *г/м³*)	36,18	40,20
Состав смолы (в %):		
C	83,10	81,33
H	8,44	8,42
$S_{об}$	2,61	3,39
O+N (по разности)	5,85	6,86
Влага, удерживаемая смолой после отстаивания (в %)	25,33	42,25
Высшая теплотворная способность сухой смолы (в *кал/кг*)	9178	8932

Касаясь оценки основных характеристик процесса газификации, можно констатировать следующее.

Выход газа (1,116 *м³/кг*—для опыта III и 1,173 *м³/кг*—для опыта IV) в обоих вариантах мал. Причина этого заключается в плохом распределении дутья по сечению шахты, что обусловило большие потери углерода с выгребом. Эти потери для опыта III определяются величиной в 24,7% по отношению ко всему загруженному в шахту углероду. В опыте IV потери углерода с выгребом понижаются до 20%. Качество газа высокое. Полученная высокая теплотворная способность газа связана с работой генератора на высоком слое топлива, а отчасти с большой потерей углерода в провале.

С точки зрения полезного действия генератора и в отношении часовой выработки тепла опыт IV является значительно более эфективным, чем опыт III.

Использование теплотворной способности топлива в теплотворной способности газа составляет для опыта III 59,2% и для опыта IV—62,8%. То же, отнесенное к газу и смоле, составляет соответственно 70,5 и 76,8%.

Проведенные опыты показали, что на подмосковном угле можно получить значительные производительности и газ с высокой теплотворной способностью. Вместе с тем выход газа оказался низким и потеря углерода в выгребе—высокой.

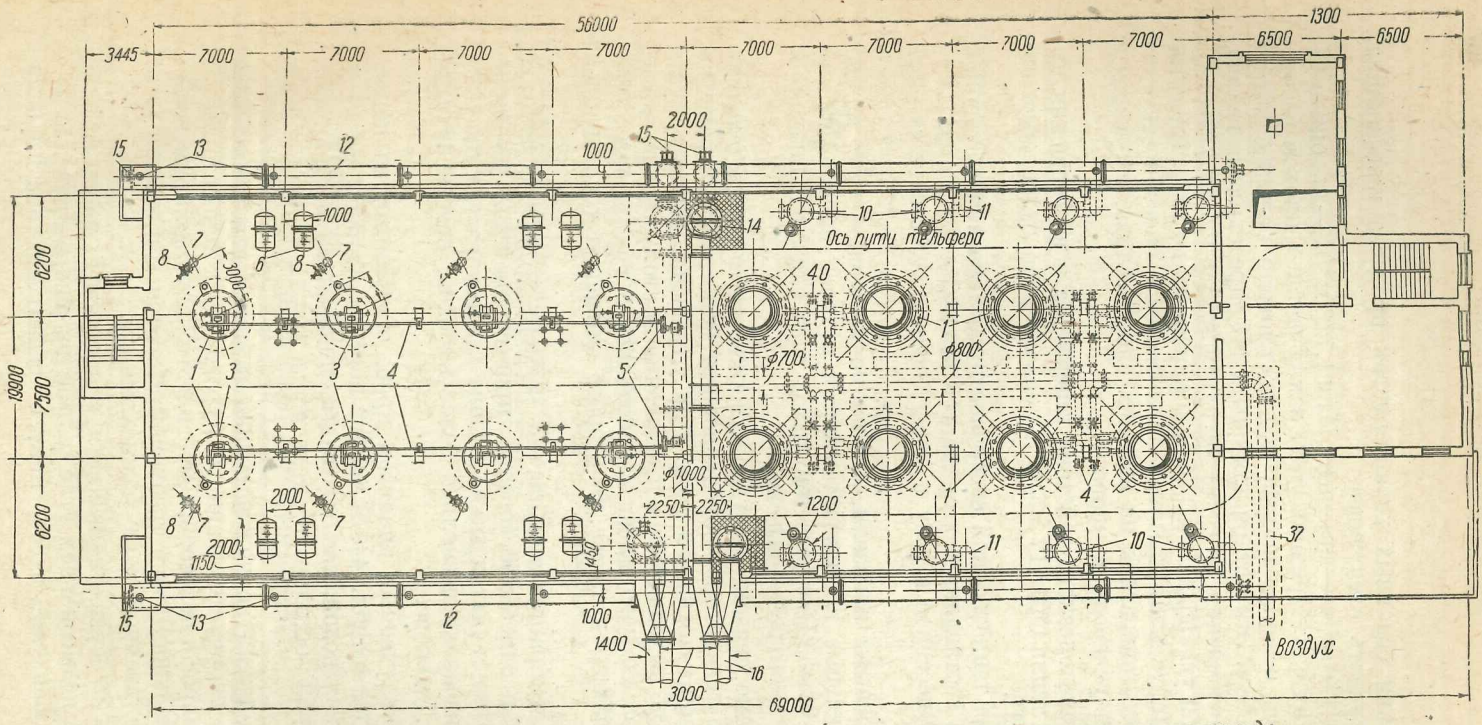
Это, как указано, связано с неудовлетворительным распределением газов по сечению генератора, обусловленным конструкцией решетки и значительным сопротивлением слоя. При улучшении выжига остатков и следовательно выхода газов и применении не столь хорошо сортированного топлива следует ожидать значительного увеличения сопротивления швельшахты, а также некоторого снижения теплотворной способности газа.

Несмотря на сепарацию топлива по размеру кусков вследствие боковой загрузки и однобокое горение, процесс протекал устойчиво и уход за генератором был легким. Отдача генератора (на газ и на газ со смолой) оказалась несколько более высокой, чем по испытаниям в Щекине и Дятькове.

Состав смол, полученный анализом проб, отобранных из каплеуловителя, приведен в табл. 44. В анализ поступали пробы смолы со слитой отстоявшейся водой, так что влага, показанная в таблице,— это та вода, которая осталась в смоле после 10—12-дневного отстаивания.

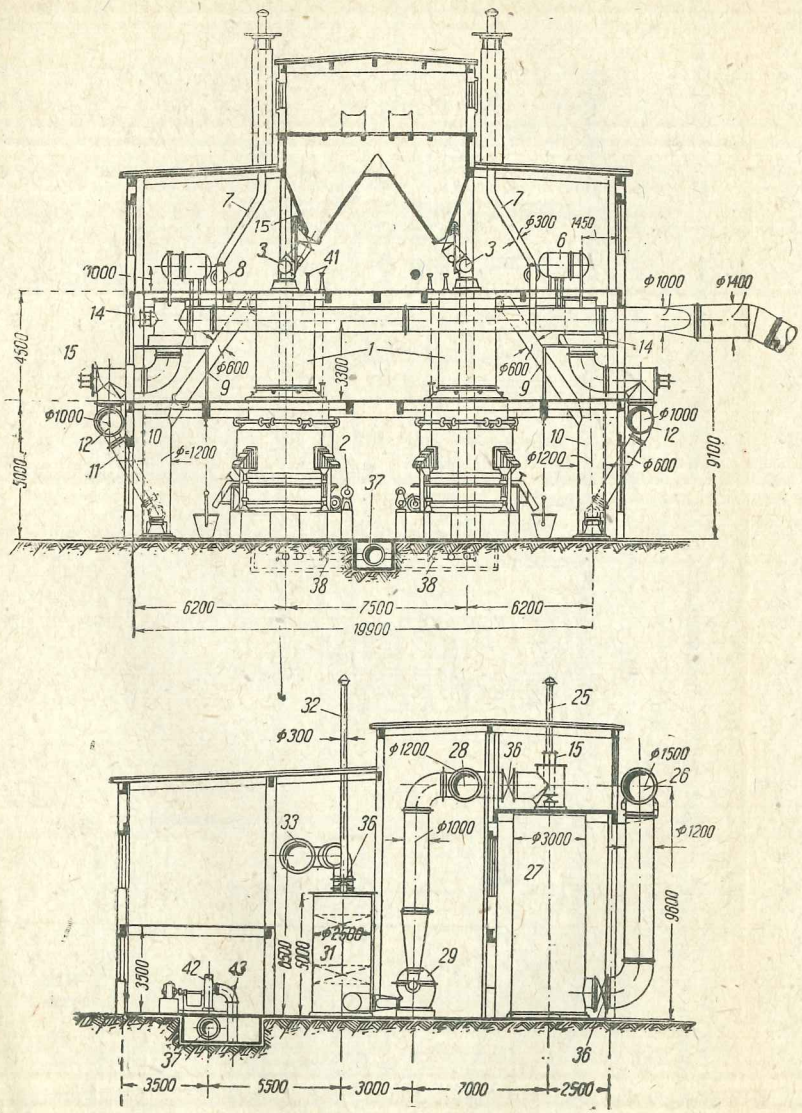
Другие исследования не подтверждают преимуществ применения для газификации небрикетированного бурого угля генераторов со швельшахтами. Вопрос о целесообразности в этих случаях применения генераторов со швельшахтами и требуемой при этом сортировки угля не является в достаточной мере установленным.

Проектируемые и осуществляющиеся в настоящее время генераторные станции на подмосковном угле состоят из генераторов диаметром в 3 *м* со швельшахтами и без них, с решетками типа Керпели

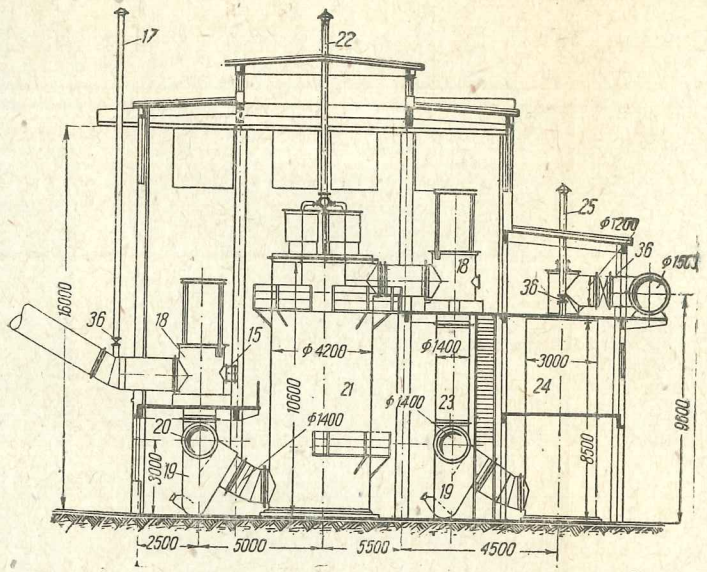


33а. Газогенераторная установка Скопинского стекольного з-да (план расположения газогенераторов):

1—газогенератор со швельшахтой; *2*—приводной механизм с мотором; *3*—автоматический питатель; *4*—трансмиссия питателей; *5*—редуктор с мотором; *6* паросборник; *7*—выхлопная труба газогенератора; *8*—клапан выхлопной трубы; *9*—газоход от генератора к стояку; *10*—стояк с гидравлическим затвором; *11*—газоход от стояка к коллектору; *12*—коллектор сырого газа; *13*—лючки для чистки коллектора; *14*—тарельчатый клапан с лебедкой; *15*—предохранительный клапан, *16*—газопровод к газоочистке; *17*—выхлопная труба газопровода к очистной установке; *18*—тарельчатый клапан с лебедкой; *19*—гидравлический затвор; *20*—коллектор перед электрофильтрами; *21*—электрофильтр; *22*—выхлопная труба электрофильтра; *23*—коллектор перед скрубберами I ступени, *24*—скруббер I ступени; *25*—выхлопная труба скруббера; *26*—коллектор перед скрубберами II ступени; *27*—скруббер II ступени; *28*—коллектор перед газовыми вентиляторами; *29*—газовый вентилятор с мотором; *30*—клапан каплеуловителя; *31*—каплеуловитель; *32*—выхлопная труба каплеуловителя; *33*—газопровод к сероочистке; *34*—автоматический регулятор (байпас прямого действия); *35*—газопровод регулятора; *36*—задвижка; *37*—воздухопровод; *38*—задвижка воздухопровода; *39*—дроссель-клапан на воздухопроводе; *40*—предохранительный клапан на воздухопроводе; *41*—колонки управления дросселями и з адвижками; *42*—воздушный вентилятор с мотором; *43*—обратный клапан у вентилятора; *44*—задвижка вентилятора; *45*—регулятор давления воздуха

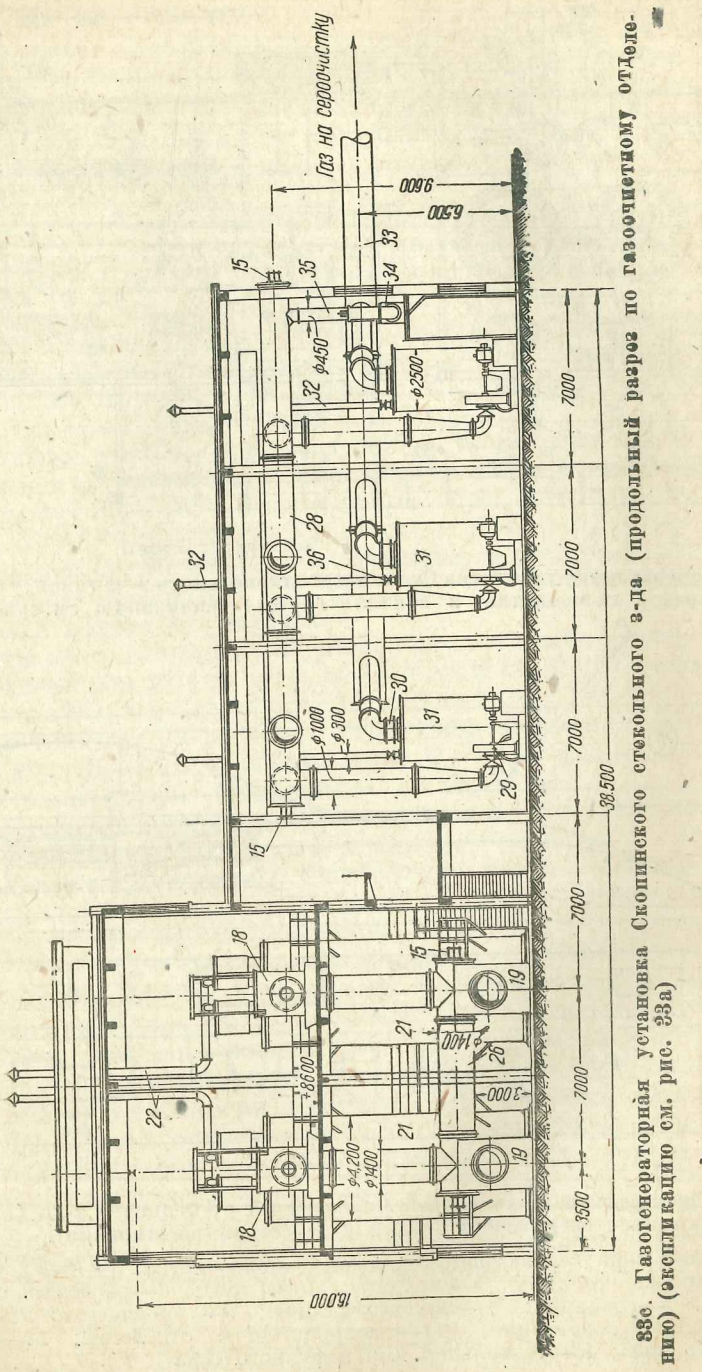


Вил. 1. Газогенераторные установки, ч. II 3866

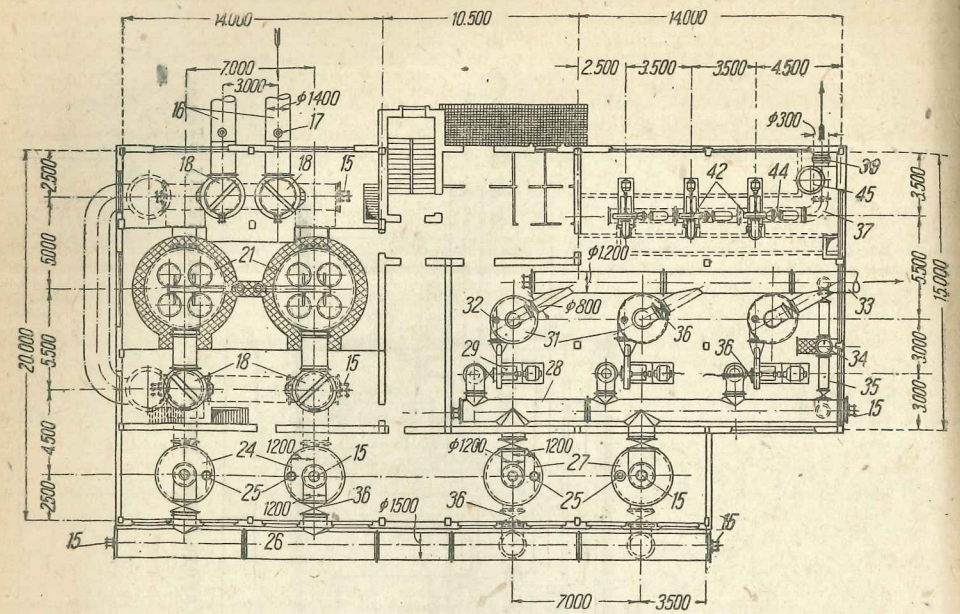


33b. Газогенераторная установка Скопинского стекольного з-да (поперечные разрезы по газогенераторному и газоочистному отделениям) (экспликацию см. рис. 33а)

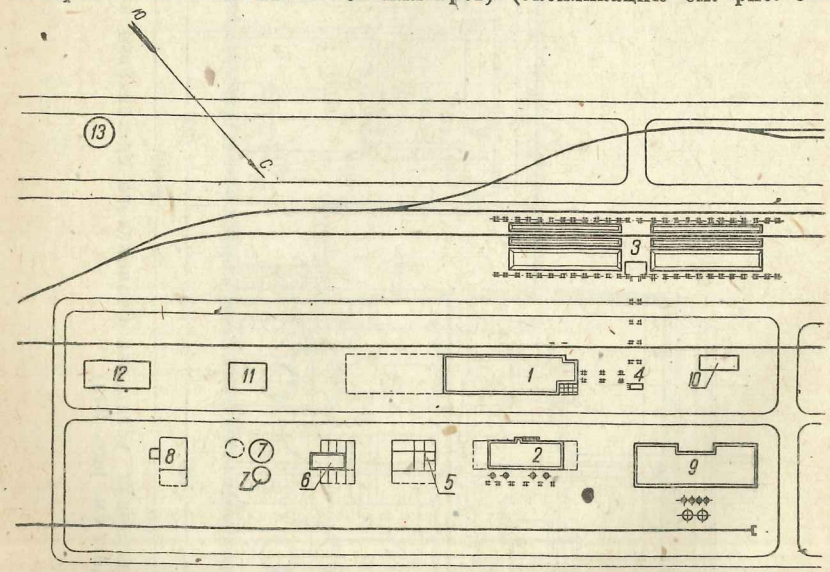
1 газогенератор со швельшахтой; 2—приводной механизм с мотором; 3—автоматический питатель; 4—трансмиссия питателей; 5—редуктор с мотором; 6 паросборник; 7—выхлопная труба газогенератора; 8—клапан выхлопной трубы; 9—газоход от генератора к стояку; 10—стояк с гидравлическим затвором; 11—газоход от стояка к коллектору; 12—коллектор сырого газа; 13—лючки для чистки коллектора; 14—тарельчатый клапан с лебедкой; 15—предохранительный клапан; 16—газопровод к газоочистке; 17—выхлопная труба газопровода к очистной установке; 18—тарельчатый клапан 23—коллектор перед скруббером II ступени; 20—коллектор перед электрофильтрами; 21—электрофильтр; 22—выхлопная труба электрофильтра; 27—скруббер II ступени; 28—коллектор перед газовыми вентиляторами; 24—скруббер I ступени; 25—выхлопная труба скруббера; 26—коллектор перед скрубберами II ступени; ловитель; 32—выхлопная труба каплеуловителя; 33—газопровод к сероочистке; 34—автоматический регулятор (байпас прямого действия); 35—газопровод регулятора; 36—задвижка; 37—воздухопровод; 38—задвижка воздухопровода; 39—дроссель-клапан на воздухопроводе; 40—предохранительный клапан на воздухопроводе; 41—колонки управления дросселями и задвижками; 42—воздушный вентилятор с мотором; 43—обратный клапан у вентилятора; 44—задвижка вентилятора; 45—регулятор давления воздуха



33с. Газогенераторная установка Скопинского стекольного з-да (продольный разрез по газоочистному отделению) (экспликацию см. рис. 33а)



33d. Газогенераторная установка Скопинского стекольного з-да (план расположения аппаратов газоочистки и вентиляторов) (экспликацию см. рис. 33а).



33е. Газогенераторная установка Скопинского стекольного з-да (план расположения газогенераторной станции с учетом расширения):

1—главный корпус (газогенераторная); *2*—газоочистка; *3*—склад топлива; *4*—сортировка топлива; *5*—смолоотстойные ямы; *6*—насосная с резервуарами; *7*—градирни; *8*—смолохранилище; *9*—сероочистка; *10*—трансформаторная подстанция; *11*—смолоразгонное отделение; *12*—станция нефтяного газа; *13*—газгольдер для нефтяного газа

и охлаждающими кожухами и снабжены аппаратами для очистки газа от смолы. На рис. 33 показана станция Скопинского стекольного завода, запроектированная[1] для работы на подмосковном угле.

Газификация челябинского угля

Первоначальные опыты. Челябинский уголь в небольших промышленных установках пытались газифицировать еще до революции [67, 68] на стекольных заводах в генераторах Сименса и на Карабашском металлургическом заводе в генераторе Гильгера диаметром в 2,24 *м*, снабженном охлаждающим кожухом. Состав газа, получавшегося в генераторе Гильгера при газификации крупного угля без мелочи и производительности в 11 *т/сутки*, был следующий: CO_2—7,8%; CO—19,5%; O_2—0,19%; H_2—6,2% и CH_4—2,3%.

При пуске этих генераторов в 1927 г. на челябинском грохоченном угле при высоте слоя в 1100 *мм*, производительности в 12 *т/сутки* и температуре 350—400° состав газа был в среднем следующий: CO_2—6%; O_2—0,2%; CO—20%; C_mH_n—0;1%; $CH_4 + H_2 + N_2$—73,7%.

После революции попытки газификации челябинского угля были также начаты Южноуральским трестом на Златоустинском металлургическом и Белорецком заводах.

Опыты проводились на генераторе с вращающейся решеткой Гильгера с диаметром шахты в 2,6 *м*. При этом по одной серии опытов содержание CO_2 колебалось в пределах 6,5—12,5%; CO—12,8—20,4%, а по другой—газ имел состав: CO_2—9,2%; O_2—0,2%; CO—14,6%; CH_4—3,2%; H_2—12,7%; N_2—60,1% и Q_n—1054 *кал/м*³. Производительность генератора составляла 10—11 *т/сутки*.

При этом наблюдались сильное шлакование и горение металлических частей, и на Златоустинском заводе установили способ работы на смеси кольчугинского и челябинского углей в пропорции 1 : 1. Но и при этом газ получался не вполне удовлетворительного качества. Пропускная способность генератора составляла 10 *т/сутки*.

В 1928 г. трест «Челябуголь» послал партию челябинского угля фирме «Юлиус-Пинч» для проведения опытов по газификации. В результате опытов, проведенных в генераторах с использованием смолы, был получен газ с теплотворной способностью в 1600 *кал/м*³, чем была доказана полная возможность газификации этого угля с получением газа с высокой теплотворной способностью и попутным улавливанием смолы. Практическое осуществление в промышленном масштабе газификация челябинского угля получила в связи со строительством новых заводов для производства шамотных и динасовых изделий—Сухоложского и Первоуральского, на которых были установлены импортные установки фирмы «A.V.G» и Дейца[2]. Обе станции работают с очисткой газа и улавливанием смолы и состоят из генераторов без швельшахт.

[1] Проект Газогенераторстроя; от швельшахт впоследствии отказались.
[2] Фирма «Гумбольд-Дейц».

Установки с генераторами без швельшахт и с очисткой газа На рис. 34 представлена установка Сухоложского шамотного завода для газификации челябинского угля, состоящая из трех генераторов (рис. 35) диаметром в 2,6 *м* с фрезерной решеткой, установленных фирмой «A.V.G.» в 1931 г. В этой установке газ из генератора по наклонному нефутерованному железному патрубку диаметром 600 *мм* поступает в стояк-охладитель диаметром 750 *мм*, вверху которого разбрызгивается вода. В нем газ охлаждается с 300 до 80°.

Через водяной затвор, аппарат Тейсена (производительность 3000 $м^3$/*час*, мощность мотора 22 *квт*) и каплеуловитель (диаметр 1,5 *м*, высота 2,1 *м*) газ с температурой в 80° попадает во вторую ступень трехступенчатого скруббера, орошается теплой водой и охлаждается до 50—60°. В верхней ступени газ охлаждается до 30—40°. Вода во второй ступени нагревается с 40 до 50—55° и орошает в нижней части скруббера воздух, насыщая его до точки росы, соответствующей температуре 45—50°.

Воздушные вентиляторы (мощность 5,2 *квт*) и приводы чаш (мощность 2 *квт*), как и система очистки газа,—индивидуальные.

Топливо вручную вагонетками сбрасывается в приямки элеватора, подается последним в барабанный грохот со щелями 5×18 *мм* и далее резиновой лентой распределяется по бункерам.

С противоположного занятому топливоподачей торца здания расположены резервные лебедка и эстакада.

Каждый генератор имеет два регулятора давления колокольного типа: один расположен на воздухопроводе перед генератором и регулирует количество воздуха в зависимости от давления газа в сети, а другой—на газопроводе, между каплеуловителем и скруббером, и регулирует количество проходящего газа в зависимости от давления газа перед аппаратом Тейсена. Установка обслуживает тоннельные и шахтные печи.

По гарантиям фирмы генератор должен был иметь производительность в 39 *т* угля в сутки при размере кусков в 5—40 *мм*.

В 1931/32 г. установка была обследована уральским отделением Теплотехнического института, устанавливавшим режим генераторов ([69]). Генератор все время был заполнен доверху. Уменьшение высоты вызывало прогар.

Первые опыты проводились в генераторе (рис. 34), снабженном выше паровой рубашки кольцевым выступом. Предполагалось, что выступ будет препятствовать прохождению газов у стен, увеличивать путь газа у стен и способствовать более равномерному распределению угля по сечению генератора.

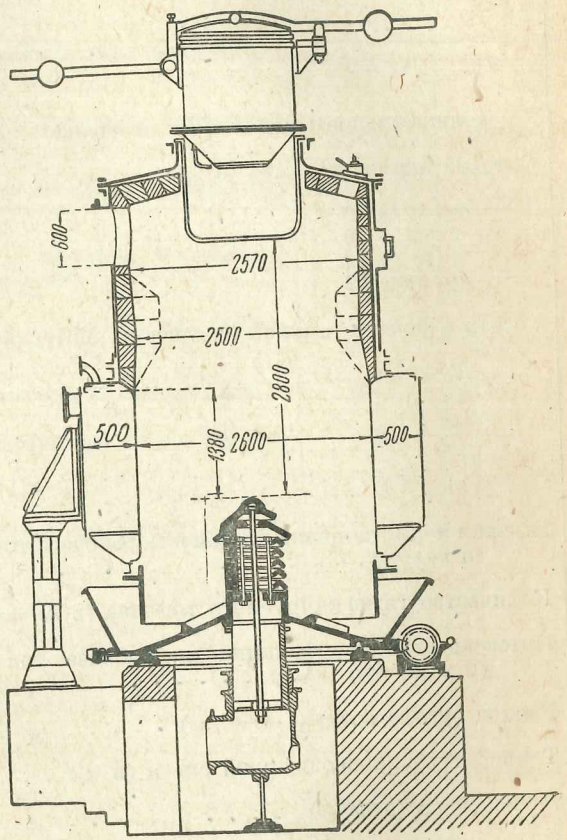
Так как уголь под выступом лежал менее плотно, там образовывался прогар, способствовавший привариванию шлака к футеровке в верхней части слоя. Выступ был срублен, и работа генератора улучшилась.

Первые опыты работы с мелким углем или наличием пыли кончились неудачей (см. часть I, гл. V), и только при переходе на грохоченый уголь с размером кусков в 10—37 *мм* и крупней (просев

через сито в 135 × 85 *мм*) были получены удовлетворительные результаты работы.

Состав газа, полученного при испытании, приведен в табл. 45. По другим отдельным исследованиям содержание тяжелых углеводородов в газе составляет 0,3%.

Выход смолы, конденсировавшейся при охлаждении газа до температуры 80—90° и собранной в каплеуловителе за аппаратом Тейсена, составил 1,32% от веса угля и 2,23% от веса горючей массы. Смола, выделившаяся в стояке-холодильнике—до аппарата Тейсена и в скруббере, а также оставшаяся в газе, не учтена.



35. Генератор Сухоложского шамотного з-да (A. V. G.)

Результаты исследования смолы Уральскими углехимическим и дорожным институтами следующие: при комнатной температуре смола не размягчается (похожа на пек); удельный вес по Лунге—1,0059 при 15°; температура размягчения по Кремеру—Сарнову 27° С; свободного углерода—14,7%; при температуре около 100° смола вспенивается. По заключению Дорожного института смола может быть использована для дорожного строительства.

Шлаковая подушка имела высоту в 20—30 *см*. Шлак мелкозернистый, содержит отдельные спекшиеся крупные куски.

Температура паровоздушной смеси составила 60—65°.

В табл. 45 приведены результаты испытаний генератора.

Обследователи констатировали, что на генераторе A.V.G. с решеткой системы Коллера получены удовлетворительные результаты при газификации челябинского угля, что решающее влияние на успех газификации челябинского угля оказывает сортировка угля от мелочи

Таблица 45

Данные исследования газификации на Суходожском шамотном заводе

Данные	Уголь	
	10—50 *мм*	Крупный
Продолжительность испытания (в часах)	72	72
Ситовой анализ топлива (в %):		
от 0 до 5 *мм*	14,4	21,1
» 5 » 10 »	15,0	
» 10 » 22 »	51,0	25,0
крупнее 22 »	19,6	53,9
Состав рабочего топлива (среднее за опыт) (в %):		
W	17,50	21,94
A	17,78	17,83
$S_{об}$	0,65	0,54
C	48,89	45,70
H	3,50	3,20
O+N	11,68	10,79
Высшая теплотворная способность рабочего топлива (в *кал/кг*)	4547	4232
Количество газифицируемого топлива (в *кг/час*)	1125	1125
Интенсивность газификации на рабочее топливо (в *кг/м² час*)	212	212
Расход сухого воздуха (в *м³/кг*)	1,45	1,36
Температура паровоздушной смеси (в °С)	65	63
Расход пара (в *кг/кг*)	0,399	0,332
Выход сухого газа (в *м³/кг*)	2,40	2,17
Состав сухого газа (в %):		
CO_2	8,3	8,3
C_mH_n	0,3	0,3
O_2	0,2	0,2
CO	22,2	21,6
H_2	16,9	15,9
CH_4	3,4	3,3
H_2S+SO_2	0,2	0,2
N_2 (по разности)	48,5	50,2

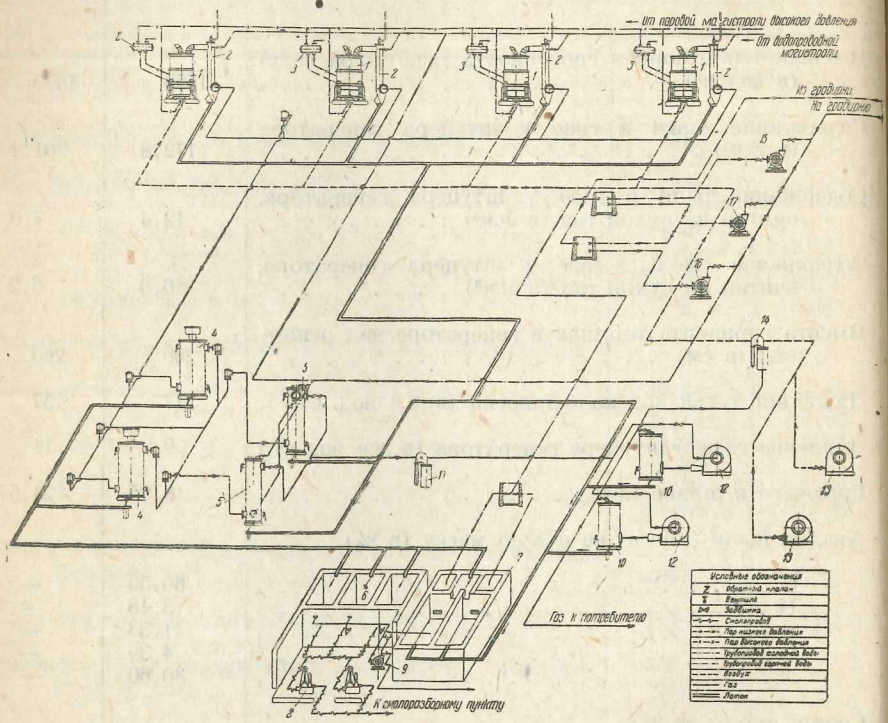
(Продолжение)

Данные	Уголь	
	10—50 *мм*	Крупный
Высшая теплотворная способность газа (по расчету) (в *кал/м³*)	1558	1500
Содержание влаги в газе у штуцера генератора (в *г/м³*)	172,8	201,1
Содержание пыли в газе у штуцера генератора, считая на сухой газ (в *г/м³*)	12,4	7,0
Содержание смолы в газе у штуцера генератора, считая на сухой газ (в *г/м³*)	6,0	6,2
Высота горизонта топлива в генераторе над решеткой (в *см*)	260	260
Давления дутья под колосниками (в *мм* вод. ст.)	217	157
Давление газа в штуцере генератора (в *мм* вод. ст.)	9	11
Горючего в шлаке (в %)	8,95	21,57
Анализ пыли (уноса) на сухую массу (в %)		
C	60,50	—
H	3,18	—
S	1,33	—
O+N	4,39	—
A	30,60	—
Состав смолы (в %)		
C	71,84	—
H	6,76	—
O+N	11,67	—
A	4,73	—
Высшая теплотворная способность смолы (в *кал/кг*)	7470	—
Выход смолы, считая на рабочее топливо (в %)	1,44	1,34
Унос, считая на рабочее топливо (в %)	3,00	1,51
Температура газа у штуцера (в °С)	290	332
К. п. д. генератора (в %):		
по газу и топливу	82,2 [1]	76,9
по газу, смоле и топливу	84,6	79,3

[1] Преувеличено, повидимому за счет выхода смолы (*Д. Г.*).

(причем рекомендуется крупность зерна в 10—50 *мм*), а также что высоту горизонта топлива целесообразно увеличить на 0,5—0,6 *м*.

В дальнейшем для газификации челябинского угля применили и более старого типа генераторы: с меньшей высотой слоя и более развитой решеткой, с автоматическим питанием и охлаждающим



36. Технологическая схема установки для челябинского и других подобных углей:

1—газогенератор типа Керпели (*d*=3000 *мм* с автоматическим питателем), *2*—стояк-холодильник с гидравлическим затвором, *3*—паросборник, *4*—электрофильтр (*d*=3200 *мм*), *5*—скруббер, *6*—смолохранилище, *7*—водяная яма с ловушкой для смолы, *8*—скальчатый насос для перекачки смолы, *9*—центробежный насос для подсмольной воды (для опорожнения ям), *10*—каплеуловитель, *11*—регулятор давления газа, *12*—газосос, *13*— воздушный вентилятор, *14*—регулятор давления воздуха, *15*—насос для подачи воды на градирню, *16*—насос для подачи воды на скрубберы, *17*—насос резервный

кожухом. Очевидно, что уменьшение высоты слоя топлива влечет за собой уменьшение выхода смол и некоторое ухудшение качества газа и повышение его температуры.

При газификации в 1935 г. в подобном генераторе челябинского угля с размером зерна 10—50 *мм* со средними показателями: W^p—20,5%, A^c—12,9% производительность составляла на грохоченном

угле до 26 *т* в сутки. Состав газа: CO_2—6%, CO—26%; CH_4—2,5%; H_2—15%. Температура газа при хорошем угле 250—350°, при плохом—повышалась до 500°. Температура паровоздушной смеси 55—65°. Давление дутья под решеткой—от 150 до 220 *мм* вод. ст. (лимитируется высотой гидравлического затвора в чаше). Горючего в шлаке—20—25%.

В этот же период генератор А. V. G. имел производительность в среднем 32 *т* в сутки при том же примерно качестве газа и худшем выжиге остатков.

В 1936 г. в связи со стахановским движением работа генераторов была улучшена. Температура паровоздушной смеси и следовательно количество подаваемого в генератор пара были уменьшены. В генераторе А. V. G. при температуре паровоздушной смеси в 54—56°, сопротивлении слоя в 100 *мм* вод. ст., температуре газа в 240—300° производительность составляла 33 *т*. Выжиг шлака был хорошим (горючего 11%), ход генератора ровный, обслуживание легкое. Средний состав газа, содержавшего сравнительно мало углекислоты, был следующий: CO_2—3,4%; C_mH_n—0,2%; O_2—0,2%; CO—31,6%; H_2—14,7%; CH_4—1,9%; N_2—48,0%; $Q_в$—1617 *кал/м*³; $Q_н$—1527 *кал/м*³.

При газификации в то же время челябинского угля в более низком слое (1,3 *м*) при решетке с развитой поверхностью, низкой температуре паровоздушной смеси (48—50°), сопротивлении слоя в 110 *мм*, температуре газа 250—270°, хорошем выжиге остатков (9,2% горючего в шлаке) производительность генератора составляла 31 *т*. Средний состав газа, полученного при испытании: CO_2—3,4%; C_mH_n—0,2%; O_2—0,2%; CO—31,0%; H_2—13,1%; CH_4—1,8%; N_2—50,2%; $Q_в$—1545 *кал/м*³; $Q_н$—1463 *кал/м*³.

Улучшение работы явилось результатом повышения квалификации работников и улучшения обслуживания и организации работы, в частности организации оплаты труда и установки упомянутого барабанного грохота.

Фрезерная решетка генератора А. V. G. оказалась недостаточно надежной в смысле разрушения шлака и опасности прогара.

На основании указанных данных сравнения газификации челябинского угля в генераторах диаметром 2,6 *м* с высотой слоя в 2,5—2,8 *м* и с высотой слоя в 1,1—1,3 *м* возможно притти к выводу, что при слое в 2,5—2,8 *м* и несколько больше производительность и качество газа несколько выше. Вопрос о выходе и составе смол, а также вопрос о выходе газа, определяющие величину химического к. п. д. и ценность смолы, являются недостаточно выясненными.

Примерные данные о стоимости газа следующие: себестоимость 1000 *м*³ газа с учетом возврата за смолу в размере 13% от себестоимости газа—16 р. 93 к. Распределение статей себестоимости: топливо—33,5%, электроэнергия—6,2%, вода—1,9%, зарплата с начислениями—29,0%, цеховые расходы—29,4%.

Аналогичная установка динасового завода состоит из генераторов с повышенным слоем топлива и центральной решеткой и с пониженным слоем и развитой решеткой. Ввиду большего разложения смол

при низком слое происходит больший унос газами взвешенных частиц пыли и сажи при повышенной температуре газа. Поэтому в число очистных устройств, помимо стояка-охладителя, включены дополнительно до него сухой пылеуловитель для улавливания сухой пыли и после него предварительный холодильник. Таким образом установка для очистки газа, индивидуальная для каждого генератора, при низком слое следующая: сухой пылеуловитель, стояк-охладитель, предварительный холодильник, аппарат Тейсена, скруббер и газовый вентилятор.

Генератор имеет диаметр в 2,6 *м*. Он снабжен пароводяной рубашкой высотой в 1,9 *м*. Максимальная высота слоя топлива (от чепца решетки до газоотводного отверстия)—1,3 *м*, в том числе высота слоя шлака—150—250 *мм*. Внутри генератора под автоматическим питателем подвешены два конуса. Нижний конус ограничивает высоту слоя топлива во избежание засорения газоотводного штуцера. Колосниковая решетка состоит из 7 ступеней. Шуровочные отверстия генератора снабжены воздушными завесами. Пылеуловитель имеет диаметр в 2 *м* и высоту в 3 *м*.

В середине пылеуловителя подвешена входящая внутрь труба, на которой установлен тарельчатый клапан. Для опорожнения пылеуловителя первоначально имелся откидной клапан, замененный впоследствии гидравлическим затвором.

Стояк имеет диаметр в 0,75 *м* и высоту в 5 *м*. По оси стояка расположены шесть трубок с разбрызгивателями.

Предварительный холодильник имеет диаметр в 2 *м* и высоту в 4,5 *м* и снабжен четырьмя разбрызгивателями. На этом холодильнике расположен смоляной бачок, питающий аппарат Тейсена промывной смолой. Смола подается в бачок из смоляного колодца. Бачок снабжен змеевиком для разогрева смолы.

Смолоотделитель Тейсена имеет производительность до 3000 $м^3$ газа в час и снабжен мотором в 20 л. с. Он создает давление в 240—260 *мм* вод. ст.

Скруббер диаметром в 2 *м* и высотой в 5 *м*, установленный за смолоотделителем, состоит из трех частей. Нижняя часть скруббера заполнена кольцами Рашига и является каплеуловителем, средняя часть заполнена хордовой насадкой, орошается водой и служит для осушки газа, а верхняя часть заполнена кольцами Рашига и предназначена для улавливания уносимых газом капель влаги и масел.

Газовый вентилятор не включен, так как для производства является достаточным давление, создаваемое аппаратом Тейсена.

Производительность газового вентилятора—18 000 $м^3/час$ при давлении в общем газопроводе в 120 *мм* вод. ст.

Подача дутья в генераторы осуществляется двумя группами вентиляторов. Одна группа, обслуживающая два генератора, состоит из двух вентиляторов, производительностью по 5000 $м^3/час$ каждый, и вторая группа, обслуживающая четыре генератора, состоит из двух вентиляторов, производительностью по 10 000 $м^3/час$ каждый. Вентиляторы расположены во втором этаже, на площадке обслуживания. Каждый генератор снабжен колокольным регулятором давления дутья, получающим импульс от штуцера, выводящего газ из генератора.

Температура паровоздушной смеси регулируется автоматически масляными терморегуляторами.

Пар для увлажнения дутья каждый генератор получает из своей рубашки. Излишек пара рубашки или расходуется на подогрев смолы в бачке (бачок может подогреваться паром и из заводской магистрали) или же выпускается в атмосферу через паровой гидравлический предохранительный клапан.

Вода из водопровода (вода реки Чусовой без очистки) используется для заливания зольной чаши, питания пароводяной рубашки и для охлаждения подшипников смолоотделителя. Стояк—предварительный охладитель и скруббер обслуживаются циркуляционной системой вод. Из этой же системы идет питание нижнего затвора генератора и затворов пылеуловителя и стояка. Отработанная вода из затворов стояков и охладителей отводится в сборный канал, расположенный снаружи, и далее—в сборный колодец, разделенный перегородками на пять секций: первую и вторую—для отстаивания смолы, третью и четвертую—для очистки с помощью коксовых фильтров и пятую—сборную. Из пятой секции вода подается на градирню центробежным насосом производительностью в 1,7 $м^3/мин$, высотой напора в 12 *м*, с числом оборотов в 1450 и мощностью в 7,5 л. с. Избыточная вода из пятой секции по переливной трубе отводится в канализацию. Охлажденная вода подается центробежным одноступенчатым насосом с высотой напора в 30 *м* и мощностью в 18 л. с. в питательную магистраль.

Смола, выделенная из газа, стекает в смоляную яму, находящуюся под аппаратом Тейсена и снабженную паровым подогревом. Часть смолы перекачивается в смоляной бачок, а часть—наружу на погрузку.

Подача топлива—грохоченного (сито 12 × 12 *мм*)—производится вагонетками емкостью в 0,75 $м^3$, подаваемыми с помощью лебедки с мотором в 22 *квт* по наклонной эстакаде. Из бункеров генераторов топливо подается по течке в питатель. Подача топлива из питателя в генератор регулируется автоматом с ртутным прерывателем. Привод чаши и питателя—от одного мотора мощностью в 2,5 л. с.

Со второй половины 1934 г. завод работал на смеси челябинских и кизеловских углей в соотношении 1 : 1 с отсевом мелочи до 5 *мм*. За отдельные месяцы 1935 г. (март—апрель) производительность генераторов с центральной решеткой при высоте слоя топлива до 2,5 *м* составляла 23—25 *т* и при высоте слоя в 1,1—1,3 *м* и развитой решетке—19 *т* смеси углей.

Отдельные средние показатели по генератору с повышенным слоем топлива: давление дутья—205 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 61°; давление газа в штуцере—30 *мм* вод. ст.; CO_2 в газе—4,2%.

Средние показатели по генератору, работавшему с пониженным

слоем: давление дутья—150 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 56°, давление газа в штуцере—5 *мм* вод. ст.; CO_2 в газе—5,5%.

Таким образом при большей высоте слоя режим работы несколько улучшается.

В соответствии с недостаточным контролем за работой генераторов режим не был достаточно удовлетворительным. Часто наблюдались шлакование и прогары.

Очистка от смолы была недостаточна, газопроводы засорялись, особенно у печей. Очистка газопроводов производилась ежемесячно с приостановкой работы завода на 2—3 дня. Смола не используется и с подсмольной водой спускается в реку.

В настоящее время станция работает на одном челябинском угле. Работа генераторов резко улучшилась. Получаемые показатели соответствуют приведенным по Сухоложской станции. Применение сухого пылеуловителя явилось неудачным. Участок до стояка часто засоряется, чистка его вызывает необходимость в выключении генератора на несколько часов. Следует предусмотреть возможность чистки пылеуловителя на ходу путем подвода пара.

Применение индивидуальной для каждого генератора системы очистки и громоздкость последней (пылеуловитель, стояк, предварительный холодильник, аппарат Тейсена и газовый вентилятор) на основании практики описанных заводов не могут быть оправданы.

Технологическая схема установки, часто принимаемая для челябинского и других подобных углей, представлена на рис. 36.

Опыты с генераторами со швельшахтой и с одним отъемом газа. Большой интерес представляют опыты газификации челябинского угля в газогенераторе со швельшахтой фирмы A. V. G. в Гусь-Хрустальном, проведенные в 1931 г. ([70]).

Применявшееся сеяное топливо имело размер кусков 25—100 *мм*. Ситовой анализ угля, взятого при втором испытании из бункера: меньше 15 *мм*—11%; 15—25 *мм*—8% и крупнее 25 *мм*—81%.

Средний состав угля был следующий: W—21,19%; A—20,27%; $S_{об}$—0,75%; C—43,24%; H—3,07%; O—10,45%; N—1,03%; V—24,59; $Q_в$—4123 *кал/кг* и $Q_н$—3838 *кал/кг*.

Из приведенных вариантов испытаний заслуживают внимания два—с заполненной и незаполненной швельшахтой (VБ и IVA).

При испытании IVA—с незаполненной швельшахтой (высота слоя 3360 *мм*)—шлакование было незначительное, пропускная способность большая и перекос зон значительный.

Процесс газификации по варианту VБ с высотой слоя топлива в 6840 *мм* был устойчивым, и производительность генератора максимальная при хорошем составе газа. При этом получались наивысшие качественные и количественные показатели.

Наблюдения при испытании показали, что верхний уровень топлива негоризонтален вследствие сепарирующего действия загрузочного устройства (крутой уклон жолоба из бункера в загрузочную коробку) и попадания крупных кусков топлива в одну сторону, а мелочи—в другую. Толщина слоя шлака также была различна в различных частях шахты.

Шлаки, получившиеся при испытании, имели в своей массе мелкозернистую структуру со включением крупных, ноздреватых, средней крепости сплавленных кусков—размером 25—150 *мм*. Характерной особенностью выгреба являлось наличие значительного количества совершенно не сгоревших кусков угля. Это явление объясняется, как при опытах с подмосковным углем, тем, что вследствие сосредоточения всего дутья в центре шахты струи воздуха, встречая большое сопротивление угля, не достигают стен шахты и уголь в этой части не сгорает. Вследствие перекоса зон топливо хорошо выгорает в стороне со спущенной зоной горения и плохо—в противоположной.

В табл. 46 приведены данные испытаний.

Согласно тепловому балансу в теплотворной способности газа содержится для варианта без швельшахты—52,7% и для варианта со швельшахтой—63,3% от теплотворной способности топлива. При расчете на теплотворную способность газа и смолы указанные величины составляют соответственно 60 и 73,6%.

Составы газа из челябинского угля свидетельствуют о хорошем качестве газа, что отчасти следует отнести за счет большой потери углерода в шлаке и большого относительного содержания в газе газов сухой перегонки. Выход газа был низкий—1,2—1,5 *м³/кг*.

При опытах газификации челябинского угля на генераторах A. V. G. в Гусь-Хрустальном выход смолы составлял 3,5—5,5% от веса рабочего топлива. После 15—20-дневного отстаивания в смоле удерживалось 5—20% влаги.

Производительность генератора при опытах была сравнительно невелика, и потери в остатках значительны. Последнее обстоятельство в значительной части связано с недостаточно удовлетворительным распределением дутья решеткой.

Значительный перекос зон вызывался также сепарирующим действием загрузочного устройства.

При улучшении выжига остатков и применении более мелких сортов топлива следует ожидать повышения выхода газа, уменьшения его теплотворной способности, а также увеличения сопротивления слоя топлива, особенно в швельшахте, что может неблагоприятно сказаться на процессе.

Следует также отметить недостаточную полноту проведенных опытов газификации подмосковного и челябинского углей в генераторе со швельшахтой в Гусь-Хрустальном, зависевшую от невозможности увеличения давления дутья и количества добавляемого к дутью пара.

Сравнительные исследования газификации челябинского угля в генераторе со швельшахтой и без швельшахты были произведены в 1934—1935 гг. на опытном заводе Челябинского газохимического комбината.

При газификации в течение 90 час. в генераторе диаметром 2,6 *м* со швельшахтой диаметром 1,9 *м* угля с W^p—16,9% и A^c—10,2%, размере кусков топлива 10—50 *мм*, высоте слоя топлива над решеткой—

Таблица 46

Данные исследования газификации челябинского угля в генераторе со швельшахтой

Данные	Варианты	
	V'Б—со швельшахтой	IV'А - без швельшахты
Продолжительность испытаний (в часах)	53,8	49,8
Состав рабочего топлива (в %):		
W	17,46	21,19
A	17,30	20,27
$S_{об}$	0,74	0,75
C	48,49	43,24
H	3,46	3,07
N	1,25	1,03
O (по разности)	11,30	10,45
Высшая теплотворная способность рабочего топлива (в *кал/кг*)	4652	4123
Количество газифицированного топлива (в *кг/час*)	1071	1048
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	152	149
Расход сухого воздуха (в *м³/кг*)	0,80	0,65
» пара (в *кг/кг*)	0,256	0,184
Температура паровоздушной смеси (в °С)	65	67
Выход сухого газа (в *м³/кг*)	1,546	1,205
Состав сухого газа (в %):		
CO_2	7,06	7,95
C_mH_n	0,35	0,39
O_2	0,21	0,22
CO	25,59	24,02
H_2	19,79	19,62
CH_4	4,86	4,25
H_2S	0,18	0,15
N_2	41,96	43,40
Высшая теплотворная способность сухого газа (0° и 760 *мм*) (по подсчету) (в *кал/м³*)	1916	1804
Вес сухого газа (0° и 760 *мм*) (в *кг/м³*)	1,031	1,043
Содержание влаги в газе (у штуцера) (в *г/м³*)	131	143

Продолжение

Данные	Варианты	
	V'Б—со швельшахтой	IV'А—без швельшахты
Температура газа при выходе из генератора (в °С)	60	106
Высота горизонта топлива в генераторе (в *см*)	684	336
Давление дутья под колосниками (в *мм* вод. ст.)	166	138
Давление газа по выходе из генератора (в *мм* вод. ст.)	14	36
Выход сухого шлака, считая на рабоч. топливо (в %)	31,1	38,4
Состав сухого шлака (в %):		
A^c	55,69	52,72
$S^c_б$	0,94	0,93
Высшая теплотворная способность сухого шлака (в *кал/кг*)	3453	3719
Плавкость золы топлива в полувосстановительной газовой среде (в °С):		
начало деформации	1030	1083
размягчение	1146	1180
жидкоплавкое состояние	1210	1270
Содержание смолы в газе (в *г/м³*)	35,6	29,5
Состав смолы (в %):		
C^c	79,00	79,81
H^c	7,62	7,51
$S^c_{об}$	1,01	1,00
$(O+N)^c$	12,37	11,68
Влага, удерживаемая смолой после отстаивания (в %)	4,97	20,13
Высшая теплотворная способность сухой смолы (в *кал/кг*)	8552	8570

3810 *мм* (заполнение швельшахты на 300 *мм*) были получены следующие результаты: давление дутья—290 *мм* вод. ст., температура паровоздушной смеси 62°, интенсивность газификации—183 *кг/м² час* (23,3 *т/сутки*). Полученный газ имел следующий состав: CO_2—6,0%, O_2—0,2%, CO—26,9%; H_2—15,6%; CH_4—3,2%, N_2 (по разности)—48,1%; $Q_в$—1596 *кал/м³*, потеря горючего в шлаке—1,0%.

Процесс газификации протекал устойчиво, интенсивность газификации значительно повысилась по сравнению с достигнутой в 120—140 *кг/м² час* при работе с высоким слоем топлива (5800—6200 *мм*), а потери горючего в шлаке уменьшились. С понижением слоя топлива уменьшилось шлакование и прекратились случаи отравления газом, выходящим через неплотности затворов.

Характеристика выхода, состава и свойств смолы для различных высот слоя недостаточно установлена.

Как уже отмечалось выше, преимущества генераторов со швельшахтами для бурых углей в небрикетированном виде не являются доказанными; наоборот, при швельшахтах вполне возможно ухудшение работы.

Установка с генераторами со швельшахтой и двойным отъемом газа. При газификации бурых углей с малым содержанием влаги в случае применения газогенераторов со швельшахтами таковые снабжают двумя отъемами газов.

Подобные конструкции в СССР имеют малое распространение вследствие применения бурого угля не в виде брикетов, сравнительно сухих и равномерных по размеру.

Как описано ниже, хороших результатов при газификации в подобных генераторах челябинского угля не получили, что связано, повидимому, в первую очередь с недостаточной сравнительно с требуемой сортировкой топлива и излишней его влажностью.

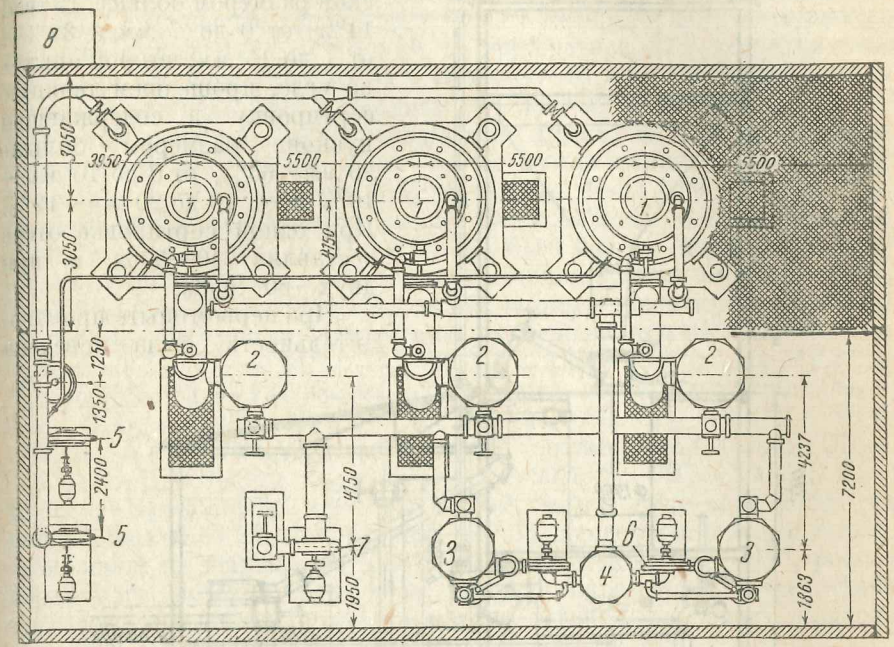
В 1933 г. на Полевском химическом заводе была пущена поставленная фирмой «Пинч» генераторная станция, оборудованная генераторами со швельшахтами и двойным отъемом газа. Установка работает на челябинском угле и обслуживает вращающиеся печи для обработки плавикового шпата и сушила.

Станция состоит из трех генераторов (из которых один—резервный) и представлена на рис. 37 и 38.

Нижняя шахта имеет диаметр в 2,6 *м* и снабжена охлаждающим кожухом. Диаметр футерованной швельшахты—1,6 *м*. Вращающаяся решетка системы Пинча состоит из колец, помещенных эксцентрично (эксцентриситет—100 *мм*). Чаша вращается на роликах и центрируется направляющими роликами. Привод чаш—от общей трансмиссии с помощью фрикционной передачи. Высота от головки решетки до оси газоотводного штуцера—1,7 *м*, высота швельшахты—3,45 *м*. Воздух подается через пустотелую колонну генератора. Загрузка ручная (см. ч. I, рис. 27).

Газ верхнего отъема из швельшахт поступает в общий коллектор швельгаза и в трубчатый холодильник с водяным охлаждением, откуда с помощью эксгаустера нагнетается в смолоотделитель типа

«Пелуз». Из смолоотделителя газ поступает в коллектор для смешения с газом нижнего отъема. Имеются резервные эксгаустер и смолоотделитель. Газ из нижнего отъема проходит стояк, погруженный в гидравлический затвор, и мокрый скруббер с тремя рядами коксовой насадки. Из скруббера газ поступает в смесительный коллектор и вентилятором подается к потребителю.



37. Установка Полевского химического з-да (план):

1—генератор; *2*—скруббер; *3*—смолоотделитель; *4*—трубчатый холодильник; *5*—воздушный вентилятор; *6*—вентилятор для швельгаза; *7*—газовый вентилятор; *8*—элеватор

Колокола смолоотделителя орошаются водой из отстойного бака, разделенного на две части. Вода забирается с помощью центробежного насоса из одной половины ямы. Стекающие из смолоотделителя вода и смола попадают во вторую половину ямы, где и происходит ее отстаивание. Накапливающаяся смола перекачивается в смоляную яму; излишек воды спускается в канализацию, в последнюю спускается также вода скрубберов.

Подача угля в бункеры производится с помощью ковшевого элеватора и ленточного транспортера.

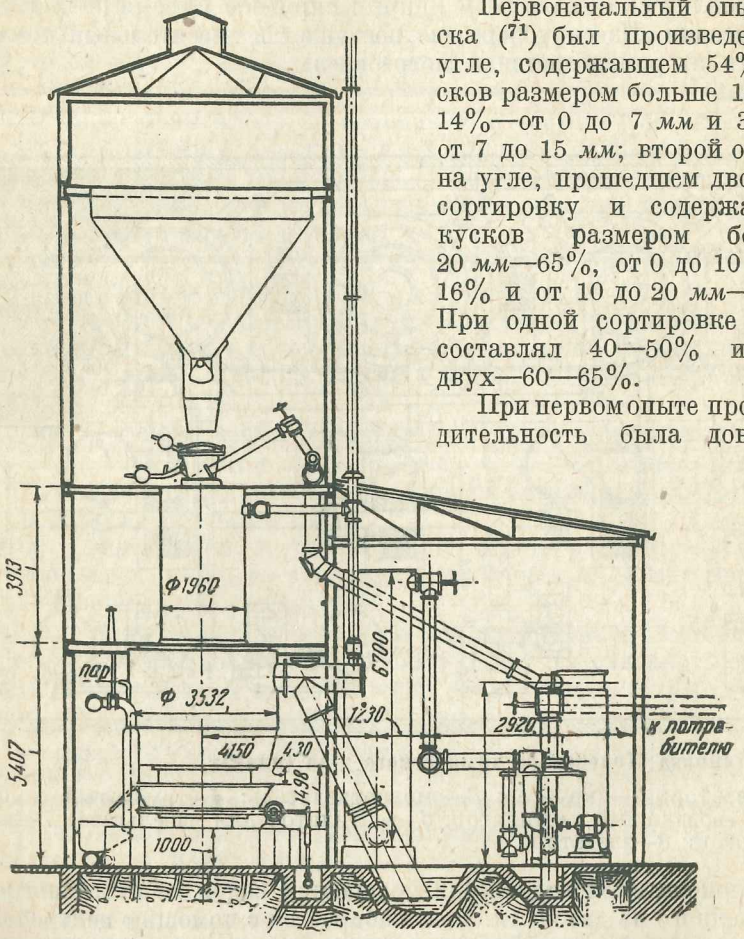
Газопровод к потребителю, железный, клепаный, без изоляции, расположен на железных фермах и снабжен на концах предохранительными клапанами и продувочными трубами.

Согласно гарантиям фирмы, при угле с размером кусков от 20 до 60 *мм* и содержании золы в 11,4% и влаги в 17% суточная про-

изводительность генератора должна составить 12—16 *т*; к. п. д. с учетом физического тепла газа—85%; низшая теплотворная способность—1550 *кал/м*³ и содержание смолы в очищенном газе—1 *г/м*³.

Первоначальный опыт пуска ([71]) был произведен на угле, содержавшем 54% кусков размером больше 15 *мм*, 14%—от 0 до 7 *мм* и 32%—от 7 до 15 *мм*; второй опыт—на угле, прошедшем двойную сортировку и содержавшем кусков размером больше 20 *мм*—65%, от 0 до 10 *мм*—16% и от 10 до 20 *мм*—19%. При одной сортировке отсев составлял 40—50% и при двух—60—65%.

При первом опыте производительность была доведена



38. Установка Полевского химического з-да (разрез)

до 12,8 *т/сутки*. Давление дутья при этом составляло 245—300 *мм* вод. ст. При дальнейшем повышении давления дутья генератор работал периферийной частью. При увеличении отбора газа из швельшахты работа генератора улучшилась. Первый опыт характеризуется следующими средними показателями: температура газа из нижней шахты 630° и из швельшахты 60°, производительность генератора—10,4 *т/сутки*, давление дутья—220 *мм* вод. ст., температура паровоздушной смеси 63°, давление газа в нижнем штуцере—133 *мм* и в верхнем—26 *мм*, горючего в шлаке—10,6%. Состав газа из нижней шахты: CO_2—11,2%, C_mH_n—0,1%, O_2—0,3%; CO—16,6%, CH_4—2,6%; H_2—12,6%, N_2—56,6%; $Q_н$—1022 *кал/м*³; из швельшахты: CO_2—9,0%, C_mH_n—0,1%; O_2—0,2%; CO—19,3%; CH_4—2,7%, H_2—19,2%; N_2—49,5%; $Q_н$—1338 *кал/м*³; состав смешанного газа: CO_2—10,0%, C_mH_n—0,1%; O_2—0,2%; CO—17,2%; CH_4—2,3%; H_2—16,4%; N_2—53,8%; $Q_н$—1155 *кал/м*³.

При пуске генератора на угле, прошедшем двойную сортировку, режим был более устойчивым. Средние показатели работы генератора при этом следующие: производительность генератора—11,5 *т/сутки*, давление дутья—174 *мм* вод. ст. и температура 57°; давление газа в нижнем штуцере—106 *мм* и в верхнем—16 *мм*; температура газа в нижнем штуцере 410°, в верхнем 88°; летучих в полукоксе у основания швельшахты—9,8%, углерода в шлаке, мелком и имевшем ноздреватый вид,—8,7%, серы—0,5%; состав топлива: C—55,48%; H—4,39%; N—1,65%; O—11,95%; S—0,62%; *A*—11,74%; *W*—14,17%; $Q_с$—5226 *кал/кг*; состав пыли (уноса): C—65,01%; H—3,21%; O—4,0%; N—0,69%; S—1,03%; *A*—26,06%; $Q_с$—6150 *кал/кг*; количество пыли в газе (приближенно)—1,07% от веса топлива; состав смолы: C—79%; H—7,6%; O—10%; N—2,4%; выход смолы (ориентировочно)—5%; $Q_с$ смолы—8560 *кал/кг*; состав газа из нижней шахты: CO_2—8,37%; C_mH_n—0,05%; O_2—0,21%; CO—20,71%; CH_4—1,93%; H_2—13,47%; N_2—55,26%; $Q_с$—1234 *кал/кг*; состав газа из швельшахты: CO_2—8,28; C_mH_n—0,14%; O_2—0,20%; CO—20,76%; CH_4 —2,47%; H_2—17,40%; N_2—50,75%; $Q_с$—1421 *кал/м*³; состав смеси газов: CO_2—8,37%, C_mH_n—0,18%; O_2—0,22%; CO—20,75%; CH_4 —2,16%; H_2—15,65%; N_2—52,65%; $Q_с$—1343 *кал/м*³; выход газа—2,91 *м*³/*кг* (из нижней шахты 57,5% и из верхней—42,5%); содержание влаги в газе, отбираемом из шахты,—64 *г/м*³ и из швельшахты—149 *г/м*³; расход первичного воздуха 1,91 *м*³/*кг*; расход пара—0,306 *кг/кг*; отдача тепла по холодному очищенному газу—71,66% от общего прихода тепла и по горячему газу с влагой и смолой—87,52%.

Тепловой баланс генератора представлен в табл. 47.

Давление газа перед смолоотделителем поддерживалось равным 110 *мм*, в коллекторе перед газовым вентилятором—32 *мм* и в газопроводе к потребителю—40 *мм* вод. ст. Температура перед смолоотделителем составляла 43° и за ним 31° С. Содержание смол в газе в газопроводе к потребителю составляло не более 1,5 *г/м*³. Смолоотделитель прост и удобен в обслуживании. Полное отделение в отстойнике смол требовало большой продолжительности (24—36 час.) и прогрева воды до 60—70°, после чего легкие смолы всплывали, а тяжелые опускались на дно.

В дальнейшем ([214, 215]) вследствие сильного дробления угля элеватором топливоподача была изменена: установлен шахтный подъемник и для загрузки угля в бункера использованы вагонетки, поднимаемые подъемником.

Попытки увеличить производительность выше 12 *т* не увенчались успехом вследствие большого сопротивления швельшахты и газопроводов швельгаза, недостаточной пропускной способности смолоотделителей, усиления шлакования и недостаточно интенсив-

Таблица 47

Тепловой баланс на 1 *кг* угля (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность топлива.	5 226	95,90	Газ из швельшахты: теплотворная способность сухого газа	2 373	43,57
Теплосодержание: пара	190	3,48	теплосодержание сухого газа . . .	45	0,83
воздуха	34	0,62	теплосодержание влаги газа	159	2,92
			Газ из шахты генератора: теплотворная способность сухого газа	1 530	28,09
			теплосодержание сухого газа . . .	167	3,06
			теплосодержание влаги газа . . .	63	1,16
			Теплотворная способность смолы .	430	7,89
			Потери: со шлаком	89	1,62
			с пылью	106	1,94
			Потери в окружающую среду, испарение воды в рубашке и невязка .	488	8,92
Всего . .	5 450	100,00	Всего . .	5 450	100,00

ного дробления шлака решеткой. В настоящее время работа идет при сравнительно низкой температуре паровоздушной смеси (45—48°), производительности до 10—12 *т/сутки*, разрежении в газоотводном штуцере, значительном содержании горючего в шлаке (20—30%).

Примерный состав газа: CO_2—3,9%; C_mH_n—0,1%; O_2—0,2%; CO—29,7%; H_2—13,2%; CH_4—1,9%; N_2—51,0%; $Q_в$—1501 *кал/м³*; $Q_н$—1419 *кал/м³*. Сопротивление смолоотделителя составляет при этом около 90 *мм* вод. ст.

Недостаточно удовлетворительная работа в смысле качества газа и выжига остатков связана с низкой производительностью генератора. Потребитель удовлетворен получаемым количеством газа.

Газификация богословского угля

Богословский уголь газифицируется в генераторах Надеждинского завода. Исследования газификации богословского угля в генераторе диаметром в 2,6 *м* с решеткой Гильгера и с охлаждающим кожухом проводились Свердловским отделением Теплотехнического института ([50]).

При рядовом угле с содержанием мелочи меньше 12 *мм* в 35—40% и высоте слоя топлива в 2 *м* производительность генератора составила 15 *т/сутки* при низшей теплотворной способности газа в 1100 *кал/м³*. Испытание продолжалось две недели.

Исследована была также газификация грохоченного угля. Последний проходил два грохота: 40 × 40 *мм* и 130 × 130 *мм*. Первым ситом удалялась преимущественно пыль. Ситовой анализ примененного угля был следующий: от 130 до 35 *мм*—62%; от 35 до 25 *мм*—8%; от 25 до 12—12% и меньше 12 *мм*—18%. Производительность генератора на сортированном угле составила 25 *т/сутки*. Состав газа колебался в пределах: CO_2—8,6—10,7%; CO—17,3—21,6%; H_2—14,3—17,7%; CH_4—2,5—3,5%; $(H_2S + SO_2)$—0,1%. Теплотворная способность газа (низшая) 1186—1344 *кал/м³*; температура газа 461—545°; температура паровоздушной смеси 56—58°. Характеристика топлива следующая: W^p—24,44%; A^p—16,89% и Q^p—3625 *кал/кг*.

Неудовлетворительный состав газа и высокая температура его объяснялись низким слоем топлива и подачей решеткой воздуха преимущественно к стенкам генератора, у которых и наблюдались прогары. Выход газа составил 2 *м³/кг*; высшая теплотворная способность—1360 *кал/м³*; к. п. д.—75%. Содержание смолы в газе колебалось в зависимости от температуры процесса. При температуре газа в 354° смолы, растворимой в бензоле, получалось 8 *г/м³*; при 457°—4 *г/м³* и при 600°—1 *г/м³*. Содержание горючего в шлаке колебалось в пределах 4,06—17,56%.

При рядовом угле режим генератора был неустойчив. При свежедобытом грохоченном угле шуровки почти не требовалось.

Руководителями испытания были отмечены следующие моменты: неудовлетворительное распределение дутья решеткой, недостаточно равномерное удаление золы по сечению, целесообразность примененной охлаждающей рубашки, необходимость повышения слоя до 3 *м*, возможность получения в современном генераторе производительности в 30—35 *т/сутки* при $Q_н$ газа в 1400 *кал/м³*, необходимость отсортировывания кусков размером меньше 10 и больше 130 *мм* и желательность применения свежедобытого угля вследствие его растрескивания и рассыпания в порошок при хранении.

При этом же испытании было исследовано влияние нагревания на прочность кусков топлива. Для этой цели кусочки угля размером в 10—40 *мм* помещались в железную, открытую сверху коробку; последнюю опускали в генератор и в течение 4 час. выдерживали при температуре 400 или 500°, после чего коробку охлаждали в закрытом сосуде. Кусочки угля, крепкие перед опытом, растрескивались, но структуру сохраняли, что является хорошим признаком.

Опыты газификации богословского угля производились также в генераторе диаметром 2,6 *м* с охлаждающим кожухом (рис. 35) при высоте слоя в 2,5—2,6 *м*. Применявшееся топливо имело следующий ситовой состав: остаток на сите 50 × 50 *мм*—37,8%, на сите 30 × 30 *мм*—14,7%, на сите 20 × 20 *мм*—11,5% и на сите 8 × 8 *мм*—19,1%; мелочи менее 8 *мм* было 16,9%. Состав рабочего топлива: W—30,42%; A—14,50%; $S_{об}$—0,37%; V—26,87%; $Q_в$—3589 *кал/кг*.

При опытах богословский уголь газифицировался очень хорошо. Ход генератора был вполне устойчив—более устойчив, чем на челябинском угле. Прогары и шлакование отсутствовали; затрата рабочей силы на обслуживание требовалась значительно меньшая.

В результате опытов были получены нижеследующие данные: производительность генератора 27 *т/сутки* (211 *кг/м²час*); давление дутья—342 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 50°; температура газа по выходе из генератора 203°; средний состав газа: CO_2—6,1%, O_2—0,1%, CO—25,1%, H_2—15,96%, CH_4—3,10%, $Q_в$—1565 *кал/м³*, влажность газа 179 *г/м³*; содержание смолы в газе—4 *г/м³*; расход пара—0,188 *кг/кг*. Состав сухого шлака: A—84,49%; C—13,56%; H—0,17%; $S_{об}$—1,38%. Выход сухого газа составил 1,93 *м³/кг*, смолы—0,76%.

По внешнему виду шлак богословского угля значительно отличался от шлака челябинского угля. Он был во всей массе мелким и плотным и содержал значительное количество подобного глине вещества, что обусловило пластическое состояние всей массы шлака в сыром виде. Состояние шлака, а также некоторое засорение дутьевой коробки и вызвало необходимость в повышенном давлении дутья.

При работе с пониженным слоем топлива (1,1—1,2 *м*) на генераторе с более развитой решеткой теплотворная способность была на 50 *кал* меньше; выход смолы составлял 0,65%; давление дутья при той же производительности было значительно меньше—134 *мм*; потеря горючего в провале была больше. Уже при высоте слоя топлива в 1,0—1,2 *м* газификация богословского угля может быть эффективной.

Данные по исследованию газификации богословского угля в смеси с кизеловским приведены в гл. IV.

Газификация черновских углей

Опыты по газификации черновских углей производились в одном из газогенераторов фирмы «A. V. G.», установленном на газостанции Сухоложского шамотного завода ([72]).

Применялся черновский уголь Петровского бассейна, направленный в адрес Сухоложского завода непосредственно с рудников. С момента погрузки до начала испытания уголь находился в пути около трех месяцев. Уголь отгружен был несортированным и при опытах перед загрузкой в газогенератор предварительно пропускался через грохота. Отличительной особенностью полученной для опытов партии черновского угля являлась крайне незначительная сопротивляемость механическим воздействиям: отгрохоченный уголь при

подаче его к бункеру газогенератора, т. е. при одной перегрузке давал сравнительно большое количество мелочи, которая вместе с кусковым углем загружалась в газогенератор. При пропуске через грохота было отсеяно примерно 25—30% всего полученного для газификации угля. Как и большинство бурых углей, черновский уголь подвержен выветриванию и очевидно непригоден к продолжительному хранению. Во всяком случае длительная перевозка весьма сильно ухудшила качество угля, по крайней мере с точки зрения ведения процесса газования.

Состав черновского угля по средней пробе на рабочее топливо: C—48,75%; H—3,38%; N—0,95%; O—11,36%; S—0,63%; A—7,35%; W—27,58%; V^c—40,80% и $Q^p_б$—4730 *кал/кг*.

Характеристика золы была следующая: температура начала деформации (в окислительной среде) 1275° C; температура начала размягчения 1340° C; состав золы: SiO_2—23,89%; Al_2O_3—11,42%; Fe_2O_3—19,67%; CaO—23,44%; MgO—2,59%.

Получался газ следующего состава: CO_2—8,24%; H_2S—0,19%; O_2—0,18%; C_mH_n—0,23%; H_2—15,52%; CO—23,25%; CH_4—2,21% и N_2—50,18%. Теплотворная способность сухого газа $Q_в$ = 1440 *кал/м³* и $Q_н$—1342 *кал/м³*. Производительность генератора составила 12 450 *кг/сутки* (97,7 *кг/м²час*). Выход сухого газа на 1 *кг* угля 2,39 *м³*; расход пара на 1 *кг* угля—0,311 *кг*; расход сухого воздуха на 1 *кг* угля—1,497 *м³*; температура паровоздушной смеси 61° C; температура газа 285° C, к. п. д. генератора, считая на холодный газ,—72,8%.

Таблица 48

Тепловой баланс на 1 *кг* угля

(По верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность рабочего топлива	95,51	Теплотворная способность сухого газа	69,50
Теплосодержание влаги дутья	3,91	Теплосодержание сухого газа	4,34
Теплосодержание сухого воздуха	0,58	Теплосодержание влаги газа	6,66
		Теплотворная способность и теплосодержание смолы	7,18
		Теплотворная способность и теплосодержание золы	3,65
		Расход тепла на парообразование в водяной рубашке, потери тепла в окружающую среду и невязки	8,67
Всего	100,0	Всего	100,0

Благодаря высокой температуре плавления золы черновского угля ведение процесса газификации с точки зрения шлакования никаких затруднений не вызывало. Однако вследствие механической непрочности уголь давал мелочь при загрузке в генератор, а также рассыпался под влиянием нагревания, что заставило поднять давление паровоздушной смеси до 275 *мм* вод. ст. Большего напора вентиляторы дать не могли.

Тепловой баланс генератора приведен в табл. 48.

3. ПОЛУЧЕНИЕ ВОДЯНОГО ГАЗА

В ряде случаев из бурых углей требуется получить высококалорийный газ.

Данные о получении водяного и двойного водяного газа из бурого угля приведены в части I, гл. II.

Большая часть заграничных станций, работающих на буром угле, газифицирует его не самостоятельно, а в смеси с каменным. В СССР соответствующие первоначальные исследования были произведены над подмосковным углем в связи со строительством Сталиногорского химкомбината. В настоящее время исследования производятся над челябинским углем в связи со строительством Челябинского газохимкомбината.

В 1928 г. в Пильзене (Чехословакия) были поставлены опыты газификации подмосковного угля на двойной газ в генераторе Штрахе [73]. Топливом являлся бобриковский уголь с W^p—24%; A^p—23% и $Q^p_н$—3046—3250 *кал/кг*, содержавший большое количество пыли (до 30%). Опыты продолжались 17 час. Производительность генератора составила 1020—1130 $м^3$ газа в час (27 100 $м^3$/*сутки*) с $Q_н$—2120 *кал/м*^{3}. Состав газа колебался в следующих пределах: CO_2—12,4—18,0%, C_mH_n—0,4—0,6%; O_2—0,1—1,2%; CO—22,1—31,6%; CH_4—4,2—6,6%, H_2—21,5—38,7%; N_2—15,7—36,5%; $Q_н$—1860—2259 *кал/м*^{3}. Режим работы был следующий: воздушное дутье 50 сек. и паровое—2 мин.; среднее давление воздуха под решеткой—600 *мм* вод. ст. и давление пара—400 *мм*.

Достаточных данных о возможной нормальной или оптимальной производительности генератора, а также о желательной влажности топлива получено не было.

Опыты газификации на двойной газ за границей производились также у Крейзе в Сен-Рафаэле. Применялся подсушенный уголь состава: C^p—41,64%; H^p—2,83%; W^p—16,25%; A^p—21,71%, S—4,30%; $Q_н$—3830 *кал/кг*. При опытах был получен двойной газ примерно следующего состава: $CO_2 + H_2S$—12,7%; C_mH_n—0,3%; O_2—0,2%; CO—33,2%; CH_4—4,5%; H_2—34,0%; $Q_н$—2900 *кал/м*^{3}. Опыты в Сен-Рафаэле не дали возможности определить выход газа.

Все приведенные исследования, проведенные за границей, не дали достаточных материалов и показателей главным образом ввиду непродолжительности опытов и распадения угля вследствие длительного пребывания его в пути и неоднократных перегрузок.

При газификации сырого грубо грохоченного (с помощью вил) подмосковного угля в генераторе водяного газа Пинча диаметром в 1,9 *м*, снабженном карбюратором и котлом-утилизатором, в 1931 г. на Московском газовом заводе [74] был получен газ с $Q_в$—2200—2600 *кал/м*^{3}. Количество газа составляло до 12 000 $м^3$/*сутки* при выходе в 0,5—0,6 $м^3$/*кг*.

Отдача тепла в газ была равна 42%. Состав генераторного газа: H_2S—1,35%; CO_2—15,0%, C_mH_n—0,96%; O_2—0,2%; CO—23,69%; CH_4—5,06%; H_2—40,40%; N_2—13,34%; состав продуктов воздушного дутья: $H_2S + CO_2$—13,85%; C_mH_n—0,35; O_2—0,39%; CO—10,75%, H_2—20,21%; N_2—51,02%. Пар применялся не перегретый.

При более поздних опытах в той же установке, результаты которых были до известной степени искажены пропусканием воздуха задвижкой в период газования, были получены при режиме 2 : 4 следующие результаты: интенсивность газификации—355 *кг/м*^{2} *час*; выход водяного газа—0,51 $м^3$/*кг*; расход пара—0,35 *кг/кг*; состав водяного газа: $CO_2 + H_2S$—17,9%; C_mH_n—0,5%; O_2—0,2%; CO—24,6%; H_2—27,7%; CH_4—4,5%; N_2—24,7%; $Q_в$—2095 *кал/м*^{3}; состав газов воздушного дутья: CO_2—16,4%; O_2—0,7%; CO—4,3%; H_2—4,3%; CH_4—1%; N_2—73,3%; $Q_в$—361 *кал/м*^{3}; к. п. д. (на холодный газ) составлял 27,3%. Газифицировался уголь с W^p—24% и A^p—20,7%; высота слоя топлива составляла 1,5 *м*; содержание горючего в шлаке 19—20%. Генератор сильно шлаковался и требовались продолжительные чистки, несмотря на сравнительную тугоплавкость золы (начало деформации 1130° и начало размягчения 1450°).

В 1933 г. на Московском газовом заводе производились опыты [75] получения двойного водяного газа в переоборудованной установке, в которой над основной шахтой диаметром в 1,9 *м* и высотой в 3,5 *м* была надстроена футерованная швельшахта диаметром в 1,3 *м* и высотой до центра отводного штуцера в 4 *м* и до крышки в 4,4 *м*. Установка была снабжена крекером и пароперегревателем.

Испытания производились при режиме 3 : 5 с давлением воздушного дутья в 400—450 *мм* вод. ст. Попытки форсирования приводили к образованию шлаковой корки. Продолжительность испытания составила 6 дней, во время которых имели место продолжительные остановки.

Применявшееся топливо имело: A^p—15,3—18,9%; W^p—25,9—37,1%; в среднем—31,3%; к.п.д. газования составил примерно 36% при среднем выходе газа в 0,46 $м^3$/*кг* и высшей теплотворной способности газа в 2695 *кал/м*^{3}. Состав двойного газа за крекером колебался в следующих пределах: CO_2—17,6—23,4%, C_mH_n—0,5—1,1%; CO—13,9—20,8%; CH_4—3,5—7,0%; H_2—47,6—56,9%; N_2—4,7—9,4%, $Q_в$—2480—2870 *кал/м*^{3}; состав двойного газа до крекера: CO_2—17,2—24,8%; C_mH_n—0,1—0,9%; CO—13,8—20,7%; CH_4—3,8—8,3%; H_2—42,7—55,1%; N_2—2,1—9,8%; $Q_в$—2650—2890 *кал/м*^{3}. Состав продуктов воздушного дутья: CO_2—11,1—15,5%; C_mH_n—0,2—0,4%; CO—12,4—20,3%; CH_4—2,9—4,8%; H_2—12,4—15,2%; N_2—49,8—54,5%; $Q_в$—1143—1427 *кал/м*^{3}.

Интенсивность газификации с учетом времени на чистку и за вычетом времени на другие простои составила 310—440 *кг/м²час*. Удельный расход пара колебался в пределах: 0,28—0,47 *кг/кг*, перегрев его 242—362° Содержание аммиака до крекера было равно 100,6—139,8 *г* на 100 *м³*; сероводорода—13,2—17,4 *г/м³* и смолы—19,8—23,0 *г/м³*. Температура двойного газа перед крекером колебалась в пределах 65—72°; воздушного дутья при выходе из генератора 205—442°, при выходе из пароперегревателя 715—774° и при выходе из крекера—408—618°. Выход двойного газа составил 0,3—0,56 *м³/кг* и к. п. д. (приближенный) без учета смолы и горючего в газах воздушного дутья—28—40%.

Содержание углеводородов, метана и водорода в газах воздушного дутья, а также малое содержание таковых в двойном газе свидетельствуют о том, что швелевание угля в малой степени шло в швельшахте и продолжалось и заканчивалось в шахте генератора. То же подтверждает низкая температура газов воздушного дутья при выходе из генератора, составлявшая в среднем 300°.

Невысокий перегрев пара объяснялся недостаточной аккумуляцией тепла насадкой.

Анализ двойного газа до и после крекера указывает на незначительное влияние крекинга на состав газа, что объясняется малым содержанием смолы и тяжелых углеводородов в двойном газе, выходящем из швельшахты, и низкой температурой в крекере.

Из исследования могут быть сделаны выводы, что малая теплотворная способность получаемого газа и низкий к. п. д. связаны с применением неподсушенного угля и малым перегревом пара и что необходимо применять уголь, подсушенный до влажности в 14—16%.

Вполне удачно протекли опыты газификации подмосковного угля на парокислородном дутье в генераторе с кусковым золоудалением (см. часть I, гл. II).

4. ГЕНЕРАТОРЫ БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Строительство больших заводов в районах расположения бурых углей, необходимость газификации больших количеств этих углей и невозможность использования для этой цели генераторов с выпуском жидкого шлака и автоматическими шуровочными приспособлениями, а также дороговизна производства брикетов из бурых углей побуждают к созданию конструкций генераторов с большой производительностью.

Если не считать генераторов с выпуском жидкого шлака, то подобными конструкциями могут являться генераторы с газификацией во взвешенном состоянии (или в интенсивном токе газов) и генераторы большого размера.

Данные о работе генератора Винклера, которые могут быть отнесены к генераторам, работающим с интенсивным током газов и отчасти с газификацией во взвешенном состоянии, приведены в части I, гл. II. Что касается генераторов большого размера, работающих или испытанных на бурых углях, то к числу таковых можно отнести генераторы системы Ричи-Гоцо, конструкция которых описана в части I, гл. II. Другие методы повышения интенсивности газификации (газификация под высоким давлением, высокоскоростная газификация, газификация с каталитическими добавками) недостаточно опробованы в промышленном масштабе.

При испытаниях в генераторах Ричи-Гоцо землистого рядового бурого угля([60])большой влажности и зольности с насыпным весом сырого угля в 760 *кг/м³* и сухого—в 412 *кг/м³* были получены следующие данные:

W	46,3	55,0
A	19,77	14,9
Горючей массы	33,93	30,1
Кокса	32,22	26,37
V	21,48	18,63

Элементарный анализ (в %):

C	22,27	19,68
H	1,83	1,62
N	0,65	0,56
O+S	8,98	8,24
A	19,77	14,90
W	46,50	55,00
	100,00	100,00

Теплотворная способность (в *кал/кг*):

Высшая . . .	2000	1761
Низшая . . .	1623	1344

Производительность генератора и потребление дутья при влажности угля в 45—55% (в скобках) приведены в табл. 49.

Таблица 49

Данные о производительности и составе газа из генератора Ричи-Гоцо на буром угле

Данные	Производительность		
	Предварит. испытание	Нормальная нагрузка	Перегрузка—форсировка
Влажный уголь (в *т/час*)	4,90	7,1 (8,45)	8,5 (9,9)
Сухой » » »	2,74	3,8	4,45
Первичный воздух (в *м³/час*) . . .	3655	5070	5954
Давление дутья (в *мм* вод. ст.) .	260—400	380—600	560—650

Средний состав газа: CO_2—9,1%; CO—17,7%; H_2—17,9%; CH_4*—5,8%; теплотворная способность влажного газа—1246 *кал/м³* и сухого газа—1494 *кал/м³*. К. п. д. с учетом смолы—96%, без смолы—85% и за вычетом теплосодержания пара—80,5%. Особых затруднений при газификации не встречалось. Так как продолжительность опыта составляла только 24 часа, то отнести результаты к эксплоатационным нельзя. Эта установка является интересной как состоящая из генераторов большой производительности.

5. ОПЫТЫ ГАЗИФИКАЦИИ ПЫЛИ И МЕЛКОЗЕРНИСТОГО БУРОГО УГЛЯ

В части I, гл. II, были изложены преимущества применения мелкозернистого топлива. Промышленные и научно-исследовательские организации СССР проявляют большой интерес к газификации мелкозернистого бурого угля и пыли, в результате чего был проведен и находится в стадии проведения ряд исследований. В том числе следует отметить и осуществляемые в полузаводском масштабе установки.

Газопирогенной лабораторией Теплотехнического института в 1931 г. были начаты опыты газификации мелкозернистых топлив во взвешенном состоянии ([76, 77]). Первоначальные опыты газификации древесноугольной мелочи и мелочи подмосковного угля производились в генераторе диаметром в 0,2 *м* и высотой в 8,1 *м* на воздушном и парокислородном дутье. Эти опыты, оказавшиеся недостаточно удачными, так как модель не давала возможности газифицировать мелочь с частицами более 1 *мм* и показатели процесса были низкие, все же выявили, что при парокислородном дутье процесс проходит более концентрированно, зона высоких температур суживается и располагается ниже по высоте генератора, чем при воздушном и что при работе с более крупными фракциями пыли процесс устанавливается быстрее, так как создается слой взвешенного топлива и качество газа при этом улучшается, причем чем ниже по высоте шахты располагается взвешенный слой, тем полнее идет процесс и тем выше его качественные и количественные показатели.

В новой конструкции, основанной на принципах создания концентрированного взвешенного слоя топлива в местах наивыгоднейших условий газификации и сочетания верхней и нижней топливоподач, подача топлива снизу была сохранена для мелких фракций, которые в силу аэродинамических условий в шахте не могут быть поданы сверху. Модель была рассчитана на производительность в 3 *т/сутки*. Диаметр шахты—0,4 *м* и высота—8 *м*. На высоте 0,5 *м* от низа шахты сделан ввод пневматической топливоподачи. Питание генератора топливом сверху осуществляется механически—шнеком. Шахта кверху конусообразно расширяется для создания благоприятных условий питания.

В нижней части шахты прикреплена цилиндрическая дутьевая камера с устройством для шлакоудаления. Воздух, подаваемый в шахту, разветвляется на два потока: меньшая часть расходуется на пневматический транспорт, а большая поступает в дутьевую камеру.

* Приведенные содержание метана, теплотворная способность газа и к. п. д. преувеличены. *Д. Г.*

Газификации подвергался подмосковный уголь крупностью до 4 *мм* с влажностью в 11—29% и с зольностью в 17—24% ($Q_в$—3461—4400 *кал/кг*), характеризующейся температурой начала деформации в 1185—1460° и выше. Подача топлива производилась преимущественно через верхний подвод. Интенсивность газификации—603—1075 *кг/м² час*, причем более высокие величины относятся к случаям применения более сухого топлива (при W в 11—14% интенсивность—1043—1075 *кг/м² час* и при W в 20—25% интенсивность 725—884 *кг/м² час*). Расход воздуха составил 1,01—1,46 *м³/кг* и расход пара—19—84 *г/кг*. Давление дутья—84—255 *мм* вод. ст.; давление газа вверху шахты—до 23 *мм*; выход газа—1,37—1,89 *м³/кг*; состав газа: CO_2—11,2—16,9%; C_mH_n—0,27—0,63%; O_2—0,1—0,2%; CO—6,89—16,57%; H_2—6,30—11,66%; CH_4—1,16—2,53%; N_2—56,63—65,85%; $Q_в$—784—1167 *кал/м³*. Температура в шахте генератора на высоте в 0,5 *м* составила 965—1025°, на высоте 1,6 *м*—862—990°, на высоте 3,55 *м*—730—865°; на высоте 4,55 *м*—509—824° и на высоте 7,15 *м*—185—358°. Количество собранного уноса составило 14—20,6% и собранных провала и золы—4,8—10,3%. Состав уноса: A^c—42,72—45,80%; $S^c_{об}$—2,47—2,73%; C^c—47,21—50,64%; H^c—0,92—1,47%; V^c—4,41—12,98%; $Q_в$—4146—4378 *кал/кг*; в провале было 30—35% горючего.

Шлак имел вид гранулированных зерен размером до 6—7 *мм*. На стенках нижней и средней частей конуса наблюдалось приваривание шлака, представлявшего собой рыхлую массу, легко счищающуюся движением железного прута вдоль стен.

Размер частичек угля, подававшихся через верхнюю подачу, составлял преимущественно 0,5—4 *мм* и через нижнюю—0—1 *мм*. Частички уноса были преимущественно малого размера—до 0,4 *мм* и провала—до 1 *мм*. Характер распределения температуры по высоте шахты был во всех случаях аналогичен: наивысшие температуры наблюдались внизу шахты генератора с постепенным снижением по высоте, т. е. коническая часть шахты являлась зоной газификации, зоной наибольшей концентрации топлива.

При увеличении дутья температура в шахте генератора падала, а при уменьшении—возрастала. Давление в дутьевом цилиндре зависело от взвешенного слоя: чем выше концентрация его, тем выше должно было быть давление. Уменьшение подачи топлива в шахту при неизменном расходе воздуха вело к выгоранию взвешенного слоя и повышению температуры в шахте.

В общем процесс протекал устойчиво, и газификация угля с размером кусков в 0—4 *мм* не представляла затруднений.

В дальнейшем установка была переоборудована, а именно были предусмотрены непрерывное удаление провала и возвращение в генератор крупных фракций уноса из пылеуловителя.

Опыты проводились с одной верхней подачей топлива, причем в условиях возврата в генератор уноса получались лучшие результаты.

Опыты проводились с подмосковным углем с размером зерна 0—4 *мм*. При этих опытах потери углерода в провале были сведены к минимуму (2—3%). Устойчивая интенсивность газификации составляла 1000—1065 *кг/м² час*. Теплотворная способность газа составляла при влажности топлива в 25%—900 *кал/м³*. В провал выпадали гранулированные частицы золы; на стенках нижней части шахты образовывались рыхлые настыли, легко удаляемые при чистке.

Примерный состав газа: CO_2—11,0%; C_mH_n—0,5%; O_2—0,2%; CO—15,9%; H_2—8,2%; CH_4—1,4%; N_2—62,8%; выход газа—1,8 *м³/кг*, расход воздуха—1,41 *м³/кг*, температура в нижней части шахты—1025—1030°, количество прогазифицированного углерода—69%; в уносе—63,5% золы и в провале—83,4%.

В описанной модели проводились также опыты газификации мелкозернистого подмосковного угля (0—4 *мм*) на обогащенном кислородом воздухе. Топливо подавалось только сверху. Режим колебался из-за перерывов в подаче кислорода. Высокая влажность топлива препятствовала развитию высоких температур. Интенсивность газификации, лимитировавшаяся наличием кислорода, составляла 900—1100 *кг/м² час*. Основная масса потерь углерода, составлявшая больше 29%, вызывалась уносом. При влажности топлива в 29% и составе дутьевой смеси: O_2—23,4%; N_2—27,9%; H_2O—48,7% состав газа был следующий: $CO_2 + H_2S$—27,04%; C_mH_n—0,51%; O_2—0,20%; CO—16,95%; H_2—22,58%; CH_4—2,54%; N_2—30,18%; $Q_в$—1520 *кал/м³*; расход пара—0,442 *кг/кг*; давление дутья—122 *мм* вод. ст.; выход газа 1,649 *м³/кг*; расход кислорода на 1 *м³* газа—0,253 *м³*; температуры вследствие большой влажности топлива были невысоки: в нижней части 900—940°.

Состав уноса: A^c—54,6%; C^c—41,3%, состав провала—A^c—79,2%, C^c—17,1%.

При газификации в установке мелочи челябинского угля наблюдалось сильное шлакование в нижней части генератора.

Опыты показывают, что состав газа устанавливается очень быстро.

При газификации в генераторах, подобных описанному, подмосковного угля и торфа обнаруживалось большее шлакование золы угля по сравнению с легкоплавкой торфяной золой; торфяной газ обладал более высокой теплотворной способностью. Это может быть объяснено следующим образом. При сгорании торфяного или угольного кокса образуются одновременно CO_2 и CO, причем в случае менее активного угольного кокса CO_2 вяло восстанавливается в CO, что способствует повышению температуры у поверхности частиц топлива и плавлению золы.

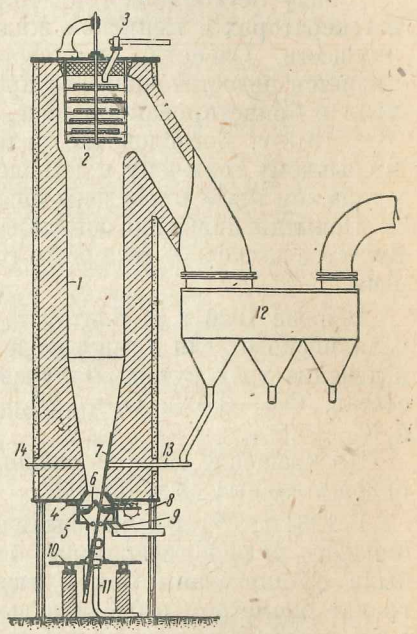
Содержание летучих в торфе больше, чем в угле; соответственно больше углерода взаимодействует при угле с кислородом с выделением значительного количества тепла.

Более высокая теплотворная способность торфяного газа связана с большей активностью торфяного кокса и с большим остатком выделяющихся в зоне газификации неокисленных при движении в прямотоке с дутьем продуктов сухой перегонки.

Опыты газификации мелочи подмосковного угля (W^p—37%; A^p—17,5%) проводились также в описанной в главе II вращающейся печи ([212]). Предельные колебания в составе газа: $CO_2 + SO_2$—10,4—17,8%; C_mH_n—0,0%; O_2—0,0—0,8%; CO—8,8—17,6%; H_2—20,4—43,4%; CH_4—0,2—0,6%; N_2—26,5—56,8%; $Q_н$—940 *кал/м³*; содержание углерода в золе—23,74—38,02%; расход угля—0,435 *кг/м³* газа; мазута—0,0396 *кг/м³*, интенсивность газификации—500 *кг/м² час*. Опыты подтвердили возможность получения газа с низким содержанием метана.

На рис. 39 представлена сооружаемая в настоящее время установка для газификации мелкозернистого топлива [1].

В основу расчета генератора положены соображения о недопустимости уноса частиц топлива диаметром более 0,25 *мм* и достаточной продолжительности контакта газов с топливом. Топливо в генератор подается шнеком. Вверху генератора расположено приспособление для подсушки топлива, в котором топливо пересыпается с помощью гребков последовательно по нескольким тарелкам, нагреваясь за счет тепла газов, уходящих из генератора. Нижняя часть генератора представляет собой чугунный конус, охлаждаемый водой, — холодильник, предохраняющий футеровку от износа. Колосниковая решетка вращается в зольной коробке. Решетка снабжена мелкими отверстиями для дутья, выходящего с большой скоростью, препятствующей провалу в отверстия мелких частиц и могущей поддерживать слой шлака и золы на решетке в подвижном состоянии. Сквозь решетку проходит охлаждаемый водой шток для очистки стенок от шлака. Шток вращается с решеткой и имеет также поступательно-возвратное движение с помощью специального привода.



39. Опытный генератор для мелкозернистого топлива

Чугунная плита, на которой смонтирована решетка, дутьевая труба и привод штока вращаются на шарах или роликах.

Топливо с размером кусков до 5 *мм* подсушивается в описанном тарельчатом аппарате в цилиндрической части шахты и, двигаясь в противотоке с газом, подвергается швелеванию. В конической части шахты скорость падения уменьшается и в ней устанавливается взве-

[1] Авторы тт. Куринов П. Х., Красный А. Я., Михеев А. П., Шашкин С. А.

шенное состояние частиц топлива, газифицирующихся в этой части. Крупные частички топлива выпадают на решетку, где выгорают, а очень мелкие и зола уносятся с газами, улавливаются в пылеуловителе и возвращаются в генератор; зола и шлак сбрасываются с решетки.

В газогенераторе предположено газифицировать 25 *т/сутки* подмосковного угля.

6. ПРИМЕНЕНИЕ БУРЫХ УГЛЕЙ В ГАЗОГЕНЕРАТОРАХ С ВЫПУСКОМ ЖИДКОГО ШЛАКА

Ввиду легкоплавкости золы многих бурых углей применение их в генераторах с выпуском жидкого шлака могло бы дать много преимуществ. Очевидно препятствием для газификации бурого угля является недостаточная его прочность. Возможно применение бурого угля в брикетированном виде, что однако удорожает его стоимость.

С 1913 г. богословские угли в брикетированном виде добавлялись к обычному горючему в домнах Надеждинского завода. В 1929/30 г. с успехом были проведены опыты плавки на одних брикетах.

Попытки присадки богословских углей к топливной колоше в количестве до 25% от веса всего горючего приводили к замедлению хода печи.

В июне 1926 г. в Златоусте были проведены опыты газификации челябинского угля в генераторе с расплавлением золы. Опыты велись в течение трех суток. Полученный газ имел в среднем следующий состав: CO_2—3,9%; O_2—0,2%; CO—24,0%; H_2—13,0%; CH_4—4,0% и N_2—55,8%.

Прекращение опытов свидетельствует о получении недостаточно положительных результатов.

В 1934 г. ([78]) в целях выявления возможности газификации челябинского угля в генераторах большого сечения Газогенераторстроем были организованы опыты газификации челябинского угля в вагранке диаметром в 0,5 *м* и высотой в 3,5 *м*. Дутье, подогретое до 400°, подавалось в вагранку под давлением в 300—500 *мм* через четыре фурмы с диаметром глаза в 65 *мм*. Опыты проводились с кусковым углем размером более 45 *мм* с W^p—20,8—23,0% и A^p—9,6—13%.

Ввиду большого значения для процесса газификации с жидким шлакоудалением сохранения кусками топлива своей формы была исследована прочность угля при нагревании. Для этой цели куски угля нагревались в электрическом муфеле до 800—900° и в маленькой опрокидывающейся медеплавильной вагранке. В муфеле уже после непродолжительного нагревания по всему куску угля появлялись близко расположенные трещины по плоскостям спайности и перпендикулярно таковым. При легком нажиме уголь распадался.

Рассмотрение высыпанного из вагранки материала показало, что в верхней части вагранки при невысокой температуре куски сохранили свой размер, остальной же уголь превратился в мелочь, причем главная масса распалась на куски размером в 3 *мм* и ниже.

Именно распадение угля при нагревании под небольшой нагрузкой определило в дальнейшем неудачный ход газификации.

Основные опыты с углем производились с шихтой, подобранной из расчета получения шлака следующего состава: SiO_2—45%, Al_2O_3—16% и RO—39%. Этому составу соответствуют температура плавления по Ренкину 1300°, теплота плавления по Гау-Бабю—350 *кал/кг* и вязкость при 1500° по Мак-Кефери в 8 пуаз. Для лучшего вымывания шлаками мелочи в шихту были введены оборотные шлаки в виде шлака древесноугольной домны. Применение оборотных шлаков ограничивалось заливанием фурм.

Первые опыты велись на смеси челябинского угля и древесного угля. Интенсивность газификации по весу смешанного топлива составила 520 *кг/м² час*.

Сход колош шел ровно, и явления подвисания отсутствовали; давление в фурмах составляло 150—160 *мм* рт. ст., температура дутья 356°; шлаки получались жидкими. Вместе с тем сильно замусоривался горн, слабо продувался центральный столб материалов, так как измельчившийся уголь представлял собой слишком большое сопротивление проходу дутья, вагранка работала преимущественно периферией, мелочь челябинского угля при продувке в огромном количестве вылетала через летку в виде раскаленных частичек и вместе с непрореагировавшими флюсами выливалась со шлаком, и ведение процесса было затруднительным, но не невозможным. Замусоривание шлаков, уменьшавшее их подвижность, стало особенно ощутительным к концу опыта (12,5 час.), а при переходе на чистый челябинский уголь работа стала невозможной.

При другом аналогичном опыте с добавкой на 25 *кг* челябинского угля 8,5 *кг* древесного угля и получении аналогичных результатов состав газа был следующий: CO_2—2,1%; O_2—0,3%; CO—32,3%; H_2—6,3%, CH_4—0,8%; N_2—58,2%; $Q_в$—1249 *кал/м³* и $Q_н$—1210 *кал/м³*. Состав газа является недостаточно показательным ввиду непостоянства режима и неполноты газификации угля.

При опытах без добавки древесного угля количество оборотных шлаков было уменьшено сначала с 50 до 40%, а потом до 20% для уменьшения заливания фурм, причиной которого являлся преимущественный сход шлака по периферии вагранки. В этих опытах наблюдались постепенное замусоривание горна и ухудшение работы. При засорении шлаков они становились очень вязкими и с трудом извлекались. Вначале основная масса шлаков была жидкой и лишь частью засоренной. Постепенно количество засоренных шлаков увеличивалось, и когда весь горн был замусорен и количество легкотекучих шлаков становилось небольшим, печь или останавливалась или принимались специальные меры для ее выправления. В последнем случае при продолжении работы та же картина повторялась снова. Попытки достигнуть устойчивого состояния не увенчались успехом. Уменьшение количества оборотного шлака не прекратило заливания фурм, но ухудшило вымывание мелочи. При этой серии опытов давление дутья в фурмах составляло 160—250 *мм*, среднее напряжение

сечения—380—400 *кг/м² час*; состав шлаков в среднем был следующий: SiO_2—51%; Al_2O_3—15%; Fe_2O_3—3%; MgO—3%, CaO—28%; состав газа: CO_2—3—5%; C_mH_n—0,1—0,3%; O_2—0,2—0,4%; CO—28,5—31,0%; H_2—8,0—13,0%; CH_4—1,8—3,5%; $Q_в$—1400—1470 и Q_2—1330—1400 *кал/м³*.

Не принес пользы и переход на топливо с размером кусков в 22—45 *мм*, так же как и переход на более легкотекучие шлаки состава: SiO_2—42%, Al_2O_3—14%; Fe_2O_3—1,2%, CaO—42% и MgO—0,8%.

Опыты свидетельствуют о том, что газификация бурых углей в генераторах с выпуском жидкого шлака возможна только в случае брикетирования углей с получением прочных и нераспадающихся при нагревании брикетов.

Глава четвертая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ КАМЕННОГО УГЛЯ

Каменные угли являются одним из наиболее ценных топлив, сильно распространенным, имеющимся в значительных количествах, теплоплотным, выдерживающим перевозки, хорошо газифицирующимся и дающим благодаря значительному содержанию летучих газ с высокой теплотворной способностью. По исчерпании запасов дровяного топлива промышленность во всех странах переходила прежде всего к применению в газогенераторах каменноугольного топлива. Во многих странах преимущественно (США, Англия, Франция и др.), а в других странах в весьма значительной степени (СССР и Германия) генераторный газ для целей отопления печных установок получается именно из каменных углей.

1. СОСТАВ И СВОЙСТВА КАМЕННОГО УГЛЯ

Каменный уголь преимущественно встречается в верхних слоях угольной формации. Пласты каменного угля залегают между слоями песчаника вперемежку с пластами глинистого сланца. Мощность пластов разнообразна—от сантиметров до нескольких метров. Отложения угля имеют корытообразную и ложбинную формы; поэтому говорят об угольных бассейнах.

Каменный уголь[6] получается в результате значительного разложения растительных остатков и сильно отличается по своему внешнему виду и составу от бурого угля. Он представляет собой плотное, твердое, непрозрачное, матовое или с жирным блеском, черного и черно-бурого цвета вещество, дающее черную или черно-бурую черту. В нем нельзя наблюдать невооруженным глазом частей растений, и он содержит небольшое количество гигроскопической влаги. Каменный уголь всегда имеет щелочную реакцию жидких погонов. Это объясняется тем, что каменный уголь, содержащий умеренное количество кислорода, дает при сухой перегонке настолько мало органических кислот, что они полностью нейтрализуются образующимся при этом аммиаком; последний даже получается в некотором избытке и сообщает жидкому погону щелочную реакцию.

Каменный уголь при кипячении в крепких растворах щелочей не окрашивает их. Элементарный состав каменных углей свидетельствует о том, что они являются продуктом более сильного разложения, нежели бурые угли: в них больше углерода и меньше кислорода и водорода.

Содержание углерода в горючей массе каменного угля колеблется в пределах 70—95%. Содержание водорода, кислорода и летучих по мере увеличения содержания в топливе углерода уменьшается, причем содержание кислорода уменьшается быстрее, чем водорода, и отношение $\frac{O+N}{H}$ по мере увеличения содержания углерода уменьшается.

Соответственно изменению состава угля меняются и его свойства. Угли, содержащие большое количество водорода и кислорода, дают при нагревании больший выход летучих продуктов. По мере увеличения содержания C и уменьшения содержания H и O меняются также характер получаемого кокса и характер летучих продуктов.

В углях различают четыре структурные составляющие: фузит, кларит, дурит и витрит.

Фузит—наиболее минерализованная составная часть, волокнистого строения, гумусового происхождения; образует матовые прослойки и вкраплен в другие части угля.

Дурит—сильно минерализованная, матовая, бесструктурная масса, смешанного происхождения; часто содержит споры.

Витрит—наименее минерализованная часть угля, черного блестящего цвета, с раковистым изломом, сапропелито-гумусового происхождения.

Кларит отличается от витрита присутствием значительного количества спор и растительных клеток.

Содержание влаги в каменных углях составляет 3—5% (доходит до 10% и более).

Удельный вес углей повышается с содержанием углерода, золы и серы и понижается с ростом содержания кислорода, водорода и летучих веществ; твердость и сопротивление раздавливанию понижаются с повышением гигроскопической влажности, кислорода и водорода.

Каменные угли очень разнообразны по своим свойствам и составу и могут быть разделены на классы, характеризуемые определенной совокупностью свойств.

В зависимости от характера пламени, а следовательно содержания летучих, различают длиннопламенные и тощие угли.

Длиннопламенные угли с большим содержанием летучих зажигаются легко и горят более или менее длинным коптящим пламенем.

В зависимости от характера коксового остатка топлива при сухой перегонке различают спекающийся и неспекающийся уголь и промежуточные между ними виды. Угли, рассыпающиеся при нагревании в порошок, называются песчаными ([59]). Между величиной выхода кокса и спекаемостью существует известная связь. Угли, дающие при

перегонке наибольший и наименьший выхода кокса, т. е. длиннопламенные и тощие, совершенно не спекаются.

Распространенной классификацией каменных углей является классификация Грюнера. В основу ее положены соотношение составных элементов каменных углей, отношение сумм содержания кислорода и азота к водороду и количество и свойства получающегося кокса.

Эти соотношения приведены в табл. 50. Здесь угли располагаются по своему возрасту: сначала более молодые и затем более старые; соответственно этому содержание углерода и выход кокса возрастают, а содержание водорода, кислорода и летучих веществ, отнесенное к горючей массе, а также отношение $\frac{O+N}{H}$ уменьшаются.

Степень спекаемости, или способность образовывать спекшийся коксовый остаток, различна для различных классов. В известной степени она зависит от содержания летучих веществ в горючей массе.

Начиная от антрацитов или тощих углей, содержащих наименьшее количество летучих веществ и дающих неспекшийся или только слипшийся коксовый остаток, эта способность возрастает по мере увеличения содержания летучих. В области коксовых углей она становится максимальной, а при дальнейшем увеличении содержания летучих падает, почти или совершенно исчезая в области сухих длиннопламенных углей. Спекшийся кокс дают классы II—IV, в которых смолистые вещества имеются в достаточном количестве.

Применение угля зависит от свойств, обнаруживаемых при нагревании, что часто характеризуют названием углей: «кузнечный», «коксовый», «газовый». Для топок находят преимущественное применение угли, дающие длинное пламя, и тощие. Спекающиеся угли применяются в топках лишь в качестве примесей. Богатые газом угли, дающие спекающийся кокс, применяются для получения светильного газа. В кузнечных горнах, где требуется компактное, до известной степени спекающееся, но легко воспламеняющееся топливо, применяют угли с меньшим содержанием летучих. Сильно спекающиеся угли и притом дающие высокий выход кокса используются для получения металлургического кокса. Вес каменных углей колеблется в пределах 800—900 $кг/м^3$.

Характеристика каменных углей различных месторождений СССР

Донецкие угли. Наиболее интенсивно разрабатывается в СССР каменноугольное месторождение Донецкого бассейна, простирающееся на восточной половине УССР в направлении от Харькова к Ростову и Новочеркасску. Мощность пластов значительна.

В Донецком месторождении встречаются угли с различной степенью минерализации.

В табл. 64 (часть I) приведены данные классификации для донецких углей. По этой классификации угли распределяются по степени минерализации. Содержание $\frac{O^0+N^0}{H^0}$ для углей Донецкого бассейна

Таблица 50

Классификация каменных углей по Грюнеру

Классы каменных углей	Процентное содержание элементов в беззольном и сухом угле			$\frac{O+N}{H}$	Выход кокса (в %)	Процентное содержание летучих веществ	Свойства кокса
	C	H	O + N				
I—сухие длиннопламенные	75—80	5,5—4,5	19,5—15,0	4—3	50—60	50—40	Порошковатый или слабо спекшийся.
II—жирные длиннопламенные или газовые .	80—85	5,8—5,0	14,2—10,0	3—2	60—68	40—32	Спекшийся, но сильно вспученный.
III—жирные кузнечные . .	84—89	5,5—5,0	11,0— 5,5	2—1	68—74	32—26	Спекшийся, средней плотности.
IV—коксовые	88—91	5,5—4,5	6,5— 4,5	1	74—82	26—18	Спекшийся, очень плотный, блестящий.
V—тощие или полуантрацитовые	90—93	4,5—4,0	5,5— 3,0	1	82—90	18—10	Порошковатый или слабо спекшийся.

ниже ([79,80]), чем это принято в классификации Грюнера; теплотворная способность донецких углей ниже соответствующих норм Грюнера.

Залежи длиннопламенных и газовых углей преобладают в северной и западной частях Донецкого бассейна (Лисичанск, Гришино), паровичных и коксовых—в центральных частях его и тощих и антрацитов —в восточной и юго-восточной частях бассейна (Хрустальная, Грушевск).

Содержание золы в донецких каменных углях—5—12%; содержание серы превышает 1% и доходит до 3—5%.

Лисичанские длиннопламенные угли содержат много летучих веществ (более 44%), золы и серы; зола их легкоплавка. Спекшийся, но хрупкий королек дают угли пласта 7, содержащие наибольшее количество битумов([81]). В лисичанских углях содержится небольшое количество витрита и фузита. Основная масса угля состоит из дурита ([82]). Главная масса серы находится в дурите, располагаясь в виде крупных гроздьев пирита. При коксовании эти угли не спекаются и дают рассыпчатую, порошкообразную лепешку, в редких случаях—слипшуюся, с радиальными трещинами.

Лисичанские угли обладают низкой теплотворной способностью ($Q^c_б$—7800—8000 *кал/кг*). Они легко выветриваются, распадаясь в мелочь, и самовозгораются. Сопутствующая углю порода (глинистый сланец) также рассыпается на мелкие чешуйки, засоряющие уголь и не поддающиеся отборке при механической сортировке. По этой причине уголь не перевозится на дальние расстояния и не может продолжительное время храниться в штабелях, особенно в виде несортированного рядового топлива, для которого эти свойства проявляются в особенно большой степени.

Некоторые длиннопламенные угли по своим свойствам приближаются к газовым.

В газовых донецких углях содержится от 36 до 47% летучих веществ; они дают спекшийся, сплавленный, иногда вспученный (рыхлый) кокс. Теплотворная способность этих углей $Q^c_б$ больше, чем длиннопламенных, и для горючей массы составляет примерно 7800—8300 *кал/кг* ([80]).

Газовые угли газифицируют в больших количествах. Несмотря на то, что спекание этих углей вызывает необходимость в шуровке, их газифицируют более охотно, нежели длиннопламенные, вследствие большей стойкости при хранении, большей устойчивости при шуровке и чистках и меньшего уноса пыли.

Из газовых углей применяют бежановские, Голубовского рудоуправления, гришинские и др. Применяемые для газификации угли Гришинского района имеют значительную зольность. Содержание летучих в них соответствует марке «Г» по Грюнеру, за исключением угля шахты «Кураховка», приближающегося по содержанию летучих и характеру коксового королька к неспекающимся углям марки «Д». Угли шахт «Гродовка» № 5/6 и «Шевченковская» № 17/18 дают королек, приближающийся к получаемому из углей марки «ПС» ([84]). Содержание серы в гришинских углях, за исключением некоторых шахт,

невысокое. Они плотны, имеют матовую поверхность и блестящи в изломе; волокнистый уголь обнаружен во всех образцах. Гришинские угли в основной массе сравнительно хорошо переносят непродолжительное хранение.

Некоторые газовые угли приближаются по своим свойствам к длиннопламенным, другие—к паровичным жирным углям.

Зольность газового угля разнообразна, и зольность применяемого для газогенераторов угля колеблется в широких пределах.

Паровичные жирные угли([80]) имеют большую теплотворную способность горючей массы—больше 8300 *кал/кг*. Содержание летучих в этой группе составляет 20—36%. Сухой остаток в платиновом тигле имеет вид хорошо спекшегося, сплавленного и умеренно вспученного королька. Эти угли применяются в газогенераторах лишь в качестве примеси к длиннопламенному для уменьшения пылепия.

Газифицировать угли, обладающие сильной спекаемостью, затруднительно, так как отдельные куски под влиянием нагрева переходят в пластическое состояние и слипаются друг с другом в сплошную массу, затвердевающую после выделения летучих. Она препятствует прохождению газа и способствует образованию местных очагов горения—отдельных кратеров, через которые устремляются газ и воздух: поверхность соприкосновения между топливом и газами сильно сокращается. В результате качество газа ухудшается, и понижается интенсивность газификации.

Коксовые угли для газогенераторов не применяются.

Тощие угли содержат летучих менее 20% и дают неспекшийся порошкообразный кокс([80]). Их возможно разделить на три группы: 1) угли, туго воспламеняющиеся, не спекающиеся; 2) угли, легко воспламеняющиеся, слабо спекающиеся или не спекающиеся, и 3) угли, легко воспламеняющиеся, слабо спекающиеся, являющиеся переходными от типичных тощих к паровичным спекающимся. Теплотворная способность горючей массы этих углей колеблется в пределах 8450—8680 *кал/кг*. Тощие донецкие угли для газификации не применяются, так как они при горении распадаются.

Кавказские угли. На Кавказе находятся два сравнительно небольшие месторождения—Ткварчельское и Ткибульское.

Ткварчельское месторождение находится в Абхазии, вблизи Черноморского побережья. В месторождении имеется много угольных пластов небольшой мощности. Эти угли содержат мало влаги и серы, много золы и летучих и способны спекаться. По составу органической массы и по результатам полукоксования они должны быть отнесены к типу смешанных, в которых сапропелитовая часть играет значительную роль.

Ткибульское месторождение находится в Грузии, вблизи Кутаиса. В нем имеется небольшое количество мощных пластов. Угли содержат мало влаги и серы и много летучих; способны спекаться, отношение $\frac{O+N}{H}$ в них невелико. Эти угли исследованы сравнительно недавно. Данные по отдельным сортам и маркам ткибульских углей приведены в табл. 51. Данные о составе углей приведены в части I, табл. 64.

Таблица 51

Характеристика ткибульских углей по сортам и маркам

Данные	Сорт			
	Крупный	Орех	Семечко	Штыб
	Условное обозначение			
	К	О	С	Ш
Размер кусков (в *мм*)	25	23—13	13—0	3—0
Предельное содержание мелочи (в %)	15	15	15	—
Теплотворная способность горючей массы $Q_в^г$ (в *кал/кг*)	7 800	7 770	7 770	7 770
Сухая масса (в %):				
A^c	18,0	17,0	17,0	20,0
$S^c_{об}$	1,4	1,4	1,4	1,4
$Q^c_{об}$	6 400	6 450	6 450	6 210
Рабочая масса (в %):				
W^p	9,0	10,0	10,0	13,0
A^p	16,4	15,3	15,3	17,4
$S^p_{об}$	1,3	1,3	1,3	1,2
$Q^p_н$	5 540	5 520	5 520	5 110

Согласно исследованиям Титова и Галле([85]), зольность отдельных разновидностей очень значительна. Большая часть углей одного пласта, содержащих более 30% золы, должна быть отнесена к горючим сланцам. По содержанию летучих большинство углей должно быть отнесено к газовым. Содержание общей серы невелико и для большинства углей колеблется около 1%. По содержанию водорода угли Ткибульского месторождения надо отнести к смешанным, с преобладанием сапропелитовой части. Почти во всех пластах в виде прослоек и пачек, достигающих толщины в 0,4—0,5 *м*, встречается бурый плотный сапропелит большой прочности, с неправильным матовым изломом([86]). Хрупкий черный витрит, с сильным стекловидным блеском и раковистым изломом, встречается во всех пластах. В некоторых местах линзы витрита в несколько метров длиной достигают толщины в 500 *мм*.

Зола ткибульского угля тугоплавка. По данным Титова и Галле([85]) состав золы: SiO_2—53,13%; Al_2O_3—37,8%; Fe_2O_3—6,27 %; CaO—1,73% и MgO—0,02%. Зола наносного происхождения.

Таблица 52

Угли Кузнецкого бассейна. Характеристика угольных месторождений по отдель

ным пластам

Район (рудоуправление, шахтоуправление)	Шахта	Марка	Пласт	Состав горю				чей массы			Качественные стандарты товарных углей						Температура плавления золы (в °С)	Характеристика кокса
				C	H	O	N	S	V	$Q_б^г$	$W^р$	$A^с$	$S^с$	$V^г$	$Q_б^г$	$Q_б^с$		
Анжеро-Судженский	9—10А и 15—15-бис	ПС	Андреевский	90,85	4,42	3,99		0,73	14,69	8 711	4,00	9,00	0,50	16,00	8 600	7 850	1 300	От неспекающегося до сплавленного.
	5—6—7с	ПС	Двойник	91,53	4,22	2,01	1,71	0,53	14,84	8 663	4,00	8,00	0,50	16,00	8 600	7 900	1 300	То же.
Кемеровский	Центральная	ПЖ	Кемеровский	86,95	5,00	5,92	2,10	0,44	31,33	8 404	7,50	11,00	0,50	29,00	8 300	7 400	1 180	От неспекающегося до спекшегося.
	Диагональная	ПС	Волковский	86,40	4,54	5,74	1,88	0,44	27,10	8 430								
Ленинский	Капитальная II	Г	Поленовский	82,11	6,02	7,75	2,91	1,21	38,52	8 379	6,00	9,00	0,60	43,00	8 200	7 400	—	От спекшегося до сплавленного.
	» III	Г	Болдыревский	—	—	—	—	—	—	8 348	6,00	9,00	0,50	43,00	8 200	7 450	—	От неспекающегося до спекшегося сплавленного.
	» III	Г	Майеровский	—	—	—	—	—	—	8 364								
	» III	Г	Серебряниковский	—	—	—	—	—	—	8 368								
	Ленинская	Д	Журинский	79,12	5,94	12,28	2,38	0,28	43,62	7 878	10,00	9,00	0,30	43,00	7 550	6 850	1 240	Не спекается.
Ленинский (Беловская группа)	Беловская № 1	Г	№ 10	80,35	5,44	9,84	2,81	1,06	39,10	8 120	6,00	9,00	0,80	40,00	8 200	7 450	1 200	От неспекающегося до спекшегося.
Прокопьевский	Центральная штольня	Т	Мощный	88,82	4,58	3,62	2,31	0,67	16,48	8 550	5,50	9,00	0,50	20,00	8 500	7 700	1 300	От неспекающегося до слабо спекшегося.
	№ 2—2-бис	ПС	Характерный	88,69	4,74	3,61	2,18	0,78	17,88	8 582	4,00	9,00	0,60	19,00	8 550	7 750	1 400	От неспекающегося до спекшегося.
	Коксовая	ПС	Горелый	88,25	4,84	3,81	2,61	0,49	19,77	8 485	5,00	9,00	0,50	20,00	8 300	7 550	1 350	От спекшегося до неспекающегося.
Араличевский	Центральная штольня	Т	Пласт II	89,11	4,23	3,83	2,02	0,81	9,05	8 697	7,00	16,00	0,70	12,00	8 300	7 000	1 350	Не спекается.

Уральские угли. Сравнительно небольшой каменноугольный бассейн—Кизеловский—находится на западном склоне Урала.

В Кизеловском бассейне известны месторождения: Луньевское, Кизеловское, Половинкинское, Губахинское, Усьвинское, Басковское, Литвинское и Урсинское.

Кизеловские угли содержат много золы, серы и летучих и мало влаги. Они способны спекаться и пригодны для приготовления металлургического кокса.

Кизеловские угли[88] матовые, иногда с прослойками блестящего угля. Они обладают плотной структурой и большим удельным весом. Последнее связано с высоким содержанием в них пирита. Серый сланец, сопровождающий уголь, мало отличается по физическим свойствам от угля, что затрудняет его отборку. Отдельные куски угля сравнительно легко раскалываются. Уголь содержит большое количество рассеянных по всей массе и местных включений колчедана.

Кизеловские угли представляют собой почти чистый дурит с незначительным количеством витрита и большим—микро- и макроспор. Они дают большой выход битума со значительным преобладанием маслянистого битума, вызывающего сильную сплавленность коксового остатка.

При исследовании золы концентратов кизеловских углей состав ее оказался следующим: SiO_2—41,68—45,32%; Al_2O_3—33,74—40,16%; Fe_2O_3 —9,95—19,65%; MgO—0,77—1,47%; CaO—1,61—3,61% и SO_3—0,49—1,50%. Начало размягчения золы кизеловских углей 1550° и выше, за исключением золы усьвинских углей (1260°), имеющей несколько иной состав.

Сибирские угли. Наиболее крупным из каменноугольных бассейнов СССР является Кузнецкий, находящийся в Западной Сибири, в бассейне реки Томи, недалеко от Томска. Угли Кузнецкого бассейна весьма разнообразны: имеются почти все разновидности—от бурых углей до антрацитов. Для кузнецких углей[89] характерны следующие особенности: неоднородность пластов, состоящих из различных по виду и свойствам углей, повышенное содержание водорода при одинаковом (сравнительно с другими углями) содержании летучих; весьма малое содержание серы—от 0,2 до 1,5%; повышенное содержание азота—до 3%; весьма высокая реакционная способность коксового остатка; большая устойчивость при хранении; способность к самовозгоранию углей с малой гигроскопичностью и низким содержанием S и O (пласты Мощный, Волковский, араличевские угли).

Наиболее крупными месторождениями Кузнецкого бассейна являются Анджеро-Судженское, Кемеровское, Ленинское, Прокопьевское и Араличевское.

Анджеро-судженские угли относятся к V классу по классификации Грюнера. Содержание летучих в них—14—19%. Спекаемость непостоянна и иногда совсем отсутствует. Влажность и зольность небольшие (W^p—3—6%; A^p—7—9%). Зола тугоплавка. Теплотворная способность горючей массы—8600—8700 *кал/кг*.

Кемеровские угли более неравномерны по составу и могут быть отнесены к IV и V классам по Грюнеру. Зольность и влажность этих углей невелики. Содержание летучих сильно разнится для отдельных пластов, составляя для Кемеровского 28—34%, Волковского—21—27% и для Владимировского—21—28%. Более спекающимся является уголь Кемеровского пласта. Теплотворная способность горючей массы составляет для Кемеровского пласта 8360—8450 *кал/кг*, Волковского—8220—8400 *кал/кг* и Владимировского—8100—8350 *кал/кг*. Как энергетическое топливо наибольший интерес представляет уголь верхних пачек Волковского пласта, состоящих из очень прочного матового угля. Пласт состоит из двух совершенно различных углей: верхнего—матового и нижнего—жирного и сажистого. Применительно к классификации, принятой для углей Донбасса, уголь верхних пачек может быть отнесен к нижнему пределу марки «ПС». Уголь верхних пачек в пласте малозолен (A^c—56%), имеет низкую влажность (W^p—4—6%), механически и термически очень прочен. Влажность и зольность нижней пачки значительно выше. Уголь способен самовозгораться.

Угли Ленинского месторождения относятся к маркам «Г» и «Д»; угли Болдыревского, Майеровского Серебряниковского и некоторых других пластов—к маркам «Г» и «ПС». Угли Журинского пласта относятся к длиннопламенным. Пласты газовых углей имеют среднюю мощность и залегают спокойно; по составу однородны и состоят из блестящего угля с незначительными прослойками матового; механически не прочны; по данным ситового анализа, мелочи—7—19 *мм*—33—38% и ниже 7 *мм*—27—38%; зольность не высока—3—8%, в среднем —5% при гигроскопической влажности в 1,5—2%; содержание летучих—40—43%; зола сравнительно легкоплавка.

Журинские угли имеют наибольшую влажность из всех кузнецких углей (W^p—10—12%); зольность их невысока: 5—6%; температура плавления золы 1200—1250° С; содержание летучих—43—45%; по структуре и излому близки к газовым углям; механически наименее прочны. Журинские угли применяются для газификации.

Угли Прокопьевского месторождения относятся к маркам «К», «ПС» и «Т». Влажность и зольность их невелики; зола тугоплавка (температура плавления не ниже 1300°). Содержание летучих—15—24%. Угли термически прочны. Как топливо для газогенераторов наиболее интересны угли пласта «Мощный».

Араличевские угли относятся к марке «Г» и частично—к полуантрацитовым. Содержание летучих в горючей массе низкое—6—14%; влажность —5—6%; $Q^s_б$—8300—8450 *кал/кг*. Пласты имеют много прослоек из глинистых пород, что обусловливает высокую зольность—13—18% (в товарных углях). В золе преобладает SiO_2 (50—52%), имеются включения пирита; температура плавления золы 1250° С и выше. Механическая прочность угля средняя, термическая—низкая.

С успехом подвергаются газификации беловские угли.

Данные о составе и свойствах кузнецких углей приведены в табл. 52 (см. также часть I, табл. 64).

Из числа других сибирских углей следует отметить иркутские угли (Черемховское месторождение) и минусинские (Хакасское месторождение). Большое Иркутское месторождение находится к западу от Иркутска. Пласты этого месторождения довольно мощные. Вследствие разбросанности пластов и невысокого качества углей это месторождение имеет преимущественно местное значение.

Иркутские угли относятся к молодым (I и II классы). Они дают кокс от слабо спекшегося до спекшегося, плотного. Содержат много золы (10—20%) и влаги (5—15%). Содержание серы в них довольно значительно. По мнению Стадникова, все угли Черемховского пласта следует отнести в разряд бурых[90].

Минусинские угли относятся к II классу по Грюнеру. Содержание серы, золы (11—13%) и влаги (10—12%) в них значительное; кокс — слабо спекшийся. Зола тугоплавка (температура размягчения выше 1400° С).

Карагандинский каменноугольный бассейн находится в северо-восточной части Казахстана. Угли имеют малую гигроскопическую влажность[91] (0,76—7,77%), высокую зольность (A^c—12—36,7%), значительное содержание летучих (V^s—26—31%) и умеренную сернистость (1,5%). Зола сравнительно тугоплавкая и не обнаруживает признаков оплавления при 1450°. Кокс — от порошкообразного до спекшегося. Содержание серы в угле незначительно. Угли различных пластов при полукоксовании дают различные выхода и составы продуктов. Исследование ряда пластов показало их устойчивость при хранении и способность выдерживать перевозки[83].

Угли Дальнего Востока. Как и сибирские угли[92] угли Дальнего Востока содержат мало серы—до 0,5%, редко—1%. В настоящее время разрабатываются Сучанское, Тавричанское, Пригородское, Букачачинское, Октябрьское и другие месторождения каменного угля.

Сучанские угли[93] сапропелито-гумусового происхождения—коксовые, полукоксовые и топливные. Содержание золы и плавкость ее различны; большинство углей дает спекшийся кокс. Угли не склонны к самовозгоранию.

Угли Средней Азии. Наиболее крупные залежи в Фергане содержат много углей переходного типа между бурыми и каменными. Они содержат много летучих, кислорода и мало водорода. Содержание серы в них незначительно; кокс полуспекшийся[94].

Пирогенетическое разложение

Ход разложения. Количество и состав продуктов перегонки каменного угля зависят от состава и свойства угля, а также способа и продолжительности нагревания. Выделение газа из каменного угля начинается в небольших количествах уже при 50—100° и вызывается наличием в угле механически поглощенного газа.

Согласно исследованиям Бернштейна[6], начало выделения химически связанной воды наблюдается около 200°; обильное выделение ее, смотря по сорту, происходит при 250—400°. Выделение других

летучих происходит у разных сортов при разных температурах. Маслянистый дестиллят при опытах появлялся при 250—400°; главная перегонка начиналась при 325—434°; горючий газ появлялся при 350—445°; сильное выделение газа начиналось при 360—450°; первое выделение летучих сернистых соединений—при 250—350°. Полукокс после прогревания при 450° содержал повышенное количество углерода и пониженное—водорода и кислорода.

Первичный газ из каменных углей содержит мало углекислоты, причем содержание ее с увеличением возраста угля уменьшается. Водорода в первичном газе мало; наоборот, велико содержание углеводородов, особенно метана.

Выделение газов возрастает при нагреве угля до красного каления. С увеличением температуры перегонки сорержание в газе водорода растет, а углеводородов падает. Содержащийся в полукоксе кислород при нагревании выделяется в виде окиси углерода, углекислоты и водяного пара.

При низкой температуре перегонки получается малый выход аммиака. С повышением температуры выход аммиака увеличивается, но до известного максимума, выше которого аммиак распадается. Выход аммиака вообще тем больше, чем больше содержание азота в угле, хотя полной пропорциональности нет.

При высоких температурах перегонки главной составной частью коксового газа является водород; из углеводородов имеются в большом количестве метан и небольшие количества этилена и ацетилена.

Сера каменного угля переходит частью в сероводород и пары сероуглерода, частью—в сернистые органические соединения, содержащиеся в смоле и коксе. При низкотемпературной перегонке каменные угли, в противоположность бурым, выделяют большее количество летучей серы в виде жидких органических соединений и меньшее—в виде сероводорода[40].

Состав и свойства первичных смол определяются главным образом природой и происхождением углей. Наибольшие выхода первичных смол дают сапропелитовые угли, за ними следуют смешанные, и последнее место занимают гумусовые образования. Одни виды чисто гумусовых углей дают довольно высокий выход смол (битуминозные), другие—низкий (тощие). Для углей одного и того же класса выход смол меняется с возрастом. Для чистых сапропелитов выход первичной смолы падает с возрастом, а для чистых гумусовых углей выход вначале растет с увеличением возраста угля, а достигнув максимума, падает, доходя почти до нуля у старых каменных углей и гумусовых антрацитов.

Первичная смола[95, 96, 97] отличается от обычной своим удельным весом, более высоким содержанием (до 50%) фенолов и отсутствием в числе нейтральных соединений заметных количеств таких, которые характерны для обыкновенной смолы, т. е. бензола, нафталина и антрацена. Характерно также присутствие парафинов ряда C_nH_{2n+2}.

Первичная смола при комнатной температуре жидка и почти не содержит нафталина. Ее удельный вес при 25°—0,95—1,06. В свежем

виде она пахнет сероводородом или сернистым аммонием, но не нафталином.

Для отличия первичной смолы исследуют содержание в ней нафталина, удельный вес углеводородной части (0,95—у первичной смолы и 1 и больше—у других смол) и содержание фенолов. В тонком слое цвет ее должен быть золотисто-красным до цвета портвейна. Получаемая в газогенераторах первичная смола не всегда оказывается первичной в строгом смысле, так как достаточно небольшого сдвига раскаленной зоны, чтобы произошли перегрев смолы и переход ее в обычную.

Получаемые при низкотемпературной перегонке вещества по своим свойствам напоминают продукты, получаемые при перегонке нефти. После перегонки остается пек, внешне не отличающийся от обыкновенного.

Препятствием к применению смолы во многих случаях является наличие в ней большого количества фенолов, достигающего 50% во фракциях, кипящих выше 200°. В настоящее время за границей используется сырой бензин, получаемый до 200°, и масла, получаемые до 300°, для сжигания в двигателях Дизеля. Более высоко кипящие фракции могут быть использованы в качестве смазочных масел.

Не всякий уголь пригоден для производства первичной смолы. Она получается из более богатого газом угля (газовый, пламенный уголь). Жирный уголь не годен для получения первичной смолы.

Исследования Франца Фишера и В. Глууда([40]) установили существование резкой разницы в количественном составе смол из жирного и пламенного углей. При жирном угле выход смолы значительно меньше, чем при пламенном. В составе смол из жирного угля больше легких и вязких масел, а также пека, и меньше фенолов и парафина, чем в смоле из пламенного угля.

Чем ниже температура перегонки угля, тем больший промежуток времени необходимо вести нагревание, чтобы получить максимальный выход смол. При 500° максимальный выход смол имел место по прошествии 20 мин. нагревания, а при 410°—только через 180 мин.

Каменные угли с выходом смолы в 10—12% дают первичную смолу с содержанием фенолов в 35—50%. Угли с выходом смолы в 8—10%—с содержанием фенолов в 25—35%. Жирные угли с выходом смолы в 3—5,5% дают смолу с содержанием фенолов в 15—25%.

Коксовая смола, получаемая при высокой температуре, состоит из соединений ароматического ряда и низко кипящих фенолов, более стойких при температуре в 800—1000°. Она резко отличается от других угольных смол полным отсутствием ненасыщенных гидрированных ароматических углеводородов. В ее составе также имеются бензол, тиофен, нафталин и антрацен. Нафталин содержится в коксовой смоле в большом количестве (5—8%), чего не обнаруживается в первичной каменноугольной смоле.

Свободный углерод содержится в каменноугольной смоле в значительном количестве и влияет на возможность применения ее как топлива для двигателей, так как с увеличением содержания свободного углерода увеличивается содержание пека. Чем выше перегрев смолы, тем больше в ней свободного углерода, выделяющегося при разложении углеводородов, и тем больше нафталина.

С повышением температуры перегонки в получаемых смолах уменьшается содержание летучей части и увеличивается содержание пека.

Коксовая смола является источником сырья для ряда материалов, применяемых при производстве красок и фармацевтических препаратов.

Исследование полукоксования донецких углей. Полукоксование лисичанских углей было исследовано в Украинском институте прикладной химии и газопирогенной лаборатории ВТИ.

Институтом прикладной химии([98]) был исследован уголь состава: W^p—11,56%; A^p—3,48%; C^p—63,70%; H^p—3,87%; S^p—3,85%; O^p—11,86%; N^p—1,68%; Q—6788 *кал/кг* и V^s—40,28%. Нормальное выделение газов начиналось с 325—350° с двумя максимумами—около 425 и 500°. Появление первой смолы совпадало с началом выделения газа и шло непрерывно, хотя и неравномерно, во время коксования.

Выхода продуктов полукоксования в отдельных опытах мало отличались друг от друга и в среднем дали следующие величины: полукокса—62%, первичной смолы—16%, подсмольной воды—12,5% и газа (неочищенного) — 65 *л/кг*. Состав полученного полукокса: С—80,64%; Н—3,02%; S—2,57%; О—3,16%; N—1,78%; A—5,86%; W—2,97%.

Полукокс представлял собой легкую, пористую, твердую и однородную темносерую массу, по величине кусков соответствующую кускам загруженного угля.

Количество серы в золе было очень незначительно.

Состав полученного газа был следующий: CO_2—5,7%; H_2S—9,8%; C_mH_n—8,1%; CO—4,4%; H_2—22,6%; CH_4—47,0; O_2—0,4%; N_2—2,0%; Q_s—8400 *кал/м*³.

Лисичанский уголь пласта № 7 состава, указанного в табл. 53 (№ 1), измельченный до 10 *мм* и дававший спекшийся плотный кокс, был исследован ВТИ путем перегонки в алюминиевой реторте Фишера. Полученные средние выхода продуктов полукоксования сведены в табл. 53. Полукокс был слабо спекшимся. Тот же уголь был подвергнут полукоксованию во вращающейся реторте Фишера с внешним обогревом диаметром в 1 *м* и длиной в 7 *м*, с отбором газа в начале и в конце реторты при общей продолжительности нагрева в 4 часа и температуре 485°. Результат исследования приведен в табл. 53 (№ 2). Полученный полукокс не спекся. Большая часть смолы была тяжелее воды.

Для выяснения поведения лисичанского угля в смысле спекаемости в ВТИ были проведены опыты с нагреванием цилиндра с углем и песчаной подушкой в кузнечном горне при различных температурах. Исследование шихты углей пластов № 7 и 3 показало, что спекание начинается при 420—450°; что в интервале 420—530° уголь сильно спекается и продукт спекания, пребывая при этой температуре 1—2 часа, превращается в плотно спекшийся кокс; что температуры выше 530° действуют на спекшийся полукокс разрушающим образом и что двух-

Таблица 53

Данные по полукоксованию лисичанских углей

Данные	Алюминиевая реторта Фишера № 1	Вращающаяся реторта Фишера № 2
1. Пласт	№ 7	№ 7
2. Анализ исходного угля (в %):		
W	2,52	2,52
A	26,31	26,31
$S_{об}$	4,67	4,67
S_a	0,08	0,08
$S_к$	2,80	2,80
$S_{ор}$	1,93	1,93
C	54,09	54,09
H	3,93	3 93
N	1,23	1,23
O	7,20	7,20
V^p	30.41	30,41
Теплотворная способность высшая (в *кал/кг*)	5 518	5 518
3. Выход продуктов полукоксования (в %):		
Полукокса	76,58	70,68
Безводной смолы	6,17	6,08
Воды пирогенетической	3.65	2,85
» подсмольной	10,38	14,71
Газа (в %)	6,86	8,39
» (в $см^3/г$)	79,3	—
4. Анализ полукокса:		
A^c	32,62	35,54
$S^c_{об}$	3,24	4,23
S^c_a	0,08	—
$S^c_{H_2S}$	0,70	1,94
$S^c_к$	—	—
$S^c_{ор}$	2,44	2,17
C^c	55,81	52,40
H^c	2,39	2,66
N^c	1,45	1,30
O^c	4,57	8,98
$V^г$	9,36	10,13
$Q^c_в$	5 627	5051

(Продолжение)

Данные	Алюминиевая реторта Фишера № 1	Вращающаяся реторта Фишера № 2
5. Анализ первичного газа (в %):		
CO_2	14,71	—
H_2S	11,85	—
C_mH_n	6,06	—
O_2	0,95	—
CO	2,55	—
H_2	14,30	—
CH_4	33,93	—
C_2H_6	12,25	—
N_2	3,40	—
6. Анализ смолы (в %):		
C^c	—	81,02
H^c	—	8,74
$Q^c_в$	—	9 171

часовое пребывание плотно спекшегося полукокса при температурах 550—600° превращает его в хрупкий, механически нестойкий, легко распадающийся на куски материал ([99]).

Таким образом лисичанские угли обладают способностью спекаться при термической переработке их в узком температурном интервале.

Угли Гришинского района, имеющие довольно большое применение для газификации, были исследованы в украинском Углехимическом институте, Угольном институте и Химико-технологическом институте.

Данные исследования([84]) полукоксования гришинских углей приведены в табл. 54.

Исследование полукоксования кавказских углей. Согласно исследованиям Шахно и Рашпорта([100]), при полукоксовании в алюминиевой реторте Фишера тквибульского угля с высоким содержанием водорода состава: C^p—57,33; H^p—5,07%; $(O+N)^p$ —10,28%; S^p—0,89% и $Q^p_в$—5881 *кал/кг*—были получены следующие результаты: полукокса—65,14%, смолы—23,03% и газа—7,96%. Состав смолы: C^c—78,09%; H^c—9,59%; S^c—0,90%; $(O+N)^c$—11,42%; $Q^c_в$—8773 *кал/кг*. Состав полукокса: C^c—84,40%; H^c—4,08%; $(O+N+S)^c$—11,52% и $Q^c_в$—7743 *кал/кг*. Состав первичного газа: CO_2—15,42%; CO—10,20%; C_mH_n—11,45%; N_2—5,48%; (H_2+CH_4)—57,45%.

Таблица 54

Выход продуктов полукоксования

Уголь шахты, пласта	Выход полукокса (в %)	Выход смолы и надсмольной воды (в %)	Газ и потери (в %)	Характер полукокса	Количество смолы (в %)	Количество надсмольн. воды (в %)	Выход кокса (в %)
	в алюминиевой реторте Фишера				во вращающейся реторте		
Ураковский пласт, . Тонкий	65,5	27,0	7,5	Порошковатый . . .	6,0	18,0	70,0
Шевченковск. пласт, . Лысогорский . . .	72,0	17,5	10,5	Хорошо сплавленный	8,0	15,0	75,0
17/18 пласт Толстый .	83,0	20,0	7,0	Слабо сплавленный .	11,0	12,0	74,5
5/6 Гродовка — смесь пластов	70,0	25,0	5,0	Слабо сплавленный .	9,0	9,5	72,0
Шахта Балицкого, . . пласт Толстый . . .	73,0	19,5	6,5	Слабо спекшийся, порошковатый	12,8	12,0	77,0
Шахта «Центральная», пласт Толстый . . .	76,0	21,0	3,0	Слабо спекшийся, порошковатый	10,0	12,5	78,0
Шахта «Центральная», пласт 6/4	72,0	20,0	7,0	Хорошо спекшийся, плотный	9,0	11,5	74,0

При исследовании пластов восточного участка № I, II, III, IV, 7/4 и Алексеевского перегонка в алюминиевой реторте Фишера дала следующие выхода продуктов на горючую массу топлива: смолы—10,4—16,6%, воды пирогенетической—5,8—7,8%, газа и потерь—4,2—6,8%, полукокса (на сухую массу топлива)—78,4—84%. Полукокс получался порошкообразный.

Полукоксование тквибульских углей, проведенное Титовым и Галле([85]), характеризуется следующими данными.

Состав угля: W^a—6—10%; A^c—19—40%; V^o—39—50%. Кокс—от порошкообразного до спекшегося. Состав кокса: $S^c_{об}$—0,7—4%; S^c_a—0,02—0,3%; S^c_o—0,3—1,0, C^o—72—79%; H^o—5,4—6,5% и N^o—0,9—1,7%. Выход продуктов перегонки в реторте Фишера: смолы—6,8—12,7% (на лабораторную пробу) и 10—16% (на органическую массу); воды—7,8—16,3% (общей) и 4,2—6% (пирогенетической); полукокса—70—77%; газа (по разности)—3,6—6,2%. Состав газа: $CO_2 + H_2S$—12—23%; CO—4,5—8,6%; CH_4 и гомологи—36—57%; H_2—7—14%; C_mH_n—5—7,5%; N_2—8—21% и Q^c—7246—8033 *кал/м³*.

При полукоксовании в алюминиевой реторте Фишера ткварчельских углей состава: C^z—79,5—84,1%; H^z—5,7—6,2%; N^z—1,7—2,1%; V^z—33,2—42,6%—были получены следующие выхода: полукокса—79,5—87,2%, смолы—7,7—10,6%, воды—3,3—5,2%, пирогенетической воды—1,1—3,2% и газа и потерь—1,8—7,9%. Состав первичного газа: $(CO_2 + H_2S)$—4,8—10,3%; CO—0,6—2,7%, CH_4—53,5—59,3%; H_2—10,7—18,1%, C_mH_n—7,1—11,4%; N_2—5,7—15,4% и Q_c—8119—8506 *кал/м³*.

Исследование полукоксования кизеловских углей. При полукоксовании кизеловских углей в алюминиевой реторте различными исследователями ([88, 103, 104]) выхода продуктов колебались в следующих пределах: полукокса—72—73%, смолы—14—17%, воды пирогенетической 1—4% и газа и потерь—7,8—8,4%. Состав первичного газа: CO_2—6,8%; H_2S—9,5%; C_mH_n—3,7%; CO—1,5%; H_2—11,0%; CH_4 и гомологи—57,4% и N_2—10,1%.

Исследование полукоксования кузнецких углей. Состав и свойства продуктов полукоксования кузнецких углей изучались в ВТИ и ВНИГИ.

При полукоксовании([105]) в алюминиевой реторте Фишера углей Журинского пласта шахты «Ленинская» с W^p—5,09%, A^c—2,33%, $S^c_{об}$—0,20%, C^z—79,37%, H^z—5,82%, O^z—12,45%, N^z—2,16% и Q^z_c—7798 *кал/кг*—выхода продуктов были следующие: полукокса—67,50%, смолы—13,81%, подсмольной воды—12,07%, пирогенетической воды—6,98%, газа и потерь—6,62%. Полукокс был слабо слипшимся. Состав полукокса: C^c—86,29%; H^c—3,33%; O^c—7,31%; N^c—2,81% и Q^z_c—7842 *кал/кг*. Состав смолы: C^z—80,91%; H^z—8,48%; O^z—9,30%; N^z—1,20% и Q^z_c—8813 *кал/кг*. Состав первичного газа был следующий: CO_2—13,60%; CO—11,77%; C_mH_n—5,10%; $H_2 + C_nH_{2n+2}$—46,44% и N_2—23,67%.

При полукоксовании в алюминиевой реторте углей пластов Болдыревского, Майеровского и Серебряниковского выхода продуктов незначительно отличались и составляли в среднем: полукокса—70%, смолы—16%, подсмольной воды—6%, пирогенетической воды—3,7%, газа и потерь—8%. Состав полукокса: C^z—88%; H^z—3,6%; O^z—5,3% и N^z—2,8%; состав смолы: C^z—82,1%; H^z—8,0%; O^z—7,6%; N^z—1,9% и Q^z_c—8057 *кал/кг*. Полукокс во всех случаях был спекшимся, вспученным.

Состав полученного перегоночного газа был следующий. Для Болдыревского пласта: CO_2—6,77%; CO—3,27%; C_mH_n—4,43; $H_2 + C_nH_{2n+2}$—60,90% и N_2—24,63%; для Майеровского пласта: CO_2—6,82%; CO—4,29%; C_mH_n—4,40%; $H_2 + C_nH_{2n+2}$—62,79%; N_2—21,72%; для Журинского пласта: CO_2—13,60%; CO—11,17%; C_mH_n—5,10%; $H_2 + C_nH_{2n+2}$—46,44% и N_2—23,67%.

Газы углей Болдыревского и Майеровского пластов по составу близки. Отличный состав имеет газ угля Журинского пласта.

При исследовании полукоксования ленинских углей([106]) во вращающейся реторте Фишера выход смол составлял около 10—12% и для журинского пласта—около 16%; содержание фенолов в смолах составляло до 30%. При полукоксовании в алюминиевой реторте Фишера угля пласта «Мощный» Прокопьевского рудника были получены следующие результаты: полукокса—92,80%, смолы—2,13%, подсмольной воды—1,84%, пирогенетической воды—0,75%, газа и потерь—3,23%. Полукокс имел порошкообразный вид.

По Волковскому пласту были получены следующие результаты: полукокса—84%, смолы—4,9—8,4%, подсмольной воды—4% и пирогенетической воды—2%. Кокс был порошкообразным и слипшимся.

2. ХРАНЕНИЕ УГЛЯ

Угли при лежании на воздухе окисляются. Некоторые угли при этом разогреваются до температуры самовозгорания, другие же не возгораются, но значительно меняют свой состав и свойства. Различные угли окисляются на воздухе с различной скоростью; при окислении они становятся рыхлыми и рассыпаются, обогащаются кислородом, понижают свою теплотворную способность и теряют свойство спекаться.

Самовозгоранию углей способствует высокое содержание пиритной серы.

В отношении самовозгорания опасной температурой можно считать 80—90°, так как уголь, достигнув этой температуры, в большинстве случаев быстро нагревается до воспламенения. Понижение ценности угля обнаруживается и при более низких температурах штабеля.

Самовоспламенению способствует ряд обстоятельств: мелкий размер кусков угля вследствие увеличения поверхности угля и затруднения отвода развивающегося тепла из-за наличия многочисленных промежутков между частицами; примесь песка, земли, кусков дерева и т. п. вследствие понижения общей теплопроводности; смешение различных по величине кусков угля и пыли, так как крупные куски облегчают доступ воздуха к легко воспламеняющейся пыли; нагревание от солнечных лучей, печей и пр.; повышение влажности (дождь, снег), так как при последующем испарении в угле образуются мелкие трещины и увеличивается поглощающая поверхность; хранение в больших штабелях, что затрудняет отвод тепла от нижних слоев угля и наблюдение за штабелями.

Если угли являются неблагонадежными в отношении самовозгорания, для их предохранения принимают защитные и полузащитные меры, заключающиеся в применении охлаждающих труб, пересыпании углекислым аммонием, применении изолирующей корки на штабелях, сортировке и обогащении углей, хранении углей в инертной атмосфере и воде, ограничении высоты штабелей и т. д.

Охлаждающий воздух должен протекать по каналам и трубам, но не проникать в угольный слой. Хранение угля под водой и в атмосфере инертного газа применяется редко, так как оно слишком дорого.

Склонный к самовозгоранию уголь должен укладываться плотно; каждый слой высотой в 0,3—0,5 *м* должен быть разровнен и плотно прикатан, особенно по краям, а посторонние примеси должны быть тщательно удалены. Угли различных размеров и различных сортов следует хранить раздельно. Остатки израсходованных штабелей должны тщательно удаляться. Нужно избегать хранения угля под открытым небом и защищать его от солнечных лучей и сточных вод.

Для предупреждения самовоспламенения следует наблюдать за температурой угля; для этой цели в штабелях устанавливаются железные трубки, закрытые снизу, в которые опускаются максимальные термометры.

Во избежание потерь топлива и проникания влаги и воздуха под штабелями следует устраивать утрамбованные площадки, а для предохранения от атмосферных осадков и солнечных лучей—навесы.

Склад должен находиться на сухом месте и на возможно меньшем расстоянии от основного потребителя. Территория склада ограждается. Для отвода вод предусматривается устройство сточных канав и дренажных колодцев.

Таблица 55

Высоты и площади штабелей угля

Наименование углей	Нормальная высота штабелей (в *м*)	Площадь для хранения 1 тыс. *т* угля (в *м*²)			
		Полезная под штабелем		Эксплоатац., включая интервалы	Общая, с учетом рельсовых путей и переездов
		Теоретическая	Эксплоатационная		
Донецкий, марки «ПС» . .	1,50	888	1020	1150	1437
,, ,, «ПЖ» . .	1,50	884	1016	1138	1422
,, ,, «Т» . . .	1,75	761	875	980	1225
,, ,, «Г» . . .	1,25	1042	1198	1342	1677
,, ,, «Д» . . .	1,00	1351	1553	1739	2177
Антрациты всех марок . .	2,00	672	773	866	1082
Подмосковный	1,50	980	1127	1262	1577
Кизеловский	2,00	714	821	920	1150
Богословский	1,00	1408	1619	1862	2327
Анжерский	1,75	800	920	1030	1287
Сучженский	1,75	826	949	1063	1329
Ленинский	1,50	1030	1185	1327	1659
Прокопьевский	1,50	892	1025	1148	1435
Хакасский	1,75	961	1005	1238	1547
Черемховский	1,75	885	1018	1140	1425
Черновский	1,10	1333	1533	1707	2134
Артемовский	1,50	943	1084	1214	1517
Кивдинский	1,25	1176	1352	1514	1892
Сучанский	1,75	769	883	989	1236
Тквибульский	1,10	1250	1438	1610	2012
Кемеровский	1,50	900	1035	1159	1448

Примечание. Допустимая высота штабелей челябинского угля 0,7 *м*. Уголь донецкий марки «Д» и челябинский рекомендуется расходовать в первую очередь, не допуская хранения свыше одного месяца.

Продолжительность хранения углей без освежения их зависит от свойств угля. Бурые угли значительно подвержены самовозгоранию, каменные угли—в различной степени (особенно легко самовозгора-

ются донецкие длиннопламенные угли). Крупные сорта углей и антрацитов устойчивее мелких («АРШ», «АШ» могут самовозгораться).

Антрациты при длительном хранении подвергаются разрушению, и запас их освежают примерно один раз в шесть месяцев. Угли освежают один раз в 1,5—2 месяца, а длиннопламенные и другие малоустойчивые угли—не менее раза в месяц.

В табл. 55 приведены высоты штабелей для различных углей при небольших складах.

По данным НКПС для исчисления эксплоатационной площади склада к теоретически вычисленной добавляется 15% запаса для производства нормальных операций по выгрузке и отпуску топлива и заготовке смесей; к этому нужно добавить 12% на интервалы (от 2 до 3 *м*) между штабелями и около 25% под рельсовые пути склада. Таким образом, на 1 тыс. *т* углей различных бассейнов и марок получается потребная для хранения площадь, согласно табл. 55. В этой же таблице приведены нормальные высоты штабелей для различных углей в зависимости от их способности самовозгораться.

Для более крупных складов можно пользоваться нормами промышленного строительства, дающими:

	Высота штабелей (в *м*)	
	под открытым небом	под навесом
Для каменного угля марок «Г», «Д»	3,0	2,5
,, ,, ,, загрязненного	2,5	2,0
,, бурого ,, ...	2,8	2,0
,, кокса	4,5	4,0

Если оборудование склада допускает быструю разгрузку штабелей на случай их разогревания и хорошо организован технический надзор, высоты штабелей могут быть значительно повышены и определяются характером оборудования.

Нормальная длина штабелей угля и кокса при высоте их до 4 *м*—10—25 *м* при ширине не более 8—10 *м*. Расстояние между штабелями берется в пределах 2—3 *м*, увеличиваясь на 0,25 *м* на каждый метр высоты (вдоль—не менее 3 *м*).

Согласно соответствующему проекту норм, расстояние между штабелями угля и огнестойкими сооружениями должно быть не менее 10 *м*, между штабелями и опасными в смысле пожара защищенными строениями—не менее 15 *м* и между штабелями и ограждениями—не менее 4 *м*[102].

Штабеля снабжаются табличками с указанием номера штабеля, марки угля, станции отправления и шахты, количества угля и времени поступления на склад.

Склад обеспечивается требуемым по условиям эксплоатации количеством погрузочных и разгрузочных приспособлений—переносными узкоколейными рельсами, тележками, бадьями, тачками, кранами и т. д.

На складе должны иметься весы и контрольные мерники для учета угля по объему; должны иметься помещения и приспособления для отбора, обработки и упаковки проб; должно предусматриваться освещение склада, преимущественно электрическое.

3. ГАЗИФИКАЦИЯ КАМЕННОГО УГЛЯ

Общие соображения

Каменные угли газифицируют в широком масштабе издавна. Особенно распространена газификация каменных углей с значительным содержанием летучих, так как они легче газифицируются и дают более богатый газ. Сильно спекающиеся угли для газификации не применяются, за исключением редких случаев добавки для уменьшения уноса пыли. Наиболее применяемыми марками являются марки типа донецких «Г» и «Д».

Из каменных углей в качестве топлива для газогенераторов в СССР наибольшее применение имеет в настоящее время донецкий уголь. Для газификации каменного угля применяются всевозможные генераторы.

Первоначально большое распространение получили генераторы Сименса с комбинированной ступенчато-горизонтальной и наклонно-горизонтальной или с одной ступенчатой решеткой. Как уже отмечалось, эти генераторы имеют малую производительность и большие потери в провале. Значительным улучшением явилось применение в них искусственного дутья.

Эти генераторы—преимущественно с дутьем—сохранились на некоторых заводах; они были в значительной мере вытеснены генераторами Моргана.

В настоящее время преимущественное распространение для газификации каменного угля имеют генераторы с вращающейся решеткой, а часто и с автоматическими шуровочными приспособлениями.

Газификация донецких углей

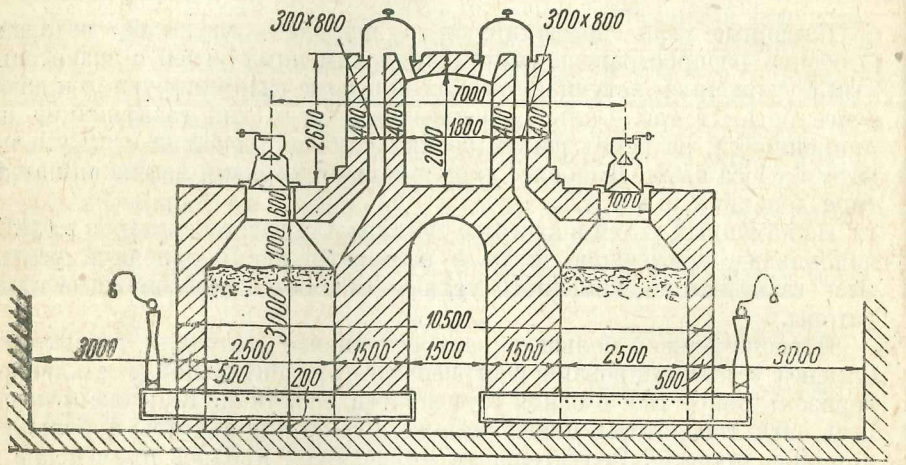
В связи с давним применением донецких углей для газификации на заводах стекольной, огнеупорной и металлургической промышленности в настоящее время эти угли газифицируются в самых разнообразных конструкциях генераторов.

Старые установки. Генераторы старых установок оборудованы неподвижными решетками (а иногда совсем их не имеют) и реже—вращающимися. Естественная тяга почти во всех случаях заменена искусственным дутьем.

При газификации в самодувном генераторе Сименса с комбинированной наклонно-горизонтальной решеткой (старый Константиновский завод бемского стекла) лисичанского длиннопламенного угля следующего состава: C^p—55,5%; H^p—4%; N^p—1%; O^p—9,8%; S^p—3,7%; A^p—19,6%; W^p—6,3%; летучих на рабочее топливо—36,7%—был по-

лучен газ среднего состава: CO_2—7,3%; CO—21,0%; CH_4—2,2%; H_2—9%; O_2—0,1% и N_2—60,4%. Производительность генератора с общей площадью решетки в 4,8 $м^2$ составляла 3730 *кг/сутки*, что соответствует интенсивности газификации в 32,4 *кг/м² час*. Температура газа 500°. Содержание горючего в шлаке—31,5%.

При газификации [1] того же угля в генераторах Вильсона (рис. 40), снабженных лишь трубой, распределяющей дутье, и оборудованных инжекторами Кертинга, был получен газ состава: CO_2—12%; CO—



40. Генератор Вильсона

15%; CH_4—2,6%; H_2—17% и N_2—53%; температура газа 600—700°, в среднем 640°. Интенсивность газификации около 53 *кг/м² час*. Содержание горючего в шлаке в среднем 27%. В соответствии с неудовлетворительной работой инжекторов в генератор вводилось много пара, понижавшего температуру раскаленной зоны, в результате чего значительное количество CO_2, так же как и водяного пара, оставалось неразложенным. Непосредственное определение содержания водяного пара дало в среднем значение 330 *г* водяного пара на 1 $м^3$ сухого газа.

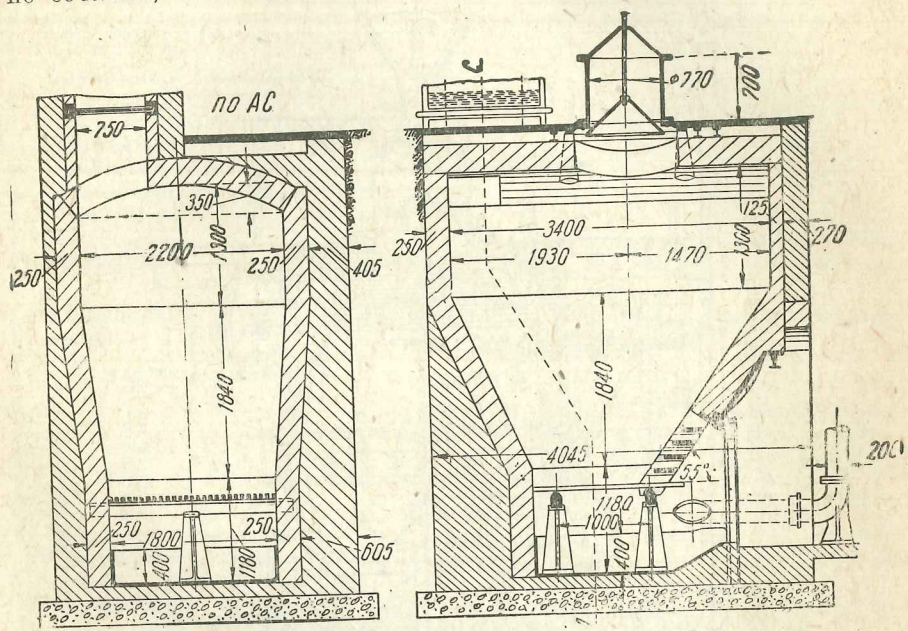
Расход водяного пара составлял около 1 *кг* на 1 *кг* угля. При учете потери углерода смол в виде сажи (1% от веса угля) в химическом и физическом тепле газа и смол содержалось 64% от теплотворной способности топлива.

Генератор работал без регулярного удаления золы. Периодически—раз в 3—4 дня—по накоплении высокого слоя золы он выключался для чистки, и потеря в остатках была весьма значительна.

Генераторные установки металлургических заводов Донбасса, обследованные инж. Коюда и Н. Топерверх, описаны ниже ([107,108]).

[1] Обследовано автором совместно с проф. Шарашкиным.

На рис. 41 представлен генератор Сименса завода им. Петровского со ступенчатой и горизонтальной решеткой и с дутьем. Генераторы Сименса металлургического завода им. Ленина отличаются наличием одной лишь ступенчатой решетки с углом наклона в 54°, двух загрузочных коробок, позволяющих более равномерно распределять уголь по сечению, и измененным профилем.



41. Генератор Сименса

Как видно из материалов их испытаний (см. ниже), эти генераторы работают лучше, чем генераторы завода им. Петровского, что отчасти следует приписать более частым шуровке и удалению золы. Вообще и эти конструкции неудачны.

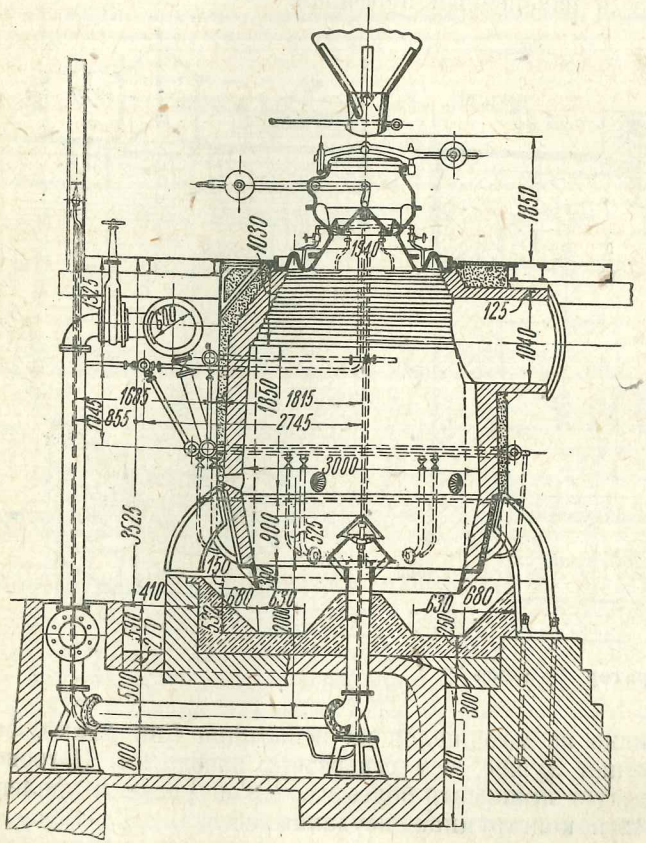
На заводе. им. Петровского имеются также генераторы Сименса, переделанные из генераторов с выпуском жидких шлаков системы Сепульхра.

Основанием для переделки генераторов Сепульхра на обыкновенные явилось частое образование «козлов», удаление которых было затруднительно.

Генератор выходил из строя каждые 3—4 дня. Неумелая работа и боязнь образования «козлов» заставляли выпускать шлак почти каждые полчаса. Работа обслуживающего персонала была весьма напряженной.

На заводе им. Петровского, по описанию тех же авторов, мартеновская печь обслуживалась 4 генераторами Моргана (один—резервный). Профиль шахты первых трех генераторов книзу слегка расши-

ряется, достигая 3 *м* в диаметре, а затем снова суживается. У четвертого генератора, в отличие от всех остальных, шахта диаметром в 2,6 *м* устроена цилиндрической снизу доверху, что было выполнено с целью выявления влияния профиля шахты на ход генератора. Генератор Моргана представлен на рис. 42, пунктиром показан профиль генера-



42. Генератор Моргана

тора, подвергшегося испытанию. Паровоздушное дутье подавалось как в центре, так и по периферии. Уголь загружался вручную из бункеров в загрузочные коробки. Шуровка производилась через верхние отверстия в крышке, охлаждаемой водой. Имеющимися боковыми пятью шуровочными отверстиями не пользовались. Удаление золы у всех генераторов ручное—1 раз в сутки.

В табл. 56 приведены данные о размере генераторных установок, указанных заводов, и характеристика их работы.

При испытании генератора Моргана высота слоя топлива составляла в среднем 0,8 *м* (0,65—1 *м*) от уровня подачи периферийного

Таблица 56

Данные о размерах и работе генераторов

Показатели	Металлургический завод им. Г. И. Петровского			Металлургический завод им. В. И. Ленина	
Тип генератора	Сименса	Моргана	Сепульхра—Сименса	Сименса	Сименса
Внутренний диаметр шахты или размеры колосниковой решетки (в *м*)	2,15×1,8	2,6	2,10×1,4	2,10×0,76	2,1×0,76
Производительность генераторов (в *кг/час*)	430	750	342	325	233
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	110	135	110	190	144
Выгреб золы	Один раз в 16 час.	Один раз в 24 час.	Один раз в 8 час.	не менее 6 раз в 24 часа	
Каменный уголь: Станция отправления	Сталино ПЖ	Нырково и Гродовка Г	Сталино Г и ПЖ	Сталино Г	Сталино Г
Состав каменного угля (в %):					
A^p	15,20	14,92	11,44	8,01	9,82
$S^p_{об}$	3,86	2,04	4,22	1,83	3,33
V^p	26,60	32,67	31,40	30,55	32,50
W^p	1,60	4,52	2,30	6 30	0,76
$Q^p_н$	6650	6308	6720	6870	7300
Характеристика угля в отношении спекаемости в генераторе	Спекается слаб	Спекается слабо	Спекается слабо	Не спекается	Не спекается
Содержание углерода в золе (в %)	23,5	50,6	28,0	34,2	17,7
Давление дутья (в *мм* вод. ст.)	180[1]	60[2]	50[3]	230[1]	130[1]
Давление газа (в *мм* вод. ст.)	8[4]	33[5]	40[5]	14[4]	14[4]
Расход пара (в % от веса сухого угля)	43	63	40	12,0	19,5
Объем воздуха (при 0° и 760 *мм*) на 1 *кг* сухого угля (в *м³*)	2,76	2,87	3,25	3,51	3,98
Состав газа (по объему) (в %):					
CO_2	11,00	10,30	7,80	2,20	5,55
O_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
CO	16,50	14,90	17,30	26.80	20,15
H_2	17,40	12,90	10,35	8 60	13,63
CH_4	1,64	1,70	3,15	0,20[6]	0,60[6]
N_2	53,46	60,20	61,40	62,20	59,85
Содержание смолы и сажи (в *г/м³*)	12,0	28,0	Не определялось		

[1] В общем воздухопроводе.
[2] В патрубке к генератору.
[3] Под колосниками.
[4] В общем газопроводе.
[5] При выходе из генератора.
[6] Содержание метана преуменьшено

дутья. Время пребывания топлива в генераторе с учетом уменьшения объема угля при газификации составило только 6,8 часа, что, по выводам авторов испытания, и являлось основной причиной неудовлетворительной работы генератора наряду со слишком низким слоем топлива и повышенным расходом пара.

Авторами обследования отмечаются образование прогаров, неравномерное распределение угля по сечению (повышение слоя топлива с одного края) вследствие дефектности загрузочного конуса и необходимость установки на генераторах контрольных приборов. Авторами указывается также на то, что в результате изучения работы генераторов режим их впоследствии был значительно улучшен.

Согласно составленному исследователями тепловому балансу генератора Моргана, в теплотворной способности газа содержится только 49,6% от всего прихода тепла, и потеря с горючим в провале составляет 18,3%.

Приведенные выше показатели работы могут быть охарактеризованы как очень низкие, что связано с неудовлетворительным обслуживанием и контролем, а отчасти с неравномерностью размера кусков топлива.

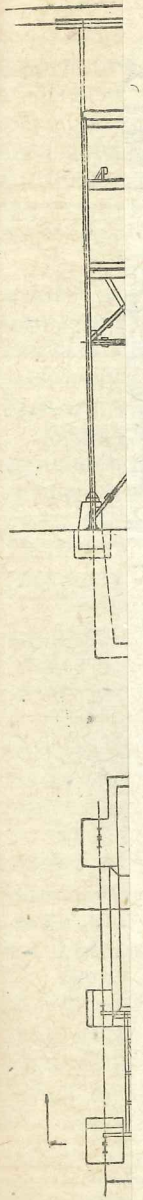
Установка из генераторов Керпели с вращающимися решетками на донецком угле, обслуживающая Лисичанский стекольный завод (ст. Несветевичево), вырабатывающий оконное стекло, была в 1928 г. обследована проф. Вайншенкером([109]).

Установка состоит из 9 генераторов диаметром в 2,55 *м*, высотой от головки решетки до свода в 3,3 *м*, с подводом воздуха и пара к решетке секционно. Воздух подается вентилятором. Имеются резервные инжекторы. Газ из генератора проходит пылеуловитель и клапанную коробку и попадает в газосборник, откуда направляется к ванной печи. Уголь доставляется на площадку генераторов из шахты в вагонетках по подвесной дороге. При производстве испытания уголь не просеивался, и порода в достаточной мере не отбиралась. Вес 1 $м^3$ рядового угля составлял 850 *кг*. Через сито в 7 × 7 *мм* проваливалось 11%, через сито 22× 22 *мм*—21%; кусков в остатке с весом до 0,5 *кг*—55% и свыше 0,5 *кг*—12%.

Состав применявшегося топлива—длиннопламенного угля—был следующий: W^p—10,89%; C^p—57,64%; H^p—4,25%; A^p—17,05%; $(O+N)^p$—6,93%; V^z—46,66%; $S^c_{об}$—5,01%; $S^c_л$—3,64% и $Q^p_н$—5350 *кал/кг*.

В шлаке было 7,65% горючего. В уносе терялось примерно 2% от всего углерода. Высота слоя топлива колебалась в пределах 0,9—1,2 *м*. Газ имел средний состав: CO_2—8,31%; O_2—0,36%; CO—22,23%; H_2—11,73%; CH_4—3,05% и N_2—54,32%; температура—713°.

Выход газа составлял 3,1 $м^3/кг$ и расход первичного воздуха—2,2 $м^3/кг$. В центре решетки вводилось 22% воздуха и с периферии—78%. Расход пара составлял 0,36 *кг/кг*. Влажность газа по непосредственному замеру составляла 35 $г/м^3$. Интенсивность газификации, отнесенная к поперечному, сечению—115 $кг/м^2$ *час*.



Вкл. 3. Газог

от тепла,

кие заводы,
ливо, были
атории Те-
ые данные,
генераторов

длиннопла-
па и в зна-
ольшинстве
ении конт-
людения за

ровочными
рных уста-
нстантинов-
генераторов
ого завода,

мана имеют
ти шахты—
ренний диа-

о и 1 буты-
нстантинов-
ие: две—из

н, обшитых
по ним же
. Над бун-

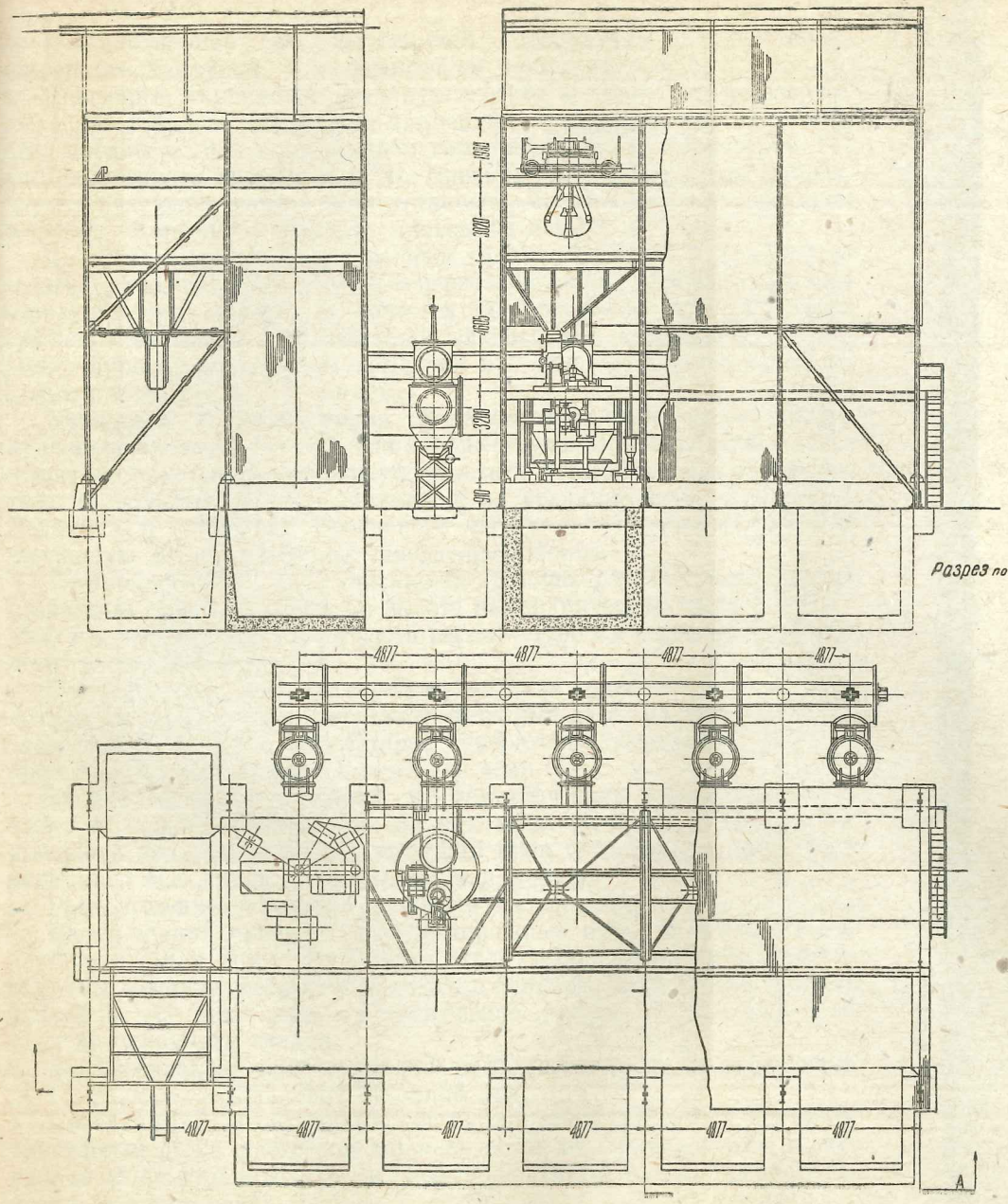
оторому по-
тую в бетон-
меется шесть
аторов—для

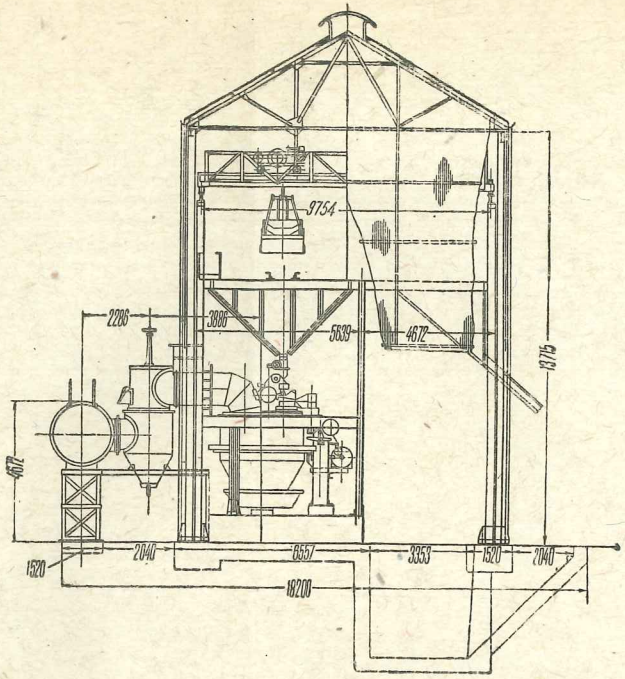
коколейному

ся вручную.
ямы в спе-
Грейфер ра-

азопроводом,
еуловителем.
. Коллектор

и газопровод снабжены смотровыми дверками и предохранительными





43. Установка генераторов Вельмана

и газопровод снабжены смотровыми дверками и предохранительными

дутья. Время
объема угля
водам авторо
творительной
топлива и по
Авторами
номерное ра
с одного кра
обходимость
Авторами уп
работы гене
улучшен.
Согласно
нератора Мо
ко 49,6% от
ставляет 18,
Приведен
ваны, как оче
ванием и ко
топлива.
Установк
донецком уг
Несветевичей
следована п
Установк
от головки р
шетке секци
ные инжекто
панную кор
ной печи. У
вагонетках г
не просеива
рядового угл
лось 11%, ч
0,5 *кг*—55%
Состав п
следующий:
$(O+N)^p$—6,
5350 *кал/кг*.
В шлаке
от всего уг
0,9—1,2 *м*.
22,23%; H_2—
Выход га
2,2 $м^3/кг$. В
78%. Расход
ственному з
отнесенная к поперечному, сечению—115 *кг/м² час*.

В теплотворной способности газа содержалось 72% от тепла, внесенного топливом, и в физическом тепле газа—13%.

Некоторые украинские металлургические и керамические заводы, лежащие в районе Донбасса и применяющие донецкое топливо, были обследованы в 1931 г. инженером газогенераторной лаборатории Теплотехнического института А. И. Брискиной[110]. Основные данные, характеризующие работу этих установок, состоящих из генераторов Керпели, Моргана и Сименса, приведены в табл. 57.

Из таблицы видно, что основным топливом являются длиннопламенные и газовые угли. Работа генераторов весьма различна и в значительной мере зависит от качества обслуживания, в большинстве случаев совершенно неудовлетворительного как в отношении контроля, шуровки и удаления золы, так и в отношении наблюдения за качеством применяемого топлива.

Установки с генераторами с автоматическими шуровочными приспособлениями. Из новейших существующих генераторных установок на донецких углях следует отметить установки Константиновских стекольных заводов, состоящие из механических генераторов Вельмана, и установку Луганского паровозостроительного завода, состоящую из механических генераторов Петера.

Установленные в Константиновке генераторы Вельмана имеют следующие основные размеры: высота цилиндрической части шахты—1300 *мм*, высота конической части шахты—1250 *мм* и внутренний диаметр генератора—2400 *мм*.

Соответственно трем тепловым установкам,—две Фурко и 1 бутылочная (Линч),—являющимся потребителями газа, на Константиновском заводе имеются три батареи генераторов, состоящие: две—из пяти генераторов каждая и одна—из семи.

Здание генераторов состоит из металлических колонн, обшитых частично волнистым железом. На них висят бункеры, и по ним же проложен подкрановый путь, несущий кран с грейфером. Над бункерами во всю длину здания выполнен фонарь.

Расположение установки показано на рис. 43.

Вдоль здания проходит железнодорожный путь, по которому подаются вагоны с углем. Из вагонов уголь ссыпается вручную в бетонные ямы, а оттуда грейфером подается в бункеры. Всего имеется шесть бункеров, из них пять—соответственно числу генераторов—для угля и один—для шлака.

Зола и шлак из чаши ссыпаются в вагонетки и по узкоколейному пути подаются к шлаковой бетонной яме.

Передвижение и опрокидывание вагонеток производятся вручную. Указанным выше грейфером шлак подается из шлаковой ямы в специальный бункер и оттуда—в железнодорожный вагон. Грейфер работает в одну смену.

Газ из каждого генератора отводится к коллектору газопроводом, закрепленным в крышке генератора и снабженным пылеуловителем. В местах поворотов газопроводов имеются пылевые мешки. Коллектор и газопровод снабжены смотровыми дверками и предохранительными

Данные о размерах и работе генераторов

Таблица 57

Данные	Стекольный з-д в Несветичево	Металл. з-д в Рыково	Металл. з-д в Сталино	Металл. з-д в Днепропетр.	Металл з-д в Сталино	Шамотный з-д в Красногоровке	Металл. з-д в Днепропетр.
1. Система генератора	Керпели с вращающейся решеткой		Моргана		Сименса с дутьем		
2. Обслуживаемые печи	Ванные печи	Мартеновские печи				Печи Бури	Мартеновские печи
3. Диаметр генератора или размер решетки (в *м*)	2,55	2,1	2,0	2,76	—	—	Гориз. 1,8× × 0,745 Накл. 1,8× ×1,07
4. Высота от колосниковой решетки до свода (в *м*)	3,3	3,3	3,4	3,4	—	2,0[2]	2,86[2]
5. Способ золоудаления	Мокрое автоматическое		Мокрое ручное		Сухое ручное		
6. Число генераторов:							
всего	9	15	36	4	40	12	20
в работе	8	14	25—30	2	20	12	2—5
Топливо							
7. Рудоуправление	Лисичанское	Гришино	Сталино, Гришино	—	—	Петровское, Рутченково	—
8. Шахта	Им. Титова	—	Бутовка, №10 бис. Гродовка	Смесь с разных шахт	—	Трудовская, Петровская, Переходка, Лидиевка,	—
9. Марка	«Д»	«Г»	«Г»	«Г»	—	«Д» и «Г»	—
10. Состав (в %): W^p	11,26	2,60 / 6,32	3,0— 4,9	5,26	—	—	—
A^p	14,67	7,80 / 20,40	9,1— 11,8	8,29	—	—	—
$S^p_{об}$	3,52	2,36 / 3,99	0,9 — 2,7	1,08	—	—	—
V^p	35,91	28,95 / 37,60	31,6— 34,2	—	—	—	—

Примечания: 1. Генератор Моргана металлургического завода в Сталино: горячий ход, чистка 1 раз в сутки в ночную смену с выключением генератора на атмосферу.

[1] Генератор испытывался после разжига. По данным Теплобюро производительность генератора 13 *т/сутки*

[2] Над верхним краем ступенчатой решетки.

Продолжение

Данные	Стекольный з-д в Несветичево	Металл. з-д в Рыково	Металл. з-д в Сталино	Металл. з-д в Днепропетр.	Металл. з-д в Сталино	Шамотн. з-д в Красногоровке	Металл. з-д в Днепропетр.
11. Размер кусков	От 25 *мм* до мелкой пыли	Несортированный		—	—	Несортированный	—
12. Производительность генератора (в *кг/сутки*)	16000[1]	7 800	10 000	11 300	3 800	2 700	3 200
13. Интенсивность газификации по поперечному сечению или сечению решетки (в *кг/м² час*)	131[1]	94	134	80	—	—	41
14. Высота шлаковой подушки (в *мм*)	—	470	—	200	—	—	—
15. Высота слоя топлива (в *мм*)	310	350	—	680	—	530[2]	1 000[3]
16. Высота зоны горения (в *мм*)	—	150	—	210	—	—	—
17. Давление дутья (в *мм* вод. ст.)	112 в центре, 50 у периферии	104	112	108	23	2,3[3]	14
18. Температура паровоздушной смеси (в °С)	66,5	—	—	—	—	—	—
19. Давление газа	30	21	20	13	10	0,68	5,0
20. Температура газа (в °С)	725[4]	955[4]	970[4]	703	1 080	770	690
21. Состав газа (в %): CO_2	9,10	14,80	7,17	12,05	12,15	8,86	5,49
C_mH_n	0,84	0,83	0,70	0,45	0,50	0,75	0 39
O_2	0,29	0,30	0,33	0,24	0, 0	0,38	0,23
CO	19,53	11,19	20,27	17,12	12,20	15,95	27,36
H_2	11,80	12,22	10,76	11,57	7 37	3,99	10,54
CH_4	3,70	3,75	2,61	2,28	3,36	5,15	2,34
N_2	54,74	58,91	58,16	56,29	63,92	64,92	53,65
22. Высшая теплотворная способность газа (в *кал/м³*)	1 437	1 200	1 300	1 160	992	1 212	1 437
23. Содержание горючего в шлаке (в %)	16,05 / 14,69	—	46,67	—	—	—	31,13

2. Генератор Моргана металлургического з-да в Днепропетровске: чистка генератора 1 раз в сутки в ночную смену.

3. Генератор Сименса с дутьем шамотного з-да в Красногоровке и металлургического завода в Днепропетровске: чистка 4 раза в сутки.

[3] Неплотное поддувало.

[4] Замер в клапанной коробки.

клапанами. Газопровод каждого генератора отделяется от коллектора тарельчатым клапаном. От коллектора идут газопроводы к местам потребления. В качестве дутьевого приспособления генераторы снабжены лишь инжекторами.

Каждая батарея генераторов снабжена следующими моторами: 4 мотора по 3 л. с. для вращения шахты генераторов, мешалки и загрузочного аппарата, 1 мотор в 6 л. с. для передвижения мостового крана вдоль здания генератора, 1 мотор в 6 л. с. для передвижения тележки на мостовом кране вдоль крана и 1 мотор в 24 л. с. для поднятия и опускания ковша грейфера.

Предполагалось, что установка будет работать на лисичанском угле, однако практика показала, что вследствие дробления непрочного лисичанского угля мешалкой с газом уносится значительное количество угольной пыли, образующей вместе с сажей в газопроводе мощные отложения. При переходе с лисичанского угля на лучший, более твердый бежановский уголь марки «Г», заносы угольной пыли стали значительно меньше.

Однако все же «пыление» генераторов довольно значительно и в 1 $м^3$ газа содержится 12—13 *г* пыли, что соответствует примерно 3,5% от веса всего загружаемого топлива.

Чистка газопроводов, не снабженных пылевыми мешалками, затруднительна.

Отдельные практические данные по работе генераторов следующие. Состав газа: CO_2—6,0—7,5%; O_2—0,2—0,4%; CO—21,0—24,0%; H_2—15,0—17,5%; CH_4—3,4% и N_2—47—52%; температура газа 470—520°. Давление пара 1,5 *ат* (изб.). Температура паровоздушной смеси—60—62°. Давление паровоздушной смеси 80—120 *мм* вод. ст. Давление газа в газопроводе—10—40 *мм* вод. ст. Производительность генератора—16—17 *т/сутки*, что соответствует интенсивности газификации в 143—152 *кг/м² час*. В отдельные периоды генераторы имели бо́льшую производительность. Расход пара 0,3—0,5 *кг/кг* угля. Высота слоя засыпки—0,9—0,8 *м*; из них слой шлака—0,3—0,2 *м* и раскаленная зона—0,4—0,3 *м*. Состав газа при надлежащем уходе постоянен. Ручная шуровка производится 2—3 раза в смену с целью контроля работы генераторов.

При применении для газификации в генераторах Вельмана (что на отдельных генераторах и имеет место) угля марки «Д» они легче шлакуются, и увеличивается унос пыли с газом, что вызывает более частую чистку. Прибавка к длиннопламенному углю (лисичанскому) спекающегося угля марки «ПЖ» уменьшает количество пыли в газе.

В части I, табл. 48 приведен тепловой баланс генератора Вельмана при работе с малой нагрузкой (120 *кг/м² час*) на бежановском газовом угле([111]).

В 1935—1936 гг. работа генераторов несколько улучшилась за счет повышения качества контроля и сортировки и применения одной марки топлива и более сухого пара для инжекторов. В целях повышения производительности диаметр шахты был увеличен за счет уменьшения толщины футеровки; шуровочный лом был удлинен.

клапанами. Газопровод каждого генератора отделяется от коллектора тарельчатым клапаном. От коллектора идут газопроводы к местам потребления. В качестве дутьевого приспособления генераторы снабжены лишь инжекторами.

Каждая батарея генераторов снабжена следующими моторами: 4 мотора по 3 л. с. для вращения шахты генераторов, мешалки и загрузочного аппарата, 1 мотор в 6 л. с. для передвижения мостового крана вдоль здания генератора, 1 мотор в 6 л. с. для передвижения тележки на мостовом кране вдоль крана и 1 мотор в 24 л. с. для поднятия и опускания ковша грейфера.

Предполагалось, что установка будет работать на лисичанском угле, однако практика показала, что вследствие дробления непрочного лисичанского угля мешалкой с газом уносится значительное количество угольной пыли, образующей вместе с сажей в газопроводе мощные отложения. При переходе с лисичанского угля на лучший, более твердый бежановский уголь марки «Г», заносы угольной пыли стали значительно меньше.

Однако все же «пыление» генераторов довольно значительно и в 1 $м^3$ газа содержится 12—13 *г* пыли, что соответствует примерно 3,5% от веса всего загружаемого топлива.

Чистка газопроводов, не снабженных пылевыми мешалками, затруднительна.

Отдельные практические данные по работе генераторов следующие. Состав газа: CO_2—6,0—7,5%; O_2—0,2—0,4%; CO—21,0—24,0%; H_2—15,0—17,5%; CH_4—3,4% и N_2—47—52%; температура газа 470—520°. Давление пара 1,5 *ат* (изб.). Температура паровоздушной смеси—60—62°. Давление паровоздушной смеси 80—120 *мм* вод. ст. Давление газа в газопроводе—10—40 *мм* вод. ст. Производительность генератора—16—17 *т/сутки*, что соответствует интенсивности газификации в 143—152 *кг/м² час*. В отдельные периоды генераторы имели бо́льшую производительность. Расход пара 0,3—0,5 *кг/кг* угля. Высота слоя засыпки—0,9—0,8 *м*; из них слой шлака—0,3—0,2 *м* и раскаленная зона—0,4—0,3 *м*. Состав газа при надлежащем уходе постоянен. Ручная шуровка производится 2—3 раза в смену с целью контроля работы генераторов.

При применении для газификации в генераторах Вельмана (что на отдельных генераторах и имеет место) угля марки «Д» они легче шлакуются, и увеличивается унос пыли с газом, что вызывает более частую чистку. Прибавка к длиннопламенному углю (лисичанскому) спекающегося угля марки «ПЖ» уменьшает количество пыли в газе.

В части I, табл. 48 приведен тепловой баланс генератора Вельмана при работе с малой нагрузкой (120 *кг/м² час*) на бежановском газовом угле[111].

В 1935—1936 гг. работа генераторов несколько улучшилась за счет повышения качества контроля и сортировки и применения одной марки топлива и более сухого пара для инжекторов. В целях повышения производительности диаметр шахты был увеличен за счет уменьшения толщины футеровки; шуровочный лом был удлинен.

При грохоченном топливе марки «Г» с A^p—8—12%; W^p—4—5%, температуре паровоздушной смеси в 60°, температуре газа в 450°, давлении дутья—100 *мм* и газа—20 *мм* вод. ст., составе газа: CO_2—5,5%; CO—24,5%; CH_4—2,5%; H_2—13,0%; N_2—54,5%, производительность генератора составила 25 *т/сутки*. Содержание горючего в шлаке, как и раньше, было велико: 20—30%.

Целесообразнее, чем увеличение диаметра за счет ослабления футеровки, был бы отказ от инжекторов и уменьшение ввода пара, что позволило бы увеличить давление дутья, улучшить выжиг остатков и значительно повысить производительность.

Опыт установки генераторов системы Вельмана показал, что в генераторах с автоматическими шуровочными приспособлениями не следует применять легко распадающиеся угли.

Аналогичная станция была установлена на Константиновском цинковом заводе. Она оборудована 7 генераторами Вельмана диаметром в 3,2 *м*. Генераторы продолжительное время работали неудовлетворительно вследствие невысокого качества лисичанского угля (много мелочи) и сильного засорения газопроводов, имевших большую длину (более 200 *м*). В газопроводах наблюдались отложения смол, кокса и пыли. Их приходилось очищать каждые 15—16 дней.

Станция Луганского завода (рис. 44) поставлена фирмой «Петер» и состоит из 5 генераторов диаметром в 3 *м*, обслуживающих мартеновский цех. Газ из генераторов поступает через пылеуловители, коллектор и стояки в подземные газопроводы к печам. Газогенераторы оборудованы решетками Гильгера и автоматическими питательными и шуровочными приспособлениями типа «Чапман». Привод решеток—от общей трансмиссии, а питателей и шуровочных приспособлений—от индивидуальных моторов.

Подача воздуха для дутья и в шуровочные затворы осуществляется общим вентилятором. Пар подается отдельным вентилятором из котельной. Генераторы оборудованы резервными инжекторами и не снабжены охлаждающим кожухом. Высота генератора от чепца решетки до отводного штуцера—2,0 *м*; расстояние от чепца решетки до низшего положения горизонтального стержня мешалки—1 *м* и до высшего—1,5 *м*; диаметр отводного штуцера—1 *м*.

При применении сортированного слабо спекающегося и невспучивающегося угля с величиной кусков в 13—25 *мм* и температурой плавления золы не ниже 1150° фирма гарантировала производительность генератора в 26—27 *т/сутки*, низшую теплотворную способность газа в 1300 *кал/м*^{3} и расход пара в 0,35 *кг/кг*. При испытании генератора Харьковским институтом промэнергетики[112] среднесуточный расход топлива составил 23 883 *кг* (139,8 *кг/м*^{2} *час*).

Состав топлива (гришинского угля) был следующий: W^p—3,81%; A^p—12,76%; S^p—2,09%; C^p—66,77%; H^p—4,87%; O^p—8,11%; N^p—1,59%; V^p—29,9%; $Q^p_в$—6705 *кал/кг* и $Q^p_н$—6420 *кал/кг*. Состав газа: CO_2—4,25%; O_2—0,3%; C_2H_4—0,38%; CH_4—2,4%; CO—25,2%; H_2—12,17%; N_2—55,30%; $Q_в$—1425 *кал/м*^{3}; $Q_н$—1339 *кал/м*^{3}, темпе-

ратура его 628° и содержание пыли—18,6 *г/м³*. Расход пара составлял 0,255 *кг/кг*.

При другом испытании уголь был состава: W°—2,85; A^{p}—12,22; S^{p}—1,67%; C^{p}—68,18%; H^{p}—4,92%; O^{p}—8,73%; N^{p}—1,4%; V^{p}—31,47%; $Q^{p}_{в}$—6926 *кал/кг* и $Q^{p}_{н}$—6643 *кал/кг*. Производительность генератора составила 19,45 *т/сутки* (116 *кг/м² час*), и состав газа был следующий: CO_2—6,0%; O_2—0,4%; C_2H_4—0,3%; CH_4—2,43%; CO—23,76%; H_2—14,51%; N_2—52,6%; $Q_{в}$—1443 *кал/м³* и $Q_{н}$—1346 *кал/м³*. Выход сухого газа составлял 3,56 *м³/кг*; влажность газа—69 *г/м³*; температура газа 531°; содержание в нем пыли—9,25 *г/м³* и смолы—9,12 *г/м³*. Температура паровоздушной смеси составляла в среднем 62°; расход пара—0,32 *кг/кг*. Получаемый мелкозернистый шлак легко разбивался при шуровке. Давление дутья под решеткой составляло в среднем 176 *мм* и давление газа—36 *мм* вод. ст., горючего в шлаке—9%.

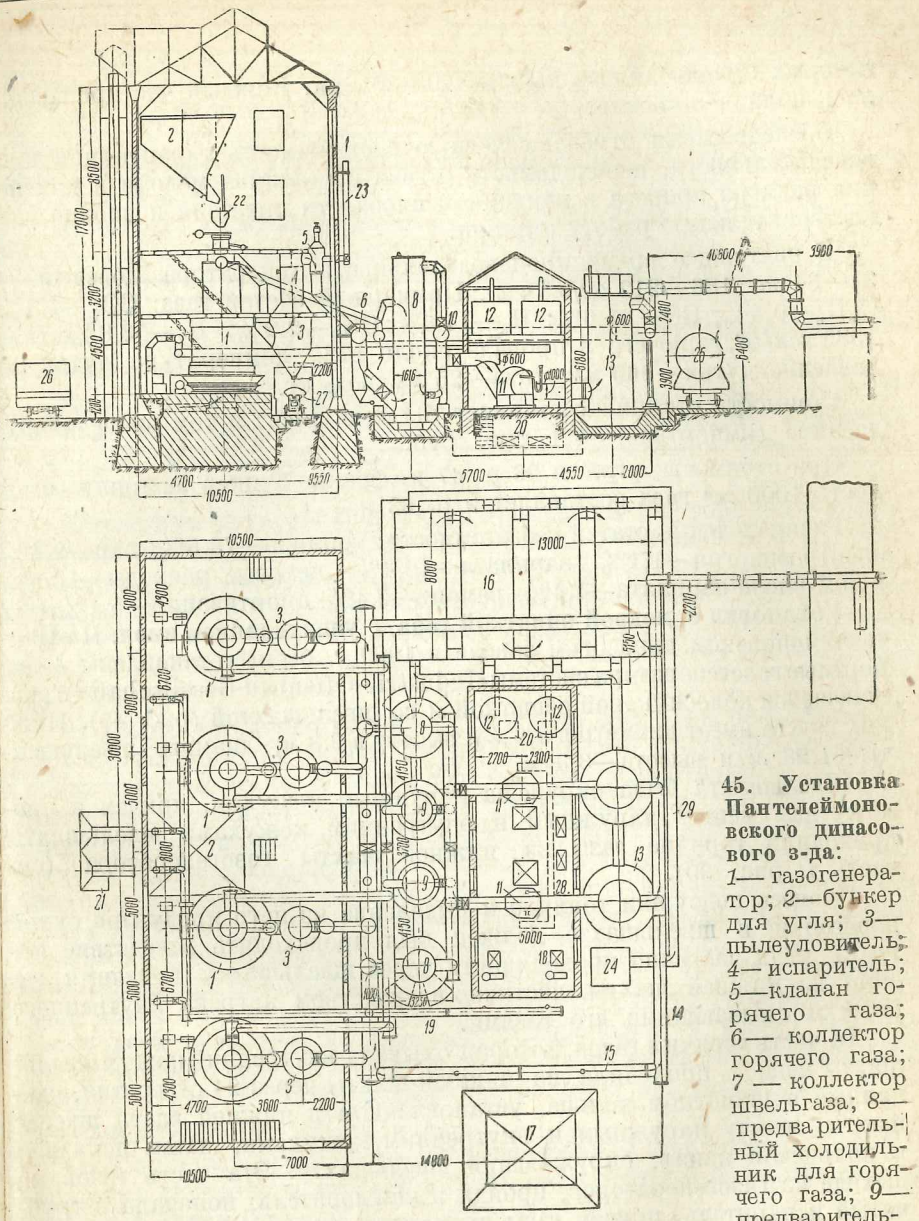
Слой шлака поддерживался высотой в среднем в 280 *мм*; раскаленная зона—290 *мм* и слой угля—750 *мм* (650—970 *мм*). Решетка вращалась на выгреб шлака периодически. Шуровочное приспособление вращалось со скоростью 1 оборота в 2 минуты. Образование настылей на стенках шахты нарушало нормальную работу, вызывая задержку мешалки в слое топлива или вне его при повышении или понижении слоя.

При работе наблюдалось неравномерное распределение слоя топлива по сечению генератора: он был выше на стороне, соответствующей прорезу в наклонной плоскости питателя вследствие попадания туда большого количества мелкого топлива.

Тепловой баланс, составленный по верхнему пределу, показал, что в теплотворной способности газа содержится 70,69% и в теплотворной способности газа и смолы и их теплосодержании—85,61% от всего прихода тепла; с охлаждающей водой (аппарат Чапмана) теряется около 2%.

Специально поставленный в течение 24 час. опыт работы генератора с повышенной нагрузкой дал производительность генератора в 27,6 *т/сутки*. Показатели работы при этом были следующие: ситовой анализ топлива: 0—10 *мм*—22%; 10—20 *мм*—34,4% и 20—60 *мм*—43,6%; состав топлива: W^{p}—3,68%; A^{p}—12,8%; $Q^{p}_{в}$—6700 *кал/кг* и $Q^{p}_{н}$—6419 *кал/кг*. Плавкость золы: начало деформации 960°, начало размягчения 1200° и жидкоплавкое состояние 1350°. Состав газа: CO_2—4,13%; O_2—0,35%; C_2H_4—0,3%; CH_4—2,3%; CO—25,8%; H_2—12,0%; N_2—55,12%; $Q_{в}$—1416 *кал/м³* и $Q_{н}$—1330 *кал/м³*. Давление дутья составляло 210—215 *мм* вод. ст. Температура паровоздушной смеси была равна в среднем 55°. Средние размеры отдельных зон составляли: шлака—215 *мм*, раскаленной—315 *мм* и угля—750 *мм*. Продолжительность работы решетки на выгреб составляла 9,25 часа—39,8% всего периода работы. Остальное время решетка вращалась в противоположном направлении.

Вследствие неравномерности распределения топлива с увеличением интенсивности газификации увеличились прогары, заделывание



45. Установка Пантелеймоновского динасового з-да: *1*— газогенератор; *2*—бункер для угля; *3*—пылеуловитель; *4*— испаритель; *5*—клапан горячего газа; *6*— коллектор горячего газа; *7* — коллектор швельгаза; *8*—предварительный холодильник для горячего газа; *9*—предварительный холодильник для швельгаза; *10*—коллектор смеси газов; *11*—промыватель-дезинтегратор; *12*—резервуар для смолы (спуск воды в яму *16*); *13*—скруббер; *14*—газопровод чистого газа; *15*—обводный газопровод (не осуществлен); *16*—отстойник для воды; *17*—градирня (не осуществлена); *18*—воздушный вентилятор; *19*—воздухопровод; *20*—насосы для смолы (подают в резервуар *12*); *21*—приямок ковшевого элеватора для угля; *22*—вагонетка подвесной дороги (не осуществлена); *23*—продувная труба; *24*—яма для воды; *25*—цистерна для смолы; *26*—вагонетка для угля; *27*—вагонетка для золы; *28*—канал для смолы; *29*—канал для воды.

которых производилось каждые 20—30 мин. Каждый час производилась полная шуровка.

Обследователи отмечают легкую достижимость гарантийной производительности, необходимость отсева из топлива мелочи и изменения размера прореза в наклонной плоскости питателя и вполне удовлетворительную работу станции.

В настоящее время производительность генератора доведена до 31—34 *т* (186—212 *кг/м²час*). Примерный состав газа: CO_2—4,3%; C_mH_n—0,4%; CO—27,6%; H_2—11,5%; CH_4—2,2%; N_2—53,8%; $Q_н$—1382 *кал/м³*; горючего в провале около 17%, температура дутья 56° давление дутья—260 *мм*, газа—25 *мм* вод. ст.

Стоимость станции составляет 811 тыс. руб., в том числе оборудование (импортное)—421 тыс. руб.

При стоимости угля в 26 р. 47 к. франко бункер за тонну стоимость 1000 *м³* газа составляет 9 р. 63 к.

Распределение статей себестоимости: топливо—73,5%, пар—2,4%, электроэнергия—1,1%, зарплата—12,4%; цеховые расходы—10,6%, в том числе зарплата—1,4%, ремонт—2,4%, амортизация—5,1% ([31]).

Установки с мокрой очисткой газа и улавливанием смол. На Пантелеймоновском динасовом заводе в 1929 г. были установлены 4 импортные газогенератора системы «Industrie-Offenbau-Gesellschaft» с вращающейся колосниковой решеткой и со швельшахтой (рис. 45). Нижняя шахта имеет диаметр в 2,6 *м* и высоту в 2,3 *м*; диаметр швельшахты—1,28 *м* и высота—3,3 *м*.

Швельшахта была окружена наружным кожухом, причем в промежутках между наружным и внутренним кожухами швельшахты проходили горячие газы из нижней шахты газогенератора (см. часть I, рис. 30).

Процесс подсушки топлива и выделение из него продуктов сухой перегонки в швельшахте должен был происходить вследствие нагрева угля частично проходящими через швельшахту горячими газами из нижней шахты, частично посредством нагрева внутреннего кожуха омывающими его газами.

Та часть горячих газов, которая омывала внутренний кожух швельшахты извне, проходила из нижней шахты через 24 отверстия, сделанные в шамотном кольце, установленном в нижней части швельшахты, между наружным и внутренним кожухами, затем попадала в кольцевой канал, окружающий швельшахту. Эта часть газов по выходе из газогенераторов, пройдя пылеуловитель, попадала в трубчатый испаритель, причем газы проходили в испарителе снизу вверх через 118 двухдюймовых трубок длиной 1400 *мм*. Общая поверхность нагрева испарителя составляла около 27 *м²*. После испарителя газы выходили в общий для всех генераторов газопровод, откуда направлялись в скруббер высотой в 7 *м* и диаметром в 1,6 *м*. Другая часть получаемого в нижней шахте генератора горячего газа проходила через швельшахту, смешивалась в ней с продуктами низкотемпературной перегонки угля и направлялась по наклонному газопроводу диаметром в 400 *мм* в трубчатый холодильник высотой в 5,75 *м* и диаметром в 1,6 *м*. Пройдя холодильники, оба потока газа попадали в общий газопровод, откуда отсасывались дезинтегратором, производящим дополнительную очистку газа от смолы с помощью промывной воды.

По выходе из дезинтегратора газ проходил через каплеуловитель, после чего дополнительно охлаждался в холодильнике, заполненном кольцами Рашига, высотой в 6 *м* и диаметром в 2,5 *м* и освобождался от механически увлеченной воды.

Из холодильника газ по длинному газопроводу подводился к туннельным печам.

Взамен развозки топлива вагонетками (см. рис. 45) его подают из поднятого высоко бункера к загрузочным коробкам рукавами. Градирня была заменена далеко отстоящим бассейном. Перед скрубберами предусмотрен коллектор.

Фирма давала гарантию, что при применении газового угля с теплотворной способностью в 6000—6500 *кал/кг* с зольностью в 10—15% и содержанием пыли (0,3 *мм*) в 20—30% производительность генератора составит 18 *т/сутки*, теплотворная способность газа—не менее 1450 *кал/м³* и содержание горючего не превысит 3% от веса сухой золы. Очищенный газ не должен содержать больше 0,4 *г* пыли и смолы на 1 *м³* газа.

В работе установки вскоре после пуска выявился ряд недочетов. Трубки испарителей быстро забивались пылью и смолой, что ухудшало теплопередачу и вызывало большое сопротивление проходу газов. Это осложнялось отсутствием люков для прочистки испарителя. Пар пришлось подавать со стороны. Отверстия для прохода газа в шамотном кольце, расположенном между наружным и внутренним кожухами швельшахты, засаривались смолой и пылью, и почти весь поток газов направлялся во внутреннюю шахту. Люки для прочистки отверстий отсутствовали. Уголь (газовый) коксовался в швельшахте и образовывал провисания, что заставляло вести работу с пониженным слоем топлива, в результате чего внутренние кожуха швельшахт двух генераторов оказались сожженными, и работу вели со слоем топлива менее 2 *м*. Применялся преимущественно бежановский сеяный уголь. В газе содержалось большое количество CO_2 и H_2 и малое количество CO.

В результате неудовлетворительной работы генераторов были выброшены внутренние верхние шахты, и генераторы были пущены на работу с одним отъемом.

Из генератора газ попадает в пылеуловитель, уширенный в средней части, и далее в предварительный холодильник, орошаемый водой и снабженный снизу водяным затвором. Из холодильника газ направляется в дезинтегратор, где имеет место основная очистка газа от смолы. Под давлением в 50 *мм* вод. ст. газ из дезинтегратора поступает в скруббер, наполненный кольцами Рашига, и отсюда—в главную газовую магистраль.

В качестве топлива применялся газовый уголь—орешек Гришинского шахтоуправления—примерно следующего состава: W^p—2,6—3,6%; V^c—40,52%; кокса—59,48%; A^c—16,52%; $Q^p_н$—6320 *кал/кг*; с размером кусков 20—50 *мм*. Зола—мало спекающаяся; шлакование бывало при недостатке пара. Содержание горючего в шлаке невелико—8—10%. Примерный состав сухого газа: CO_2—5,3%; O_2—0,4%, H_2—15,2%; CO—20,6%; CH_4—3,1% и N_2 —55,4%. Температура газа при выходе из генератора 570° и в сети до 40°. Высота слоя топлива составляла 1350—1600 *мм*.

В смоле, по данным Института промэнергетики ([113]), содержится С—85,5% и H_2—11,5%. Газопроводы очищаются отчасти выскребыванием, отчасти промывкой горячей водой. Смола поступает в продажу. Унос по виду представляет собой мелкие чешуйки скоксованного угля вместе с сажей.

При применении рядового угля режим генераторов ухудшается.

Испытания генератора Пантелеймоновского завода при работе с одним отъемом газа характеризуются следующими данными.

Состав угля: W^p—4,5%; A^p—12,64%, V^p—34,09%; $S^p_{об}$—3,42%; C^p—67,47%; H^p—4,62%; $(O+N)^p$—7,36%; N^p—1,29 и $Q^p_в$—6975 *кал/кг*. Расход угля—595 *кг/час*; интенсивность газификации—121,3 *кг/м² час*; продолжительность испытания—37,75 часа; число шуровок за время испытания—118; высота шлакового слоя—153 *мм*, раскаленной зоны—337 *мм* и угля без шлака—1642 *мм*; горючего в шлаке—1,86% от веса угля; температура газа, выходящего из генератора, 605°; теплотворная способность газа (высшая)—1442 *кал/м³*; выход газа из 1 *кг* угля—3,45 *м³*; давление дутья—131 *мм* вод. ст.; давление газа—66 *мм* вод. ст.; температура дутья—58,8°; давление воздуха за вентилятором—388 *мм* вод. ст.; влажность газа—72,7 *г/м³*; средний состав газа: CO—22,74%; H_2—15,00%; CH_4—2,76%; C_mH_n—0,20%; CO_2—6,70%; O_2—0,20% и N_2—52,40%.

Тепловой баланс генератора приведен в табл. 58.

Станция в настоящее время работает на смеси газового грохочепного угля (70%) и коксика (30%).

Установлен третий дезинтегратор, в котором во избежание засорения промывной жидкостью служит вода. Коллектор и холодильник швельгаза выключены. До стахановского движения имела место нехватка газа; после оказался его излишек (три генератора в работе, один резервный).

Тщательное наблюдение за состоянием и высотой зон и отсутствием зашлакования, внимательный подбор температуры дутья и рациональная система оплаты, связанная с показателями по генератору, позволили повысить производительность в среднем до 20—21 *т* (до 27 *т*) в сутки при хороших показателях по газу и выжигу остатков. Данные по работе: высота слоя—2 *м*; давление дутья—150 *мм* вод. ст.; температура дутья 56—58°, температура газа в пылеуловителе 450°, до дезинтегратора 65° и за скруббером 35°. Состав газа: CO_2—3,5%; CO—24,7%, CH_4—1,7%, H_2—16,2%; N_2—53,9%; $Q_в$—1405 *кал/м³*.

Таблица 58

Тепловой баланс генератора (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	94,85	Теплотворная способность газа	67,65
Теплосодержание угля .	0,07	Теплосодержание сухого газа	9,40
Теплосодержание воздуха	0,52	Теплосодержание влаги газа	4,21
Теплосодержание пара .	4,56	Теплотворная способность горючего в шлаке . . .	1,96
		Теплотворная способность смолы	8,95
		Потери в окружающую среду	7,83
Всего	100,0	Всего	100,0

Намечена подача смолы в генератор. Швельшахта несколько препятствует обслуживанию. Решетка недостаточно равномерно удаляет шлак и распределяет дутье.

Генератор обслуживается одним газовщиком.

Для питания каналов Фурко очищенным газом Лисичанский стеклозавод был оборудован спроектированной и выполненной в СССР станцией, снабженной аппаратами для мокрой очистки газа. Расположение станции показано на рис. 46 [1].

Станция состоит из 8 генераторов диаметром 2,5 *м* с решеткой Керпели без охлаждающего кожуха. Газ из генератора попадает через футерованный газопровод диаметром 700 *мм* и пылеуловитель диаметром 2500 *мм* с перегородкой и стояк диаметром 2 *м* в нефутерованный коллектор диаметром от 600 до 1200 *мм* и далее двумя вентиляторами (третий резервный) подается в 3 скруббера диаметром 1,8 *м* с хордовой насадкой. Над скруббером расположены электрофильтры. Из электрофильтров газ направляется к потребителю.

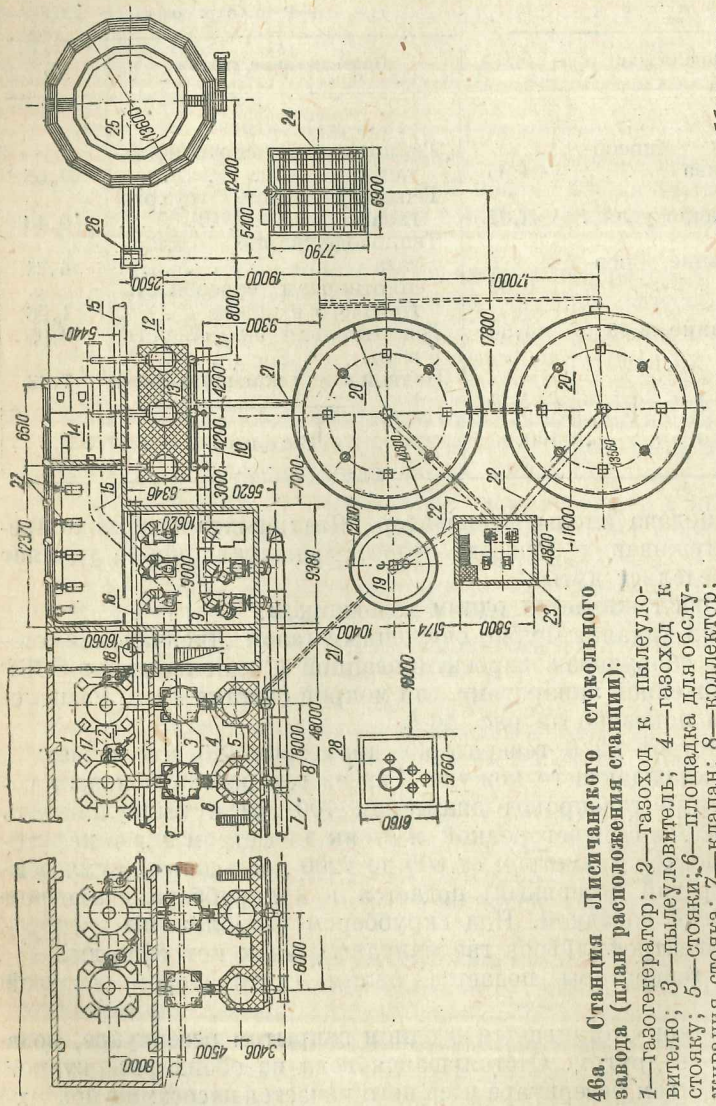
Воздух в генераторы подается одним вентилятором (второй резервный).

Вода из стояков отстаивается в одном закрытом резервуаре, вода из скрубберов—в другом. Отстоявшаяся вода из обоих резервуаров собирается в третьем резервуаре и из него качается насосами в поверхностный холодильник (во избежание выделения загрязнений в атмосферу). Охлаждающая вода охлаждается на градирне.

Отстоявшаяся смола из всех трех резервуаров насосами качается в тару. Предусмотрена возможность разогрева смолы в резервуарах.

[1] В стадии сооружения станции тарельчатые затворы были заменены затворами с поверхностями, заливаемыми водой (часть I рис. 111).

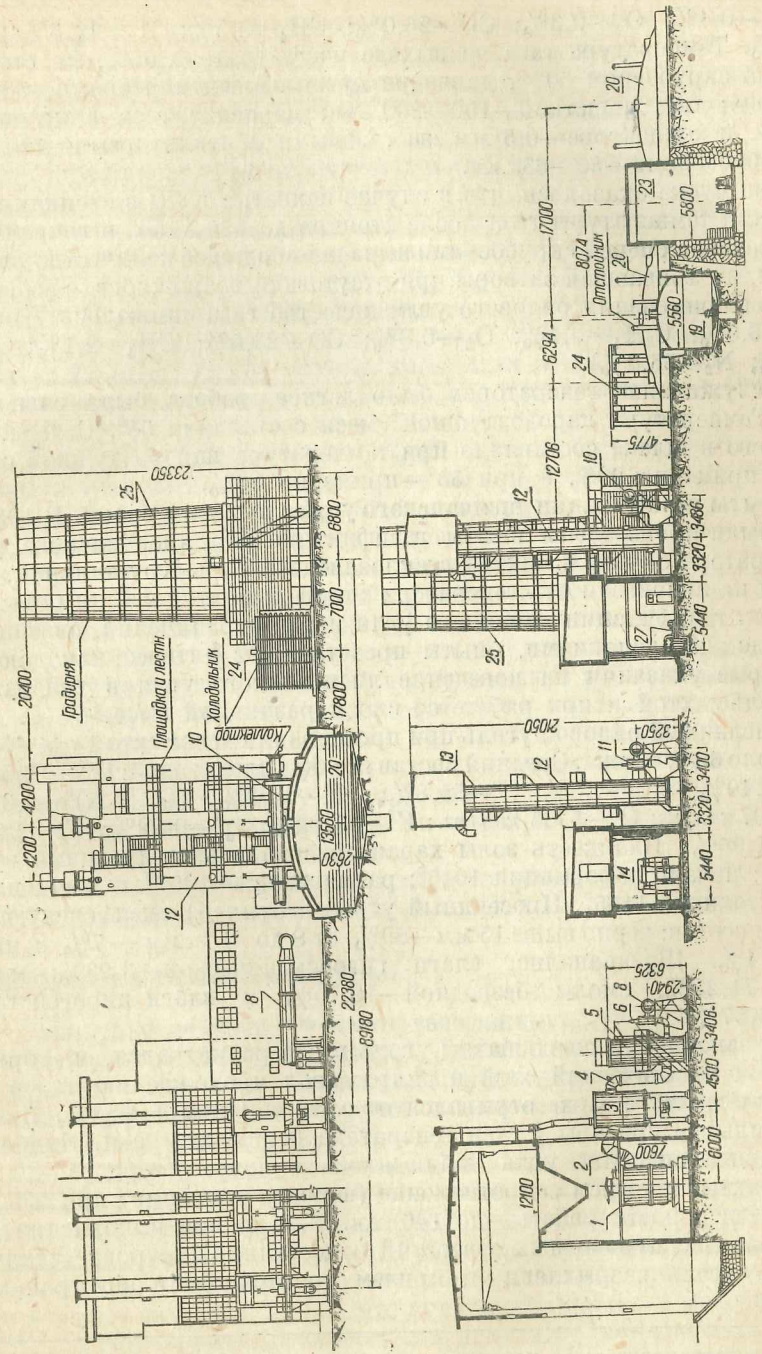
Топливо подается из ям, находящихся у самих генераторов, с помощью мостового крана и грейфера.



46а. Станция Лисичанского стекольного завода (план расположения станции):
1—газогенератор; *2*—газоход к пылеуловителю; *3*—пылеуловитель; *4*—газоход к стояку; *5*—стояки; *6*—площадка для обслуживания стояка; *7*—клапан; *8*—коллектор; *9*—газовый вентилятор; *10*—газопровод к скрубберам; *11*—клапан; *12*—скруббер с расположенным над ним электрофильтром; *13*—площадка для обслуживания электрофильтров; *15*—газопроводы очищенного газа; *16*—воздухопровод; *17*—обратный клапан; *18*—регулятор давления; *19*—смолоотстойник для стояков; *20*—смолоотстойники для скрубберов; *21*—каналы для стока вод; *22*—каналы для стока смолы и масел; *23*—насосная для смолы и масел; *24*—поверхностный холодильник; *25*—градирня; *26*—приемный колодец для воды; *27*—центробежные насосы для воды; *28*—дефенольционная установка.

Здание железобетонное, не отапливаемое. Станция была пущена в конце 1935 г. без электрофильтров.

Работала станция на лисичанском длиннопламенном и газовом грубо грохоченном угле с зольностью в 8—12% и влажностью в 6—7% и с размером кусков 30—150 *мм*. Средние показатели: производительность генератора—22 *т* (185 *кг/м²час*); состав газа: CO_2—4,5%;



46б. Станция Лисичанского стекольного завода (внешний вид и разрезы) (экспликацию см. рис. 46а)

C_mH_n—0,4%; O_2—0,3%; CO—26,0%; CH_4—2,5%; H_2—14,5%; N_2—51,8%. Температура газа по выходе из генератора 550°, за стояком 75°, за скруббером 50° [1]; давление дутья за вентиляторами—500 *мм* вод. ст.; под решеткой—150—200 *мм*; давление газа в штуцере—10 *мм*, в коллекторе—0,5 *мм*, за газовыми вентиляторами—120 *мм*, за скрубберами—60—65 *мм*.

При пуске оказалось, что в случае нехватки воды в стояках и повышения температуры газа после стояков до 120—150° в гидравлических затворах перед скрубберами выпадало большое количество вязкой смолы, засаривавшей затворы при отсутствии возможности разогрева.

При применении рядового угля качество газа снижалось (состав: CO_2—6,0%; C_2H_4—0,4%; O_2—0,3%; CO—23,5%; CH_4—2,1%; H_2—12,7%; N_2—55,0%).

Обслуживание генераторов было легкое, работа была равномерная. Температура паровоздушной смеси составляла 55°. Содержание горючего в шлаке составляло при температуре паровоздушной смеси в 60° примерно 20% и при 55°—примерно 10%.

Опыты газификации лисичанского угля с высоким слоем. В 1932 г. ВТИ были произведены опыты газификации [114] лисичанского угля в генераторе со швельшахтой стеклозавода в Гусь-Хрустальном. Несмотря на непригодность генератора со швельшахтой с одним отъемом газа для газификации каменного угля и ряд ограничений, связанных с заводскими условиями, опыты представляют интерес, как дающие некоторые указания на поведение лисичанского угля в генераторе со швельшахтой и при работе со слоем различной высоты.

Присланный рядовой уголь при просеивании через сито 15 × 15 *мм* дал около 35% отсева. Средний состав его был следующий: W^p—11,58%; A^p—14,40%; $S^p_{об}$—4,8%; C^p—55,8%; H^p—4,03%; $(O + N)^p$—9,39%; $Q_в$—5607 *кал/кг*; $Q_н$—5335 *кал/кг*.; $V^г$—41,82%; $S^p_а$—0,22%; $S^p_к$—2,64% и S_0—1,96%. Плавкость золы характеризовалась следующими величинами: начало деформации 1015°; размягчения—1057° и жидкоплавкое состояние—1165°. Просеянный уголь в бункере имел следующий ситовой состав: зерно выше 15 *мм*—89%, от 8 до 15 *мм* — 7% и ниже 8 *мм* — 4%. Швельанализ: влаги гигроскопической—3,23%; полукокса—71,25%, смолы безводной—12,75% и влаги пирогенетической—5,57%.

При заполнении швельшахты уголь в ней размягчался, и образовавшийся пластический слой препятствовал прохождению газов через швельшахту и даже отрывался от слоя топлива в шахте. Имели место сильные прогары у стен генератора и перекосы зон. Наиболее интенсивное спекание угля наблюдалось в поясе опорного кольца швельшахты, имевшем сопротивление (перепад давления) при небольшой интенсивности работы—до 140 *мм*. Только при выполнении дополнительных шуровочных отверстий и постоянной шуровке удалось держать уголь разрыхленным, причем прогары были неустранимы.

[1] Высокая вследствие неготовности градирни.

При работе в этом же генераторе со слоем топлива в 2,5 *м* (со шлаком—3 *м*) и при интенсивности газификации до 102 *кг/м²час* (17,5 *т/сутки*) работа шла равномерно, остатки хорошо выжигались, и газ имел высокую теплотворную способность. Наблюдались лишь небольшие прогары. Дальнейшее увеличение интенсивности газификации лимитировалось ограничением (по заводским условиям) температуры газа.

При газификации со слоем в 2,5 *м* и интенсивности газификации в 102 *кг/м² час* средние показатели работы были следующие. Состав газа: CO_2—5,56%; H_2S—1,19%; $C_m H_n$—0,17%; O_2—0,19%; CO—26,44%; H_2—12,37%; CH_4—2,99%; N_2—51,09%; $Q_в$—1560 *кал/м³*; $Q_н$—1467 *кал/м³*; влажность газа—70,7 *г/м³*. Расход воздуха—1,69 *м³/кг*; пара—0,22 *кг/кг*; выход сухого газа—2,64 *м³/кг*; давление дутья—115 *мм* вод. ст.; давление газа—49 *мм*; серы в шлаке—1,03% и горючего—2,77%; уноса в газе—5,38 *г/м³*; состав уноса: *A*—14,98%; $S_{об}$—3,55%; C—71,31%; H—2,63%; (O + N)—7,53%; $Q_в$—6633 *кал/кг*; смолы в газе 23,27 *г/м³*; состав смолы: C—76,82%; H—8,88%; S—3,40%; (O + N)—10,9%; $Q_в$—8722 *кал/кг*.

Согласно тепловому балансу генератора, составленному по верхнему пределу, распределение расходных статей рисуется следующим образом: в теплотворной способности сухого газа—75,65%; в теплосодержании сухого газа—4,20%; во влаге газа—2,34%; в тепле, уносимом смолой—9,27%; в уносе—1,66%; в шлаке—0,45% и в остатке (в окружающую среду, на испарение воды в рубашке и невязка)—6,43%. Следует отметить, что сопротивление слоя лисичанского угля было примерно вдвое меньше, чем при аналогичных опытах с челябинским и подмосковными углями, и что, несмотря на большой диаметр генератора (3 *м*) и малый диаметр центральной решетки, распределение дутья было равномерным по сечению генератора и выжиг остатков хорошим.

Опыты свидетельствуют об опасности газификации лисичанского угля в генераторе со швельшахтой вследствие размягчения угля.

Газификация тквибульских углей

Тквибульские угли с успехом газифицируют [216] уже в продолжение нескольких лет в генераторах Сименса на Кутаисском известковом заводе. Опыты по газификации тквибульского угля в генераторе бóльших размеров производились в 1933 г. на генераторе «Красная звезда» диаметром в 2,6 *м* [115].

Загруженный уголь соответствовал марке ТК (тквибульский крупный) с размером кусков от 30 до 100 *мм*. Механическая непрочность угля может характеризоваться ситовым анализом топлива, сделанным по прибытии: кусков размером до 25 *мм*—50% и до 16 *мм*—30%. Уголь, подававшийся к элеватору, отбирался вилами с расстоянием между рогами в 25 *мм*, что снижало содержание мелочи до 10—15%. Однако по пути в бункер уголь дополнительно дробился и в бункере содержал 25—35% мелочи с кусками размером меньше 20 *мм*.

Анализ угля в среднем был следующий: W^p—14,86%; V^p—31,45% и A^p—22,63%. Повышенная зольность объясняется тем, что куски угля, содержавшие прослойки сланца, были более прочны и в меньшем количестве попали в отсев.

Производительность генератора составила 10—11 *т/сутки* и лимитировалась золоудаляющим приспособлением, плохо удалявшим шлак. Шлак напоминал хорошо обожженный, очень пористый и непрочный шамот. Высота слоя топлива составляла около 3 *м*; давление дутья под решеткой—150—250 *мм* вод. ст. и газа 30—60 *мм*; температура газа в штуцере 400—500°. В связи с тем, что шлак выгребался частично через люки, содержание горючего в нем было велико и составляло 4—5%. Неравномерность чистки и размера кусков обусловила слоистость и перекос зон в генераторе.

Состав газа в среднем был следующий: CO_2—9,3%; C_mH_n—0,6%; O_2—0,3%; CO—18,7%; CH_4—2,3%; H_2—13,2% и N_2—54,6%; расход воздуха составлял 1,9—2 *м³/кг*, пара—0,4—0,5 *кг/кг*; выход газа 2,6—2,9 *м³/кг*. Спекания угля в шахте генератора не наблюдалось; сверху штангой прощупывался слегка слипшийся слой угля; такое же слипание наблюдалось при выгребе шлака из люков. Пара при опытах подавали излишнее количество.

Испытания указали на хорошие свойства для газификации ткварбульского угля, его малую спекаемость и тугоплавкость шлака.

Газификация кизеловских углей

Опыты газификации кизеловского угля немногочисленны. Главным препятствием к применению этого угля для газификации являлись сильная спекаемость и легкоплавкость его шлака. В 1928 г., по проекту Бюро металлургических и теплотехнических конструкций, на Березниковском заводе было построено несколько газогенераторов Сименса со ступенчатой решеткой с площадью вертикальной проекции в 2 *м²* (см. часть I, рис. 52). При работе на кизеловском угле интенсивность газификации по решетке, считая на вертикальную проекцию, составляла около 70 *кг/м² час*; состав газа был следующий: CO_2—7,7%; CO—21,6%; CH_4—1,06%; C_2H_4—0,1%; H_2—9,7%; O_2—0,2%; температура газа 440—470°. Содержание кокса в шлаке—около 30%. Работа была затруднительна ([182]).

При газификации кизеловского угля проф. Наумовым в газогенераторе диаметром в 0,285 *м* и высотой в 2 *м* с неподвижной решеткой был получен газ состава: CO_2—8,1%; H_2S—1,6%; CO—16,7%; H_2—10,4%; C_mH_n—0,5% и CH_4—2,5%; $Q_в$—1140 *кал/м³*.

Ввиду сильной спекаемости кизеловских углей была исследована газификация их в смеси с челябинскими в пропорции 70% кизеловских и 30% челябинских. Испытание ([117]) производилось в генераторе Дейца диаметром в 2,6 *м*. Высота слоя топлива от головки решетки до нижнего края распределительного конуса составляла 1,18 *м*. Применялся кизеловский сеяный уголь шахт им. Володарского и Ленина.

Качество газификации оказалось вполне удовлетворительным.

При опытах были получены следующие показатели. Состав рабочего топлива (72% кизеловского угля и 28% челябинского): W^p—8,57; A^p—18,42%; $S^p_{об}$—3,83%; C^p—58,69%; H^p—3,68%, $(O+N)^p$—6,81%; V^p—38,0%; $Q_в$—5796 *кал/кг*. Интенсивность газификации—187,4 *кг/м²час*. Расход пара на 1 *кг* рабочего топлива—0,33 *кг*, температура паровоздушной смеси 57,1°; выход сухого газа—2,88 *м³/кг*. Состав сухого газа: CO_2—6,30%; O_2—0,29%; CO—21,60%; H_2—14,13%; CH_4—3,52%; C_mH_n—0,40%; H_2S+SO_2—0,90%; N_2—52,86%; $Q_в$—1390 *кал/м³*. Содержание влаги в газе 87,5 *г/м³*; температура газа при выходе из генератора 480°; давление дутья под колосниками—69,2 *мм* вод. ст.; давление газа при выходе из генератора—4 *мм* вод. ст.; состав сухого шлака: *A*—85,60%; горючее—13,92%; S—0,48%; плавкость в полувосстановительной среде 1160—1310°; содержание смолы в газе—21,8 *г/м³*; теплотворная способность смолы—7778 *кал/кг*; содержание пыли в газе в штуцере—8,8 *г/м³*; к.п.д. генератора на сухой газ—72,4% и на сухой газ и смолу—81,6%.

Тепловой баланс генератора приведен в табл. 59.

Таблица 59

Тепловой баланс генератора на 100 *кг* топлива (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность угля	96,00	Теплотворная способность газа	69,42
Теплосодержание пара .	3,54	Теплосодержание сухого газа	8,16
Теплосодержание воздуха	0,46	Теплосодержание влаги газа	3,59
		Теплотворная способность смолы	8,80
		Потери со шлаком	4,25
		» с пылью	1,78
		Парообразование в водяной рубашке и потери в окружающую среду (по разности)	4,00
Всего	100,0	Всего	100,0

Эксплоатационные данные о работе генераторов на смеси кизеловского и челябинского углей приведены в главе III.

Харьковским институтом металлов в 1930 г. ([183]) были проведены опыты газификации кизеловского, половинкинского и губахинского углей в вагранке с внутренним диаметром 1,5 *м*. Флюсом служил мартеновский шлак.

Ровный ход и жидкий и текучий шлак были получены только при работе на кизеловском угле. Особенно затруднительна была газификация губахинского угля, содержавшего большое количество мелочи.

При газификации кизеловского угля были получены следующие результаты. Состав газа: CO_2—4,0%; CO—25—26%; CH_4—1,2—2,0%; H_2—6,0—8,0%; S—0,024%; H_2S—0,1—0,18%; $Q_н$—1000—1100 *кал/м³*; содержание пыли в газе—1,05—4,60 *г/м³*; выход газа—3,5 *м³/кг*, шлака—34,9%, чугуна—7,6%; температура газа 700°, шлака 1400°; интенсивность газификации, отнесенная к сечению шахты,—550 *кг/м² час*.

Газификация сибирских углей

Угли Кузнецкого бассейна газифицируются на уральских и сибирских заводах. Особое распространение из этих углей имеют угли Ленинского месторождения и прокопьевские.

Газификация углей Ленинского месторождения. Из углей Ленинского месторождения особенного внимания заслуживает уголь Журинского пласта.

По газификации журинского угля в генераторах Гильгера диаметром в 2,6 *м* на заводе «Магнезит» имеются следующие данные. Средний состав газа: CO—25—26%; CH_4+H_2—16% и CO_2—3%. В шлаке, выгребаемом из генераторов,—до 20% горючего. Давление дутья—150 *мм* вод. ст. Чаша и с ней решетка получают вращение через червячный механизм по 3,5 оборота в сутки. Вращение может производиться в обе стороны. Обратный ход дается (при шестичасовом ходе вперед) примерно на три часа. Производительность генератора составляет 10—13 *т/сутки*, повышаясь при благоприятных условиях работы в смысле качества угля и условии обслуживания до 20 *т*.

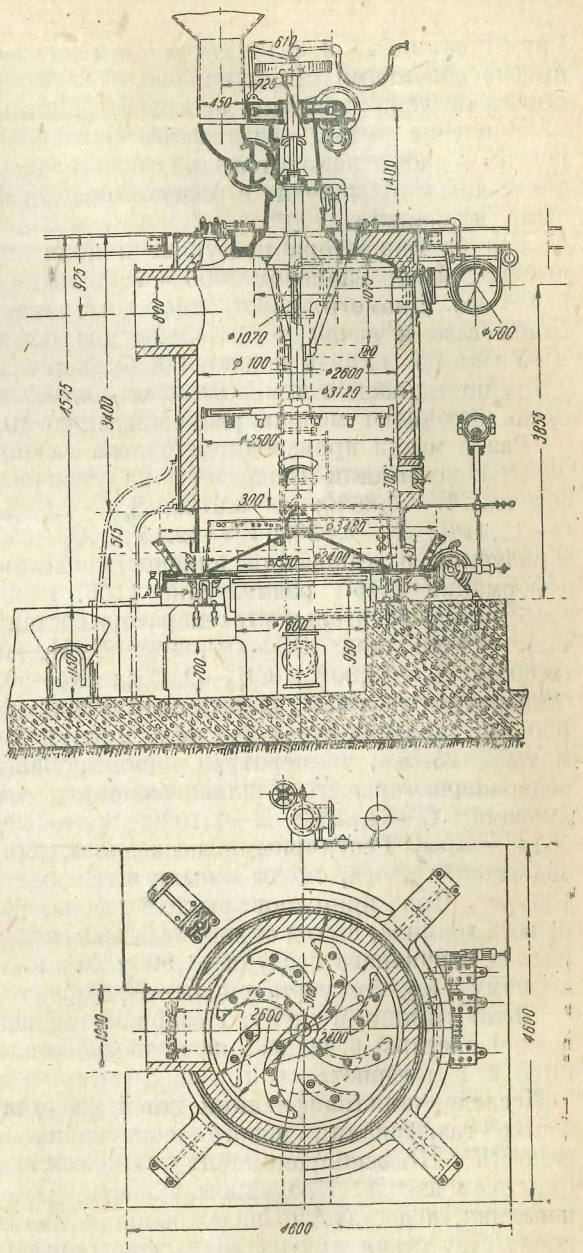
Сравнительное исследование газификации различных пластов ленинского угля—журинского, болдыревского, майеровского и серебряниковского—было произведено проф. Н. Н. Доброхотовым и его сотрудниками в генераторах Златоустовского завода ([118,119]).

Исследованные генераторы имели диаметр в 2,6 *м*. Решетка этих генераторов системы Гильгера была переконструирована проф. Доброхотовым—был добавлен подвод дутья в центр с помощью добавочного колосника.

При газификации углей различных пластов с низкой интенсивностью (55—85 *кг/м² час*) все они дали одинаково удовлетворительные результаты независимо от того, применялся сеяный или несеяный уголь. При газификации с большей интенсивностью различие в свойствах углей сказалось резко. Болдыревский, серебряниковский и майеровский угли принимали пластическое состояние и образовывали слой спекания, трудно продуваемый воздухом. При этом между стенкой генератора и слоем топлива образовывался зазор, через который проходил воздух, вызывая прогары и шлакование. Несмотря на усиленную шуровку для заваливания топлива от центра к стене, достаточно удовлетворительных результатов получить не удалось[1].

При работе на угле Журинского пласта генератор при высокой производительности имел спокойный ход, не шлаковался и давал газ хорошего состава. Интенсивность газификации составляла 167 *кг/м² час*; состав газа: CO_2 — 3,56%; CO — 27,60%; CH_4—4,82%; H_2—13,20%; $Q_н$—1532 *кал/м³*; температура газа 510°. При содержании в сеяном топливе: A^p—5,53%, W^p—4,90%, $Q_н$—6830 *кал/кг*, высоте слоя в 1,6 *м*, содержании горючего в провале в 13,2%, расходе пара в 0,25 *кг/кг* и принятии выхода смолы в 3,2% от веса сухого топлива[2] выход сухого газа подсчитан равным 3,33 *м³/кг*; к. п. д. по холодному газу—74,3%.

Генераторная станция([12]) Нижнесалдинского завода, обслуживающая мартеновский цех, оборудована двумя генераторами с вращающимися решетками системы



47. Генератор Чапмана —Грума

[1] Возможно по причине неприспособленности конструкции генератора для газификации спекающегося угля.

[2] Принятый выход смолы, повидимому, несколько преуменьшен (*Д. Г.*).

Грум-Гржимайло и автоматическими питательными и шуровочными приспособлениями Чапмана (рис. 47). Диаметр генераторов—2,6 *м*; высота от чепца решетки до газоотводного штуцера—2025 *мм*.

Давление дутья, создаваемое вентилятором, составляет 180 *мм* вод. ст. В работе находится один вентилятор, второй—в резерве. Увлажнение дутья происходит в воздухопроводе; последний снабжен обратными клапанами.

Газ из генератора поступает в коллектор через прямоугольный пылеуловитель размером 2000 × 2500 *мм* и высотой конусной части в 280 *мм*. Диаметр газоотводного штуцера—650 *мм*. По пути следования газа к печам установлены два водяных затвора.

Уголь со склада подается к бункерам генераторов емкостью по 2,5 *т* по эстакаде с помощью электролебедки. Перед подачей на трясучке отсеивают мелочь размером ниже 10 *мм*.

Раз в месяц производится чистка газопровода.

При испытании генератора на грохоченном угле (10—100 *мм*) состава: W—6,86%; A—6,97%; $S_{об}$—0,63%; C—66,85%; H—4,90%; O—11,41%; N—2,82%; $V^г$—42,19%; $Q_в$—6504 *кал/кг* с золой, характеризуемой в отношении плавкости следующими данными: начало деформации 1115°, размягчение 1155° и жидкоплавкое состояние 1215°,—производительность генератора составила 22 *т/сутки* (175 *кг/м² час*). Состав газа: CO_2—10,60%; C_mH_n—0,57%; O_2—0,20%; CO—19,60%; H_2—15,80%; CH_4—2,45%; N_2—50,73%; $Q_в$—1400 *кал/м³*; температура газа 630°; высота слоя шлака—около 200 *мм* и топлива—860 *мм*; давление дутья под колосниками было равно 150 *мм* вод. ст. и газа—65 *мм*; температура паровоздушной смеси составляла 69°; содержание горючего в шлаке равнялось 4,8%; состав уноса был следующий: C—64,88%; H—1,10%; $S_{об}$—1,26%; A—29,37% и $Q_в$—5514 *кал/кг*. Регулярными исследованиями было установлено, что содержание влаги, смолы и пыли в газе составляет суммарно от 75 до 135 *г/м³*. При принятии выхода смолы, равным 6,1% и пыли—6% от веса топлива, выход сухого газа был подсчитан равным 3,2 *м³/кг*, расход первичного воздуха—1,99 *м³/кг*; к. п. д. газификации по холодному газу без учета смолы—68,2%.

Штат станции в смену: 1 старший газовщик, 2 газовщика, 1 зольщик, 1 слесарь, 6 человек на подвозке топлива, 1 машинист подъемника и 1 моторист.

Исследования газификации углей различных месторождений. Качество газификации целого ряда сибирских углей было исследовано ([121]) Новосибирским теплотехническим институтом на Беловском цинковом заводе. Продолжительность проведенных испытаний была невелика, и достаточно надежными их считать нельзя. Вместе с тем ввиду отсутствия других данных по газификации целого ряда сибирских углей эти данные приводятся для некоторой ориентировки. На Беловском цинковом заводе установлены семь генераторов фирмы «Демаг», предназначенных для обслуживания цинковых дестилляционных печей. Генераторы—с вращающейся чашей и водяным затвором диаметром в 2,6 *м*. Решетка—центральная, цилиндрической формы, перекрыта круглым чепцом, под которым находятся два ряда отверстий для воздуха. Привод чаш от мотора в 16 *квт* и трансмиссии. Генератор снабжен в качестве резерва инжектором.

В табл. 60 приведены данные о работе генераторов при испытании.

Беловский уголь оказался прекрасно газифицирующимся топливом. Недостатком являются его мягкость и непрочность, не допускающие работы с большим давлением дутья, так как при повышенном давлении мелочь в значительном количестве уносится в газопровод.

Журинский уголь уклона № 3 содержал много мелочи и применялся после отсева мелочи, составлявшего около 30%. Журинский уголь Новоленинского пласта был в довольно крупных кусках, однако непрочных и легко раскалывающихся. Процент мелочи оказался значительным и после предварительного грохочения через 8-*мм* сита.

При хорошем надзоре процесс газификации журинского угля протекал ровно. Прогары легко устранялись, и в большой шуровке не было необходимости. В газе было много смолистых веществ.

Испытывавшийся анжерский уголь представлял собой довольно однородную массу величиной с крупный орех. Применялся сеяный уголь. Куски его были довольно прочны. При его газификации генератор во все время испытания имел однобокое горение. Приходилось шуровочными штангами перебрасывать уголь из негорящей части в горящую. Значительная часть угля осталась несгоревшей, чем и объясняется большой процент горючего в шлаке.

Несмотря на ненормальность хода, уголь все же хорошо газифицировался, и газ получался равномерным и хорошего качества. Прогаров не наблюдалось. Работа шла легко. К концу опыта удалось перебросить процесс горения также и в негоревшую часть шахты.

Авторы обследования указывают, что уголь вполне пригоден для использования в генераторных установках.

Испытывавшийся кемеровский уголь был очень мелок. В нем было много породы, что повысило его зольность. Отсеяно было 50% кусков меньше 7 *мм*. Процесс газообразования протекал довольно нормально. Имело место значительное шлакообразование. Шуровать приходилось довольно часто, так как уголь спекался. Шуровка не была тяжелой. Приходилось подравнивать поверхностный слой топлива и тяжелыми штангами забивать и разрушать настыли и прогары. Масса спекшегося кокса была вязка, но разрушать ее было нетрудно. Авторы исследования приходят к выводу, что уголь пригоден для газификации.

Прокопьевский уголь пласта «Мощный» был крупным и обладал значительной механической крепостью. Процесс газификации его проходил нормально. Уголь имел размер в 15—50 *мм*. Прогаров не было. Горение было равномерное. Шуровки были не часты и не тяжелы. Газ сравнительно бесцветен и содержит мало пыли.

Испытывавшийся араличевский уголь механически прочен и тверд, трудно поддается измельчению. Не спекается, близок к антрацитам. Из-за неравномерности размера кусков в генераторе появлялись прогары. Большой процент горючего в шлаке объясняется расстроен-

Данные об опытах газификации сибирских углей в газогенераторе системы «Демаг» *Таблица 60*

Данные \ Угли	Беловский	Журинский (смесь углей уклона № 3)	Журинский (Оленинской шахты)	Черногорский (хакасский)	Черемховский	Араличевский	Анжерский	Кемеровский	Прокопьевский
Состав топлива (в %)									
C^c	71,35	72.58	74,77	68 31	60,91	80,70	78.78	75,63	84,98
H^c	4,88	5,33	5,50	5,01	4,62	3,35	3,93	4,16	3,99
O^c	10,62	12,94	13,75	11,22	12,80	4,0	4,15	5,39	3,88
N^c	1,77	2,16		1,87				1,80	1,94
$S^c_{об}$	0,96	0,53	0,28	1,54	0,92	0,61	0,47	0,48	—
A^c	10,42	6,45	5,70	12,05	20,75	11,34	12,67	12,54	5,21
W^p	3 11	9,19	6,50	3,95	4.80	5,95	1,50	7,07	2,16
V^c	33,94	—	—	34,89	32,18	7,72	—	21,50	—
Q^c_s (в *кал/кг*)	7139	7089	7300	6829	6013	7371	7668	7346	7985
Производительность генератора (в *т/сутки*)	22,5	14,1	16,3	14,3	9,6	7,0	8,5	14,7	25,4
Интенсивность газификации (в *кг/м²час*)	177	111	127	112	75	55	67	115	200
Температура газа (в °С)	602	517	505	585	518	400	450	565	595
Давление дутья под решеткой (в *мм* вод. ст.)	150	57	84	106	80	120	187	131	137
Давление газа (в *мм* вод. ст.)	22	16	13	11	17	15	15	36	25
Температура паровоздушной смеси (в °С)	43	46	45	45—50 (49)	47	48	46	39	29
Высота слоя топлива (в *м*)	1,2—2	1,6	1,2	0,8—1,1	1,0—1,6	1,1—1,2	1,1—1,2	0,86—1,2	0,8—1,4
Состав газа (в %):									
H_2S	0,26	0,21	0.30	—	0,24	—	—	—	0,14
CO_2	1,50	2,94	2,47	5,09	5,52	5,10	2,97	2,3	1,80
C_mH_n	0,73	0,83	0,61	0,89	0,53	0,20	0,20	0,3	0,20
O_2	0,59	0,32	1,08	0,64	0,54	0,60	0,33	0,2	0,30
CO	27,26	26,50	28,23	21,91	23,94	26,00	25,28	30,4	30,80
H_2	8,05	9,80	10,77	10,21	13,34	11,03	9,98	9,5	11,18
CH_4	4,29	4.30	3,67	4,01	2,57	3,21	4,96	2,6	3,18
N_2	57,32	55,10	52,87	57,25	53,32	53,86	56,28	54,7	52,40
Q_s (в *кал/м³*)	1 595	1618	1 631	1 471	1 488	1 555	1 558	1 509	1 612
Влажность газа (в *г/м³*)	31	79	74	111	41,5	80,8	74,3	64,5	9,2
Выход сухого газа (в *м³/кг*)	3,414	3,35	3,515	3,47	2,92	3,58	3,69	3 36	4,28
Расход пара (в *кг* на 1 *кг* сухого топлива)	0,17	0,26	0,29	0,47	0,40	0,43	0,61	0,39	0,24
Расход первичного воздуха (в *м³* на 1 *кг* сухого топлива)	2,46	2,27	2,37	2,32	1,96	2,45	2,48	2,31	2,82
Горючего в сухом шлаке (в %)	3,68	10	9,69	5,36	9,53	48,45	36.9	28,95	—
Серы в сухом шлаке (в %)	0,082	—	—	0,21	0,35	—	1,3	—	—
Распределение тепла в % от введенного (по верхнему пределу теплотворной способности)									
в теплотворной способности газа	75,86	75,90	78,05	73,97	71,39	74,07	74,8	68,7	86,50
в теплосодержании сухого газа	9,56	8,50	7,99	8,56	8,49	6,56	7,4	8,4	10,44
в теплосодержании влаги газа	0 40	0,91	0,83	1,54	1,68	0,86	0,1	0,8	0,01
в теплотворной способности смолы	7,99	8,78	9,07	8,34	9,00	—	6,0	6,6	—
в теплотворной способности пыли	2,77	4,76	2,89	2,72	2,49	1,79	1,9	2,3	1,36
в теплотворной способности шлака	0,41	0,67	0,59	0,70	2,67	11,65	6,9	5,4	0,45
потери в окружающую среду и невязка (по разности)	3 01	0,48	0,58	4,17	4,28	5,07	2,9	7.8	1,24

ным ходом генератора, так как последний перед опытом был зашлакован и горение в нем происходило однобоко—одна половина была совершенно темной. Ни частые шуровки, ни почти безостановочное вращение чаши не могли восстановить правильного хода. Лишь по прошествии нескольких дней работы удалось добиться более нормального хода.

Черемховский уголь выявил себя как хороший газовый уголь. Неравномерность размера кусков являлась причиной частых прогаров, влиявших на качество газа. Черемховский уголь спекается и иногда образует твердые, с трудом пробиваемые корки. При бдительном надзоре можно добиться легкой и производительной работы.

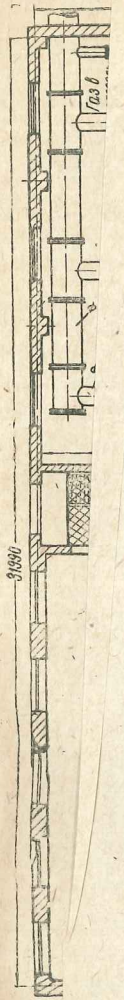
Испытанию также подвергался уголь Черногоровских копей, шахты № 8, пластов «Великан» и «Двухаршинный». По физическим свойствам он отличается от кузнецких углей большей механической прочностью и отсутствием блеска, свойственного ленинским углям. Для испытания был отобран крупный уголь, который перед завалкой подвергался дроблению. Неравномерность кусков топлива способствовала образованию прогаров, с которыми приходилось вести постоянную борьбу. Процесс газификации протекал равномерно. Спекания угля и шлакования золы не наблюдалось. Нередко возникали прогары вследствие неоднородности кусков угля, заставлявшие внимательно следить за процессом, тяжелыми штангами разбивать прогары и легкими—разравнивать слой топлива. Газ получался хороший, но состав его был непостоянен вследствие колебания в количестве подаваемого из котельной пара (процент CO_2 колебался от 2 до 7 и CO—от 21 до 29).

Установка с мокрой очисткой газа. На рис. 48 и 49 представлена газогенераторная установка, запроектированная для работы на каменном малосмолистом угле с мокрой очисткой газа и осуществленная частично.

Каждый газогенератор снабжен отдельным скруббером типа «Лимн». Специальные приспособления для очистки газа от смолы не были предусмотрены.

Схема топливоподачи на станции принята следующая. Топливо выгружается из вагонов в штабеля или вручную или с помощью паровых кранов с грейферами. Из штабелей топливо теми же грейферами подается в дробилку, из которой попадает в бункер и на ленточный транспортер, идущий к бункеру сортировки. Из последнего топливо попадает на грохот с размером ячейки 12 × 12 *мм*. Мелочь ленточным транспортером убирается из здания, а отсортированный уголь размером 75—12 *мм* поступает по ленточному транспортеру к железобетонным бункерам генераторов емкостью на суточную производительность (20 *т*), снабженным челюстными затворами.

Генераторы имеют диаметр в 3 *м* и снабжены ручными загрузочными коробками емкостью в 900 *кг*, охлаждающими рубашками и вращающимися решетками Керпели. Золоудаление производится с помощью ручных тачек. Запроектированное золоудаление с приемной



48. П

1—га
затво
вода

Вкл.

второй очереди. Гидравлический затвор стояка и скруббера—общий. Дутье в генераторы подается вентилятором (всего—три) производительностью в 18 000 *м*³/*час*, с давлением в 700 *мм* вод ст. Общий воз-

последний перед опытом был зашла-
ило однобоко—одна половина была
пуровки, ни почти безостановочное
новить правильного хода. Лишь по
боты удалось добиться более нор-

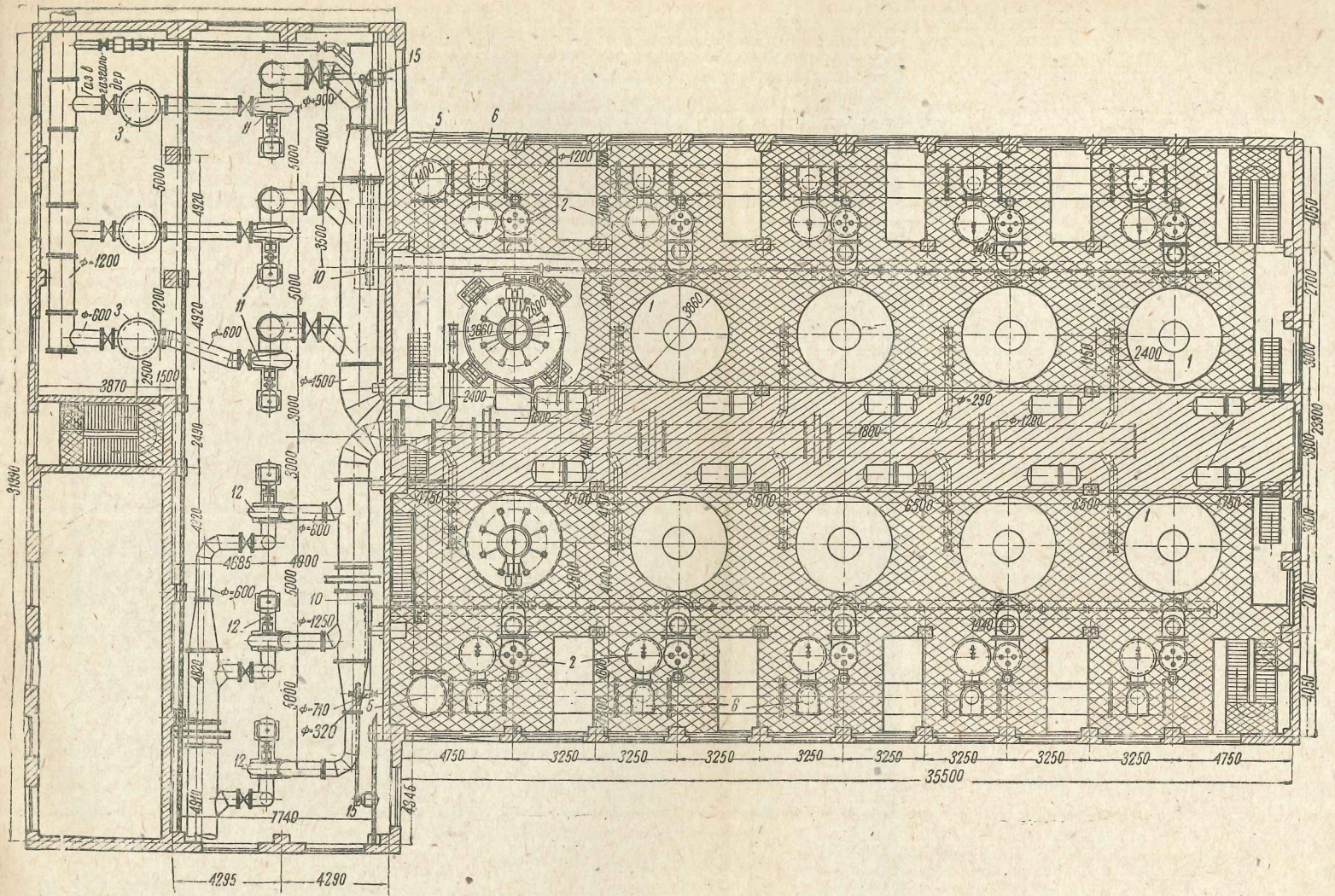
себя как хороший газовый уголь.
вилась причиной частых прогаров,
мховский уголь спекается и иногда
ваемые корки. При бдительном над-
оизводительной работы.

ся уголь Черногоровских копей,
«Двухаршинный». По физическим
цких углей большей механической
, свойственного ленинским углям.
ный уголь, который перед завал-
авномерность кусков топлива спо-
в, с которыми приходилось вести
зификации протекал равномерно.
ы не наблюдалось. Нередко возни-
родности кусков угля, заставляв-
ессом, тяжелыми штангами разби-
ивать слой топлива. Газ получался
оянен вследствие колебания в коли-
нара (процент CO_2 колебался от 2

газа. На рис. 48 и 49 представлена
ректированная для работы на ка-
рой очисткой газа и осуществлен-

ен отдельным скруббером типа
ния для очистки газа от смолы

ции принята следующая. Топливо
или вручную или с помощью па-
белей топливо теми же грейферами
опадает в бункер и на ленточный
ртировки. Из последнего топливо
ки 12 × 12 *мм*. Мелочь ленточным
, а отсортированный уголь раз-
точному транспортеру к железо-
костью на суточную производи-
остными затворами.
и снабжены ручными загрузоч-
г, охлаждающими рубашками и
ии. Золоудаление производится
рованное золоудаление с прием-



48. План расположения газогенераторной станции:

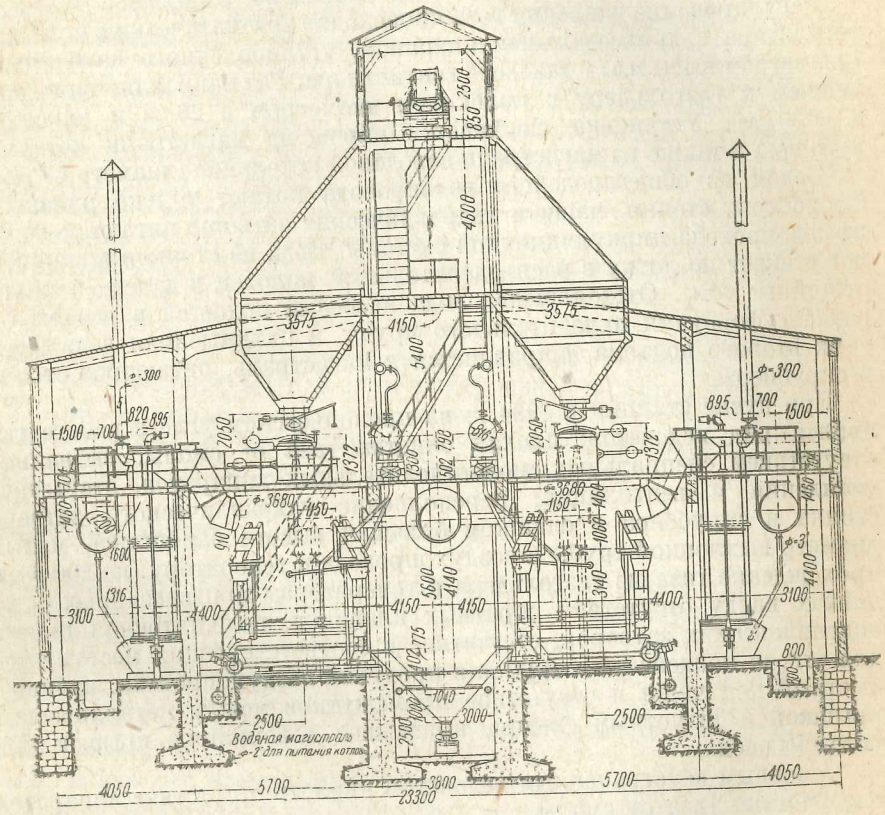
1—газогенератор; *2*—скруббер; *3*—каплеуловитель; *4*—пароосборник; *5*—гидравлический затвор магистрали; *6*—гидравлический затвор агрегата; *10*—трансмиссия чаш газогенераторов; *11*—газовый вентилятор; *12*—воздушный вентилятор; *15*—мотор для привода трансмиссии чаш газогенераторов

второй очереди. Гидравлический затвор стояка и скруббера—общий. Дутье в генераторы подается вентилятором (всего—три) производительностью в 18 000 *м*³/*час*, с давлением в 700 *мм* вод ст. Общий воз-

ным х
кован
совер
враще
проше
мальн
Че
Нерав
влияв
образу
зоре м
Ис
шахты
свойст
прочн
Для и
кой п
собств
постоя
Спека
кали
шие в
вать п
хороп
честве
до 7 и
Ус
газоге
менно
ная ч
Ка
«Лим
не бы
Сх
выгру
ровы
подае
транс
попад
транс
меро
бетон
тельн

Генераторы имеют диаметр в 3 *м* и снабжены ручными загрузочными коробками емкостью в 900 *кг*, охлаждающими рубашками и вращающимися решетками Керпели. Золоудаление производится с помощью ручных тачек. Запроектированное золоудаление с прием-

ными бункерами для шлака, находящимися в тоннеле между генераторами (один—на два генератора) и выдающими шлак на ленточный транспортер, не было осуществлено. Чаши приводятся во вращение от трансмиссии; минимальная скорость вращения чаши—один оборот за 1 час 20 мин. Газ из генератора отводится футерованным шту-



49. Поперечный разрез станции

цером диаметром в 0,8 *м* в стояк диаметром в 1 *м* и высотой в 5,9 *м*, в верхней крышке которого на разных уровнях установлены форсунки Кертинга. Из стояка газ проходит, барботируя в гидравлическом затворе, через слой воды высотой в 3—5 *мм*, в скруббер типа «Лимн» диаметром в 1,3 *м* и высотой в 5,5 *м* и далее через тарельчатый клапан—в коллектор диаметром в 1,2 *м*, снабженный сточными трубами для конденсата и тарельчатым клапаном для отключения от коллектора второй очереди. Гидравлический затвор стояка и скруббера—общий. Дутье в генераторы подается вентилятором (всего—три) производительностью в 18 000 $м^3$/*час*, с давлением в 700 *мм* вод ст. Общий воз-

духопровод к генераторам имеет диаметр в 1,2 *м*. Газовые вентиляторы (3 шт.) имеют ту же характеристику, что и воздушные. Моторы вентиляторов—мощностью в 100 *квт*.

За газовыми вентиляторами установлены каплеуловители высотой в 4,55 *м* и диаметром в 1,2 *м*, в которых расположена в два слоя по 0,9 *м* насадка из колец Рашига размером 50 × 50 *мм*.

Регулирование давления газа происходит автоматически с помощью регулятора с двухседельным клапаном, установленного на байпассе (диаметром в 450 *мм*) у газового вентилятора. Газ направляется в дальнейшем к газгольдеру с колоколом диаметром в 26 *м* и емкостью в 6000 $м^3$. Установка снабжается паром из магистрали котелков рубашек, а также из магистрали заводской котельной (диаметр 65 *мм*).

Водой из общезаводского водопровода питают только рубашки. Скрубберы, стояки, чаши и гидравлические затворы питаются водой из водопровода циркуляционной системы. Вода из стояков и скрубберов стекает по лотку в распределительный колодец и далее—в смоло-отстойные ямы. Отстоявшаяся вода насосами подается в разбрызгивающие форсунки охладительного пруда, и охлажденная вода насосами второго подъема направляется в магистраль, питающую стояки и скрубберы.

При пуске станции в 1934 г. на прокопьевском угле в работе выявился ряд недочетов: плохая очистка газа от смолы, вызванная отсутствием специальных смолоотделительных аппаратов, отсутствие отопления и вентиляции, переполнение гидравлического затвора стояка и скруббера и слишком большая высота барботажа, малый диаметр выхлопной трубы и воздухопровода к генератору (по 200 *мм*), прохождение газа из газгольдера к генераторам при внезапных остановках ввиду отсутствия обратных клапанов, недостаточная высота гидравлических затворов, отсутствие в соответствующих местах труб для отвода конденсата и труб для продувки воздухопровода, излишне быстрый ход чаши и отсутствие промежутков между металлической крышкой и шамотным сводом, вызвавшее деформацию крышек при подъеме свода.

Основным неустраненным недочетом явилось отсутствие аппаратов для очистки газа от смолы.

При работе на прокопьевском угле марок «Э» и «Д» с размером кусков: более 40 *мм*—37,3%, более 25 *мм*—38,7%, более 12 *мм*—17,7% и менее 12 *мм*—6,3%, с составом: W^p—1,5%; A^p—10,2%; $S^p_{об}$—0,6%; C^p—78,4%; H^p—3,7%; O^p—3,4%; N^p—2,2%; V^c—13,9%, при ровном ходе генератора, легкой шуровке, высоте слоя топлива в 1,1—1,2 *м*, слое шлака на головке в 250—300 *мм* (на периферии—на 300—400 *мм* выше),—были получены следующие показатели: производительность—20 *т/сутки* (118 *кг/м² час*); температура паровоздушной смеси, подаваемой к центру и к периферии, 46°; давление паровоздушной смеси—200—250 *мм* вод. ст.; давление газа в штуцере—65 и после скруббера 23 *мм* вод. ст.; температура газа в штуцере генератора 545° (500—600°); состав газа: CO_2—3,1%; C_mH_n—0,2%; O_2—0,2%; CO—28,7%; CH_4—1,5%; H_2—11,7% и N_2—54,6%; низшая теплотворная способность—1296 *кал/м³*; расход пара на дутье—0,26 *кг/кг* и воздуха—2,8 *м³/кг*; выход газа—4,04 *м³/кг*. Производительность ограничивалась высоким давлением в гидравлическом затворе, вызывавшим значительное выделение газа. Вследствие того что охлаждающая рубашка была засыпана наполовину шлаком, съем пара был очень невелик (3 *кг/м²*).

Выгребавшийся шлак был мелкозернист; содержание горючего в нем составляло 11%. Газ содержал значительное количество смолы, оседавшей в гидравлическом затворе и в газовом вентиляторе. Выход смолы был оценен в 4% и пыли—в 1,2% от веса топлива.

Значительная часть смолы проходила в газопровод к потребителю, вынуждая производить частые чистки. Смола также забивала шуровочные отверстия и водяные магистрали.

Вследствие недостатка прокопьевского угля, а главное—плохой очистки газа от смолы завод перешел на работу на магнитогорском коксике с W^p—9%; A^p—15% и ситовым анализом: более 40 *мм*—16,7%; более 25 *мм*—60,8%; более 12 *мм*—18,5% и менее 12 *мм*—4%. При работе на коксике и угле наблюдалось худшее удаление золы с периферии, что приписывалось недостаточной ширине шлакового ножа и прохождению мелкой золы между ножом и бортом чаши.

В проектируемых в настоящее время установках для получения очищенного газа из прокопьевского угля предусматривают применение специальных аппаратов для отделения смолы.

Газификация каменного угля в Америке

Как уже отмечалось выше, в крупнейших промышленных странах (США, Англии, Франции и др.) основным газифицируемым топливом в газогенераторах является каменный уголь. Наибольший интерес из этих установок представляют установки США, состоящие преимущественно из механических газогенераторов, вырабатывающих горячий газ (сухая очистка) для снабжения стекловаренных и мартеновских печей.

Как видно из приведенных ниже данных, использование тепла топлива при применении горячего газа является высоким[224].

Анализ показывает, что приблизительно 90% паров смол и половина сажи и пыли уносятся с газом и сжигаются в печи. Средний выход смолы на 1 *т* угля составляет приблизительно 57 *л*, из которых около 51 *л* поступает в печь в парообразном состоянии в качестве топлива.

В США наблюдается отход от старой практики применения крупнокускового угля и с максимальным содержанием летучих. В настоящее время допускаются нижеследующие нормы: содержание серы—до 3,0%, летучих—не ниже 26% (старое требование 30—50%), содержание золы с температурой плавления выше 1073°—до 32% (старое требование до 15%), содержание мелочи, прошедшей через сито в 13 *мм*—до 90% (старое требование: средний размер куска 76 *мм*, содержание мелочи до 15—30%).

Таблица 61

Данные о работе американских газогенераторов

Штат и пласт / Данные	Индиана, Пайк, пласт 5	Кентукки, Леттер, пласт 3	Алабама, Сейрская конь	Иллионойс, Вильянсон, пласт 7	Пенсильвания, Верхний Фринорт	Пенсильвания, Шанопин	Пенсильванский коке	Пенсильвания, уголь 75%, коке-25%
Топливо								
Размер кусков (в *мм*)	Мелкий	Мелкий	Мелкий	50—100	—	—	Орешек и мелочь	—
Проходит через сито в 13 *мм* (в %)	7	60	63	—	40	57	46	—
Состав (в %):								
A^p	8,17	3,15	10,41	12,15	16,71	10,5	11,37	11,5
W^p	9,46	1,60	3,68	4,85	0,69	2,00	17,52	—
V^p	38,00	36,45	27,35	32,15	34,02	34,90	1,60	30,1
S^p	3,61	0,49	0,97	1,40	2,61	2,65	0,65	2,3
Температура плавления золы	—	—	1426	1127	1149	—	—	—
Производительность (в *т/сутки*)	49,3	76,9	72,9	46,6	54,8	61,0	61,0	61,0
« (в *кг/м²час*)	272	374	370	237	280	315	315	315
Состав газа (в %):								
CO_2	4,8	6,5	5,4	5,2	4,8	5,5	6,0	5,5
O_2	0,2	0,9	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
C_mH_n	0,5	0,5	0,2	0,6	0,4	0,8	0,0	0,8
CO	25,0	22,8	26,2	25,0	25,7	25,0	24,5	25 0
CH_4	2,8	3,3	1,8	2,8	3,3	2,5	0,7	2,5
H_2	12,8	10,8	14,8	12,6	11,1	13,0	12,4	13,0
N_2	53,9	55,2	51,4	53,6	54,5	53,0	60,2	53,0
Теплотворная способность газа (высшая) в *кал/м³*	1426	1355	1377	1437	1426	1454	1126	1370
Температура газа в °С	625	776	787	602	704	760	788	788
Распределение статей расхода тепла (в %)								
Теплотворная способность газа	71,6	72,5	71,6	73,3	63,7	69,0	71,8	69,5
Теплосодержание газа	9,4	13,1	13,9	9,9	11,3	12,0	16,1	13,0
Теплотворная способность и теплосодержание используемых смолы, сажи и пыли	4,4	5,6	16,3	5,4	7,7	8,7	2,7	7,3
Потеря с углеродом в золе	0,5	0,2	0,6	0,8	1,5	0,8	1,0	1,2
Потеря с водой для охлаждения	0,4	0,5	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5
Потеря со смолой, сажей и пылью, осаждающимися в газопроводах	1,5	1,8	1,1	0,9	4,3	2,7	2,8	3,3
Теплоиспарения воды	1,9	1,4	2,0	1,5	0,8	1,4	2,2	1,7
Потери в окружающую среду	10,3	4,8	3,7	7,8	10,1	4,9	2,9	3,5

При выборе того или иного вида угля сообразуются в основном со стоимостью и использованием получаемого газа.

Состав угля колеблется преимущественно в следующих пределах: W^c—2,30—10,3%; V^c—26—37%; нелетучего углерода—38—59%; S^c—0,5—4,0%; A^c—3—20% (преимущественно до 12%); температура плавления золы—1120—1500°.

Применяющиеся в США генераторы снабжены вращающимися шахтами, устройствами для непрерывного удаления золы, механическими шуровочными и питательными приспособлениями.

В более новых конструкциях барабанные загрузочные приспособления заменены двойными конусами из специальной стали и кольцевым седлом для регулирования распределения топлива по сечению генератора, применено перемежающееся диференциальное движение решетки относительно корпуса и непрерывное удаление золы механическим скребком. Кроме того инжектора заменены турбовоздуходувками с самостоятельным регулированием увлажнения дутья. В новейших конструкциях генераторов применены охлаждающие кожухи.

Современные турбовоздуходувки имеют несколько сопл, через которые подается пар к ротору турбины.

Воздуходувки рассчитываются на максимальное статическое давление, могущее иметь место при самых низкосортных углях. При обычных условиях воздуходувки работают, повидимому, с половинной нагрузкой.

В современной установке, имеющей до 6 газогенераторов, обслуживающий производственный штат состоит из двух человек—специалиста и рабочего; последний выполняет работу по загрузке топлива и уборке золы.

Количество запасных генераторов принимается минимальным. Некоторые стекольные заводы оборудованы одним генератором, так как современный механический генератор может работать с остановками на 4 часа два года без перерыва.

Таблица 62 характеризует изменение показателей по газификации с усовершенствованием газогенераторов.

В ч. I (стр. 210) уже было отмечено, что механические генераторы работают с малой высотой слоя (400—750 *мм*) при высоких показателях качества газификации. Время пребывания газов в раскаленной зоне составляет около 0,5 сек.

Быстро выделяющиеся в условиях автоматической шуровки летучие не успевают разложиться вследствие малого пребывания в области высоких температур свободного пространства генератора.

Высокое качество газа при низких зонах горения можно объяснить большой активностью процесса, вследствие интенсивной подачи кислорода и высоких скоростей.

Механическая шуровка облегчает и ускоряет термохимическую работу в зоне газификации и содействует выделению газа, особенно в случае применения коксующегося мелкого угля. Обслуживание генераторов механическими приспособлениями настолько совершенно,

Таблица 62

Данные о работе американских генераторов

Тип генератора	Год	Интенсивность газификации (в *кг/м²час*)	Стоимость газа (в долларах)	
			Производственные накладные расходы (без стоимости угля) на 1 *т* угля	Стоимость 1 *мега-кал*
С ручным обслуживанием (5—10 *т/сутки*).	1910	40—73	1,50	0,82
Старый механический (20—30 *т/сутки*) . . .	1920	146—195	0,50	0,63
Новый механический (40—90 *т/сутки*) . . .	1930	244—507	0,23	0,51

что можно автоматически поддерживать требуемую пористость слоя золы, через который проходит воздух для газификации. Золоудаление автоматически регулируется таким образом, что воздух подается под небольшим давлением.

Некоторые данные о работе американских газогенераторов на различных сортах углей с различной крупностью кусков приведены в табл. 61 (стр. 228-229). Приведенные данные в отношении производительности не являются максимальными.

Температура паровоздушного дутья составляет 48—58° (200—375 *г* водяного пара на 1 *кг* газифицируемого угля), не оказывая заметного влияния на качество газа.

Температуры газа в газогенераторах сравнительно высоки. Согласно опыту в условиях углей США и соответствующему режиму отдача генератора при этом максимальна.

Исследования, проведенные для угля из питтсбургского пласта, показали, что наиболее благоприятная температура газа с точки зрения теплотворной способности находится в пределах 704—777°. В этих пределах лежит максимум, для крайних температур теплотворная способность падает только на 1%.

Глава пятая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ АНТРАЦИТА

Газификация антрацита имеет значение главным образом в смысле использования имеющихся больших запасов его (Донбасс) и возможности замены им применяющихся для газификации более дефицитных топлив и отчасти в отношении использования его как местного топлива. Следует также отметить, что антрациты являются благоприятным топливом в отношении перевозки и хранения и что очистка антрацитового газа является простой и недорогой ввиду ничтожного содержания в нем конденсирующихся летучих.

1. СОСТАВ И СВОЙСТВА АНТРАЦИТА

В гумусовых и смешанных гумусово-сапропелитовых каменных углях имеется разновидность—антрациты, содержащие не более 2% водорода([40]). Особенные свойства этих углей и обилие их в европейской части СССР заставляют рассмотреть эти угли особо.

Антрацит имеет высокое содержание углерода и малый выход летучих. Он не дает смолистых веществ при перегонке. Кокс его—неспекающийся.Он плотен, имеет значительную твердость и большой удельный вес. Воспламеняется с трудом и горит без видимого пламени.

Наибольшее распространение в СССР имеет донецкий антрацит. Классификация донецких антрацитов основана на сортировке его по размеру кусков (табл. 63). Для состава антрацитов Донецкого бассейна могут быть приняты средние данные, характеризующие химический состав пластовых проб по табл. 64 (см. часть I).

У мелких сортов антрацита замечаются([80]) пониженное содержание углерода, водорода, сравнительно низкая теплотворная способность и повышенный выход летучих веществ. По мере перехода от антрацитовых месторождений, расположенных в крайней юго-восточной части бассейна, к месторождениям, расположенным в крайней северо-западной части, содержание углерода понижается и повышаются содержание летучих веществ, водорода и теплотворная способность. Таким

Таблица 63

Характеристика донецких антрацитов по сортам и маркам

Сорт	Условные обозначения	Размер кусков (в *мм*)	Переходное содержание мелочи (в %)	Горючая масса $Q^c_б$ (в *кал/кг*)	Сухая масса (в %)			Рабочая масса (в %)			
					A^c	$S^c_{об}$	$Q^c_б$	W^p	A^p	$S^p_{об}$	$Q^p_н$
Плита и кулак	АП	100	5	8210	4,6	1,9	7835	5,5	4,3	1,8	7245
Крупный орех	АК	100—25	7	8220	6,8	1,8	7665	5,4	6,4	1,7	7085
Мелкий орех	АМ	25—13	8	8180	12,6	1,8	7150	5,5	11,9	1,7	6605
Семечко	АС	13—6	12	8170	14,2	1,8	7010	6,7	13,4	1,7	6450
Семечко со штыбом	АСШ	13—0	60	8130	13,9	2,1	7000	7,1	12,9	2,0	6370
Зуб со штыбом	АЗШ	6—0	—	8100	17,3	1,8	6700	7,4	16,0	1,7	6035
Рядовой со штыбом	АРШ	100—0	30—22	8170	11,9	1,8	7200	6,8	11,1	1,7	6550

же образом уменьшается крепость антрацитов и повышается их горючесть.

В продуктах сухой перегонки антрацитов почти совершенно нет углеводородов, и горючая их часть состоит преимущественно из водорода и окиси углерода.

Антрациты различных месторождений, несмотря на почти одинаковый элементарный состав, значительно разнятся по своим физическим свойствам. Некоторые из них имеют мелкозернистый излом, другие—крупнозернистый, иногда смолистый и чешуйчатый. Есть сорта очень прочные и сорта, разваливающиеся при падении с небольшой высоты. Слабые сорта разваливаются при перевозке, хранении и перегрузках. Как указывалось, наибольшей прочностью обладают антрациты с малым содержанием водорода, обычно зернистые в изломе. Многие сорта донецких антрацитов распадаются при нагревании.

В отношении содержания золы и серы донецкие антрациты довольно чисты, хотя встречаются сорта с значительным их содержанием. По содержанию золы донецкие антрациты весьма разнятся в зависимости от условий их природного залегания, добычи и хранения, а также от примененных приемов искусственного уменьшения зольности, помимо зависимости от чистоты самой зольной массы, в которой могут быть весьма различные количества рассеянной по всей массе мелкой минеральной примеси.

Внутренняя зола не поддается искусственному удалению, и отдельные пласты угля разнятся по ее содержанию. При сортировке угля полная очистка от породы достигается в более крупных сортах, тогда как в более мелких остается довольно много пустой породы. Поэтому содержание золы в мелких сортах значительно больше, чем в крупных—до 15—20%. Зольность меняется очень сильно даже в одних и тех же партиях. Температура плавления золы колеблется для донецких антрацитов в пределах 880—1260°.

Егоршинские антрациты разрабатываются на восточном склоне Урала. Егоршинский антрацит малосернист и имеет весьма тугоплавкую золу. Он непрочен и легко распадается.

На Южном Урале залегают полтавские и брединские антрациты([123]). Полтавские антрациты имеют неспокойное залегание в виде линзообразных гнезд, вытянутых по простиранию на 30—50 *м*, с мощностью в местах развития до 4—5 *м* и разделенных прослойками пустых пород. Боковые породы представляют собой углистые сланцы и песчаники. Полтавские угли в большей части ографичены.

Брединские антрациты по своему характеру подобны полтавским. В пластах их наблюдается большое постоянство. Средняя мощность рабочих пластов составляет 1 *м*.

Полтаво-брединские угли имеют значительную прочность как в холодном состоянии, так и в условиях воздействия высоких температур. Зольность их велика—более 25%; зола тугоплавка (температура жидкоплавкого состояния выше 1450°). Содержание летучих в полтаво-брединских углях низкое—меньше, чем в донецких антрацитах.

2. ГАЗИФИКАЦИЯ АНТРАЦИТА

Общие соображения

Уже отмечалось, что антрацит как менее дефицитное топливо, чем угли, в больших количествах предоставляется топливными организациями для целей газификации. В ряде случаев в силу его неспекаемости, простоты очистки газа из антрацита и удобств хранения и транспорта его охотно применяют например при получении смешанного газа для силовых нужд и для отопления тепловых установок, для которых не требуется повышенной теплотворной способности газа, а также при получении водяного газа.

В некоторых случаях применение антрацита в качестве топлива для газогенераторов затрудняет легкоплавкость золы и растрескивание при нагревании отдельных сортов, пониженная теплотворная способность получаемого из него смешанного газа, а также малое лучеиспускание пламени антрацитового газа, содержащего мало углеводородов.

Наиболее применяемыми сортами антрацита являются: «АГ»—газогенераторный орех (25—60 *мм*), охватываемый по приведенной классификации маркой «АК» и содержащий предельно W^p—5%, $S^p_{об}$—2,5% и A^c—8%; $Q^c_б$—7550—7800 *кал/кг* и «АМ» (13—25 *мм*). Часто применяют и марку «АС» (6—13 *мм*). Для получения водяного газа применяют более крупные сорта из числа указанных (25—100 *мм*).

Антрацит для газогенераторов водяного газа должен обладать большой чистотой, быть хорошо сортированным и не содержать примесей породы. Поэтому иногда предпочитают (что ненормально) получать плитный антрацит и самим дробить и сортировать его до желаемой крупности кусков.

Для газификации антрацита применяют различные генераторы (с неподвижными горизонтальной и крышеобразной и вращающейся решетками) без швельшахт. Наиболее распространены генераторы с вращающимися решетками. При достаточной прочности антрацита в холодном и нагретом состояниях он может быть использован и в генераторах с жидким шлакоудалением.

Применение антрацита в газогенераторах в СССР стало распространяться лишь в последние годы.

Небольшие установки для получения смешанного газа

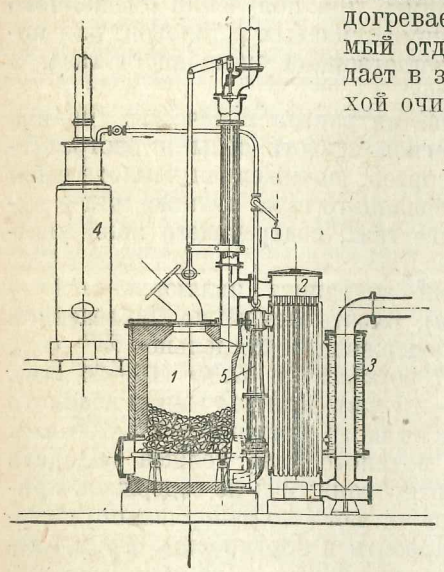
Антрацитовый газ часто используется для питания газовых двигателей вследствие простоты очистки газа. В соответствии с малым потреблением газа двигателями эти установки обычно имеют небольшие размеры.

По данным проф. Мазинга, при получении силового газа ([124]) содержание серы в антраците желательно не свыше 1,5%, ввиду того что сернистые соединения, попадая в двигатель, разъедают части машины. Содержание H_2 в газе для двигателей рекомендуется доцу-

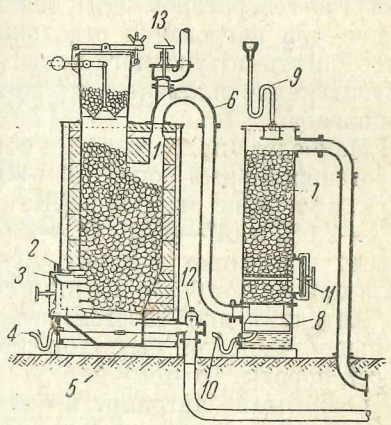
скать не свыше 15%; однако часто имеет место и более высокое содержание H_2. Содержание H_2S понижает температуру вспышки.

Генераторы для двигателей внутреннего сгорания, использующие антрацит и кокс, работают как на дутье, так и на всасывании. Генераторы для этой цели применяются со всевозможными решетками.

На рис. 50 представлена установка генератора Кертинга, работающего на дутье. Генератор состоит из шахты *1* с железным кожухом. Крышка шахты охлаждается водой. Газ проходит воздухоподогреватель *2* и холодильник *3*, в котором подогревается вода, питающая отапливаемый отдельно котел *4*. Отсюда газ попадает в заполненный коксом скруббер и сухой очиститель и затем в газгольдер, имеющий целью не создание запаса газа, а лишь регулировку давления газа. Дутье подается с помощью инжектора *5*. Возможна установка испарителя вместо воздухоподогревателя.



50. Установка Кертинга

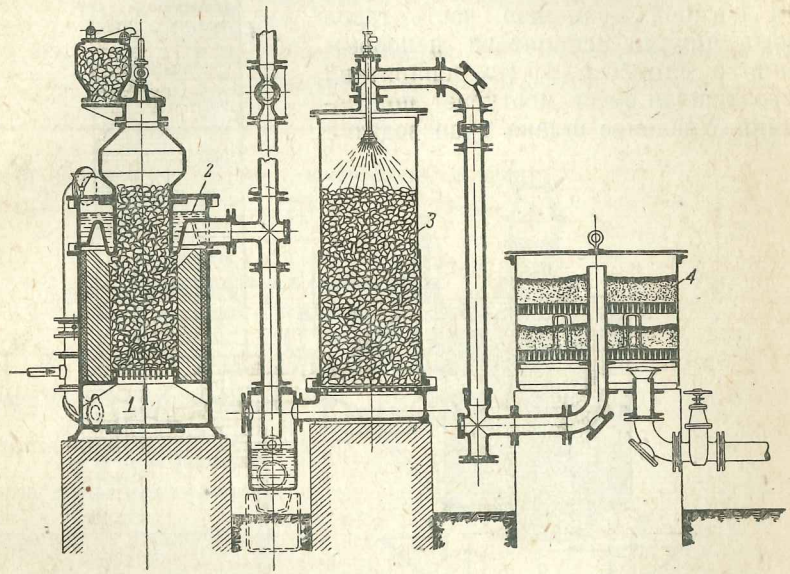


51. Установка фирмы «Маттер и К°»

Средний состав газа из подобного генератора([63]) (без воздухоподогревателя) следующий: CO_2—7,2%; CO—26,8%; CH_4—0,6%; H_2—18,4% и N_2—47,0%; 1 *кг* применявшегося антрацита давал примерно 4,8 $м^3$ газа с $Q_н$ в 1354 $кал/м^3$. Температура газа составляла 495°.

Распределение расходных статей баланса при расчете по нижнему пределу следующее: в теплотворной способности газа—82,8%, в теплосодержании газа—7,7% и потери—9,5%.

Установка фирмы «Маттер и К°» (рис. 51) состоит из шахты *1*, снабженной железным кожухом. Решетка комбинированная—ступенчатая с горизонтальной. Через отверстие *2* в корыто *3* подается вода, нагревающаяся и попадающая в зольник. Часть воды испаряется, а часть вытекает через сифонную трубку *4*. Воздух, подаваемый отдельным вентилятором, входит через отверстие *5*. Газ отводится из генератора газопроводом *6* и попадает в скруббер *7* через водяной затвор *8*. Вода подается в скруббер сифонной трубкой *9*, разбрызгивается по сечению его и стекает через трубку *10*. Отверстие *11* в скруббере служит для выемки кокса, производимой каждые 2—3 месяца. Загрузка генератора производится каждые 5—6 часов. Раз в сутки через поддувало удаляется зола, и генератор прошуровывается между ступенями.



52. Установка Пинча

При остановке двигателя открывают воздушный клапан *12* и атмосферную задвижку *13*, вследствие чего устанавливается естественная тяга, и генератор может несколько дней работать с малой нагрузкой.

На рис. 52 представлена газовсасывающая установка Пинча для антрацита или кокса ([63]). В малых газогенераторах *1* фирма для получения пара применяет охлаждаемые водой крышки *2*, а в больших генераторах в силу недостаточной испаряемости и недостаточно быстрого изменения количества получаемого пара соответственно изменению нагрузки применяют специальные трубчатые испарители. Эти испарители допускают легкую очистку трубок от летучей пыли, для каковой цели снимается прикрепленная болтами крышка, и трубки при их выемке вверх легко могут быть очищены от накипи.

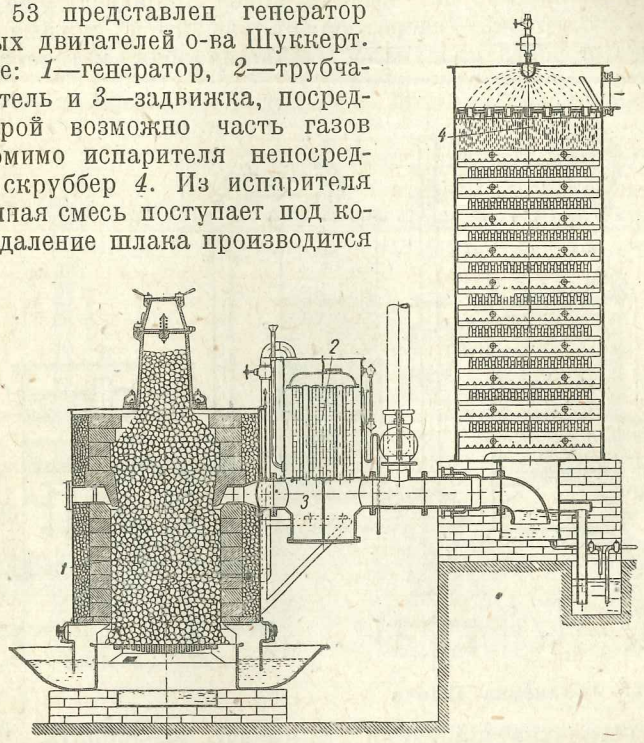
Так как в скруббере *3* не задерживаются мельчайшие частицы пыли, помимо скруббера, заполненного коксом для лучшей очистки газа[1]

[1] Особенное значение хорошая очистка имеет для больших двигателей, в которых очистка клапанов затруднительна.

применяют также сухой очиститель *4*, заполненный древесными стружками. При испытании в подобном генераторе антрацита состава: W^p—2,2%; A^p—4,0%; кокса—91,8% и летучих—2,0%—был получен газ следующего состава (табл. 64).

При нормальной нагрузке к.п.д. генератора составлял 85%.

На рис. 53 представлен генератор для крупных двигателей о-ва Шуккерт. На рисунке: *1*—генератор, *2*—трубчатый испаритель и *3*—задвижка, посредством которой возможно часть газов пускать помимо испарителя непосредственно в скруббер *4*. Из испарителя паровоздушная смесь поступает под колосники. Удаление шлака производится



53. Установка Шуккерта

Таблица 64

Данные о работе генератора Пинча

Нагрузка (в $м^3$/час)	Низшая теплотворная способность газа (в *кал*/$м^3$)	Выход газа (в $м^3$/*кг*)	К. п. д. генератора
24,9	954	5,53	0,683
30,9	1087	5,11	0,721
43,6	1188	5,46	0,840
81,6	1203	5,64	0,880

на ходу через небольшие отверстия на уровне колосников. Шлак удаляется в корыто с водой, откуда извлекается наружу. Запас топлива в генераторе значительный.

При испытании двух подобных газогенераторов ([124]) диаметром в 1270 *мм* и высотой рабочей части шахты в 1570 *мм*, обслуживающих газовсасывающую установку в 700 л. с., были получены следующие результаты. Состав антрацита: W^p—4,42%; A^c—12,91%; S^c—1,67%; C^c—82,44%; H^c—1,71%; $(O + N)^c$—1,27%; $Q^c_б$—7352 *кал*/*кг* и $Q^p_н$—6914 *кал*/*кг*. Содержание углерода в очажных остатках—39%. Состав газа в среднем: CO_2—4,5%; O_2—0,6%; CO—28,2%; H_2—12,2%; CH_4—1,1% и N_2—53,3%. Теплотворная способность (низшая) 1270 *кал*/$м^3$. Тепловой баланс генератора приведен в табл. 65.

Таблица 65

Тепловой баланс генератора (по нижнему пределу)

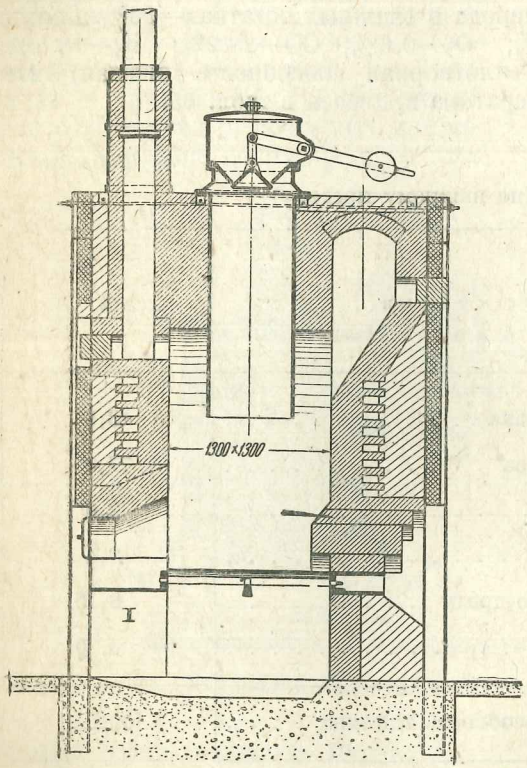
Наименование статьи	%
Потеря тепла в углероде шлака	3,5
Теплотворная способность газа	77,0
Расход тепла в испарителе	2,6
Потеря тепла в скруббере	8,4
» » в окружающую среду	8,15
Невязка теплового баланса	0,30
Теплотворная способность топлива	100,0

Конструкции газогенераторов, вполне аналогичные описанным, помимо обслуживания двигателей применяются и для других нужд.

Иногда для газификации антрацита применяют и более примитивные конструкции генераторов: прямоугольной формы без металлических кожухов.

На рис. 54 представлен подобный антрацитовый газогенератор с горизонтальной колосниковой решеткой для обслуживания аппарата Кесслера, работающий с искусственной тягой. Генератор прямоугольный, с горизонтальными колосниками овальной формы. Колосники заложены с концов в чугунные рамы и снабжены с одной стороны квадратными концами для ключа, т. е. могут быть поворачиваемы для взламывания и удаления шлака. Генератор работает с помощью

тяги вентилятора. Снаружи он снабжен изоляцией. Между красным и огнеупорным кирпичом имеется воздушная прослойка, предохраняющая вследствие прохождения в ней воздуха внутреннюю кладку от преждевременного прогара. Нагретый воздух подается в камеру сгорания газа. При подобном устройстве внутренняя огнеупорная кладка должна быть весьма тщательно выполнена из хорошего шамотного кирпича во избежание возможности просачивания газа через щели. При остановках следует хорошо промазывать щели, которые могут образоваться вследствие попеременного нагревания и охлаждения кладки.



54. **Генератор для аппарата Кесслера**

Генератор снабжен чугунной юбкой, предохраняющей от усиленного выделения пыли из топлива при засыпке и поддерживающей равномерный слой топлива при наличии значительного запаса топлива в генераторе. Практика показала, что несмотря на то, что юбка с течением времени обгорает и требует смены, применение ее весьма целесообразно.

Топливо для питания генератора элеватором подается в бункер, общий для всей установки, откуда засыпается в подвижной бункер, вручную подводимый к отдельным генераторам. Из этого бункера рукавом, регулируемым заслонкой, топливо ссыпается в чугунную загрузочную коробку с двойным затвором. Питание генератора производится 3 раза в сутки. Чистка колосников производится по мере надобности. Зола и шлак попадают в воду, налитую в углубление пода поддувала. Остатки из поддувала удаляются периодически.

Проектные данные: антрацит—марки «АК» с содержанием: A^p—5,7%; W^p—6,0% и Q^p_s—7255 *кал/кг*; расход воды, испаряющейся в поддувале,—0,171 *кг/кг*; суточный расход топлива—1300 *кг*; площадь колосниковой решетки 1,3 $м^2$, что соответствует интенсивности в 42 *кг/м² час*; потеря углерода в остатках принята равной 20% от веса золы (см. также ч. I, рис. 51).

Большие установки для получения смешанного газа

За границей антрациты газифицируют в генераторах с вращающимися решетками различных конструкций, получая при этом достаточно высокие показатели.

В приводимой ниже табл. 66, в примечаниях, для сопоставления приведены сравнительные показатели по применению в генераторах той же конструкции каменного угля ([37, 125]).

Таблица 66

Данные о работе генераторов с вращающимися решетками на иностранном антраците

№ по порядку	Система генератора	Диаметр (в мм)	Площадь сечения (в $м^2$)	Состав антрацита (в %) C^p	W^p	A^p	Размер кусков (в мм)	Производительность в *т/сутки*	в *кг/м² час*	Состав газа (в %) CO_2	CO	CH_4	H_2
1([125])	С вращающ. решеткой [1] . .	2700	5,7	—	—	—	—	21	152	—	—	—	—
2([37])	То же [2] . .	—	—	71,8	3,3	23,5	—	—	155	4,7	26,8	0,6	10,9
3([37])	G. m. b. H Dresden [3]	—	—	—	13,5	16	0—4	—	53	4,8	22,3	—	—
4([37])	Генератор высок. давления Керпели [4]	—	—	67,8	8	20	0–15	—	170	4,3	28,3	0,3	11,0

Из данных видно, что производительность генераторов на антраците больше, чем на каменном угле, и что в известных случаях достаточно успешно могут газифицироваться многозольные и мелкие сорта антрацита.

В настоящее время ([217]) за границей антрацитовую и коксовую мелочь газифицируют в генераторах «Вельман-Галуша». Генераторы снабжены вращающейся решеткой с сухим уплотнением, охлаждающим кожухом и соединенной с ним крышкой-испарителем.

[1] Для каменных углей—115—170 *кг/м² час*.
[2] По тем же данным для каменного угля—мытого орешка—152 *кг/м² час*.
[3] Для рядового биттерфельдского угля с влажностью в 47%—53 *кг/м² час*.
[4] Для каменного угля—125—130 *кг/м² час*.

Оригинальное загрузочное приспособление состоит из бункера, соединенного с генератором четырьмя вертикальными рукавами. Питание идет непрерывно и равномерно, без пыления, при постоянной высоте слоя. Бункер разделен на две части горизонтальной перегородкой, снабженной люком. При опорожнении нижнего отделения бункера генератор отключается от рукавов и топливо пересыпается из верхнего отделения в нижнее. Газоотвод сделан в крышке.

Производительность генератора диаметром 3 *м* составляет 24—30 *т/сутки*. Размер кусков антрацита (A^p—4—14%)—5—10 *мм*; пыли мало. Выжиг остатков и качество газа хорошие. Высота слоя топлива более 2 *м*, сопротивление слоя—175—300 *мм* вод. ст., температура газа 300—350°.

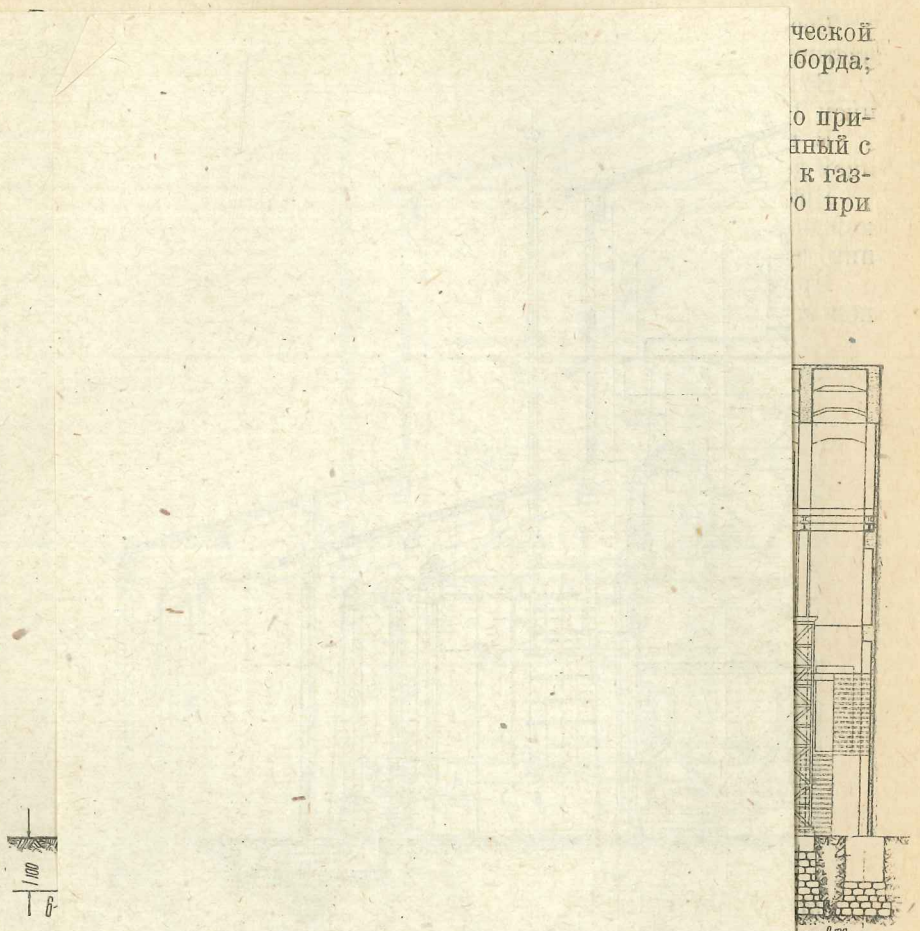
С 1929 г. в СССР началось строительство современных газогенераторных станций на антраците. Первыми были пущены станции Семилукского шамотного завода и Ростсельмаша. Оборудование для этих станций было поставлено заграничными фирмами. Осуществляемые в настоящее время станции проектируются и выполняются полностью в СССР.

Первая в СССР осуществленная на шамотном заводе в Семилуках (под Воронежем) большая промышленная установка служит для питания газом туннельных печей и двигателей. Оборудование было поставлено французской фирмой «Хертей и Соважон». Газогенераторная установка завода состоит из 6 генераторов, расположенных в два ряда (рис. 55 и 56) (см. также часть I, рис. 152 и 212).

Топливо подается в вагонетки шахтным подъемником, приводимым в движение мотором в 6,5 л. с.; вагонетки провозятся вручную вдоль бункеров и опрокидываются.

Из угольного бункера, который выключается в нижней части с помощью заслонки, топливо подается в автоматический питатель, представляющий собой четырехлопастный вращающийся барабан, снабженный небольшой воронкой, в которую попадает уголь из бункера. Барабан вращается вокруг вертикальной и горизонтальной осей.

Газ из генератора опускается вниз по вертикальной трубе, барботирует через водяной затвор, после чего поднимается в вертикальный тарелочный охладитель диаметром в 1,3 *м* и высотой в 4 *м*, где и проходит последовательно 8 тарелок, с которых течет вода, подаваемая в верху охладителя. Из гидравлического затвора периодически удаляется осевшая в нем грубая угольная пыль. Частично промытый и охлажденный газ подается вентиляторами-очистителями с брызгалками, снабженными моторами по 20 л. с., в коксовые скруббера диаметром 1,7 *м* и высотой 4,5 *м* и оттуда в сборный подземный кирпичный канал сечением 860 × 1000 *мм*. Из последнего газ одним каналом направляется в помещение силовой станции для питания газовых двигателей и другим каналом к туннельным печам для обжига шамотного кирпича, к шахтным печам для обжига глины и к сушильному барабану для глины.

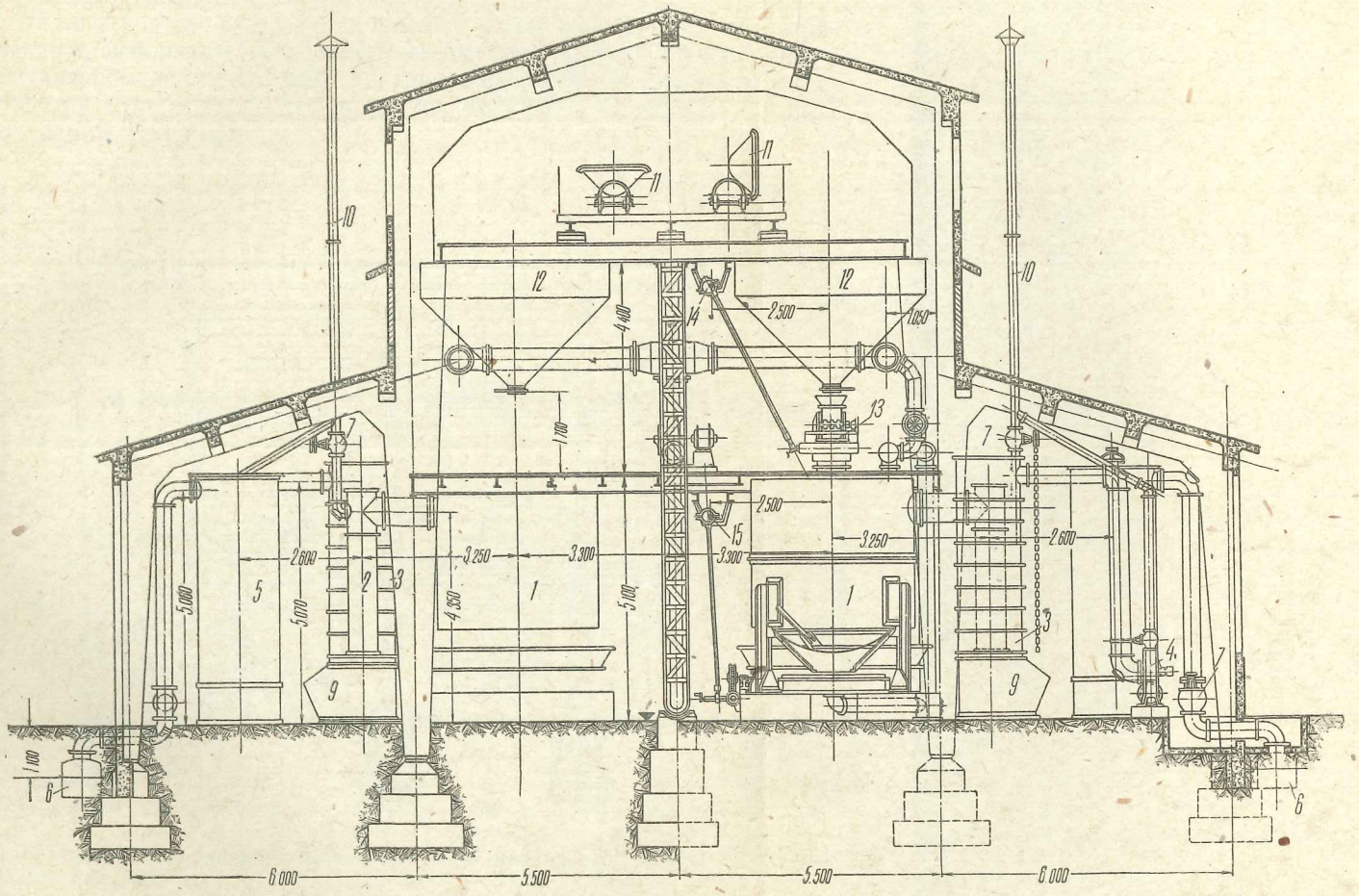


55. [illegible]

1—г[illegible]
пров[illegible]
гене[illegible]
пита[illegible]

Вкл.[illegible]

метрового железа. Крышка генератора—стальная и снабжена по периферии полым кольцом (сатуратор), спущенным в шахту и имеющим высоту в 750 *мм*. Кольцо и часть крышки заполнены водой.



55. Установка Семилукского шамотного з-да (поперечный разрез):

1—газогенератор; *2*—газопровод-стояк; *3*—тарельчатый охладитель; *4*—газовый вентилятор; *5*—скруббер; *6*—газопровод; *7*—тарельчатый клапан; *8*—воздушный вентилятор; *9*—гидравлический затвор; *10*—пусковая труба; *11*—вагонетка для подачи топлива; *12*—бункер для топлива; *13*—автоматический питатель; *14*—трансмиссия для привода питателя; *15*—трансмиссия для привода чаш

Вкл. 6. Газогенераторные установки, ч. II. 3866

метрового железа. Крышка генератора—стальная и снабжена по периферии полым кольцом (сатуратор), спущенным в шахту и имеющим высоту в 750 *мм*. Кольцо и часть крышки заполнены водой.

Оригинальн
соединенного с
Питание идет в
ной высоте сло
перегородкой,
ления бункера
сыпается из
крышке.

Производит
30 *т/сутки*.
пыли мало. В
топлива более
пература газа

С 1929 г.
раторных стан
милукского ш
этих станций
мые в настоя
ностью в СС

Первая в
(под Воронеж
питания газо
поставлено ф
ная установк
ряда (рис. 55

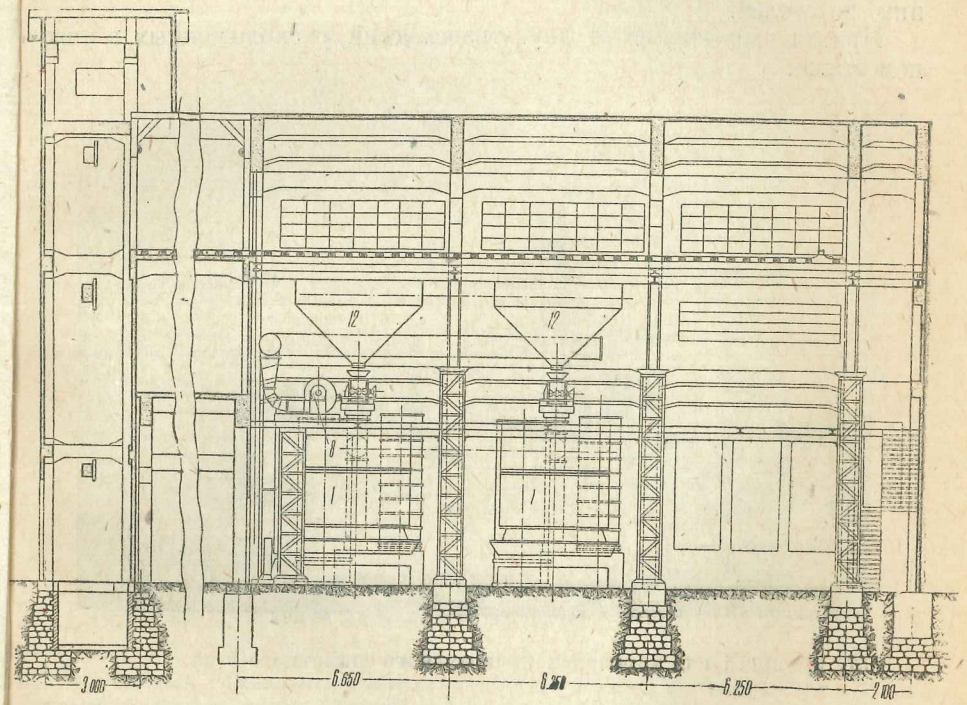
Топливо п
в движение м
бункеров и

Из угол
помощью за
представляю
снабженный
Барабан вр

Газ из г
тирует чере
тарелочный
ходит после
в верху охл
ляется осев
охлажденны
ками, снабж
метром 1,7
ный канал
направляется в помещение силовой
двигателей и другим каналом к туннельным печам для обжига шамотного кирпича, к шахтным печам для обжига глины и к сушильному барабану для глины.

В газопровод к силовой станции включена башня для химической очистки газа от сернистых соединений (по способу Сиборда; см. часть I, рис. 212).

К газопроводу, ведущему к печному отделению, параллельно присоединен небольшой газгольдер—емкостью в 500 $м^3$, соединенный с регулятором давления газа. Регулятор прикрывает газопровод к газгольдеру при подъеме колокола газгольдера и открывает его при опускании колокола.



56. Установка Семилукского шамотного з-да (продольный разрез) (обозначения см. рис. 55)

Здание генераторов—железобетонное (внешний вид установки—см. рис. 57).

Отдельный генератор представлен в части I, на рис. 152.

Диаметр генератора—2,8 *м*; высота от верхушки колосниковой решетки до крышки—2,7 *м*. Колосниковая решетка—вращающаяся, по форме—квадратная пирамидальная и расположена по оси генератора. Она состоит из четырех перекрывающих друг друга колосников, основной коробки и крышки. Кожух генератора—из 5-миллиметрового железа. Крышка генератора—стальная и снабжена по периферии полым кольцом (сатуратор), спущенным в шахту и имеющим высоту в 750 *мм*. Кольцо и часть крышки заполнены водой.

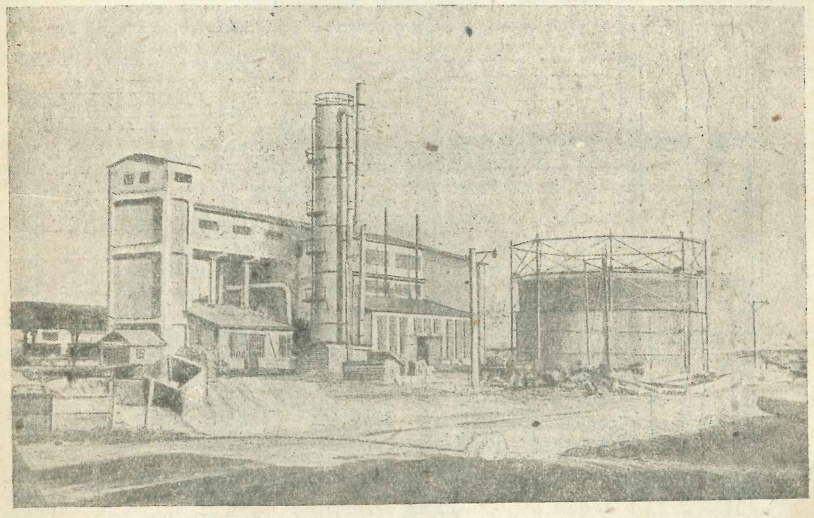
Воздух, поступающий в генератор, специальным приспособлением частично пускается в крышку, где он увлажняется.

Воздушное дутье первоначально подавалось вентилятором с давлением 120—150 *мм* вод. ст.

В настоящее время установку обслуживает вентилятор с давлением до 300 *мм* вод. ст. и с мотором в 20 л. с.

Питатели приводятся в движение от трансмиссий, отдельных для каждого ряда генераторов и расположенных у перекрытия помещения питателей.

Привод чаш—также от двух трансмиссий, расположенных в нижнем этаже.



57. Внешний вид установки Семилукского шамотного з-да

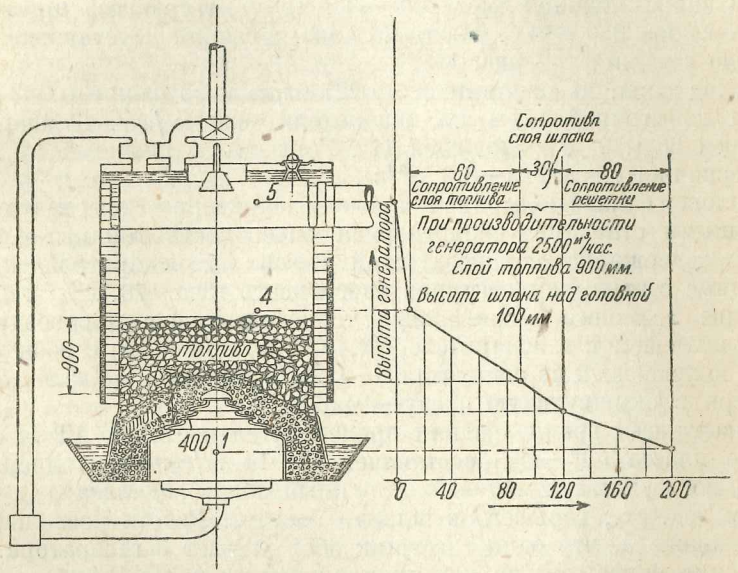
Каждая пара траномиссий—верхняя и нижняя, обслуживающая одну сторону генератора, приводится в движение от мотора в 7,5 л. с. Зола и шлак отвозятся тачками за пределы помещения генераторов.

Каждый генератор снабжен следующими измерительными приборами: термометрами для измерения температуры паровоздушной смеси, указывающими и регистрирующими; манометрами для измерения давления дутья и генераторного газа; счетчиками, регистрирующими получаемое количество газа. Кроме того в общем сборном газовом канале давление газа измеряется манометром.

Согласно гарантиям фирмы «Хертей и Соважон», газогенератор при работе на антраците, содержащем 15% золы, 5% влаги и 1% серы, при величине кусков топлива от 13 до 25 *мм* и при наличии мелочи не более 10% должен был иметь производительность в 500 *кг/час*, что соответствует суточной производительности генератора в 12 *т* и интенсивности газификации в 81 *кг/м² час*.

Впервые газогенераторы были пущены в августе 1929 г. и в течение весьма продолжительного времени работали неудовлетворительно ([126]). Топливом служил антрацит марки «АГ».

Если не считать неполадок с газогенераторами из-за недостаточного знакомства с ними обслуживающих работников (хлопки, взрывы и т. п.), основным дефектом являлась чрезвычайно малая производительность генератора (6—7 *т/сутки*), несмотря на применение антрацита с малым содержанием мелочи и пыли.



58. Распределение давлений в генераторе

Причиной малой производительности являлось засорение щелей решетки золой (рис. 58). Генератор непосредственно после пуска имел производительность в 10—12 *т*, постепенно снижавшуюся до 6—7 *т*. Работу вели с малой добавкой пара во избежание получения слишком мелкой золы. Температура дутья составляла 40—46°, и состав газа колебался в следующих пределах: CO_2—1—3%; CO—28—31%; CH_4—0,5% и H_2—9—12%; температура газа по выходе из генератора составляла 350—400°; к. п. д. генератора, считая на холодный газ,—78%; количество тепла в паре из крышки-испарителя составляло 2%.

При переходе на работу с дутьем более высокого давления (220 вместо 100 *мм* вод. ст.) производительность генератора значительно повысилась (до 16—17 *т*).

При продолжительном испытании в 1932 г. одного генератора, произведенном ЛОТИ ([127]), были получены следующие результаты. Топливо—антрацит марки «АК», содержащий A^p—6,2% и W^p—7,0%.

Свойства золы: начало деформации 1210°, размягчения 1300° и плавления 1340°; $S_{об}$—1,74%; $V^г$—1,45%; $Q^р_в$—7037 *кал/кг*. Производительность генератора по газу—2460 *м³/час*—12,9 *т* антрацита в сутки (87 *кг/м² час*). Состав газа: CO_2—1,4—1,7%; O_2—0,2—0,4%; CO—29,8—31,0%; CH_4—0,4—0,8%; H_2—9,6—11,2% и N_2—55,1—57,7%.

Теплотворная способность сухого газа по верхнему пределу—1303 *кал/м³*. Выход газа—4,67 *м³/кг*. Высота слоя топлива 850—900 *мм*. Давление дутья под решеткой—160—190 *мм* вод. ст. Температура паровоздушной смеси 40—44°. Температура газа при выходе из генератора 350—460°. Распределение давлений в установке представлено в части I на рис. 175.

Расход пара: из испарителя—0,227 *кг/кг* и из чаши—0,033 *кг/кг*. Расход избыточной воды из испарителя—620 *кг/час*. Температура входящей воды 2° и выходящей 77°. Горючего в шлаке—9,6%. Расход первичного воздуха—3,3 *м³/кг*.

Тепловой баланс по верхнему пределу характеризуется следующими приходными статьями: теплотворная способность топлива—97,52% и теплосодержание паровоздушной смеси из испарителя—2,48%. Расходные статьи: теплотворная способность газа—76,74%; теплосодержание влажного газа—8,22%; теплосодержание паровоздушной смеси, получаемой в испарителе,—2,48%; потеря тепла с избыточной водой, вытекающей из испарителя,—1,24%; потеря в провале—0,75% и потеря в окружующую среду—10,57%.

В настоящее время средняя производительность на АТ Несветаевского пласта ($A^р$—7%) составляет 13—14 *т/сутки*; температуру дутья поддерживают 50—45° (крупный шлак), давление дутья—150 *мм* вод. ст., горючего в шлаке—7—10%. Работа настолько хорошо налажена, что один газовщик обслуживает 3 генератора.

Помимо описанной на донецком антраците в СССР работает еще ряд станций. Все они снабжены аппаратурой для очистки газа. Генераторы разных систем имеют диаметр преимущественно 2,6 и 3,0 *м* и снабжаются охлаждающими кожухами и автоматическими питателями. Технологическая схема установок по большей части следующая (см. также часть I): генератор, стояк-охладитель, скруббер, коллектор газа, т. е. принимается индивидуальная система очистки.

Стояки обычно выполняются одноходовыми; в отдельных случаях они состоят из двух ступеней, одна из которых двухходовая. В стояках по высоте располагаются форсунки. Скрубберы заполняются коксом. В отдельных случаях вверху скрубберов располагают неорошаемую водой насадку для улавливания взвешенных в газе капелек влаги. При генераторе диаметром 2,6 *м* диаметр стояков 0,8—1,0 *м*, диаметр скрубберов 2,6—2,8 *м*, высота орошаемой части 7—8 *м*. Установки работают или на разрежении (воздушный вентилятор предусматривается только для разжига) или на дутье. Подача топлива производится или электрокошкой с грейфером, или элеватором и ленточными транспортерами, или только последними. При небольшом числе генераторов (до 6—9) их по большей части располагают в один

ряд. Все оборудование очистки помещают часто в здании, хотя в местах с не слишком суровым климатом это может быть избегнуто.

В последнее время по антрацитовым генераторам имеются высокие показатели работы, что в значительной степени следует отнести за счет стахановского движения.

Данные по работе генераторов за 1931—1933 гг. могут быть охарактеризованы следующим образом. Топливо антрацит «АМ» с размером кусков: выше 25 *мм*—2,80%; 6—25 *мм*—89,25% и ниже 6 *мм*—7,95%; состав антрацита: $W^р$—2,73%; $A^р$—15, 63%; $Q^р_в$—6500 *кал/кг*; средняя интенсивность газификации—123 *кг/м² час*; горючего в шлаке 22,7%; состав газа: CO_2—6,8%; O_2—0,16%; C_2H_4—0,20%; CH_4—0,60%; CO—21,80%; H_2—15,24%; N_2—55,24%; $Q_в$—1213 *кал/м³*; выход газа 4,4 *м³/кг*; температура газа при выходе из генератора 400°; сопротивление слоя топлива 90 *мм* вод. ст.; влажность газа 94 *г/м³*, расход пара—0,6 *кг/кг*, содержание пыли в газе до очистки 0,5 *г/м³* и после очистки 0,07 *г/м³*.

С середины 1934 г. некоторые генераторы диаметром 2,6 *м* были переведены на работу на мытом семечке («АС») Фоминского рудоуправления. Интенсивность газификации при этом достигалась 115—130 *кг/м² час*, т. е. не меньшая, чем при «АМ». Сопротивление слоя топлива составляло 115—125 *мм*, состав газа в среднем: CO_2—6,61%; CO—24,31%; H_2—13,92%; CH_4—0,70%; N_2—54,46%; $Q_н$—1158 *кал/м³*. В шлаке было в среднем до 21% углерода.

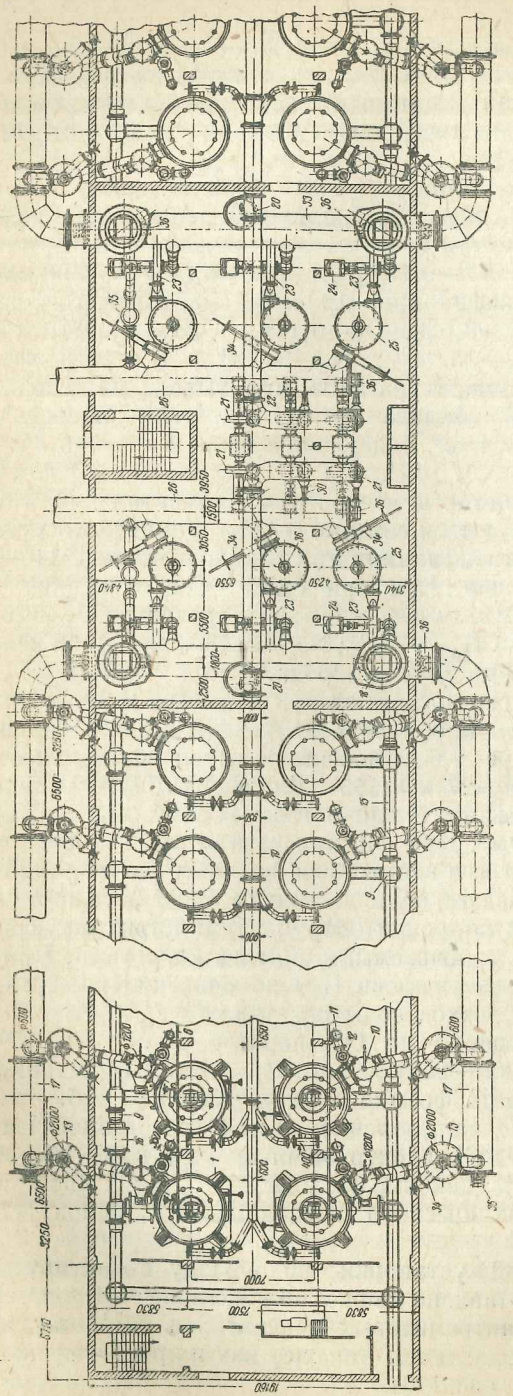
В настоящее время легко достигают при диаметре в 2,6 *м* производительности в 18 *т/сутки* (140 *кг/м² час*) на «АС» и даже больших.

На «АМ» при диаметре 2,6 *м* достигают производительности в 21 *т* и при диаметре 3 *м*—27 *т* (155 *кг/м² час*) и более. Температура дутья 50—60°, содержание пыли в газе: до очистки 2—2,5 *г/м³*, после очистки 0,1—0,15 *г/м³*. Для очистки газа от сероводорода в некоторых случаях орошают газ в скруббере содовым раствором. Этот примитивный способ преследует цели не только очистки газа от сероводорода, но и избежания коррозии оборудования диркулирующими водами, обогащающимися вымываемыми из газа кислотами. При одном из испытаний в газе содержалось H_2S до очистки 1,8—2,2 *г/м³* и после очистки 0,5 *г/м³*; расход соды составлял 4 *г/м³*.

Стоимость станции в расчете на 1 генератор диаметром 2,6 *м* составляет в среднем 200 000—250 000 руб. Примерная себестоимость газа при стоимости антрацита франко бункер равной 15 руб.—около 9 руб. за 1000 *м³* газа. Распределение статей себестоимости газа ориентировочно: топливо—40%; электроэнергия—6%; вода—3%; зарплата с начислениями—13%; цеховые расходы—38%, в том числе зарплата административно-технического персонала—8%, ремонт—7%, амортизация—15%.

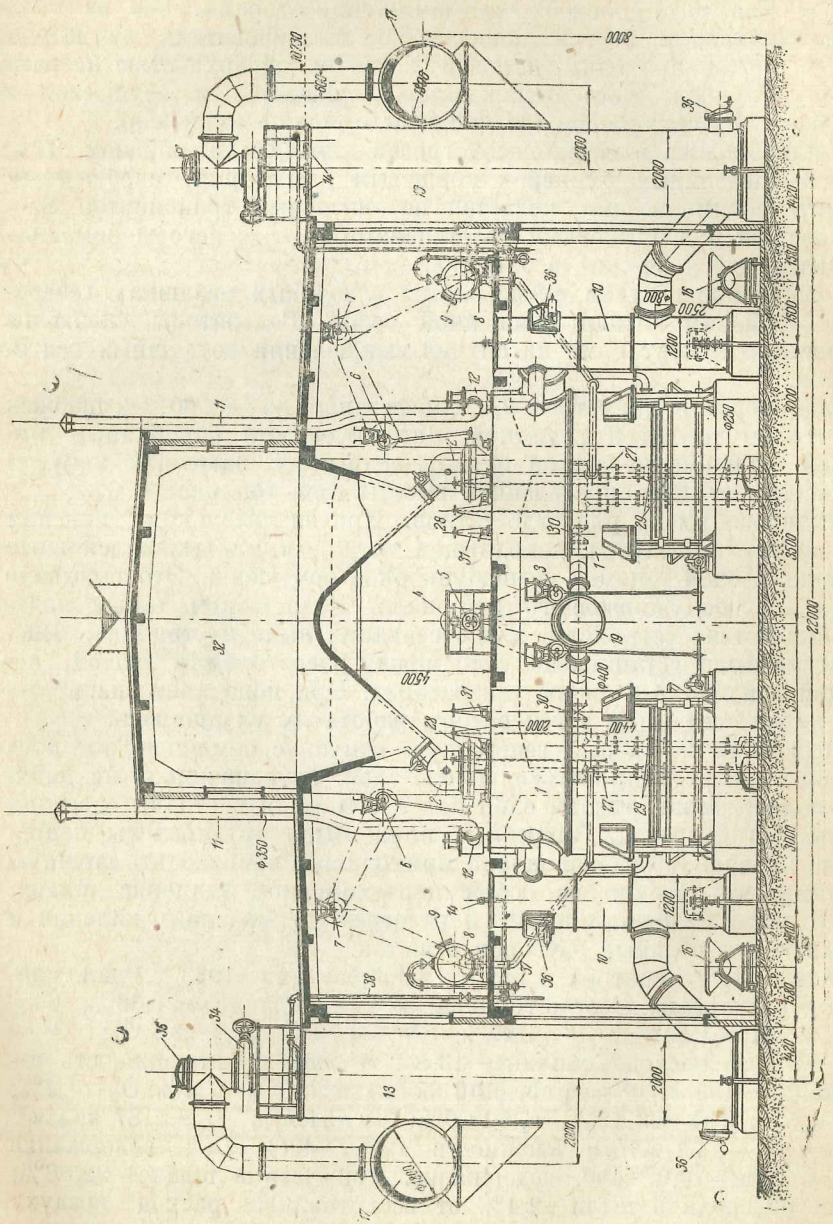
Схема газогенераторной установки по образцу проектируемых Газогенераторстроем представлена на рис. 59 (см. также ч. I, рис.176).

В случае снабжения антрацитовых генераторов котлами-утилизаторами установки располагаются так же, как и при газификации кокса (см. рис. 65 и ч. I, рис 173).



59а. Газогенераторная установка на антраците:

1—газогенератор, *2*—автоматический питатель, *3*—трансмиссия зольных чаш, *4*—редуктор к трансмиссии зольных чаш, *5*—мотор к трансмиссии привода чаш, *6*—трансмиссия питателей, *7*—контрпривод трансмиссии питателей, *8*—мотор трансмиссии питателей, *9*—паросборник (*d*=900 *мм*), *10*—стояк-охладитель, *11*—выхлопная труба, *12*—тарельчатый клапан выхлопной трубы, *13*—скруббер, *14*—форсунка, *15*—узкоколейная дорога, *16*—вагонетка, *17*—коллектор очищенного газа, *18*—тарельчатый гидравлический затвор, *19*—ступенчатый воздухопровод, *20*—автоматический регулятор давления, *21*—воздушный вентилятор, *22*—мотор воздушного вентилятора, *23*—газовый вентилятор, *24*—мотор газового вентилятора, *25*—каплеуловитель, *26*—газопровод к потребителю, *27*—дроссельный клапан воздухопровода, *28*—колонка управления дроссельного клапана, *29*—обратный клапан воздухопровода, *30*—задвижка воздухопровода, *31*—колонка управления задвижки, *32*—галлерея для ленточных транспортеров, *33*—коллектор перед газовыми вентиляторами, *34*—задвижка газопровода, *35*—обводной регулятор (байпассного типа), *36*—предохранительный (взрывной) клапан, *37*—паропровод, *38*—водопровод циркуляционной системы



59б. Газогенераторная установка на антраците

(Экспликацию см. под рис. 59а)

Одна из станций, работающих на антраците и состоящая из генераторов Кертинга, снабжена, котлами-утилизаторами. Газ из генератора диаметром 2,6 *м* попадает в пылеуловитель диаметром 1,25 *м*, потом проходит паровой котел с поверхностью нагрева в 100 $м^2$, после чего охлаждается, очищается и осушается в скруббере. Из скрубберов газ попадает в общий коллектор.

Топливоподача в установке устроена следующим образом. Топливо из подземных бункеров ковшевым элеватором, снабженным автоматическими весами, подается на ленточный транспортер, расположенный над бункерами газогенераторов, и с него с помощью сбрасывающей тележки—в бункера.

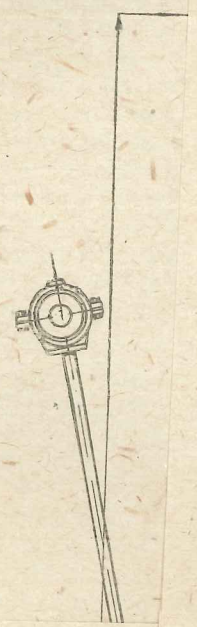
Увлажнение воздуха производится в водяных рубашках генераторов. Рубашки питают очищенной водой. Генераторы снабжены резервными инжекторами на случай выключения воздушных вентиляторов.

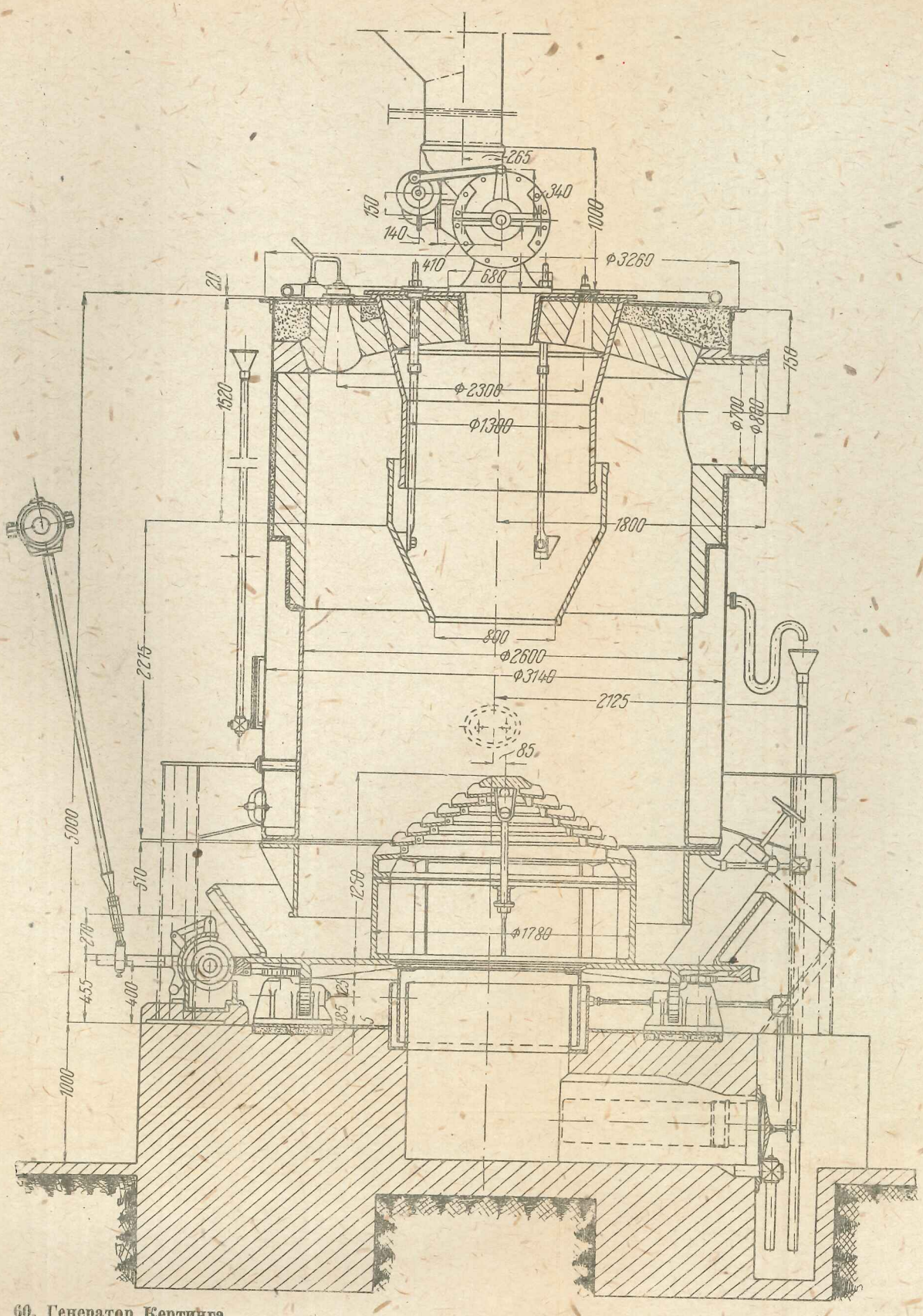
Газогенератор диаметром 2,6 *м* представлен на рис. 60. Он снабжен значительно развитой решеткой, автоматическим барабанным питателем, водяной рубашкой и подвешенным у загрузки конусом для поддерживания определенной высоты слоя топлива.

Установка имела ряд недостатков. При значительном давлении газа вверху генератора, доходившем до 95 *мм*, газ выделялся через питатели и слой топлива в надбункерное помещение. Это вызывало отравление обслуживающего персонала. Недостатком также являлось отсутствие устройства для отсеивания пыли от топлива. Впоследствии было установлено сито между элеватором и лентой, подающей топливо в бункера генераторов. При попадании значительного количества пыли в генераторы работа их ухудшалась.

Подвешенный вверху генератора конус, с помощью которого должна была регулироваться высота слоя, первоначально не допускал поддержания высоты слоя более 700 *мм* и в стадии освоения работы был укорочен. Выгребные ножи были установлены неправильно. Удаление золы и шлака приходилось производить вручную лопатами, что влекло за собой неравномерное удаление шлака, выгреб раскаленного топлива и разогрев до красного каления и разрыв колец водяных затворов решеток.

Испытание генератора в начале эксплоатации (1933 г.) дало следующие результаты. Состав топлива: W^p—4,15%; A^p—21,36%; C^p—67,93%; H^p—1,84%; O^p—1,27%; N^p—0,72%; $S^p_{об}$—2,73%; $Q^p_в$—5974 *кал/кг*; расход топлива—13,8 *т/сутки*; интенсивность газификации—109 *кг/м² час*; средний состав газа: CO_2—7,2%; O_2—0,2%; CH_4—0,5%; CO—23,4%; H_2—14,0%; N_2—54,7%; $Q_в$—1187 *кал/м³*; выход газа—3,72 *м³/кг*; влажность газа—40,4 *г/м³*; содержание пыли в газе—10,0 *г/м³*, содержание горючего в шлаке—22,88%; потеря углерода в пыли—2,4% от веса топлива; расход воздуха 2,48 *м³/кг*; температура паровоздушной смеси 62°, сопротивление слоя топлива—98 *мм* вод. ст.; сопротивление котла-утилизатора—5 *мм* и скруббера—19 *мм*; расход воды в скруббере при подогреве от 17 до 32°—5,29 *л/м³*.





60. Генератор Кертинга

Падение температуры газа в пылеуловителе было большим и составило 108° (с 535 до 427°), что соответствует 2,05% от всего тепла, введенного в генератор. Исследование золы топлива показало начало деформации 980°, полное размягчение 1200° и жидкоплавкое состояние 1350°. Количество очищенной воды, поданной в рубашку, составило 1,4 *кг/кг* топлива, из коих 0,67 *кг* было испарено. Температура воды при входе составляла 17° и при выходе 85°.

Баланс физического тепла газа показывает, что полезно используется в котле 23,55% (табл. 67).

При испытании наблюдались шлакование генератора и неравномерное распределение топлива по сечению вследствие неоднородности размера кусков. В результате слишком крутой установки ножей происходило не выгребание, а сдвигание шлака по поддону чаши, поэтому выгреб частично производился вручную.

Давление пара в котлах-утилизаторах составляло 7,2 *ат*[1]; количество снимаемого пара—156 *кг*, или 1,56 *кг/м² час*, или 0,27 *кг/кг*.

При опытах установления оптимального режима Институтом промэнергетики топливом являлся антрацит марки «АМ» состава: W^p—3,81%; A^p—22,3%; S^p—1,99% и Q^p_s—5918 *кал/кг*. Расход топлива составил в сутки 17,9 *т* (141 *кг/м² час*). Состав газа был следующий: CO_2—6,87%; O_2—0,23%; CH_4—0,49%; CO—24,61%; H_2—13,50%; N_2—54,30%; $Q_в$—1237 *кал/м³*. Выход газа был равен 3,43 *м³/кг*; расход воздуха—2,35 *м³/кг*. Работа велась со слоем топлива до 1100 *мм*; более высокий слой, осложняя обслуживание, не улучшал качества газа.

Баланс физического тепла газа *Таблица 67*

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Физическое тепло, оставляемое:		Потери тепла в пылеуловителе	17,23
сухим газом	84,86	Потери тепла в котле . . .	16,40
влагой газа	15,14	» » » скруббере .	42,82
		Тепло, затраченное на получение в котле пара . .	23,55
Всего	100,0	Всего	100,0

Количество очищенной воды, поданной в рубашку, составило 1,5 *кг/кг* топлива, из коих 0,33 *кг/кг* было испарено. Температура воды при входе составляла 15° и слившейся 76°. Распределение давлений в системе было следующее: под колосниками—182 *мм* вод. ст., в верху генератора—62, перед скрубберами—54, за скруббером—35,5 и в коллекторе газа —15,5 *мм* вод. ст. Сопротивление пылеуловителя и котла было равно 8 *мм* вод. ст.; большое сопротивление патрубка, соединяющего скрубберы и коллектор, объяснялось наличием в нем воды ([135]).

[1] При исправной арматуре должно быть 12 *ат*.

Примерный тепловой баланс генератора представлен в табл. 68.

Таблица 68

Тепловой баланс генератора (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Тепло, введенное с топливом	98,79	Теплотворная способность сухого газа	72,94
Тепло, введенное с воздухом	0,82	Теплосодержание влаги газа	1,90
Тепло, введенное с водой в рубашку	0,39	Теплосодержание сухого газа	10,66
		Потери со шлаком	5,80
		» с водой из рубашки	1,32
		» с пылью	3,20
		Прочие потери	4,18
Всего	100,00	Всего	100,00

Тепловой баланс установки приведен в табл. 69.

Таблица 69

Тепловой баланс установки (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	93,57	Теплотворная способность сухого газа	69,08
Теплосодержание воздуха	0,78	Теплосодержание охлажденного газа	0,32
Теплосодержание питательной воды рубашки	0,36	Теплосодержание пара из котла-утилизатора	2,80
		Потеря в шлаке	5,49
Теплосодержание питательной воды котла-утилизатора	0,08	Теплосодержание воды, сливающейся из рубашки	1,25
		Теплотворная способность пыли	3,03
Теплосодержание охлаждающей воды при входе в скруббер	5,21	Теплосодержание воды при выходе из скруббера	9,81
		Потери котлом в окружающую среду	2,00
		Потери пылеуловителем в окружающую среду	2,05
		Потери газогенератором в окружающую среду и неучтенные	4,17
Всего	100,00	Всего	100,00

Высота слоя топлива в среднем составляла 900 *мм*.

В дальнейшем производительность генераторов была повышена.

Сравнительное испытание различных донецких антрацитов

В результате интереса, вызванного вопросом газификации антрацита, Теплотехническим институтом в Москве с целью выявления оптимальных условий процесса газификации были поставлены в начале 1931 г. в газогенераторной лаборатории опыты по газификации различных донецких антрацитов ([131]).

Для опыта служил газогенератор фирмы «Тиссен» с внутренним диаметром в 2,1 *м* и высотой от чепца колосниковой решетки до газоотводного штуцера в 2,94 *м*. Колосниковая решетка—вращающаяся, круглая, коническая, двухъярусная с эксцентричным чепцом. Направление воздушной струи в окнах решетки—тангенциально к окружности решетки. Живое сечение решетки—1,535 $м^2$. Максимальная упругость дутья 185 *мм* вод. ст. Пар (перегретый) с температурой перегрева 235° и давлением 10,5 *ат* подавался непосредственно под колосниковую решетку.

Газифицировано было 7 сортов донецких антрацитов (табл.70).

На основании наблюдений Теплотехнический институт считает нормальной высоту слоя для марки «АМ» в 100—110 *см* и для марки «АС»—90 *см*.

Интенсивность газификации для разных сортов антрацита марок «АМ» и «АС» колебалась незначительно. Что касается марки «АК», то для донецко-грушевского «АК» без особого труда удавалось достичь интенсивности в 120 $кг/м^2$ *час*. Попытки форсировать работу с марками «АМ» и «АС» не дали положительных результатов вследствие сильного шлакования, зависания шлаков и прогаров. В отношении качества газификации отдельных сортов антрацита было установлено, что донецко-грушевский «АК» газифицировался легко, а остальные сорта в порядке убывающей трудности газификации располагаются следующим образом.

Донецко-грушевский марки «АС» газифицировался с чрезвычайной трудностью вследствие сильного шлакования, прогаров и большой трудности обслуживания слоя и ведения процесса.

Донецко-грушевский марки «АМ» показал неустойчивый процесс газификации. Наблюдались сильное шлакование и зависание шлаков—прогары.

Снежнянские—марки «АМ» и «АС»—газифицировались с значительной трудностью. Шлакование, особенно у марки «АМ», наблюдалось в значительно меньшей степени, чем у власовского. Шуровка при работе на «АМ» не тяжелая, при «АС» тяжелее. При известной осторожности газификации и тщательности обслуживания этот сорт может быть использован как генераторное топливо.

Марки Боково-хрустальского рудоуправления газифицировались легко; даже «АС» не требовал больших усилий в работе с ним, что подтверждается полной устойчивостью принятого режима в течение восьми суток балансового опыта.

В табл. 70 приведены данные испытаний.

Данные по газификации донецких антрацитов в генераторе «Тиссена» *Таблица 70*

№ по порядку	Данные	Газифицированный антрацит						
		Донецко-грушевское рудоуправление, шахта «Артем», Власовский пласт			Снежнянское рудоуправление, шахта № 4, Ремовский пласт		Бокозо-хрустальское рудоуправление, шахта № 1, Хрустальный пласт	
		АК	АМ	АС	АМ	АС	АМ	АС
1	Продолжительность испытания (в часах)	605,8	148,8	208,8	339,9	170,3	154,3	414,1
2	Состав рабочего топлива (в %):							
	W	5,80	6,60	8,06	6,25	8,25	6,71	8,66
	A	6,84	13,39	18,35	11,84	12,08	10,54	13,51
	$S_{об}$	1,41	2,53	2,10	0,83	0,85	1,37	0,99
	C	82,70	74,65	68,81	77,25	73,35	77,38	73,01
	H	1,48	1,38	1,45	1,47	1,33	1,82	1,85
	O+N (по разности)	1,77	1,45	1,89	2,36	2,45	2,18	1,98
3	Высшая теплотворная способность рабочего топлива (в *кал/кг*)	7 092	6 401	5 885	6 653	6 495	6 799	6 329
4	Часовое количество газифицированного топлива (в *кг/час*)	339	244	267	237	261	289	308
5	Интенсивность газификации на рабочее топливо (в *кг/м² час*)	98	70	77	69	75	84	39
6	Расход сухого воздуха на рабочее топливо (в *м³/кг*)	2,80	2,58	2,20	2,92	2,52	2,65	2,30
7	Расход пара на рабочее топливо (в *кг/кг*)	0,61	0,35	0,54	0,63	0 48	0,64	0,54
8	Выход сухого газа (при 0° и 760 *мм*) на рабочее топливо (*м³/кг*)	4,23	3,80	3,21	4,17	3,76	3,95	3,53
9	Средний состав сухого газа (в %):							
	CO_2	7,40	3,12	8,98	10,92	8,23	8,37	7,12
	C_mH_n	0 21	0,10	0,09	0,18	0,25	0,14	0,14
	O_2	0,22	0,42	0,20	0,26	0,22	0,20	0,21
	CO	25,66	31,00	22,66	19,86	23,92	23,51	26,11
	H_2	12,76	10,04	12,34	12,28	12,87	13,11	13,36
	CH_4	0,78	0,66	0,90	0,50	0,94	0,90	0,76
	H_2S	0,20	0,38	0,27	0,12	0,14	0,20	0,17
	N_2 (по разности)	52,77	54,28	54,56	55,88	53,43	53,57	52,13
	Высшая теплотворная способность сухого газа при 0° и 760 *мм* (в *кал/м³*)	1 290	1 351	1 182	1 048	1 258	1 227	1 311
11	Содержание влаги в газе из штуцера газогенератора (в *г/м³*)	57	41	105	68	53	88	80
12	Температура газа при выходе из генер. (в °С)	633	454	600	633	596	644	560
13	Высота слоя топлива в генераторе (в *см*)	110	145	100	110	90	105	90
14	Давление дутья под колосник. (в *мм* вод. ст.)	93	83	89	80	121	94	110
15	Давление газа по выходе из генератора (в *мм* вод. ст.)	7	7	8	8	7	7	8
16	Состав шлака (в %):							
	A^c	74,35	84,22	68,33	87,24	69,21	78,20	69,23
	$S^c_{об}$	0,65	0,47	0,90	0,23	0,42	0,39	0,50
	C^c	24,23	15,15	29,40	10,42	28,16	20,31	28,81
	H^c	0,36	—	0,35	10,42	0,33	0,28	0,40
	$(O+N)^c$ (по разности)	0,41	0,06	1,02	1,69	1,82	0,82	1,06
17	Высшая теплотворная способность сухого шлака (в *кал/кг*)	2 771	1 330	2 489	970	2 994	1 722	2 459
18	Количество сухого уноса на рабочее топливо (в %)	5,27	1,73	11,66	7,10	4,93	8,29	3,82
19	Состав уноса (в %):							
	A^c	34,57	34,26	39,30	23,77	28,80	33,73	27,21
	$S^c_{об}$	1,87	3,41	3,09	1,39	1,53	2,11	1,92
	C^c	62,24	61,16	55,88	72,53	63,34	63,07	63,25
	H^c	0,76	0,79	0,75	0,79	0,84	0,89	0,89
	$(O+N)^c$ (по разности)	0,56	0,33	0,98	1,47	1,49	0,20	1,75
20	Высшая теплотвор. способн. уноса (в *кал/кг*)	5 258	5 117	4 686	6 024	5 696	5 384	5 780
21	Плавкость золы топлива в полувосстановительной газовой среде (в °С):							
	температура размягчения	1 055	1 070	1 130	1 090	1 055	1 120	1 150
	» жидкоплавкого состояния	1 155	1 290	1 310	1 260	1 260	1 290	1 340
22	Тепловой баланс процесса газификации по высшей теплотворной способности (в %):							
	теплотворная способность сухого газа	76,8	79,9	64,1	65,5	72,2	70,9	72,8
	теплосодержание сухого газа	12,5	8,5	10,7	14,2	11,3	12,3	10 3
	» влаги газа	1,0	0,5	1,6	1,4	0,9	1,6	1,2
	теплотворная способность шлака	1,9	3,1	8,2	1,7	7,1	2,5	7,0
	» » уноса	3,2	1,4	9,2	6,4	4 4	6,5	3,5
	потеря в окружающую среду (по разности)	4,6	6,6	6,2	10,8	4,1	6,2	5,2

При рассмотрении ее следует отметить: малый выход газа для донецко-грушевского антрацита вследствие большой потери углерода со шлаками; значительную подачу пара в целях предупреждения шлакования и в результате значительное содержание углекислоты и водорода в газе; небольшое содержание в газе сероводорода (максимум для донецко-грушевского марки «АМ»—0,38% и минимум для снежнянских антрацитов—0,12—0,14%); удовлетворительную теплотворную способность газа из всех сортов антрацита, за исключением снежнянского марки «АМ», для которого она низка.

При оценке данных табл. 70 следует иметь в виду недостаточную продолжительность отдельных опытов и значительную разницу в потребовавшемся обслуживании. Достигнутые показатели по производительности в промышленности были значительно превышены и характеризуют лишь сравнительную пригодность отдельных топлив.

Дополнительно Теплотехническим институтом были поставлены опыты по газификации боково-хрустального антрацита марки «АК» на генераторе Тиссена ([132]). Были получены следующие результаты. Состав рабочего топлива: W^p—8,95%; A^p—9,19%; $S_{об}^p$—1,94%; C^p—76,86%; H^p—1,88%; $(O+N)^p$—1,18%; $Q_в^p$—6755 *кал/кг*. Интенсивность газификации—135 *кг/м² час*; температура выходящего из генератора газа 545°; выход газа (на рабочее топливо)—3,87 *м³/кг*; состав сухого газа: CO_2—2,18%; C_mH_n—0,20%; O_2—0,25%; CO—31,87%; H_2—9,15%; CH_4—1,13%; H_2S—0,13%; N_2—55,09%; $Q_в$—1396 *кал/м³*; расход воздуха—2,67 *м³/кг*; расход пара—0,27 *кг/кг*; содержание горючего в шлаке—6,3%; к. п. д. генератора, считая на холодный газ,—77,5%. Тепловой баланс приведен в табл. 71.

Таблица 71

Тепловой баланс (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	96,84	Теплотворная способность газа	77,46
		Теплосодержание газа . . .	9,72
Теплосодержание воздуха, влаги воздуха и пара	3,16	Теплосодержание влаги газа	1,68
		Потери в шлаке и уносе .	3,90
		Потери в окружающую среду и пр.	7,24
Всего	100,0	Всего	100,0

На основании результатов опыта установлено, что боково-хрустальский антрацит дал самые высокие показатели из всех испытанных углей; процесс газификации протекал устойчиво и легко. В сравнении с донецко-грушевским антрацитом, легко газифицирующимся, боково-хрустальский является более экономичным

Опыты газификации различных антрацитов на смешанный газ

Опыты газификации Егоршинских антрацитов производились инж. Н. Соболевским([133]) в генераторе Ремана диаметром 2,5 *м*. Так как водяной затвор генератора не допускал применения упругости дутья больше 200 *мм* вод. ст., чаша была зацементирована и опыты газификации производились с сухим затвором и без удаления золы. Топливо состояло преимущественно из мелочи.

При давлении дутья в 400—600 *мм* вод. ст. и добавке пара были получены следующие результаты: производительность генератора—400 *кг/час* (9,6 *т/сутки*); состав газа: CO_2—1,0—1,8%; C_mH_n—0—0,2%; CO—26,5—28,6%; CH_4—1,9—3,2% (?) и H_2—8,0—13,6%. При чистке и опорожнении генератора оказалось, что этот антрацит очень плывуч в раскаленном состоянии и способен весь «вытечь» через люки или другие отверстия.

Опыты недостаточны для суждения о возможности применения егоршинских антрацитов для газификации. По другим данным егоршинский антрацит непригоден для газификации вследствие сильного растрескивания при нагревании.

Полтаво-брединские антрациты подверглись опытной газификации на труболитейном заводе в Луганске и на Московском газовом заводе в 1934 г.([134]). На Московском газовом заводе газификация производилась в генераторе диаметром в 2,6 *м* с вращающейся решеткой без охлаждающего кожуха. Высота слоя топлива составляла 2,5—3 *м*; размер кусков—25—100 *мм*, меньше 25 *мм*—27%. Производительность генератора составила 17 *т/сутки* (133 *кг/м² час*). Состав антрацита был следующий: C—59,4%; H—1,2%; S—0,9%; (O + N)—3,2% (принято: O—2,5% и N—0,7%); W—8,6% и A—26,7%. Полученный газ имел в среднем следующий состав: CO_2—8,2%; O_2—0,2%; CO—23,9%; CH_4—0,35%; H_2—15,0%; N_2—52,35%; $Q_н$—1156 *кал/м³*. Температура газа по выходе из генератора составляла 370°; давление дутья—233 *мм* вод. ст. и давление газа в штуцере генератора—31 *мм* вод. ст.; температура паровоздушной смеси 60°. Содержание горючего в шлаке было очень значительно—35,4%. Химический к. п. д. был равен 66,3%. Расход воздуха составил 1,93 *м³/кг* и пара—0,43 *кг/кг*; выход сухого газа—2,76 *м³/кг*. Содержание смолы в газе было ничтожно; содержание пыли, повидимому, преуменьшенное, составило 0,059 *г/м³*.

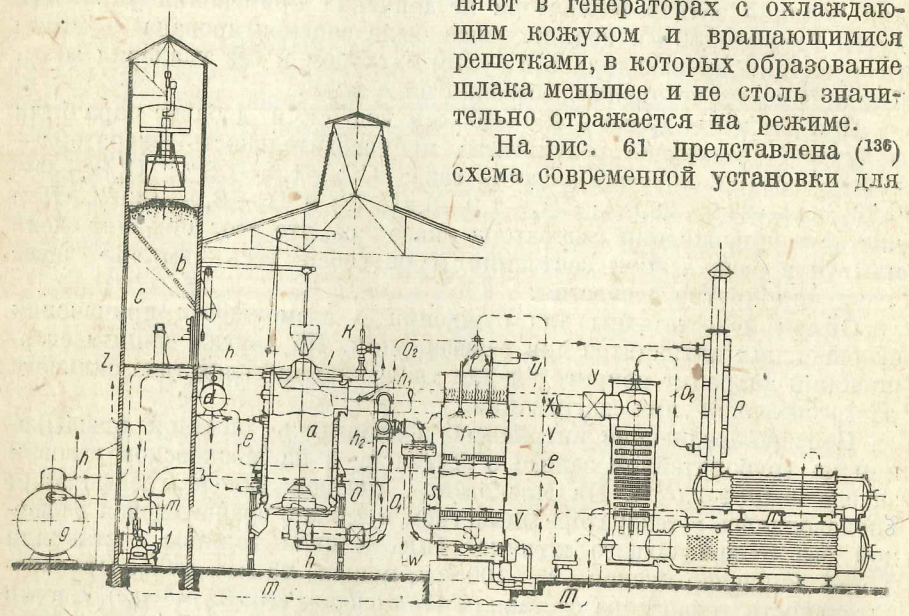
Опыты показали хорошие качества газификации полтаво-брединских антрацитов. Прочность полтаво-брединских антрацитов в холодном и горячем состоянии позволяет предполагать, что это топливо с успехом может быть применено в генераторах с жидким шлакоудалением.

Установки для получения водяного газа

До последних лет для получения водяного газа применялся исключительно кокс. Антрацит не применялся вследствие большей легкоплавкости золы и меньшей реакционной способности, связанной с его структурой.

В результате значительного дефицита хороших сортов металлургического кокса в последние годы на ряде установок для получения водяного газа стали применять антрацит. Преимущественно его применяют в генераторах с охлаждающим кожухом и вращающимися решетками, в которых образование шлака меньшее и не столь значительно отражается на режиме.

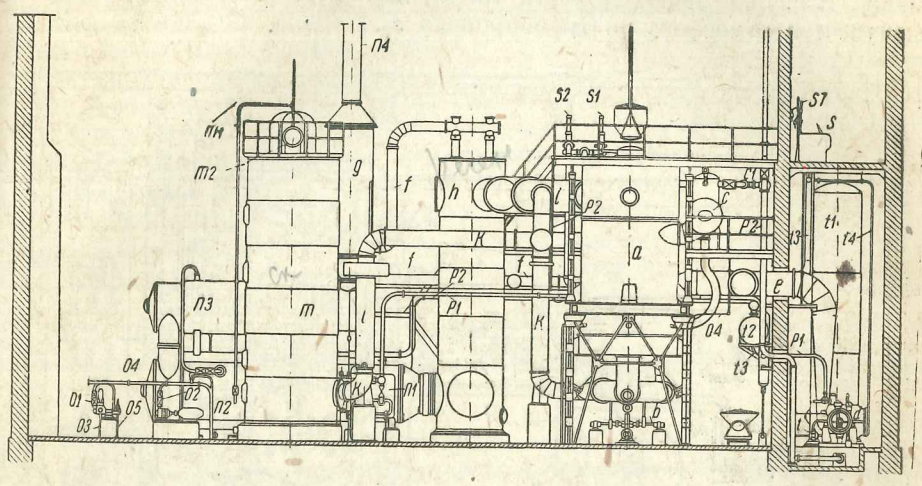
На рис. 61 представлена [136] схема современной установки для



61. Схема установки водяного газа

получения водяного газа производительностью около 3000 $м^3$ водяного газа в час. Управление работой генератора автоматизировано и находится в помещении c. Топливо грейфером подается в общий бункер b, из которого ковшом подвозится к отдельным генераторам. Водяной газ отводится через трубопровод r в скруббер f и газопровод u. Физическое тепло водяного газа используется в подогревателе s для подогрева питательной воды рубашки и котла-утилизатора. Продукты воздушного дутья отводятся трубопроводом x в сожигательную камеру y и далее—в котел-утилизатор n и воздушный экономайзер p. Подогретый в экономайзере воздух подается в сожигательную камеру. Питательная вода рубашки подается трубопроводом v в подогреватель s и далее трубопроводом w подается к насосу и через трубопровод e— в паросборник d генератора. В рубашке получается пар с давлением в 2 $ат$, подаваемый в генератор. В паровом котле n, обогреваемом

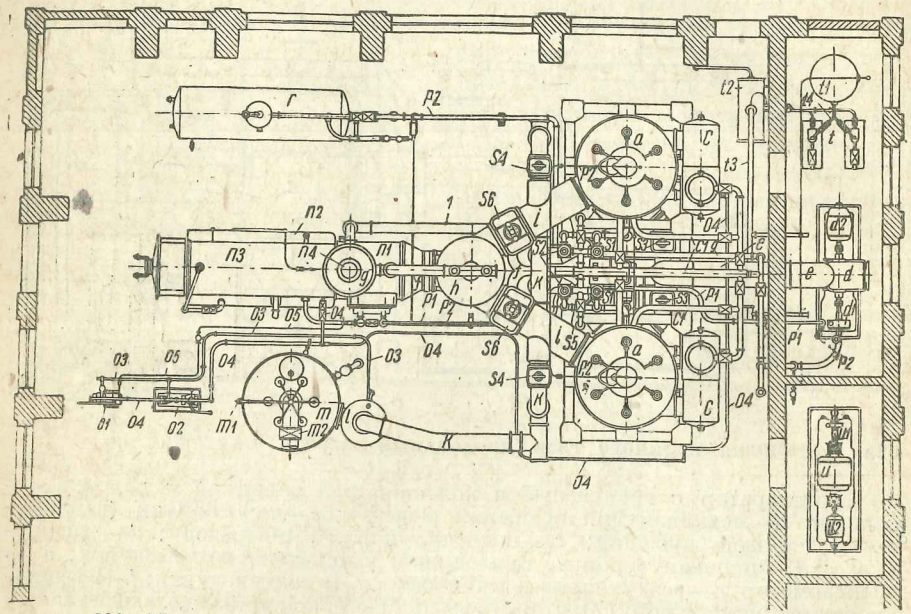
продуктами воздушного дутья, получается пар с давлением в 12—13 $ат$ в количестве 0,8—1 $кг/м^3$ водяного газа. Пар проходит перегреватель, обогреваемый отходящими газами. По паропроводу m перегретый пар поступает в паровую турбину с противодавлением в 2 $ат$, соединенную с воздуходувкой *1*. Мятый пар с давлением в 2 $ат$ собирается



62а. Установка водяного газа (продольный разрез):

a—газогенератор с вращающейся колосниковой решеткой и паровой рубашкой; b—механизм для вращения решетки; c—паросборник (давление 2 $ат$) паровой рубашки; c_1—подводка пара к генератору; d—воздуходувка; d_1—паровая турбина, приводящая в действие воздуходувку; d_2—электромотор; e—воздухопровод к генератору от воздуходувки; f—воздухопровод сожигательной камеры; g—воздушный экономайзер, обогреваемый отходящими газами; h—сожигательная камера; i—трубопровод отходящих газов к сожигательной камере; k—газопровод для водяного газа от генератора к скрубберу; l—водяной подогреватель, обогреваемый за счет физического тепла водяного газа; m—скруббер; m_1—водопровод к скрубберу; m_2—газопровод для водяного газа от скруббера к газгольдеру; n_1—пароперегреватель; n_2 — котел-утилизатор; n_3 — подогреватель питательной воды; n_4—труба для газов в атмосферу; o_1 и o_2—насосы для питательной воды; o_3—трубопровод от водяного экономайзера к паровым насосам; o_4—трубопровод подогретой воды в котел-утилизатор и рубашку генератора a; o_5—паропровод к паровому насосу o_1; p_1—паропровод для пара высокого давления от пароперегревателя n_1 к турбине d_1; p_2—паропровод для пара давлением в 2 $ат$ от турбины; r—аккумулятор пара с давлением в 2 $ат$; s—помещение для автоматического управления генератором; s_1—клапан на паропроводе, подводящем пар в верх генератора; s_2—клапан на паропроводе, подводящем пар в низ генератора; s_3—клапан на воздухопроводе; s_4 и s_5—клапаны на газопроводе водяного газа; s_6—клапан на трубопроводе для отходящих газов; s_7—манометрическая доска; t—водяные насосы, создающие давление в гидравлической системе для автоматического управления клапанами генератора; t_1—аккумулятор; t_2—сборник отработанной воды автоматического управления; t_3—трубопровод для отработанной воды от клапанов генератора к сборнику t_2; t_4—нагнетательный трубопровод для воды; u—эксгаустер для водяного газа; u_1 — паровая турбина и u_2— электромотор.

в аккумуляторе g, связанном также с паросборником рубашки генератора d. Из аккумулятора g пар трубопроводом h подается в генератор a, по пути подогреваясь в пароперегревателе i, смонтированном в верхней части генератора. Клапан k служит для направления пара или в трубопровод h_1 при дутье сверху или в трубопровод h_2 при дутье снизу. В случае необходимости мятый пар от турбины может быть выпущен в атмосферу по трубопроводу z_1.



62b. Установка водяного газа (план)

Воздух в генератор подается воздуходувкой l по воздухопроводам o, o_1, и по воздухопроводу o_2 в сожигательную камеру (через экономайзер p)[1]1. На рис. 62 представлено расположение оборудования подобной установки. В подобных установках количество вырабатываемого пара превышает необходимое для самой станции.

Установка, подобная описанной, была сооружена в 1931 г. на Дружковском болтовом заводе. Установка оборудована двум генераторами водяного газа системы Демага, работающими на кусковом антраците марки «АК»(225, 226).

Топливо транспортируется со склада в вагонетках со съемным кузовом через весы. Кузов вагонетки электрическим краном подается к загрузочному отверстию генератора, снабженному клапаном. При загрузке топлива (1 раз за 30—45 мин.) дутье прекращается. Под загрузочным отверстием помещен распределительный конус.

[1] На случай отсутствия пара воздуходувка соединена также с мотором.

Переключение шиберов генератора производится с помощью сжатой воды. Давление и уровень воды в аккумуляторе поддерживаются центробежным насосом (второй—резервный).

Диаметр генератора—2,6 *м*; расстояние от крышки генератора до чепца решетки—4,625 *м*. Генератор оборудован охлаждающим кожухом высотой в 3,6 *м*, соединенным с пароводяным барабаном. Пар, питающий генератор, проходит перегреватель с поверхностью нагрева в 12 $м^2$, расположенный в верхней части генератора. Водяной газ из генератора поступает в общий для двух генераторов скруббер и из последнего—в газгольдер. Скруббер имеет диаметр в 2,7 *м* и высоту—в 8,25 *м*. Он заполнен коксом и снабжен в верхней части отбойной насадкой. Продукты воздушного дутья обоих генераторов дожигаются в одной камере, заполненной в нижней части огнеупорной насадкой, после чего поступают в общий котел. Диаметр камеры—2 *м*; высота полная (внутренняя)—6 *м* и заполненная насадкой—4 *м*. В верхней части камеры подается вторичный воздух. Газы, выходя из камеры, обогревают пароперегреватель, паровой котел и воздушный и водяной экономайзеры (см. часть I, гл. IV). Паровые магистрали связаны с аккумулятором Рутса. Питательная вода подогревается в рубашке, охватывающей газопровод водяного газа перед скруббером.

Гарантии фирмы были следующие: производительность установки 2500 $м^3/час$ газа с теплотворной способностью в 2500 $кал/м^3$; расход воды для охлаждения газа—5 $л/м^3$; количество пара, получаемого в котле для приведения в движение турбовоздуходувки и питательного насоса и для нужд завода,—3000 *кг/час*.

При испытании установки Харьковским институтом промэнергетики интенсивность газификации составляла в среднем 124 $кг/м^2$ *час*; высота слоя—1370 *мм* (875—1775 *мм*); при продолжительности работы одного генератора в 18 час. и второго в 19 час. продолжительность парового дутья составила соответственно $11^1/_2$ и 12 час.

Топливо имело следующий состав: W^p—5,00; A^p—8,77%; S^p—1,73%; C^p—79,63%; H^p—2,24%; O^p—1,59%; N^p—1,04%; V^p—4,85%; $Q_в$—7370 *кал/кг*. Содержание горючего в шлаке составляло 28,45%. Количество уноса, отлагавшегося по пути газов воздушного дутья (у шиберов, в камере сгорания, у пароперегревателя и в котле), составило 1% от веса топлива; состав уноса: A—18,27%; C—81,73%. Состав водяного газа был в среднем следующий : CO_2—5,87%; O_2—0,65%; CH_4—0,76%; CO—36,38%; H_2—53,55%; N_2—2,79%; $Q_в$—2814 и $Q_н$—2550 $кал/м^3$; содержание влаги—0,446 $кг/м^3$. Средняя температура водяного газа по выходе из одного генератора составляла 375° и по выходе из второго 445°. Выход водяного газа (замерен) составил 1,32 $м^3/кг$ (660 *кг/час* на генератор). Давление парового дутья было равно 340—300 *мм* вод. ст. и газа—134 *мм*; давление воздушного дутья было равно 568 *мм* вод. ст. и воздушного газа—101 и 32 *мм*. Расход первичного воздуха составил 1,27 $м^3/кг$; расход пара—1,83 *кг/кг*. Расход воды для охлаждения газа в скруббере до 30° при начальной температуре воды в 11° и конечной в 61° составил 7,6 $л/м^3$.

Состав газов перед котлом был следующий : CO_2—12,9%; O_2—2,0%; H_2—4,6%; CO—6,9%; N_2—73,6%; температура газов перед котлом 960°; давление в газоходе—65 *мм* вод. ст.; коэфициент избытка воздуха (α)—0,78. Состав газов за котлом: CO_2—13,5%; O_2—1,1%; H_2—1,6%; CO—6,3%; N_2—76,9%; температура 185°; α—0,842 и давление—46 *мм* вод. ст; температура газов за водяным экономайзером составила 135° и за воздушным 113°; соответственно давления—21 и 3 *мм* вод. ст.

Малая величина использованной части топлива (48%) была связана с плохим использованием отбросного тепла и подводом извне пара взамен производства излишнего пара (см. ч. I, гл. IV). Причинами плохого использования газов горячего дутья являлись нехватка воздуха для дожигания газов и засорение трубок котла и экономайзера уносом.

В результате взамен производства гарантированных 3000 *кг* пара на станцию подавалось со стороны 755 *кг* пара в час, и кроме того расходовалась электроэнергия на приведение в движение вентилятора и насоса.

Вследствие неудовлетворительной работы установка была переоборудована. Было подведено добавочное воздушное дутье через боковые стенки генератора на высоте 800 *мм* от чепца путем введения в 4 местах сквозь рубашку сопл диаметром по 100 *мм*, а также в газовое пространство штуцером диаметром в 200 *мм*. Воздух, подводимый в газовое пространство генератора для сжигания газа, подогревался в воздушном экономайзере. Подвод воздуха в камеру сгорания был выключен. Самая насадка камеры сгорания, служившая для аккумулирования тепла, была выброшена. Была удалена находившаяся в нижней части решетки кольцевая опорная коробка с приливами-гребками, передвигавшими шлаки к выгрузочному отверстию при вращении решетки, и таким образом решетка была понижена на 500 *мм*, а уровень слоя топлива повышен на эту же величину. Для удаления шлаков к решетке были привернуты на болтах стальные полосы, расположенные радиально. Воду для питания котлов стали брать из аккумуляторов Рутса, в которые пускается пар из рубашки в периоды воздушного дутья, и таким образом взамен аккумулирования избыточного пара и приема заводского пара аккумулятор стал подогревать питательную воду для паровых котлов. Эта вода до попадания в аккумулятор подогревается в рубашке, охватывающей газопровод водяного газа перед скруббером. Избыточный пар из котла направляется непосредственно в заводскую сеть.

В результате переоборудования при воздушном дутье генератор стал представлять собой топку с высоким и равномерно по высоте разогретым слоем топлива.

Установка была обследована после переоборудования (1932 г.) Харьковским институтом промэнергетики.

Топливом служил отбиравшийся вилами антрацит марки «АК» следующего состава: W^p—5,16%; A^p—3,86%; S^p—1,36%; C^p—84,18%; H^p—1,52; $(O + N)^p$—3,92%; V^p—3,51% и Q_c—7256 *кал/кг*.

Состав сухого выгреба: *A*—65,62% и C—34,38%. Часовой расход антрацита—775,6 *кг*. Интенсивность газификации 146,3 *кг/м² час*. Состав полученного водяного газа был следующий: CO_2—6,7%; O_2—0,5%; CH_4—0,6%; CO—38,2%; H_2—51,3%; N_2—2,7%; Q_c—2788 *кал/м³* и $Q_н$—2536 *кал/м³*. Температура газа при выходе из генератора около 400° и в газопроводе за скруббером 30°. Давление водяного газа в газопроводе за скруббером—125 *мм* вод. ст. Получено сухого водяного газа 1410 *м³/час*; выход на 1 *кг* антрацита—1,93 *м³*. Средняя продолжительность воздушного дутья—2,1 мин. и парового—4,8 мин. Давление воздушного дутья в среднем—471 *мм* вод. ст. Паропроизводительность котла-рубашки—962 *кг/час* (32,7 *кг/м² час*); давление пара—2,5 *ат*. Часовое количество пара, получаемое из трубчатого котла,—1255 *кг*; средняя напряженность котла—17,57 *кг/м² час*, давление пара в котле—8 *ат*. Состав дымовых газов за котлом: CO_2—16,8%; O_2—3,2% и N_2—80%. Средний расход воды в скруббере на 1 *м³* сухого газа 10,4 *л*. Температура воды, поступающей в скруббер, 22° и выходящей из скруббера 58°. В результате переоборудования производительность генератора возросла на 45,3% против производительности при приемном испытании. Увеличение производительности произошло за счет улучшения процесса газификации.

Аналогичная установка из двух генераторов Бамага диаметром в 2,3 *м* с вращающейся решеткой типа «Керпели», с сухим золоудалением без охлаждающего кожуха, осуществлена на заводе «Красный котельщик» в Таганроге. В генераторах газифицируется антрацит марки «АК» с размером кусков: 0—25 *мм*—12,2%, 25—100 *мм*—58,5% и свыше 100 *мм*—23,2%. Слой топлива поддерживается высотой до 2 *м*. Интенсивность газификации составляет 200 *кг/м² час*.

При потреблении водяного газа в небольших количествах применяют более примитивные конструкции генераторов с неподвижными решетками и более простые способы подачи топлива. В этих случаях или совсем не предусматривают использования тепла газов воздушного дутья и физического тепла водяного газа (часть I, рис. 32), или устанавливают только пароперегреватель, в котором используется тепло продуктов воздушного дутья. Установка водяного газа большого размера описана в гл. VI. Помимо максимального использования теряющегося тепла в них предусматриваются более полная механизация и автоматизация процессов обслуживания и контроля.

К числу газогенераторных установок, работающих на антраците, относится установка Московского газового завода, вырабатывающая водяной, смешанный и карбюрированный газ в смеси со светильным и нефтяным и дающая стандартный газ с теплотворной способностью в 4200 *кал/м³*.

Станция оборудована 6 газогенераторами Пинча, двумя с неподвижной решеткой и четырьмя с вращающейся. Загрузка топлива и переключение клапанов ручное.

Четыре генератора снабжены карбюраторами и фиксаторами, из них два имеют общий котел-утилизатор.

Генераторы с неподвижной решеткой имеют диаметр в 1500 *мм*; размеры карбюраторов и фиксаторов: диаметр (в сетву) 1,22 *м*, высота насадки—2,4 *м*, полная высота—4,7 *м*.

Генераторы с вращающейся решеткой без охлаждающих рубашек имеют диаметр в 1,9 *м*; размеры карбюраторов и фиксаторов: диаметр (в свету)—1,62 *м*, высота насадки—4,2 *м*, полная высота—6700 *мм*.

Размеры дымогарного котла утилизатора, обслуживающего два генератора: длина котла 7,5 *м*, дымогарных труб—5,0 *м*, диаметр трубок—70/76 *мм*, число труб—100, диаметр барабана—1,955 *м*, поверхность нагрева котла—130 $м^2$, давление пара—10 *ат*, съем пара около 4 $кг/м^2$ *час*.

Водяной газ охлаждается в трубчатых холодильниках диаметром в 1,9 *м* и высотой в 6,73 *м*.

Воздуходувок—4, две на 7 000 $м^3/час$ воздуха при давлении 600 *мм* и две на 14 000 $м^3/час$ при давлении 940 *мм*.

В качестве топлива применяется антрацит «АП», вручную дробящийся до размера кусков 25—100 *мм*. Состав антрацита: A^p—6—8%, W^p—4—6%, $S^p_{об}$—2—3%.

Отдельные показатели режима: продолжительность горячего дутья 4 мин, газования—10 мин., давление водяного газа в штуцере—250 *мм*, состав газа: CO_2—7,8%, CO—36,3%; H_2—47,8%; CH_4—1,1%; O_2—0,3%; N_2—6,7%, $Q_н$—2435 $кал/м^3$.

Производительность генератора диаметром 1,9 *м*—20 000 $м^3$ водяного газа в сутки.

Большой интерес представляют исследования ВНИГИ газификации в мощных генераторах «Пауэр-Газ» диаметром 3,6 *м* антрацита «АК» состава: W^p—4,80%; A^p—6,17% $S^p_{об}$—2,56%; V^r—3,18%; C^p—83,46%; H^p—1,50, N^p—0,75%.

Интенсивность газификации при нормальном ходе составляла 236,5 $кг/м^2$ *час*—380 $м^3/м^2$ *час*, выход газа—1,6 $м^3/кг$, расход пара—1,06 $кг/м^3$, горючего в шлаке—32,5%. Состав газа: CO_2—6,7%; H_2S—0,4%; O_2—0,2% CO—39,4%; H_2—49,8%; CH_4—0,6%; N_2—3,9%; $Q_н$—2518 $кал/м^3$.

Производительность генератора значительно ниже, чем при коксе; расход пара на 30% больше; выжиг остатков несколько хуже.

По подсчетам Гладцинова и Туфякина, при работе на антраците стоимость газа весьма значительно снижается (сравнительно со случаем кокса).

Глава шестая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ КОКСА

Кокс является искусственно получаемым топливом, в связи с чем его стоимость довольно высока. Поэтому газификация кокса производится или в силу особых свойств его или при наличии отбросных или малоценных сортов кокса (полукокс, коксик).

В СССР распространена сухая перегонка древесины и каменного угля. Сухая перегонка древесины производится с целью получения древесного угля и других продуктов перегонки. В значительно меньшей мере в СССР применяют полукоксование торфа; не велико с точки зрения использования полукокса и значение полукоксования бурых углей и сланца.

Особенно распространено получение кокса из каменных углей. Хотя этот кокс и более зольный, чем древесный уголь, и содержит серу, однако большая распространенность и большие запасы в промышленных районах каменных углей, из которых получают спекшийся кокс, а также прочность этого кокса обеспечили ему наибольшее применение.

Широкое строительство газогенераторных установок на коксе находится в непосредственной связи с развитием производства кокса и полукокса.

1. СОСТАВ И СВОЙСТВА КОКСА

Древесный уголь содержит много углерода (табл. 8) и мало золы (1,4%) и влаги (8%). Он кусковат, прочен и порист. Аналогичными свойствами обладает и торфяной кокс, но содержание в нем золы зависит от содержания золы в исходном топливе (см. гл. II). Буроугольный кокс непрочен, многозолен (см. гл. III) и имеет малое применение.

Незначительное применение имеет и сланцевый кокс вследствие небольшого содержания в нем углерода.

Каменный уголь дает в зависимости от своих свойств различный по характеру кокс и полукокс. Получающийся при низкотемпературном коксовании полукокс содержит 10—15% летучих, порист и хру-

пок; кроме того он легко самовозгорается; возможно брикетирование полукокса. Прочный, спекшийся кокс получается из жирных каменных углей или из смеси этих углей с другими углями, дающими менее прочный кокс.

В числе каменноугольных коксов различают металлургический кокс и газовый кокс.

Металлургический кокс получают в батарейных регенеративных печах, представляющих собой мощные сооружения, при температуре, наиболее выгодной для получения хорошего кокса, т. е. примерно при 1000°. Для получения хорошего кокса выбираются определенные сорта каменного угля—преимущественно IV класса по Грюнеру. Уголь перед применением для уменьшения зольности и сернистости промывается.

При выгрузке из печей в зависимости от качества кокса получается от 3 до 8% мелочи: коксика—размером в 10—25 *мм* и мусора—размером в 0—10 *мм*. При погрузке кокса в вагоны и при выгрузке его образуется от 1 до 8% мелочи, и от 0,5 до 3% мелочи образуется при перевозке([137]). Получающаяся коксовая мелочь состоит преимущественно из плохо скоксовавшихся, легко отскакивающих частиц угля.

Кокс имеет черный, матовый, иногда серый с серебристыми блестками цвет; он прочен; вес 1 $м^3$—400—450 *кг*.

Содержание летучих указывает на степень обжига кокса, причем так называемый недожженный кокс содержит довольно много летучих веществ; в нормальном коксе содержание летучих колеблется около 1% и лишь в редких случаях достигает 1,5%([40]).

При обычной температуре коксования (примерно 1000°) в коксе содержится H около 0,5% и (O + N)—около 2%. Сера в коксе находится преимущественно в виде FeS.

Зольность и содержание серы могут колебаться в значительных пределах в зависимости от содержания их в исходном угле.

Сильно колебаться может и влажность кокса; гигроскопическая влажность его достигает 15%. При лежании на воздухе он может воспринимать из атмосферных осадков еще большее количество влаги. На морозе кокс растрескивается и измельчается вследствие замерзания в его порах воды. В хорошем металлургическом коксе содержание S должно быть меньше 1%, H_2O—меньше 4% и золы—меньше 9%. Теплотворная способность кокса колеблется в пределах 7000—7500 *кал/кг*.

Коксующиеся угли залегают в Донбассе, в Кузнецком бассейне, Черемховском (Восточная Сибирь), Уральском (кизеловские угли) и на Кавказе (ткварчельский, ткибульский).

По данным Лоханского([137]) состав донецких коксов колеблется в следующих пределах: $C^г$—92,62—96,65%; $H^г$—0,97—1,50%; $S^г$—0,40—1,92%; $N^г$—1,88—2,85%; $O^г$—1,0—2,77%; $A^р$—5,07—14,83% и $W^р$—1,82—2,51%.

Газовый кокс получается как побочный продукт при производстве светильного газа. В этом производстве основным продуктом является газ, и при выборе рода угля, а также при процессе получения газа руководствуются исключительно соображениями количества и свойств получаемого газа, но не качества получаемого кокса. Уголь не промывается и заполняется неплотно, что в связи с высоким содержанием в нем газа способствует получению рыхлого и пористого кокса. Последний более порист, чем металлургический, и воздух легче проходит в нем и находит большие поверхности соприкосновения, что обусловливает большую активность газового кокса по сравнению с металлургическим. В газовом коксе содержится также больше летучих продуктов, нежели в металлургическом.

При газификации сера кокса в условиях недостатка кислорода переходит в сероводород. Азот, остающийся в коксе, выделяется в виде аммиака.

2. ГАЗИФИКАЦИЯ КОКСА

Общие соображения

Как уже неоднократно отмечалось, древесный уголь в соответствии с его строением и характером вещества, слагающего его, является очень активным топливом. Поры древесного угля состоят из каналов, соприкасающихся между собой; стенки пор тонкие. Газы легко проникают в поры древесного угля и быстро реагируют с ним. Значительной активностью обладает также торфяной и буроугольный коксы, значительно меньшей—каменноугольный, поры которого, или их группы, замкнуты и стенки плотны. Значительной акивностью обладает полукокс, имеющий пористую структуру и в случае достаточной прочности могущий с большой интенсивностью газифицироваться в газогенераторах.

В соответствии с малой прочностью полукокса, ограничивающей его применение, вполне возможно применение в генераторах полукокса в брикетированном виде.

Кокс и древесный уголь весьма часто применяют для разжига генераторов. Это вызывается соображениями меньшего дымообразования (выделение углеводородов и сажи), неспекаемостью их, малым сопротивлением слоя, нераспадаемостью при нагревании и малой влажностью. Они позволяют сравнительно быстро накопить устойчивый слой раскаленного топлива. Это определяет и их преимущества для газогенераторов как постоянного топлива.

Древесный уголь в соответствии с его малозольностью, малым содержанием влаги и активностью является прекрасным топливом для газификации—неспекающимся, нешлакующимся, требующим минимальной уборки золы и газифицирующимся с большой интенсивностью. Однако высокая стоимость древесного угля в промышленных центрах ограничивает его применение или малыми установками или же специальными объектами.

Из других видов коксового остатка топлива наибольшее применение имеет каменноугольный кокс. Широкое применение каменноугольного кокса связано или с простотой очистки получаемого из него газа

(силовой газ), или с малым содержанием в нем летучих при большой стойкости при нагревании, лучших свойствах золы и более высокой реакционной способности, чем антрацита (водяной газ, газ с малым содержанием водорода или углеводородов), или же с наличием соответствующих дешевых продуктов или отходов других производств, например в виде коксика (смешанный газ для целей отопления и силовых нужд).

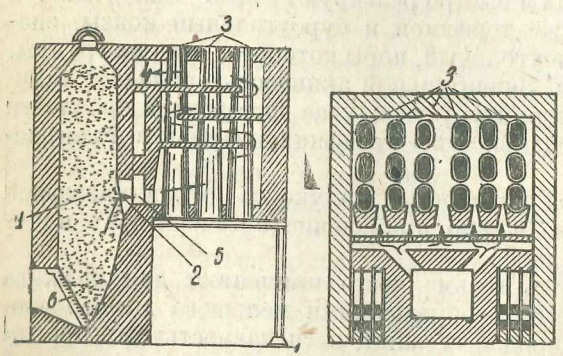
Следует также отметить возможность использования в газогенераторах сланцевого кокса и полукокса в случае наличия в нем достаточного количества углерода или добавки к нему более ценных сортов топлива.

Кокс газифицируется в газогенераторах всевозможных конструкций, в том числе и в газогенераторах с жидким шлакоудалением.

Установки для получения смешанного газа

Небольшие газогенераторные станции на коксе устанавливаются довольно часто, особенно для питания газовых двигателей. Эти установки сходны с описанными в гл. V.

При газификации в генераторе Пинча (рис. 52) газового кокса[63] с содержанием золы в 11,24% и низшей теплотворной способностью в 6766 *кал/кг* был получен газ среднего состава: CO_2—5,4%; CO—26,4%; H_2—13,2% и CH_4—0,2% с низшей теплотворной способностью в 1161,3 *кал/м³*. Выход газа составлял 4,78 *м³/кг*. К. п. д. генератора на холодный газ был равен 82%. Интенсивность газификации кокса в подобных генераторах превышает таковую для антрацита.



63. Генератор для обогрева реторт:

1—генератор; *2*—выход газа; *3*—реторты; *4*—вход продуктов горения в рекуператор; *5*—выход горячего воздуха из рекуператора; *6*—ступенчатая решетка генератора.

Генератор, питаемый ретортным коксом и служащий для получения газа, отапливающего реторты (рис. 63), представляет собой шахту большой высоты—7,7 *м*—и малого поперечного сечения—1,35 × 1,624 *м*, снабженную вверху круглым загрузочным люком диаметром в 0,5 *м* и внизу—ступенчатой колосниковой решеткой площадью в 1,79 *м²*. Колосники охлаждаются водой, подаваемой на верхнюю ступень и стекающей с нее на нижние. Решетка снабжена двухстворчатой дверкой. Воздух протягивается в генератор за счет создаваемой извне тяги. Загрузка генератора производится 1 раз в сутки и чистка—1—2 раза в сутки.

После чистки генератор в течение 4 час. работает без подачи пара.

При испытании суточный расход воздушносухого кокса составил 2370 *кг* (45 *кг/м² час*); выход газа—4,72 *м³/кг* кокса; расход воздуха 3,19 *м³/кг*; состав газа был следующий: CO_2—5,1%; H_2—15,2%; CO—26,3% и N_2—53,4%; количество воды, испаренной на колосниках,—0,59 *кг/кг*; температура газа 800°.

За границей давно на коксе работают большие генераторные станции. В связи с отсутствием в газе смолистых веществ генераторы иногда выполняют в комбинации с котлами (генераторы Маришка, генераторы с экранными котлами или с крышками-испарителями) или же используют физическое тепло газа в котлах-утилизаторах.

По данным фирмы «Пинч», при газификации кокса в генераторе диаметром в 2,6 *м*, снабженном охлаждающим кожухом, и наличии подогрева паровоздушной смеси (во избежание конденсации пара) в наклонном трубопроводе из генератора за счет физического тепла газа производительность генератора составляла 16—24 *т/сутки*; $Q^c_в$—1160—1320 *кал/м³*; химический к. п. д.—80% и термический—83,4%; выход газа—4—4,6 *м³/кг*.

В других установках часть получаемого в охлаждающем кожухе и котле-утилизаторе пара используется для получения энергии, необходимой в самой установке, и кроме того часть пара еще отдается на сторону.

Показатели по подобным станциям могут быть охарактеризованы следующими данными: состав кокса: C^c—83%; H^c—1%; $(O + H)^c$—2%; S^c—1%; A^c—13%; W^p—10%; $Q^p_в$—6980 *кал/кг*; состав газа: CO_2—4%; CO—30%; H_2—11%; N_2—55%; $Q_в$—1250 *кал/м³*; $Q_н$—1200 *кал/м³*; влажность газа—около 40 *г/м³*; выход газа на 1 *кг* горючей массы 5,2 *м³*, горючего в шлаке—7%; потеря углерода в пыли—0,63% от веса горючей массы; содержание пыли в очищенном газе—0,0855 *г/м³*; температура газа при выходе из генератора 510°, за котлом 200—220°, за скруббером 25°, давление пара в котле—5 *ат*.

Примерный тепловой баланс установки, подсчитанный по верхнему пределу, приведен в табл. 72.

Установка ([139]) из генераторов системы Маришка диаметром в 2 *м* показана на рис. 64 (Венская газовая станция).

В этих генераторах шахта образуется кольцеобразным паровым котлом, состоящим из двух барабанов: одного—с водой и другого—парового, связанных между собой системой трубок. Водяные трубки и внутренняя и внешняя поверхности барабанов омываются газами. Все устройства заключаются в футерованный кожух.

По этой установке имеются следующие данные[1]. Средний анализ коксика: W^p—15,37%; C^p—65,84%; H^p—0,42%; $(O + N)^p$—2,54%; A^p—15,83%; $Q^p_н$—5580 *кал/кг*; средний состав полученного газа:

[1] См. также ч. I, гл. IV.

Таблица 72

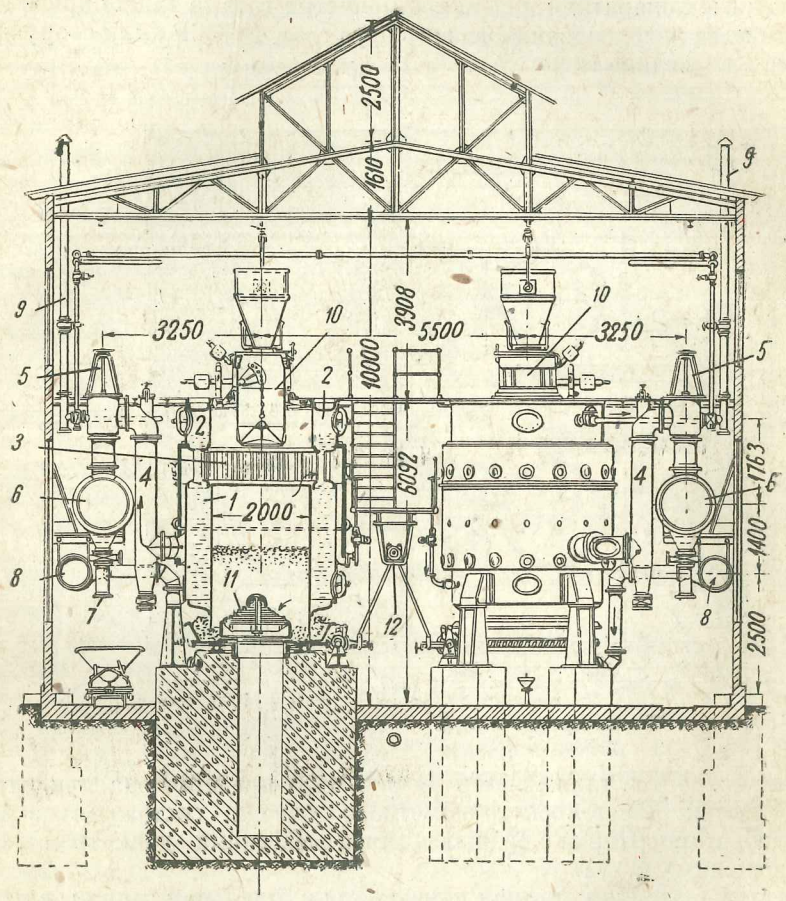
Тепловой баланс коксовой установки

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность кокса . .	7 960	100	Теплотворная способность газа . .	6 513	81,70
Тепло содержание воздуха	28,2	0,35	Теплосодержание газа	90,6	1,14
			Использовано в водяном кожухе и в паровом котле 888 *кал*—11,20% .	—	—
			Использовано на подогрев питательной воды 45 *кал*—0,56% . . .	—	—
			11,76%		
			Расходуется в паре для насыщения воздуха 326,3 *кал*—4,10% . . .	—	—
			Использовано в паре, отдаваемом на сторону, 606,7 *кал*—7,66% . . .	606,7	7,66
			Потеря в охлаждающей воде	328,5	4,10
			Потеря в физическом тепле до печи	34,5	0,43
			Затрата на получение энергии (1 *квт-ч*=5500 *кал*)	185,0	2,30
			Потеря в шлаке . .	78,0	0,98
			» » пыли . .	50,2	0,63
			» » окружающую среду	111,7	1,41
Всего . . .	7988,2	100,35	Всего . . .	7988,2	100,35
			Термический к.п.д.: 81,70+1,14 + 7,66= =90,5%		

CO_2—3,28%; O_2—0,24%; CO—30,71%; H_2—9,75%; CH_4—0,17%; N_2—55,85%; $Q_н$—1206 *кал/м³*. При размере кусков коксика: 10—15 *мм*—50% и 25—50 *мм*—50% средняя производительность генератора составила 15,2 *т*, а максимальная—27,16 *т/сутки*. Интенсивность газификации при нормальном ходе достигает 300 *кг/м² час*. Среднее содержание пыли в сыром газе—3,67 *г/м³*.

Газогенератор давал 1,2 *кг* пара с давлением в 6 *ат* на 1 *кг* коксика, или 1,8 *кг* пара на 1 *кг* углерода (14 *кг* пара на 1 *м²* поверхности котла).

Температура газа при выходе из генератора составляла 180°. К. п. д. генератора, считая на холодный газ,—79%. Полный к. п. д., включая и пар, отданный на сторону,—87%. Из всего количества полученного пара расходовалось на генератор 0,25 *кг* на 1 *кг* коксика.



64. Установка генераторов Маришка:

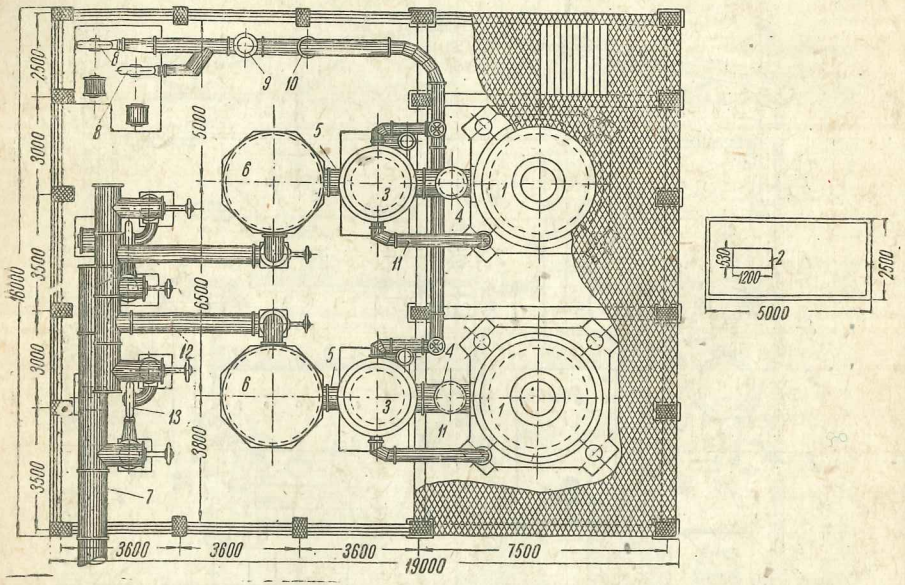
1—водяной барабан; *2*—паро-водяной барабан; *3*—соединительные трубки; *4*—газопровод; *5*—тарельчатый клапан; *6*—коллектор газа; *7*—рукав для спуска пыли; *8*—воздухопровод; *9*—пусковая труба; *10*—загрузочная коробка; *11*—вращающаяся решетка; *12*—трансмиссия для привода чаш

В настоящее время на этой же станции (венский газовый завод) установлены также генераторы Маришка с экранными котлами (по типу рис. 151, ч. I). Производительность подобного генератора диаметром 3 *м* составляет 50 *т/сутки* (300 *кг/м² час*).

Размер кусков топлива: 5—25 *мм*—93%; 0—5 *мм*—7%. Температура плавления золы 1200°. Высота слоя—2 *м*, сопротивление

его—250 *мм*. Углерода в шлаке—3,5%. Газ промывается в скруббера х и дополнительно очищается в аппаратах Тейсена.

Большие промышленные установки, предназначенные преимущественно для питания больших печей, отчасти газовых двигателей, снабженные аппаратами для мокрой очистки газа, а также приспособлениями для использования физического газа, в СССР были сооружены только в последние годы.



65. Установка Часов-ярского з-да

На рис. 65 (см. также часть I, рис. 173) представлена генераторная станция Часов-ярского шамотного завода, состоящая из двух газогенераторов Пинча с вращающимися решетками диаметром в 3 *м*, установленных в 1927 г.

Газогенераторная станция помещается в отдельном здании, в одном отделении которого расположены два генератора Пинча *1* с вращающимися колосниковыми решетками. Кокс подается с помощью элеватора *2* в бункеры емкостью по 16 *т*, расположенные над генераторами. Из бункеров кокс поступает в загрузочные коробки с двумя затворами. В другом отделении станции помещаются трубчатые испарители *3*, в которые газ попадает, пройдя пылеуловители *4*. Диаметр испарителей—2 *м* и высота—2,5 *м*. Поверхность нагрева—44 *м*². Трубки завальцованы в решетчатые днища. Снизу испарители снабжены водяными затворами (см. часть I). Газ входит в испарители сверху и, пройдя по трубкам вниз через газопровод *5*, попадает в скруббер *6*. Трубки испарителя омываются водой. Пар смешивается с воздухом,

вдуваемым вентилятором *8*, снабженным регулятором давления *9* и предохранительным клапаном *10*. Увлажненный воздух направляется через трубопровод *11* в одну из опорных колонн генератора под колосники. Часть воды из испарителя сливается наружу.

Скруббер диаметром в 2,9 *м* и высотой в 8,7 *м* заполнен коксом. Температура охлажденного газа регулируется количеством притекающей воды. Очищенный и охлажденный газ через газопровод *12* отсасывается вентилятором *13* в общий коллектор *7*, ведущий к потребителю.

Каждый газогенератор снабжен отдельным испарителем и скруббером и работает независимо от другого.

Для подачи воздуха в генератор через испаритель и в шуровочные затворы (6 шт.) имеются два вентилятора (один—резервный), приводимые в движение электромоторами. Также и для просасывания газа через скруббер и подачи его к потребителям установлены два вентилятора (один в резерве) с электромоторами. Отработанная вода из скруббера и избыточная вода из испарителя собираются в цементированную яму и центробежным насосом выкачиваются в открытый бассейн, расположенный во дворе завода. Здесь вода охлаждается и затем вновь используется. Бак для воды, питающей испаритель, установлен вверху генераторного здания.

Газогенераторная станция обслуживает тоннельную печь для обжига шамотного кирпича, камерную печь для обжига глины на шамот и газовые двигатели.

Топливом для генераторов служит кокс (коксик). Желательная величина кусков—5—25 *мм*.

Средние эксплоатационные данные по газогенераторам следующие. Средний состав газа: CO_2—2,1%; CO—28%; CH_4—0,8%; H_2—13,8%; O_2—0,2% и N_2—55,1%. Теплотворная способность газа высшая—около 1300 *кал/м*³. Производительность генератора средняя—15 *т/сутки* (12—16 *т*), что соответствует интенсивности газификации в 90 *кг/м*² *час*. Пара подводится под колосники примерно 0,5 *кг/кг*. Температура воды, подаваемой в скруббер, 20—25°; температура воды, выходящей из скруббера, 50—55°; температура газа, входящего в испаритель, 500—550°; входящего в скруббер 180—200° и входящего в газопровод 25—30°. Воздушные и газовые вентиляторы создают давление в 290 *мм* вод. ст. Давление дутья у генераторов—около 60 *мм* вод. ст.; давление газа вверху генератора—20 *мм* и в сети—80 *мм*; разрежение за скруббером—5 *мм*. Температура паровоздушной смеси в среднем 60°. Величина кусков шлака 50—100 *мм*. Горючего в шлаке 10%.

Ловушки у выхода газа из газогенератора и водяные затворы очищаются от сажи и пыли раз в неделю. Задвижки очищаются раз в 6 месяцев.

Нормальной является работа на размере зерна в 15—45 *мм*. При меньших размерах зерен коксика и значительном содержании пыли испаритель и скруббер засариваются. При работе на хорошем, чистом коксике шуровать приходится каждые два часа.

При испытании[1] газогенератора, произведенном в 1929 г. Харьковским институтом промэнергетики, были получены следующие результаты ([140]). Состав коксика: C^p—67,30%; H^p—0,75%; O^p—0,24%; N^p—1%,; $S_{об}^p$—1,50%; W^p—14,90%; A^p—14,30%; $Q_в^p$—5560 *кал/кг*; производительность генератора—15,2 *т/сутки* (633 *кг/м² час*); содержание горючего в шлаке—10%; распределение зон: зола и шлак—0,19 *м*, раскаленная зона—0,12 *м* и слой топлива—1,63 *м*; расход первичного воздуха—2,59 *м³/кг*; температура паровоздушной смеси 61,2°; расход пара—0,292 *кг/кг*; состав газа: CO_2—2,10%; O_2—0,37%; CO—31,71%; H_2—9,04%; N_2—55,78%; выход газа—4,17 *м³/кг*. Количество уноса составило 0,3% от всего израсходованного кокса.

В табл. 73 представлен тепловой баланс генератора[2].

Таблица 73

Тепловой баланс генератора (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность кокса	95,90	Теплотворная способность газа	77,59
Физическое тепло кокса	0,12	Физическое тепло сухого газа	2,45
Теплосодержание паровоздушного дутья	3,98	Теплосодержание влаги газа	2,83
		Тепло, затраченное на подогрев паровоздушной смеси до температуры дутья	3,29
		Тепло, унесенное излишней водой из испарителя	0,21
		Потеря с горючим в шлаке	2,46
		Прочие потери	11,17
Всего	100,0	Всего	100,0

Приведенные данные свидетельствуют о значительной недогрузке генераторов и наличии следовательно большого резерва в их производительности, доводимой до 25—30 *т*.

Установки для получения водяного газа

Кокс является излюбленным топливом в установках водяного газа в силу его нераспадаемости при нагревании, возможности подбора сортов с тугоплавкой золой, легкой и равномерной пронизываемости

[1] См. также I часть, гл. IV.

[2] Потеря в окружающую среду генератором преувеличена и суммируется с невязками баланса.

слоя и малого содержания в нем летучих. Размер кусков кокса принимают 30—70 *мм* и меньше. Установки для получения водяного газа работают на коксе с бо́льшим успехом, чем на антраците. В табл. 74 приведены данные о составе водяного газа, получаемого на различных заводах ([136]).

Таблица 74

Состав водяного газа (в %)

Состав газа	Гидрогенизационные заводы		Черноре-ченский хим. комбинат	Московский газовый завод	Пауэргаз	Бамаг
	Ленинград	Москва				
	Антрацит				Кокс	
CO	39—43	38—40	38	34—42	39,1—40,9	40
CO_2	3,2—5,1	4—5	6	3—7	6—7	5
O_2	0,03	0,8—1	—	0—0,3	—	—
H_2	49—53	48—52	51	49—58	48,5—51,5	50
N_2	1—6	3—6	4,6	2—5	2,3—5	4,5
CH_4	—	0,4—0,5	0,4	—	0,7—1	0,5

Заграничные установки. Большие газогенераторные установки водяного газа в СССР начали строить лишь в последние годы, причем в основу были положены лучшие заграничные образцы.

В части I, гл. II, приведен ряд данных о работе заграничных газогенераторных установок водяного газа; ниже несколько подробнее описывается (см. также гл. V) одна из крупных заграничных установок водяного газа и рассматриваются данные об использовании тепла в установках водяного газа.

На рис. 66 показана установка большой газогенераторной станции в Биллингеме для производства водяного и смешанного газа ([141]). Топливо (кокс) подается подъемником в приемную вагонетку, из которой через два отверстия с помощью питателей попадает в две дробилки. Под каждой из дробилок установлен вибрационный грохот, отсеивающий кокс размером менее 12 *мм*. Отгрохоченный кокс ленточным транспортером распределяется по большому бункеру, расположенному над зданием.

Это оборудование было установлено для первых четырех газогенераторов. При последующем расширении станции был предусмотрен второй подъемник с несколько большей грузоподъемностью (до 30 *т/час*) и с подъемом в 47 *м*. Из бункера кокс поступает в генераторы с помощью вагонеток-весов, движущихся по рельсам, проложенным во всю длину здания, снабженных механизмом, регистрирующим вес груза и номер загруженного генератора. Из вагонеток кокс загружается в промежуточные бункеры генераторов. Первые четыре генератора обслуживаются двумя воздуходувками Рато с моторами по 150 л. с., производительностью по 850 *м³/мин* и с давлением в 700 *мм* вод. ст. Воздухопроводы от каждого вентилятора соединяются с глав-

ной воздушной магистралью, расположенной вдоль здания. При последующем расширении были установлены добавочные вентиляторы с приводом от паровых турбин.

Установка снабжена автоматическим гидравлическим (масло под давлением 35—40 *ат*) управлением и индивидуальными приспособлениями для использования теряющегося тепла (рекуператоры, котлы-утилизаторы). В котлах-утилизаторах получается пар с давлением в 15 *ат*; пар от всех котлов собирается в паровой магистрали, перегревается в рекуператоре и используется для общих потребностей производства. Питание котлов высокого давления производится из общей магистрали, обслуживаемой одним насосом; второй насос—резервный.

Очистка и охлаждение газа производятся в скрубберах типа Лимна.

По имеющимся данным генераторы работают непрерывно в течение 5 месяцев без всяких остановок на ремонт. Производительность генераторов при диаметре в 3050 *мм* составляла 55 000 $м^3$ водяного газа в сутки; по последним данным производительность генераторов была почти удвоена. В описываемой установке имеются также 4 генератора для получения смешанного газа. Генераторы имеют диаметр в 3050 *мм* и снабжены охлаждающими кожухами (первые генераторы водяного газа охлаждающих кожухов не имеют).

В настоящее время в Биллингеме установлены также генераторы Пауэргаз диаметром в нижней части в 4,5 *м* (вверху 5 *м*). Производительность их составляет 10 000 $м^3$/*час* (630 $м^3/м^2$ *час*).

На ряде европейских газовых станций, обслуживающих бытовые нужды (примесь к светильному), при коксе с размером кусков в 15—50 *мм* интенсивность газификации в 1936 г. составила до 380 $кг/м^2$ *час* и по газу—до 760 $м^3/м^2$ *час*. В отдельных случаях (Мюнхенский газовый завод) аналогичных результатов достигают и с коксом с размером в 10—20 *мм*.

В части I, гл. II, приведен ряд данных о тепловых балансах заграничных установок водяного газа. Ниже приводятся более подробные данные об испытании небольшой установки британской топливоисследовательной станцией. Топливом служил кокс состава: W^p—5,24%; V^p—2,96%, C^p—82,66%; A^p—9,24% и Q^p—6777 *кал/кг*. Опыты 1, 2 и 3-й велись с сравнительно невысоким слоем топлива (0,9—1,22 *м*), а опыт 4—со слоем высотой в 2,1 *м*. Данные опытов приведены в табл. 75, а в табл. 76 приведены тепловые балансы, подсчитанные по данным этих исследований.

В опыте 1 к. п. д. был низок вследствие подачи большого количества пара, в опыте 2 уменьшение количества вводимого пара повысило к. п. д. на 3%. Сравнивая работу генератора при низком и высоком слое, следует отметить значительно большее содержание потенциального тепла в продуктах воздушного дутья при высоком слое топлива, несколько компенсируемое уменьшением их теплосодержания и потерь в окружающую среду. Содержание углерода в продуктах воздушного дутья для проведенных четырех опытов составило 50; 47,5; 46,4 и 48,5% от содержания углерода в коксе. Выход пыли составил в среднем 0,07% от веса кокса, состав пыли: C^c—68,2%, A^c—28,1% и

Таблица 75

ьной станции

ы	
-й	4-й
51	48
22	2,13
26	13,10
6	611,9
06	11,30
49	8,56
3	73,5
35	528
6	5,6
01	11,10
4	19,0
03	2 953
—	16
—	51
—	66,0
20	1 980
10	1 820

ной воздушной
следующем рас
с приводом от п
Установка с
давлением 35—
ниями для исп
утилизаторы).
в 15 *ат*; пар от
вается в рекуп
водства. Питал
магистрали, о(
Очистка и
По имеющ
5 месяцев без
раторов при
в сутки; по п
почти удвоен
для получени
и снабжены
газа охлажд
В настоя
Пауэргаз д
изводительн
На ряде
нужды (пр
в 15—50 л
380 *кг/м²*
(Мюнхенск
с коксом с
В части
ничных ус
данные об
скательной
V^p—2,96%
2 и 3-й вел
а опыт 4
в табл. 7
по данны
В опы
чества па
сило к. п
ком слое
циальной
топлива,
ния и п
воздуше
47,5; 46,
вия в средн

Таблица 75

Основные данные исследований британской топливоизыскательной станции

Данные	Опыты			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Общая продолжительность опыта (в час.)	62	36,5	51	48
Толщина слоя кокса (в *м*)	1,07	1,07	1,22	2,13
Вес кокса в генераторе (в *т*)	10,18	5,68	7,26	13,10
Количество кокса, израсходованного на 1000 $м^3$ водяного газа (в *кг*)	586,3	573,5	552,6	611,9
Количество пара, вдувавшегося в генератор во время опыта (в *т*)	14,23	5,65	7,06	11,30
Средний расход пара на минуту хода (в *кг*)	6,85	3,73	3,49	8,56
Процент разложившегося в генераторе пара	47,3	65,5	70,3	73,5
Расход пара на 1000 $м^3$ водяного газа (в *кг*)	820	570	535	528
Давление пара (в *ат*)	5,6	5,6	5,6	5,6
Процент золы и шлака от загруженного кокса	8,55	8,92	9,01	11,10
Содержание углерода в золе и шлаках (в %)	20,3	21,4	24,4	19,0
Подача воды в скруббер в час (в *л*)	3 044	1 912	2 103	2 953
Температура входящей воды (в °С)	16,5	16,5	—	16
» выходящей воды (в °С)	50,5	55,3	—	51
Поглощенное водой тепло (в % от физического тепла водяного газа, покидающего генератор)	66,2	66,6	—	66,0
Количество отходящих при горячем дутье газов на 1000 $м^3$ водяного газа (в $м^3$)	2 160	2 060	1 920	1 980
Количество вдуваемого воздуха на 1000 $м^3$ водяного газа (в $м^3$)	2 120	2 000	1 910	1 820

Таблица 75 (продолжение)

Данные	Опыты			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Состав водяного газа (в %):				
CO_2	8,30	5,30	6,00	4,50
O_2	0,15	0,10	0,10	0,10
CO	35,55	39,60	39,00	41,60
H_2	50,50	48,60	49,20	50,40
CH_4	0,20	0,30	0,10	0,25
N_2	5,30	6,10	5,60	3,15
Высшая теплотворная способность (в *кал/м³*)	2 632	2 707	2 686	2 816
Состав продуктов воздушного дутья (в %):				
CO_2	19,5	19,03	19,06	14,55
O_2	0,6	0,08	0,33	0,10
CO	2,2	2,68	2,84	9,29
H_2	0,8	0,24	0,51	3,71
CH_4	0,6	0,67	0,48	0,77
N_2	76,8	77,30	76,78	71,58
Теплотворная способность (в *кал/м³*)	148	152	147	466
Средняя температура (в °С)	800	824	820	692
Давление (в *мм* вод. ст.):				
в подающей трубе во время воздушного дутья	340	340	340	380
в подающей трубе во время парового дутья	500	500	500	500
внизу генератора во время воздушного дутья	250	230	260	320
внизу генератора во время парового дутья вверх	215	200	200	240
вверху генератора во время парового дутья вниз	215	200	200	240
вверху генератора во время воздушного дутья	130	115	100	215

Таблица 76

Тепловой баланс (по верхнему пределу)

Наименование статьи	Опыты			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Приход				
Кокс	88,35	91,79	91,92	92,52
Пар	11,48	8,15	8,02	7,35
Воздух	0,17	0,06	0,06	0,13
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0
Расход				
Водяной газ, теплотворная способность (к.п.д. генератора)	54,71	57,82	59,88	57,81
Водяной газ, физическое тепло	3,12	3,32	3,12	3,23
Отходящие газы, теплотворная способность	6,64	6,66	6,27	18,95
Отходящие газы, физическое тепло	12,30	12,62	12,08	9,33
Теплотворная способность:				
шлак и зола	1,82	2,02	2,33	2,28
несгоревший кокс	1,59	3,14	1,92	2,26
пыль	0,28	0,22	0,28	0,33
Физическое тепло шлака, золы, несгоревшего кокса и пыли	0,24	0,30	0,27	0,33
Теплосодержание водяного пара	7,53	3,29	2,65	2,20
Разность, включая потери в окружающую среду и пр.	11,77	10,61	11,20	3,28
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

W^c—3,7%. Температура газов замерялась обнаженной платиновой термопарой. Температура водяного газа составляла в среднем 550°.

Тепловой баланс газогенераторной установки водяного газа, снабженной котлами-утилизаторами, по А. Шефферу([142]) приведен в табл. 77.

Полученный пар расходуется следующим образом: для насосов, подающих воду в котлы, и для масляных насосов гидравлической системы управления—8,01% и для паровой машины, обслуживающей воздуходувку и эксгаустер,—26,77%; 65,22% пара может быть подано на сторону, так как мятого пара насосов и машины достаточно для подачи в генератор.

Большие установки в СССР. Большие станции для получения водяного газа в СССР работают преимущественно на металлургическом коксе. К числу этих станций относятся импортированные из-за границы установки «Пауэргаз-Корпорейшен» и «Ньютон-Чемберс». В них

Таблица 77

Тепловой баланс установки водяного газа (по верхнему пределу)

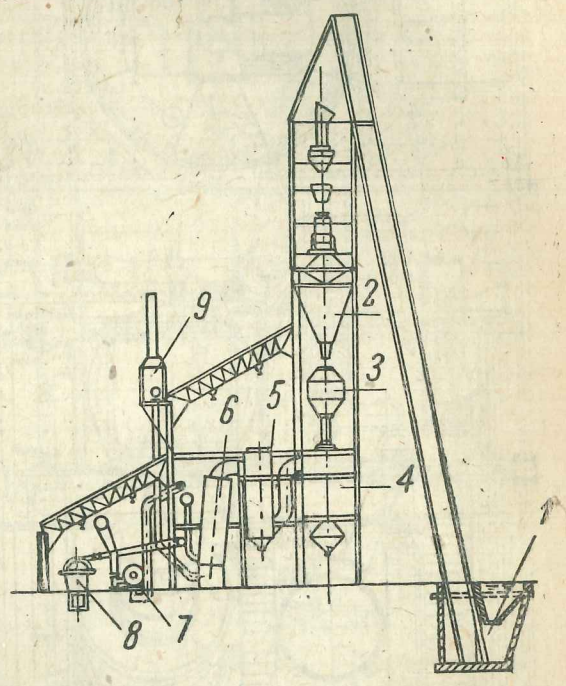
Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	92,35	Теплотворная способность водяного газа	57,90
Теплосодержание пара .	7,40	Теплосодержание сухого газа	0,84
« воздуха	0,25	Теплосодержание влаги газа	2,41
		Теплотворная способность продуктов воздушного дутья	0,58
		Теплосодержание продуктов воздушного дутья . .	2,01
		Теплотворная способность шлака	4,79
		Теплосодержание шлака . .	0,38
		Расход тепла на получение пара, необходимого для установки	8,45
		Расход тепла на получение избыточного пара	16,39
		Потери	6,25
Всего	100,0	Всего	100,00
		Термический к.п.д. установки составляет: 57,90 + 8,45 + 16,39 = 82,74%.	

предусматриваются возможно более полное использование теряющегося тепла и автоматизация управления процессом.

Установка «Пауэргаз-Корпорейшен». Блок станции состоит из двух генераторов водяного газа, одного—смешанного газа и одного—резервного, могущего заменить генератор водяного газа или смешанного. Производительность подобного блока—386 000 $м^3$ определенной смеси (водяного—270 000 $м^3$ и смешанного—116 000 $м^3$) газа в сутки.

Каждый генератор снабжен самостоятельной аппаратурой для охлаждения газа и использования его тепла, состоящей из рекуператора, котла-утилизатора высокого давления и скруббера типа Лимна.

Схема расположения аппаратуры и топливоподачи представлены на рис. 67, 68 и 69. Топливо (металлургический кокс) подается в коксовую яму в десятитонных саморазгружающихся вагонах. Далее скиповым подъемником, снабженным мотором в 20 л. с. и ковшом емкостью в 1,5 $т$ и производительностью в 30 $т/час$ кокс подается в приемный бункер. Из приемного бункера через автоматические весы и промежуточный бункер емкостью в 10 $т$ кокс с помощью подающей плиты попадает в валковую дробилку, снабженную мотором в 20 л. с. Валки дробилки с насадками из марганцевой стали дробят кокс до крупности в 75 $мм$ и менее. Кокс поступает далее на вибрирующий грохот, где сортируется на три сорта: I—с размером зерен менее 12 $мм$ (не используется), II—с зернами в 12—25 $мм$ (идет на питание генераторов воздушного газа) и III—с зернами в 25—75 $мм$ (идет на питание генераторов водяного газа).

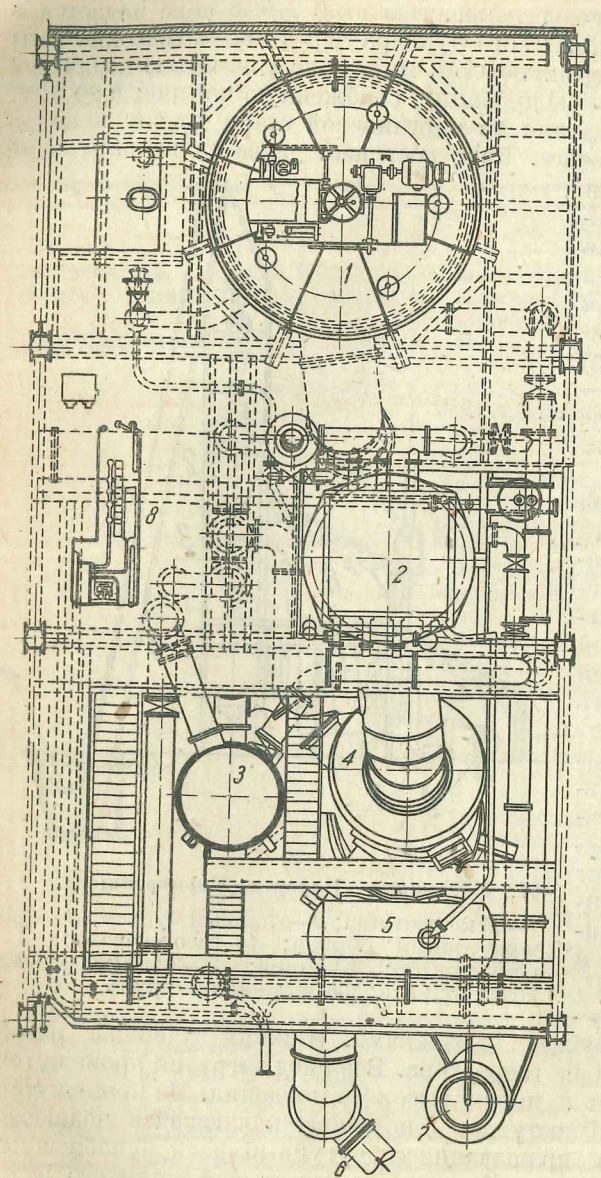


67. Установка «Пауэргаз-Корпорейшен»:
1—коксовая яма; *2*—главный бункер; *3*—промежуточный бункер; *4*—газогенератор; *5*—рекуператор; *6*—котел; *7*—эксгаустер; *8*—воздуходувка; *9*—выхлопная труба

Отгрохоченный кокс с помощью ленточного транспортера и передвижной разгрузочной тележки подается в главный бункер. Последний расположен вдоль всей станции и имеет емкость в 400 $т$, что соответствует $2^1/_2$-суточному запасу топлива. Из главного бункера через течку, снабженную задвижкой, топливо поступает в промежуточный бункер автоматического питателя высотой в 4 $м$ и емкостью в 25,5 $м^3$. Вверху и внизу промежуточный бункер снабжен задвижками. Нижняя задвижка разобщает бункер от питателя генератора. В период загрузки промежуточный бункер продувается паром высокого давления. Из промежуточного бункера топливо поступает с помощью качающейся подающей плиты в питатель на вращающийся чугунный диск, снабженный прорезью и совком под ним. Диск вращается от вертикального вала; при этом совок распределяет топливо по сечению шахты.

Регулирование количества подаваемого в генератор кокса производится путем изменения угла наклона качающейся плиты и частоты качаний.

Генератор водяного газа представлен на рис. 70. Шахта его—коническая, расширяющаяся кверху. Диаметр шахты на уровне колос-



68. Установка «Пауэргаз-Корпорейшен»:
1—генератор; *2*—рекуператор; *3*—скруббер; *4*—котел высокого давления; *5*—сборник пара высокого давления; *6*—газопровод водяного газа (к эксгаустеру); *7*—дымовая труба; *8*—щит автоматического управления

никовой решетки — 3660 *мм*, наверху—3800 *мм* и в середине—3700 *мм*. Высота от чепца решетки до крышки—4750 *мм*.

Генератор снабжен охлаждающей рубашкой шириной в 425 *мм* и высотой в 2500 *мм* (от чепца—1550 *мм*). Рубашка снабжена (для уменьшения отдачи тепла) изоляцией из асбестовой массы. Паросборник генератора имеет диаметр в 1370 *мм* и длину в 2260 *мм*. Паросборники всех генераторов присоединены к магистрали низкого давления (1,5 *ат*). Крышка генератора имеет водяное охлаждение и снабжена 5 шуровочными отверстиями.

Золоудаление в генераторе—сухое. Решетка генератора — системы Лимна-Рамбуша (см. ч. I).

Зольные карманы имеют емкость, рассчитанную на 12—18-часовую работу генератора. Задвижки зольных карманов и дутьевой коробки управляются с помощью гидравлической силы. Шлак выбрасывается на платформы широкой колеи.

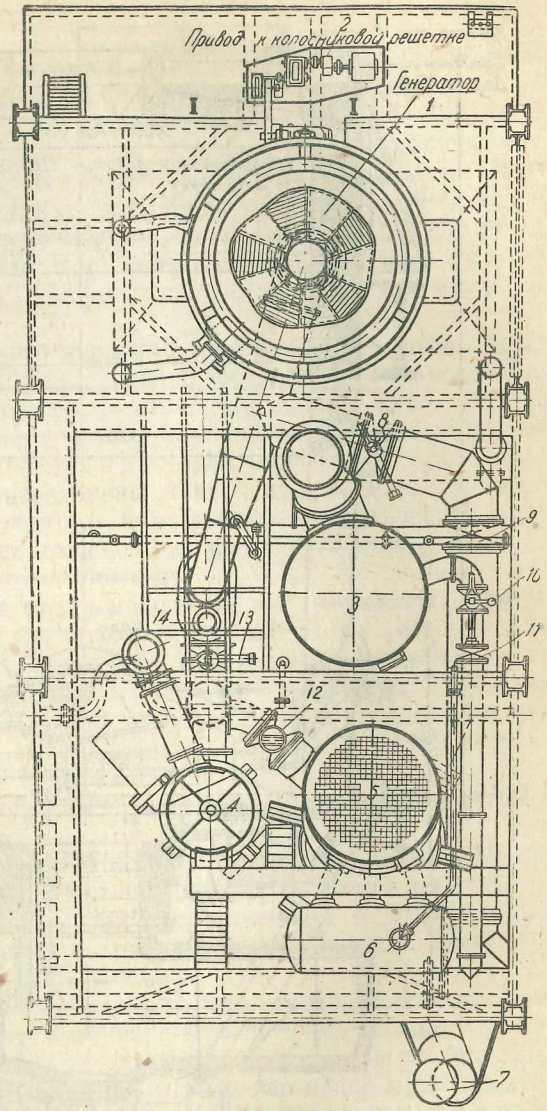
Поддон приводится от мотора в 4 л. с. через шестеренную передачу, цепной редуктор и червячную передачу.

Воздушное дутье в генератор подается с помощью воздуходувки производительностью в 50 000 $м^3/час$, создающей напор в 1400 *мм* вод. ст. Вторая воздуходувка — резервная. Из двух генераторов благодаря соответствующей синхронизации работы генераторов в периоде воздушного дутья находится только один генератор.

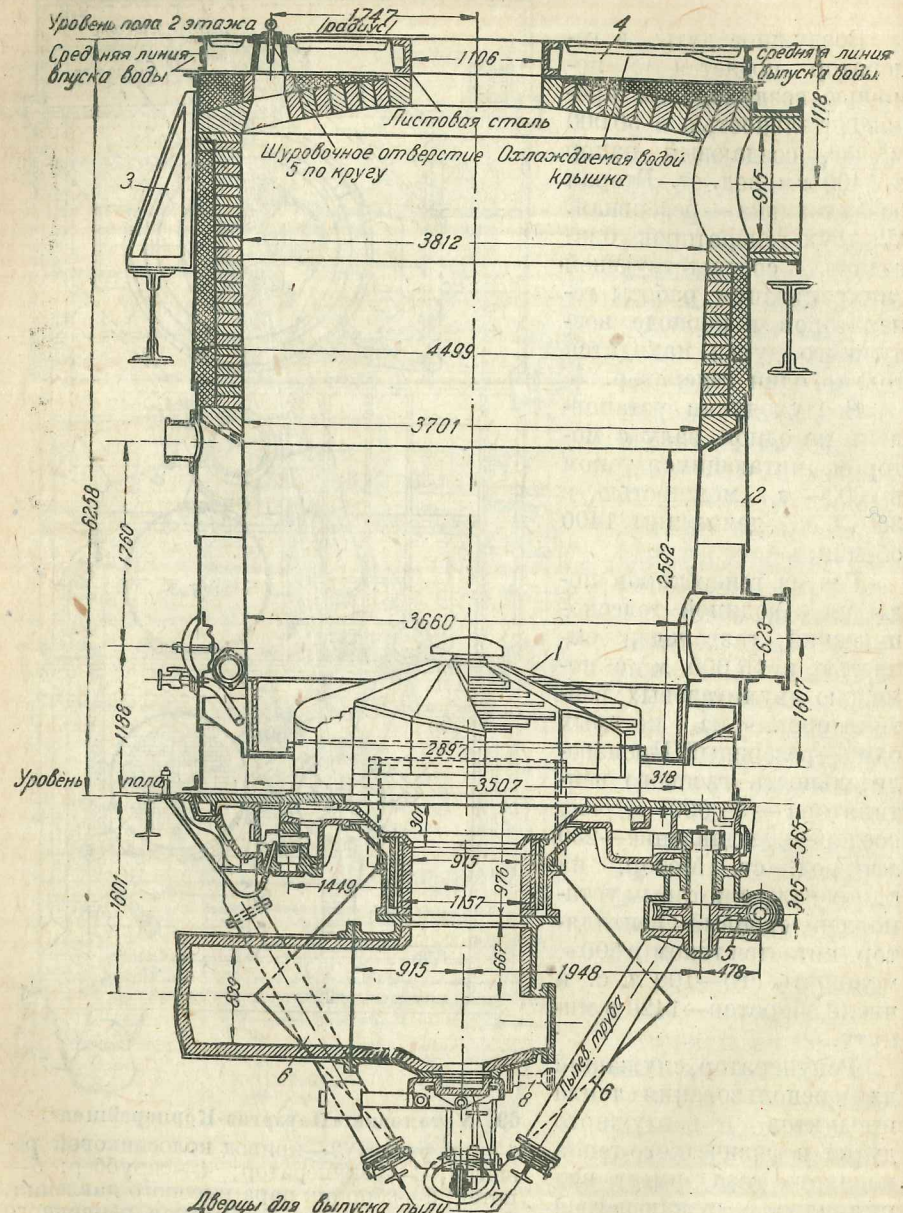
Воздуходувки установлены на одном валу с мотором, питающимся током в 6000 *в*, мощностью в 350 л. с., делающим 1400 об/мин.

Газ из генераторов подается в водяной телескопический газгольдер емкостью в 15 000 $м^3$ с помощью двух газовых вентиляторов, из которых один—резервный. Производительность газового вентилятора — 35 000 $м^3/час$; создаваемое давление—250 *мм* вод. ст. Мотор, на одном валу с которым установлен газовый вентилятор, питается током в 500 *в*, мощность его—100 л. с. и число оборотов—1420 в минуту.

Рекуператор, служащий для использования тепла продуктов воздушного дутья и физического тепла водяного газа, имеет вид цилиндра, сужающегося внизу. Он погружен в гидравлический затвор, из которого на ходу может быть удалена осевшая в рекуператоре пыль. Внутренний диаметр рекуперато-



69. Установка «Пауэргаз-Корпорейшен»:
1—генератор; *2*—привод колосниковой решетки; *3*—рекуператор; *4*—скруббер; *5*—котел; *6*—сборник пара высокого давления; *7*—дымовая труба; *8*—клапан первичного воздуха; *9*—ручная задвижка первичного воздуха; *10*—клапан вторичного воздуха; *11*—ручная задвижка вторичного воздуха; *12*—клапан водяного газа при дутье снизу; *13*—клапан водяного газа при дутье сверху; *14*—подвод пара в пылеуловитель при дутье снизу



70. Газогенератор водяного газа системы «Пауэргаз-Корпорейшен»:

1—вращающаяся решетка Рамбуша (десятисекторная); *2*—пароводяная рубашка; *3*—кронштейн для подвески генератора; *4*—охлаждаемая водой крышка; *5*—приводной механизм; *6*—трубы для спуска пыли; *7*—дверцы для выпуска пыли; *8*—задвижка для выгрузки золы

ра—2,77 *м*; высота цилиндрической части—7,6 *м*; высота конической части—0,89 *м* и диаметр нижнего основания—0,38 *м*.

В нижней части рекуператора выложена шамотная насадка, служащая очагом горения и несколько выравнивающая температуру газов, поступающих в котел. В верхней части рекуператора установлен пароперегреватель с поверхностью 40 $м^2$, состоящий из U-образных паровых труб, расположенных в две секции: одна—для перегрева пара высокого давления и другая—для перегрева пара низкого давления. Трубы—стальные, цельнотянутые, диаметром в 32 *мм* и высотой в 4267 *мм*.

Пароперегреватель низкого давления состоит из 36 вертикальных труб, расположенных в три ряда; пароперегреватель высокого давления—из 7 труб, расположенных в один ряд. Концы труб каждого ряда ввальцованы в индивидуальные горизонтальные коллекторы—шесть—для пара низкого давления и два—для пара высокого давления.

Концы коллекторов присоединены к магистралям пара высокого и низкого давления. Коллекторы помещаются внутри специальной прямоугольной камеры, находящейся над камерой пароперегревателя и отделенной от нее чугунными плитами.

В камеру рекуператора предусмотрен подвод вторичного воздуха для дожигания продувочных газов. В нижней части рекуператора помещается электрический запал для воспламенения смеси.

Вертикальный дымогарный паровой котел высокого давления (17 *ат*) установлен несколько наклонно—под углом в 80°. Нижняя часть котла погружена в гидравлический затвор. Диаметр котла—2640 *мм*; полная высота—9550 *мм*. Число дымогарных труб диаметром в свету 48 *мм* и длиной в 5640 *мм*—356. Поверхность нагрева—350 $м^2$. Толщина решеток—25 *мм*.

Камеры котла снабжены шамотной футеровкой толщиной в 120 *мм* и прослойкой изоляции из асбестовой массы толщиной в 70 *мм*.

Паросборник высокого давления, соединенный 4 циркуляционными трубами (одна—водяная и три—паровых) с котлом, имеет диаметр в 1370 *мм* и длину в 2800 *мм*.

Получаемый в котлах-утилизаторах пар проходит пароперегреватель высокого давления и поступает в магистраль высокого давления, куда поступает также пар с теплоэлектроцентрали. Этот пар используется на стороне. Для дутья в генератор используются мятый пар со стороны и пар из кожухов генераторов, подогреваемый в пароперегревателе низкого давления.

Питание котлов-утилизаторов осуществляется с помощью двух поршневых насосов (один—резервный) высокого давления.

Газы из котла направляются или в дымовую трубу высотой в 25,6 *м* и диаметром в 750 *мм* или в скруббер Лимна. Размер скруббера: диаметр—1,69 *м* и высота (полная)—10,32 *м*. В нижней части скруббер снабжен гидравлическим затвором, в который погружена подводящая газ труба. Число пар колец и дисков—12.

Полный цикл работы генератора водяного газа состоит из шести фаз: I—воздушное дутье—56—58 сек.; II—продувка паром—4 сек.;

III—паровое дутье снизу—76—80 сек.; IV—паровое дутье сверху—74—78 сек.; V—паровое дутье снизу—18—20 сек. и VI—продувка воздухом—2 сек. Принятая продолжительность цикла—около 240 сек.

В период воздушного дутья воздух от воздуходувки подается в генератор и рекуператор. В последнем он смешивается с продуктами воздушного дутья. Зажигание смеси обеспечивается искрой электрического запала. В период продувки паром закрываются клапаны первичного и вторичного воздуха, открывается паровой клапан, пар нагревается в трубках рекуператора, поступает в пылеуловитель, проходит по газопроводу в нижнюю часть генератора, и образующийся газ вытесняет остатки воздушного газа из системы в атмосферу.

В периоды воздушного дутья и продувки паром газы проходят рекуператор и паровой котел, после чего отводятся в атмосферу.

В III фазе закрывается клапан дымовой трубы, и водяной газ из парового котла проходит через открытый клапан верхнего газа в скруббер и далее—в магистраль водяного газа.

В IV фазе—парового дутья сверху—меняется направление пара с помощью трехходового клапана. Пар подводится в патрубок между рекуператором и котлом; в рекуператоре проходит между рекуперативными трубками, нагревается и поступает в генератор сверху. Одновременно с изменением направления пара открывается клапан нижнего газа и закрывается клапан верхнего газа. Водяной газ отводится при этом через пылеуловитель, минуя рекуператор и котел, в скруббер.

При V фазе состояние клапанов и направление газовых потоков такие же, как и в III фазе. При этой фазе нижняя часть генератора заполняется паром.

В VI фазе паровой клапан закрывается, и открывается клапан первичного воздуха. Продукты воздушного дутья вытесняют водяной газ из системы: генератор—рекуператор—котел. В зависимости от продолжительности продувки воздухом можно изменять состав водяного газа. При большой продолжительности продувки (15—20 сек.) можно получить газ, близкий по составу к полуводяному (17—19% N_2).

К I фазе следующего цикла открываются клапаны дымовой трубы и вторичного воздуха.

Каждый генератор обслуживается самостоятельным аппаратом управления. Привод задвижек производится с помощью масляной гидравлической системы под давлением в 35 *ат*. Аппарат автоматического управления обслуживается мотором в 1,8 л. с. Аппарат управления описан в соответствующих разделах.

Согласно гарантийным данным фирмы «Пауэргаз Корпорейшен» производительность генератора диаметром в 3,6 *м* должна составлять при коксе с содержанием золы не больше 16%, влаги—не больше 10%, серы—не больше 2% и углерода—не менее 70%, при температуре жидкоплавкого состояния золы в 1400°—135 000 $м^3$ водяного газа в сутки (563 $м^3/м^2$ *час*).

Гарантии фирмы в отношении производительности были перекрыты. Эксплоатационные данные по работе установки следующие.

Состав кокса: W^p—4,2%; A^p—14,0%; C^p—78,5% и S^p—2,0%. Состав водяного газа: CO_2—4,9%; CO—40,0%; H_2—49,6%; CH_4—0,5% и N_2—5,0%. Состав газов воздушного дутья: CO_2—16,1%; CO—7,4% и N_2—76,5%. Состав шлака: C—30,0%; S—1,2% и *A*—69,8%; количество уноса составляет примерно 1,75% от веса топлива; состав уноса: C—54,3%; S—1,7%; N—0,6%; O—13,7% и *A*—29,7%. Распределение температур при воздушном дутье без подачи воздуха для дожигания: вверху генератора —650—700°, при выходе из рекуператора 360° и при выходе из котла-утилизатора 200—220°. Распределение температур при паровом дутье: перед рекуператором 600—560°, при выходе из рекуператора 310—360°, при выходе из котла-утилизатора 200—220° и при выходе из скруббера 4—25°. Температура водяного газа, отводимого снизу, 300—400° (сильное охлаждение в нижней части генератора и газопроводе). Температура пара при выходе из перегревателя высокого давления 210—220° и низкого давления 110—120°.

Распределение давлений при воздушном дутье следующее: под решеткой—950—1000 *мм* вод. ст., вверху—450—500 и при выходе из рекуператора—200—300 *мм* вод. ст. Давление пара при выходе из перегревателя низкого давления—0,8 *ат* и при выходе из котла высокого давления—14 *ат*. Давление под решеткой в период дутья пара—550—650 *мм* вод. ст.

Дожигание продуктов воздушного дутья не производится ввиду течи котла при сильных колебаниях температуры. В результате использование отбросного тепла в установке недостаточно.

По последним данным, производительность генератора доведена до 6000—7000 $м^3/час$ (600—700 $м^3/м^2$ *час*).

Увеличение производительности достигнуто за счет лучшего освоения оборудования, своевременного ремонта и лучшего обслуживания, что позволило повысить давление дутья.

Помимо недостаточного использования отбросного тепла следует также отметить как недочет, особенно выявившийся при увеличении производительности, большой унос летучей пыли, загрязняющей генераторный газ и атмосферу.

Примерный тепловой баланс генератора приведен в табл. 78.

В описываемой установке работает также генератор смешанного газа диаметром в 3,3 *м* с мокрым золоудалением. Генератор снабжен котлом-утилизатором и воздухоподогревателем. Данные о работе генератора: топливо—тот же кокс, что и в установке водяного газа, но с размером кусков в 12—25 *мм*; производительность генератора 29 *т/сутки*, состав газа: CO_2—6,0%; CO—26,17%; H_2—11,12%; CH_4—0.5% и N_2—54,56%. Давление дутья перед воздухоподогревателем—530 *мм* вод. ст., при входе в генератор—190 *мм*; давление газа вверху генератора—48 *мм*; при выходе из котла—25 *мм* и при выходе из воздухоподогревателя – 5 *мм*. Температура дутья при входе в подогреватель 55° и при выходе 86°. Температура газа при выходе из генератора 640°, при выходе из котла 240°, при выходе из воздухоподогревателя 127° и при выходе из скруббера 15°, высота слоя—2,1 *м*;

Таблица 78

Тепловой баланс генератора водяного газа (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	87,8	Теплотворная способность водяного газа	53,60
Теплосодержание воздуха	0,1	Теплосодержание водяного газа	3,64
Теплосодержание пара .	12,1	Теплосодержание влаги газа	7,76
		Теплотворная способность продуктов воздушного дутья	11,31
		Теплосодержание продуктов воздушного дутья . .	10,30
		Теплосодержание влаги продуктов воздушного дутья	0,74
		Потеря в уносе	2,07
		» со шлаком	3,58
		Затрата тепла на получение пара в рубашке . . .	3,65
		Потеря в окружающую среду	3,35
Всего	100,0	Всего	100,0

высота шлаковой подушки—200—400 *мм*; давление пара в паросборнике рубашки—0,7 *ат* и в котле-утилизаторе—15 *ат*.

Состав смеси газов водяного и смешанного примерно следующий: CO_2—5,3%; CO—34,8%; H_2—37,8%; CH_4—0,5%; N_2—21,6%.

Общая стоимость станции из 4 генераторов 4318 тыс. руб., в том числе зданий и сооружений—1539 тыс. руб. и оборудования—2779 тыс. руб. (импортное—2082 тыс. руб.).

Установка «Ньютон-Чемберс». Установка предназначена для получения водяного и смешанного газов.

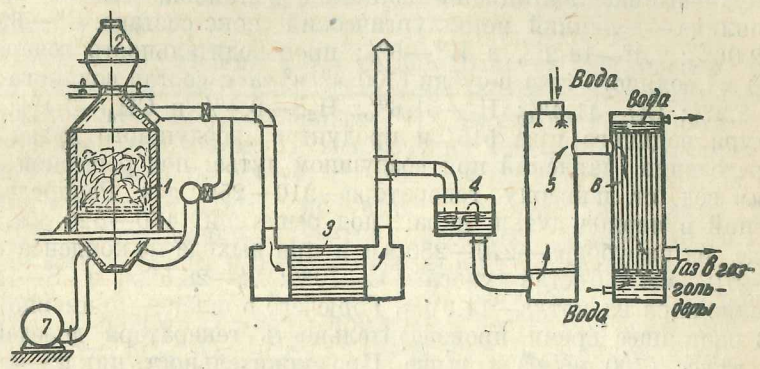
Первая очередь станции состоит из 4 генераторов водяного газа и 1 смешанного. Один из генераторов водяного газа приспособлен также для работы на смешанный газ. Один из 5 генераторов—резервный. Производительность установки 300 тыс. $м^3$/*сутки* водяного газа и 120 тыс. $м^3$ смешанного.

Управление работой генератора автоматизировано и производится с помощью воды под давлением в 10 *ат*.

Воздух подается двумя воздуходувками (одна—резервная) производительностью по 42 тыс. $м^3$/*час*; давление воздуха—1300 *мм* вод. ст. Мощность моторов воздуходувок по 233 *квт*.

Подача водяного газа в газгольдер под давлением в 300 *мм* производится газовым вентилятором производительностью 52 500 $м^3$/*час*, установленным на одном валу с мотором мощностью 72,6 *квт*.

Из коксовой ямы кокс поднимается скиповым подъемником и сбрасывается в коксоприемник. Из него кокс поступает на дробилку, измельчается, отсеивается и по ленточному транспортеру поступает в бункеры, расположенные над генераторами; производительность скипа—25 *т* кокса в час. Сортировка кокса почти аналогична сортировке на описанной выше станции.



71. Схема установки водяного газа системы «Ньютон-Чемберс»:

1—генератор водяного газа; *2*—питатель; *3*—котел-утилизатор; *4*—гидравлический затвор; *5*—скруббер; *6*—трубчатый холодильник; *7*—воздуходувка

Установка водяного газа (рис. 71) состоит из газогенератора, гидравлического затвора, скруббера, трубчатого холодильника, камеры сжигания и парового котла. Генератор имеет диаметр в 3 *м*. Колосниковая решетка—диаметром в 2,5 *м*, неподвижная, горизонтальная, состоящая из отдельных секторов и снабженная щелями. Над решеткой непрерывно вращается охлаждаемый водой брус длиной в 2,45 *м* и высотой в 0,38 *м*. Брус вращается с помощью шестерни диаметром 3500 *мм*. Шестерня снабжена шаровой опорой.

В камере сжигания помещен трубчатый пароперегреватель, в котором пар из котла перегревается до 350°. Горячие газы из камеры поступают в паровой котел. Котел—дымогарный, диаметром в 3,15 *м*, длиной в 5,175 *м*; поверхность нагрева—546 $м^2$. Намечавшийся съем пара—12 $кг/м^2$ *час*, давление 19 *ат*. Пар, получаемый в котле, идет на дутье в генераторы, для паровых насосов, а также отводится на сторону.

Очистка и охлаждение газа происходят в скруббере с деревянной насадкой. Окончательное охлаждение газа происходит в трубчатом поверхностном холодильнике-конденсаторе.

Размеры скруббера; диаметр—2,6 *м*, высота 8,75 *м*; размеры поверхностного холодильника: диаметр—1,9 *м*, высота—8,37 *м*. В поверхностном холодильнике 268 трубок длиной 7,3 *м*, диаметром 56,6 *мм*.

Во избежание резких изменений температур и течи котлов работа производится без дожигания газов воздушного дутья. Работа производится в пять циклов. Примерная продолжительность цикла—4 мин.

Согласно гарантиям фирмы, производительность генератора должна была составлять 98 000 *м³/сутки* (584 *м³/м² час*). Работа генератора оказалась первоначально худшей, чем генератора Пауэргаза. Отрицательно сказывались отсутствие охлаждающего кожуха, шуровочных отверстий и сильный износ вращающегося бруса.

Начальные эксплоатационные данные по установке Ньютон-Чемберса: топливо—донецкий металлургический кокс состава: C^p—69,6%; S^p—2,06%; A^p—14,2% и W^p—6%; производительность генератора 85 000 *м³* водяного газа в сутки (500 *м³/м² час*); состав водяного газа: CO_2—5,2%; CO—41,4%; H_2—51,6%; H_2S—0,4% и CH_4—0,4%; температура водяного газа 515° и продуктов воздушного дутья 575°. Распределение давлений при воздушном дутье: под решеткой 490—510 *мм* вод. ст. и вверху генератора—210—250 *мм*. Распределение давлений в период дутья пара: под решеткой 470—520 *мм*, при выходе из скруббера—270—280 *мм* и при выходе из конденсатора—240—270 *мм*. Состав уноса: C—70%; *A*—28,5% и S—1,5%, давление пара из котла—14,9 *ат*. Горючего в шлаке—примерно 30%.

В настоящее время производительность генератора доведена до 5000 *м³/час* (700 *м³/м²*) и выше. Продолжительность цикла—4 мин. Производительность оказалось возможным поднять за счет хорошего овладения работой аппаратуры, особенно автоматического управления, хорошего обслуживания и планово-предупредительного ремонта. Давление воздушного дутья доведено до 900—1000 *мм* вод. ст.

В описываемой установке работает также генератор смешанного газа диаметром в 3657 *мм*. Генератор снабжен решеткой Керпели, автоматическим питателем «Хертей и Соважон» (см. часть I) и охлаждающим водяным кожухом шириной 126 *мм*. Воздух в генератор подается вентилятором (3000 *м³/час*), соединенным с паровой турбиной. Мятый пар турбины вводится в воздухопровод за вентилятором. Давление, создаваемое вентилятором,—460—500 *мм* вод. ст.

Температура паровоздушной смеси 65°. Газ с температурой 600° поступает в котел и из последнего с температурой 240° попадает в скруббер. Производительность генератора 28 *т/сутки*. Состав газа: CO_2—4,3%; CO—29,9%; H_2—11,3%; CH_4—0,5%; H_2S—0,2% и N_2—53,8%.

Котел-утилизатор—дымогарного типа вертикальный. Поверхность нагрева—144 *м²*. Паропроизводительность (пар с давлением 15 *ат*)—725 *кг/час*. Скруббер с деревянной хордовой насадкой высотой в 9 *м*, диаметром в 2,44 *м*.

Для подачи газа в общую магистраль служат два вентилятора производительностью в 4450 *м³/час*, установленные на одном валу с паровой турбиной.

Стоимость станции—4986 тыс. руб., в том числе зданий и сооружений—1 128 700 руб., оборудования—3 857 300 руб.

Опыты по газификации лисичанского кокса

В генераторах водяного газа применяют преимущественно высокосортный металлургический кокс. Строительство больших заводов синтетического аммиака, в которых сырьем является смесь водяного газа со смешанным («смешанный» газ), побудило поставить исследования газификации на водяной газ менее дефицитных сортов коксов, полученных из зольных углей, в частности выжженного из длиннопламенных лисичанских углей с присадкой коксующихся донецких углей.

Первые исследования были произведены на Московском газовом заводе в генераторе Пинча диаметром в 1,9 *м* без охлаждающего кожуха и с ручным управлением ([144]). Эти опыты указали на сильное шлакование, необходимость выключения генератора для продолжительной чистки и на малую производительность генераторов.

При этих опытах были получены следующие результаты. Интенсивность газификации—172—196 *кг/м²час*; расход пара—0,96—1,17 *кг* на 1 *кг* кокса и 0,625—0,967 *кг* на 1 *м³* водяного газа; выход водяного газа—1,21—1,34 *м³* на 1 *кг* рабочего кокса; содержание горючего в шлаке—17—23%; примерный состав водяного газа: CO_2—5,5%; H_2S—1,0%; O_2—0,2%; CO—39,3%; H_2—47,2%; CH_4—1,3%; N_2—5,4%; $Q_в$—2824 и $Q_н$—2579 *кал/м³*. Продолжительность цикла была выбрана в 6 мин. При малом расходе пара слишком усиливалось шлакование; при большом—весьма ухудшался состав газа.

Отсутствие охлаждающего кожуха и малый диаметр генератора, а также некоторые недочеты, а именно неплотность задвижек дутья, побудило повторить эти опыты на описанных выше генераторах Пауэргаза ([143]).

Опыты были проведены в конце 1934 г. отделом газификации ВНИГИ. Примененный кокс был выжжен из шихты, состоявшей на 70% из лисичанского угля марки «Д» и на 30%—из рутченковского и кадиевского угля шахты № 31 марки «ПЖ».

Элементарный состав угля, применявшегося в период балансового опыта, был следующий: W^p—5,60%; A^p—15,55%; $S^p_{об}$—2,94%; $S^p_а$—0,07%; S^p_s (сульфидная)—1,21%; $S^p_{ор}$—1,66%; C^p—73,25%; H^p—0,37%; N^p—0,62%; O^p—1,67%; V^s—4,12%; $Q^p_в$—6077 и $Q^p_н$—5997 *кал/кг*. Анализ золы указал на высокое содержание в ней окислов железа, достигавшее 30% и определившее легкоплавкость золы. Состав золы кокса, применявшегося в балансовый период, был следующий: SiO_2—38,67%; Al_2O_3—21,10%; Fe_2O_3—20,15%; FeO—9,75%; CaO—5,69% и MgO—1,37%. Плавкость этой золы характеризуется следующими данными: начало деформации 1050°, размягчение 1085° и жидкоплавкое состояние 1105°.

Кокс, проходивший дробилку и грохот, состоял из кусков размером в 25—75 *мм*.

Применение автоматического управления клапанами позволило установить продолжительность цикла в 4 мин. при соотношении фаз горячего и холодного дутья 1 : 3. Распределение цикла по фазам было принято следующее: воздушное дутье—54 сек., продувка водяным газом—2 сек., паровое дутье снизу—82 сек., паровое дутье сверху—78 сек., паровое дутье снизу—22 сек. и продувка воздушным газом — 2 сек. Колосниковая решетка вращалась непрерывно.

При опытах было проведено несколько вариантов исследований с различной интенсивностью парового и воздушного дутья.

Данные балансового опыта, произведенного при установленных опытами оптимальных условиях, приведены в табл. 79.

Попытки форсирования процесса были неудачны вследствие зашлакования генератора. В табл. 80 приведен тепловой баланс, составленный по данным табл. 79.

Полученный при испытаниях шлак представлял собой смесь мелочи с большим количеством крупных, совершенно сплавленных кусков. Анализ средней пробы уноса дал следующие результаты: A^c—44,20%; $S^c_{об}$—2,46%; $S^c_{р}$—0,07%; $S^c_{ор}$—1,47%; C^c—49,83%; H^c—0,39% и $(O + N)^c$—3,12%.

Как выяснилось при опытах, интенсивность образования водяного газа значительно колеблется в различные фазы, уменьшаясь соответственно последовательности фаз.

Соотношение количеств водяного газа, полученных в периоды III, IV и V фаз, составляет 56,63 : 35,27 : 8,10. Высота зоны газификации составляла 300—400 *мм*.

При исследованиях было установлено, что содержание CO_2 в водяном газе в значительной части парового дутья (до 60—70 сек. от начала) почти не меняется (если учесть ошибки, вызываемые плохой продувкой газопроводов), затем содержание CO_2 медленно повышается (до 100-й секунды), после чего резко возрастает (к 130-й секунде). Резкое ухудшение состава газа к концу периода парового дутья вызывалось работой с большой добавкой пара.

Проведенные опыты указывают на высокую активность кокса из лисичанского угля, позволяющую, несмотря на сравнительно высокие температуры в генераторе и большую подачу пара, получить газ с достаточно высоким содержанием окиси углерода и водорода и хорошо выжигать остатки, а также на пригодность исследованного газогенератора по типу и размерам для газификации лисичанского угля на водяной газ.

На основании опытов исследователи приходят к выводу, что оптимальная интенсивность воздушного дутья составляет 32 000—34 000 *м³/час* и возможно кратковременное форсирование до 40 000 *м³/час*. Оптимальная интенсивность парового дутья составляет 8000—8500 *кг/час*.

Неравномерность потока водяного газа в течение цикла связана с большой интенсивностью парового дутья и быстрым падением температуры в зоне газификации.

Таблица 79

Данные испытания газификации лисичанского кокса

Наименование статьи	Балансовый опыт	Наименование статьи	Балансовый опыт
Продолжительность опыта (в час.)	44,75	H_2	47,78
Давление воздуха под колосниками (в *мм* вод. ст.)	745	CH_4	0,58
Расход воздуха (в *м³/час*)	7 250	N_2	5,34
» пара (в *кг/час*)	5 743	Теплотворная способность водяного газа (высшая) (в *кал/м³*)	2 640
» кокса (в *кг/час*)	2 997	Состав воздушного газа (в %):	
Интенсивность газификации (в *кг/м² час*)	285	CO_2	15,57
Количество водяного газа (в *м³/час*)	4 222	H_2S	0,09
Количество газов воздушного дутья (в *м³/час*)	8 200	O_2	0,20
Выход водяного газа на рабочее топливо (в *м³/кг*)	1,40	CO	8,56
Расход нелетучего углерода на 1 *м³* водяного газа (в *кг*)	0,515	H_2	3,42
Выход воздушного газа на рабочее топливо (в *м³/кг*)	2,74	N_2	72,16
Расход пара на рабочее топливо (в *кг/кг*)	1,92	Теплотворная способность воздушного газа (высшая) (в *кал/м³*)	364
Расход пара на 1 *м³* водяного газа (в *кг*)	1,36	Баланс углерода (в %):	
Расход воздуха на 1 *кг* рабочего топлива (в *м³*)	2,51	в водяном газе	47,4
Степень разложения пара (в %):		» воздушном газе	48,4
в среднем	33,9	» шлаке	1,8
во время III фазы	39,75	» уносе	2,4
» » IV »	26,03	К.п.д. газификации (в %):	
» » V »	21,30	химический	61,3
Состав водяного газа (в %):		отнесенный ко всему приходу тепла	50,23
CO_2	9,86	Состав шлака (в %):	
H_2S	0,00	C^c	8,66
O_2	0,20	$S^c_{об}$	0,56
CO	35,34	Сопротивление газогенератора (в *мм* вод. ст.)	487
		Температура воздушного газа (в ° С)	529
		Температура водяного газа (в ° С)	486
		Высота слоя (со шлаковой подушкой) (в *м*)	2,2
		Высота слоя шлака (в *м*)	0,25—0,4

Большая добавка пара связана также с конструкцией генератора (большими его размерами) и следовательно с трудностью его приведения в порядок в случае сильного зашлакования и необходимостью предупреждения возможности зашлакования. Полученная при опытах производительность по коксу соответствует высококачественному металлургическому коксу; по газу производительность несколько меньше в соответствии с содержанием баласта в коксе.

Химический к. п. д. газификации (60%) соответствует обычным; отнесенный же ко всему приходу тепла (49—50%) несколько меньше обычного (54—56%) вследствие высокой добавки пара.

Таблица 80

Тепловой баланс (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность топлива	82,04	Теплотворная способность водяного газа	49,53
Теплосодержание воздуха	0,21	Теплотворная способность воздушного газа	13,48
Теплосодержание влаги воздуха	0,24	Теплосодержание водяного газа	3,01
Теплосодержание пара	17,51	Теплосодержание воздушного газа	6,65
		Теплосодержание влаги газа	15,16
		Потери со шлаком	1,46
		» с уносом	1,91
		» в окружающую среду и пр.	8,80
Всего	100,0	Всего	100,0

В период испытания котел высокого давления давал пар со средним давлением в 14,1 *ат* и с паросодержанием в 86,9%. Отдача тепла газами в котле составляла 12,7—14,6% от всего теплосодержания воздушного и водяного газа, а в рекуператоре—27—35%.

Баланс отбросного тепла представляется в процентах при учете тепла конденсации влаги водяного газа (I) и без учета такового (II) в следующем виде (для балансового опыта) (табл. 81).

Данные графы I показывают, что тепло конденсации водяного пара, содержащегося в водяном газе, составляет значительную величину.

Опыты по газификации торфяного кокса

Испытание генератора водяного газа с неподвижной решеткой на торфяном коксе производилось в 1931 г. на московском заводе «Стеол» Инсторфом ([136]).

Газифицировался редькинский торфяной кокс следующего состава:

W^p—6—7%; A^p—4—5%; $S^p_{об}$—0,16—0,21% и $Q_н$—7270—7360 *кал/кг*.

Средняя продолжительность горячего дутья колебалась от 2 до 3 мин. и холодного—от 5 до 7 мин. При переходе на работу на торфяном коксе обнаружилось значительное шлакование, в связи с чем во избежание образования больших глыб шлака чистка колосниковой решетки производилась в середине и конце смены; полная же чистка генераторов и выгребание золы и шлака производились в начале первой смены.

Таблица 81

Баланс отбросного тепла

Данные	Варианты расчетов	
	I	II
Теплосодержание воздушного газа в штуцере генератора	25,69	46,76
Теплосодержание водяного газа нижнего дутья	41,20	30,96
Теплосодержание водяного газа верхнего дутья	33,11	22,28
Итого	100,0	100,0
Отдается в рекуператоре:		
воздушным газом	12,88	23,50
водяным газом нижнего дутья	8,24	15,00
Итого	21,12	38,50
Отдается в котле-утилизаторе:		
воздушным газом	3,65	6,66
водяным газом нижнего дутья	2,18	3,96
Итого	5,83	10,62
Уходит в дымовую трубу	9,13	16,68
Отдается в скруббере:		
водяным газом нижнего дутья	30,55	
» » верхнего »	32,95	
Итого	63,50	34,20
Уходит в коллектор	0,42	
Всего	100,0	100,0

Продукты воздушного дутья при работе на торфяном коксе содержали CO_2 до 10% и CO—11,7—22,4%, тогда как при антраците содержание CO_2 составляло 17% и CO—8,6%.

Состав водяного газа был следующий: много CO_2—10—13,5%, мало CO—23—28% и много H_2—50—56% и CH_4—2,2—3,6%. Состав газа показывает на значительно более холодный ход генератора при работе его на торфяном коксе. Температура поверхности кокса в генераторе (по показанию оптического пирометра) и температура отходящих газов при работе на торфяном коксе оказались в среднем на

100° ниже, чем при работе на антраците, что объясняется меньшим содержанием CO_2 в отходящих газах. Количество подаваемого в генератор пара составило от 0,85 до 1,12 *кг* на 1 *кг* расходуемого кокса.

При работе с высоким слоем топлива в генераторе и уменьшении продолжительности горячего дутья (40 сек.) с одновременным увеличением продолжительности холодного дутья (9 мин.) был получен газ с содержанием H_2—до 61,3%, CO—16,8% и CO_2—13,35%. Содержание CO_2 в водяном газе через 2 мин. было 8,4%, через 4 мин.—18,2% и через 6 мин.—21,6%. Высота слоя топлива при этом была равна 1,5 *м*. Влажность газа—1339 *г/м*³ газа.

Газ с более высоким содержанием CO и низким содержанием CO_2 был получен при низком слое топлива, причем время горячего дутья было увеличено до 5 мин., а холодное дутье продолжалось 8 мин. Газ содержал CO_2—4%, CO—39,6% и H_2—52,16%.

Содержание H_2S в газе при работе на антраците равнялось 0,343%, а при работе на торфяном коксе—0,18%.

Из опытов следует сделать вывод, что для получения водяного газа с малым содержанием CO_2 и большим—CO необходимо вести процесс при невысоком слое торфяного кокса, что имеет свои невыгодные стороны, или же работать с высоким слоем при больших потерях в продуктах воздушного дутья.

Получение регенеративного и регенеративно-кислородного газа

В некоторых случаях в химической промышленности требуется получение газа, богатого окисью углерода и не содержащего водорода и углеводородов. Обычные способы получения генераторного газа являются в этом случае неприемлемыми вследствие перехода в газ углеводородов из топлива и водорода—из топлива и пара и затруднительности газификации при твердом шлакоудалении с помощью чисто воздушного дутья (шлакование).

В подобных случаях топливом может служить кокс или антрацит и в качестве дутья—кислород и углекислота. При этом возможно получение окиси углерода или из одной углекислоты периодическим процессом или из углекислоты с кислородом—непрерывным процессом.

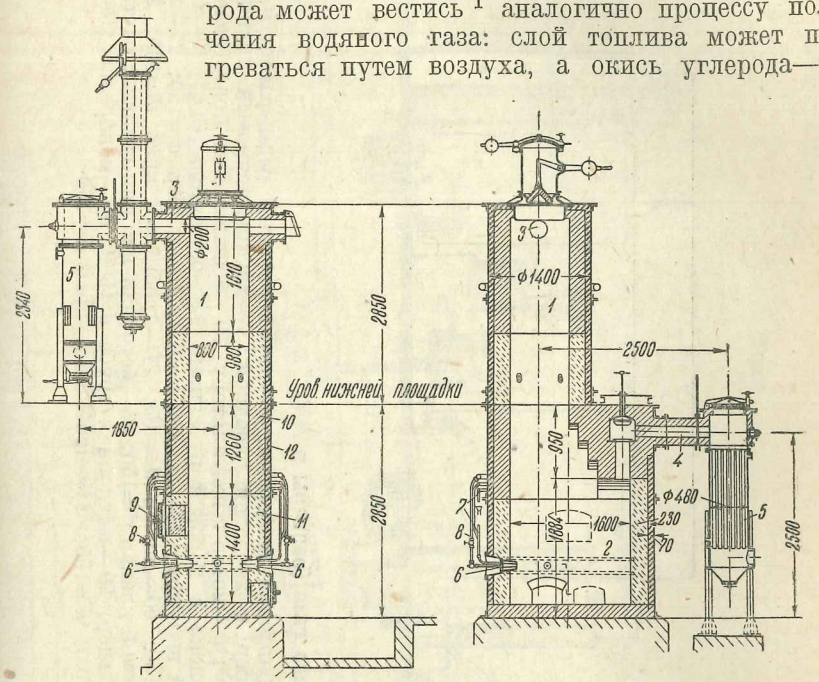
В химической промышленности имеет применение древесноугольный генератор проф. М. Е. Пильника (рис. 72), работающий на смеси кислорода и углекислоты. Генератор состоит из овальной нижней шахты и круглой дополнительной шахты над ней.

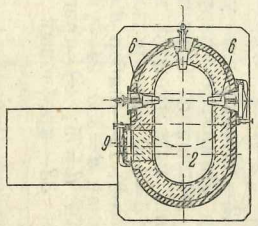
Отвод газов производится и из дополнительной и из нижней шахты. Отведение газов из надстроенной шахты имеет целью удаление газов, выделяющихся при сухой перегонке топлива (в том числе водорода и углеводородов) во избежание их попадания к потребителю, обслуживаемому нижней шахтой.

Дутье в виде смеси углекислоты и кислорода вдувается через фурмы с большой интенсивностью. При работе генератора наблюдается значительное шлакование. Постепенное накопление золы и шлака вынуждает к сравнительно быстрому выключению генератора из работы. Продолжительность работы—36—48 час.

В случае перехода на более зольное, чем древесный уголь, топливо (каменноугольный кокс) следует приспособить нижнюю часть генератора для чистки и шуровки или же прибегнуть к жидкому шлакоудалению, что должно быть особенно благоприятным.

Прерывистый процесс получения окиси углерода может вестись [1] аналогично процессу получения водяного газа: слой топлива может прогреваться путем воздуха, а окись углерода—получаться за счет вдувания углекислоты. При наличии отбросной или дешевой углекислоты это позволяет экономить дорого стоящий кислород и дает значительную экономию (рис. 73).

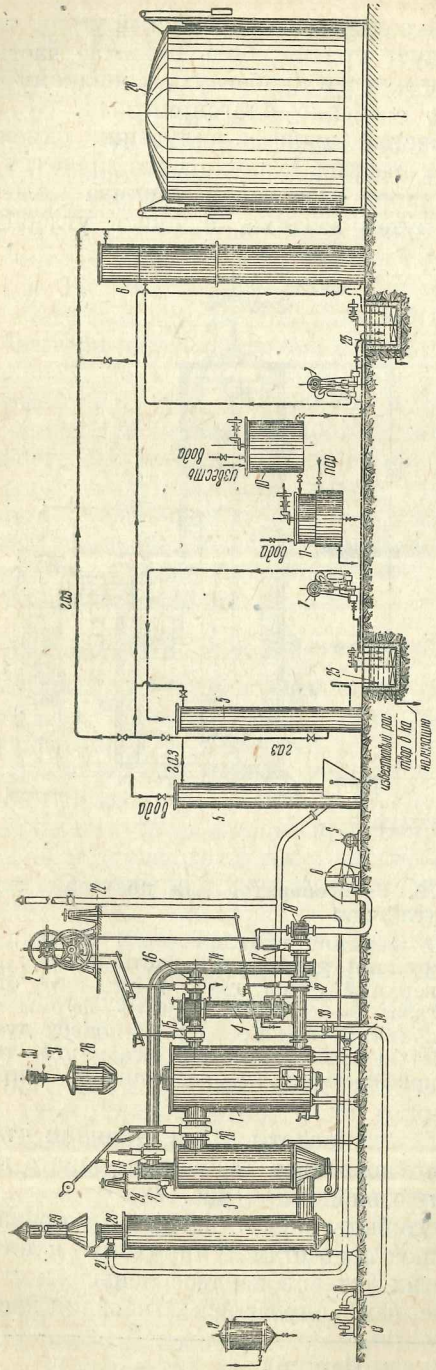




72. Газогенератор для получения окиси углерода:
1—верхняя круглая часть шахты; *2*—нижняя удлиненная часть шахты; *3*—верхний отвод газа; *4*—нижний отвод газа; *5*—холодильники; *6*—фурмы для дутья; *7*—водопровод; *8*—подвод дутья; *9*—люк; *10*—шамотная кладка; *11*—тальковый камень; *12*—изоляционный кирпич

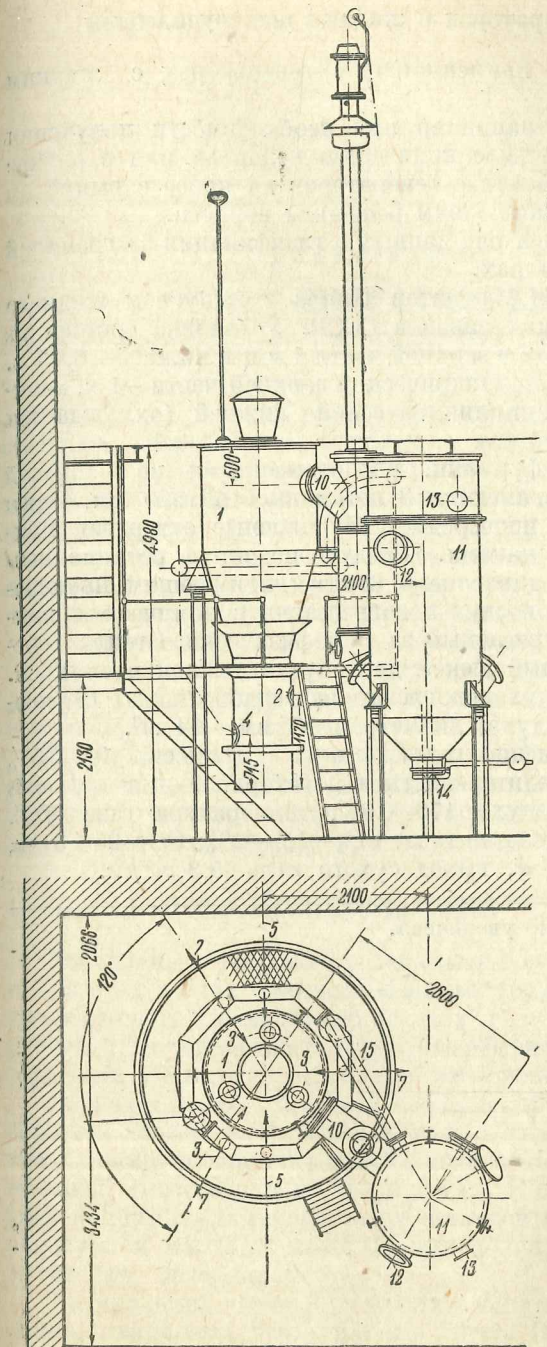
Подобные установки могут быть осуществлены для производства больших размеров. Согласно подсчетам Гипрохима капитальные затраты на осуществление этих установок вдвое меньше и стоимость газа в несколько раз меньше, чем в случае использования кислорода.

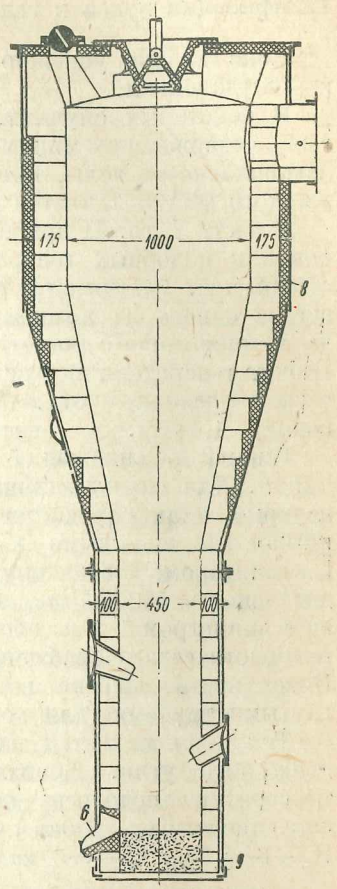
[1] По проекту Гипрохима (инж. Пеклер).



73. Установка для получения регенеративного газа (размеры в *мм*):

1—генератор $d = 1200$; *2*—лебедка для управления шиберами; *3*—двухкорпусный регенератор; *4*—холодильник трубчатый; *5*—скруббер Лимна; *6*—скруббер с хордовой насадкой; *7*—двухцилиндровый плунжерный насос; *8*—вентилятор высокого давления «Сирокко»; *9*—мотор к вентилятору; *10*—мешалка для приготовления известкового молока; *11*—мешалка известкового молока с паровой рубашкой; *12*—осушитель CO_2; *13*—газодувка для подачи CO_2; *14*—стояк d=150 с футеровкой шамотом; *15*—шибер d=150; *16*—шибер d=150; *17*—шибер d=200; *18*—угловой клапан d=200; *19*—шибер d=150; *20*—шибер d=400; *21*—пробковый кран d=100; *22*—продувная свеча; *23*—угловой клапан d=350; *24*—угловой клапан d=150; *25*—бетонная яма для содового раствора с мешалкой; *27*—угловой клапан d=75; *28*—газгольдер; *29*—выхлопная труба d=500; *30*—монорельс; *31*—электротельфер; *32*—шибер d=200; *33*—пробковый кран d=100; *34*—пробковый кран d=100





74.[1] Установка газогенератора с выпуском жидкого шлака:

1—газогенератор; *2*—верхнее сопло; *3*—оси верхних фурм; *4*—нижнее сопло; *5*—ось нижних фурм; *6*—шлаковая летка; *7*—оси шлаковых леток; *8*—шлаковая вата; *9*—песок; *10*—газопровод к воздухоподогревателю; *11*—воздухоподогреватель; *12*—штуцер для отвода газа; *13*—штуцер для подвода дутья; *14*—клапан для спуска пыли; *15*—воздухопровод к газогенератору

Газификация кокса в генераторах с жидким шлакоудалением

Кокс вполне успешно применяется в генераторах с жидким шлакоудалением.

В некоторых случаях, например при необходимости получения газа, содержащего минимальное количество водорода, или в случае легкоплавкости золы, применение генераторов на коксе с выпуском жидкого шлака является наилучшим решением вопроса.

В части I, гл. II приведен ряд данных о газификации за границей кокса в подобных генераторах.

На рис. 74 представлен генератор Пинча с выпуском жидкого шлака одного из химических заводов СССР. Установка состоит из двух генераторов с диаметром в верхней части 1 *м* и в нижней—0,45 *м*. Высота генератора внутри: цилиндрической верхней части—1 *м*, конической средней—1,37 *м* и цилиндрической нижней (охлаждается водой)—1,48 *м*.

Генератор снабжен 5 фурмами, расположенными по винтовой линии. Для спуска шлака имеются 3 летки высотой 220 *мм*, через которые шлак спускается поочередно. Шуровочные отверстия прикрываются шаровыми клапанами. Воздух подается ротационным вентилятором, создающим давление в 650 *мм* и имеющим производительность 550 $м^3/час$, в воздухоподогреватель с коническим днищем диаметром 1,4 *м*, обогреваемый за счет физического тепла генераторного газа и снабженный люком для спуска пыли и изоляцией. Поверхность нагрева воздухоподогревателя, снабженного 19 изогнутыми трубами (для воздуха) диаметром 70 *мм*,—14 $м^2$.

Топливом является каменноугольный кокс с примесью 10—15% древесного угля. Производительность генератора 90—100 *кг/час* *, температура подогрева воздуха 170—180°, температура газа 800°, давление вверху—200 *мм*, состав газа: CO_2—1,5—2%; CO—25—31%, H_2—1—1,5%; $Q^г$—980 $кал/м^3$, выход сухого газа—5,3 $м^3/кг$.

* Может быть значительно увеличена.

Глава седьмая

ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ ИЗ СЛАНЦЕВ

Газификация сланцев в СССР не является достаточно разрешенной проблемой вследствие высокой зольности сланцев и незначительного содержания углерода в коксе. Возможно также, что этот способ использования сланцев не является наиболее целесообразным. Однако наличие опыта по газификации сланцев за границей, а также соответственные опыты, проводимые в СССР, свидетельствуют о том, что в известных случаях сланец может быть применен для получения генераторного газа и при этом возможно улавливание побочных продуктов (смол).

Значительный интерес может представить использование в генераторах (самостоятельное или в смеси с другими топливами) сланцевого полукокса, остающегося после сухой перегонки сланца.

Сланцевая зола, получаемая при газификации, может быть использована для производства цемента, кирпича, шлакобетона и т. д. Зола некоторых сланцев обладает высокой огнеупорностью и может служить в качестве шамота при изготовлении огнеупорных изделий.

1. СОСТАВ И СВОЙСТВА СЛАНЦЕВ

Ископаемые топлива с содержанием золы более 30% относят ([145]) к классу горючих сланцев. Сланцы, горючее вещество которых сапропелитового происхождения или состав которых приближается к составу сапропелитовых углей (что обычно имеет место), называют ([37]) горючими сланцами, остальные же—углистыми сланцами.

Происхождение горючих сланцев объясняется ([146]) следующим образом. Массы растительных и животных микроорганизмов, богатых белками и жирами, находятся в воде во взвешенном состоянии; отмирая, они оседают на дно водоема. В случае смешения их с большим количеством минеральных остатков и постепенного уплотнения образуются массы, в которых минеральная часть пропитана сапропелитовым материалом.

Минеральной основой горючих сланцев могут служить известняк, глина, кварцевый песок или их смесь. Пропитывающая их органическая масса может состоять из самых разнообразных соединений

и имеет сходство с витритом каменных углей и органическими веществами нефти.

Зола сланца содержит все составные части цемента и часто представляет собой вяжущее вещество.

В состав золы многих сланцев входит в большом количестве углекислый кальций, разлагающийся с поглощением значительного количества тепла.

Сланцы содержат большое количество летучих. Теплотворная способность газов сухой перегонки высока. После сухой перегонки сланца остается кокс, содержащий большое количество золы и мало углерода. При низких температурах происходит небольшое выделение газа, значительно усиливающееся при температуре выше 300° и достигающее максимума при температурах 900—1000°. Выход смол достигает максимума при температуре 500—600° и в дальнейшем значительно уменьшается ([147]).

Некоторые сланцы обладают свойством при нагревании распадаться на отдельные пластинки или растрескиваться даже при высушивании на воздухе; при этом роговидные пластинки сланца остаются неизмененными, глинистые же пропластки высыхают и рассыпаются в пыль.

Наибольшее распространение горючие сланцы имеют в Средневолжском, Нижневолжском, Горьковском и Северном краях, в Ленинградской обл. и Казахстане. Большие залежи имеются в Восточной Сибири, но они недостаточно разведаны.

Главнейшими месторождениями являются Общесыртовское, Гдовское, Каширское и Савельевское.

Сланцы Ленинградской обл. (гдовские и веймарнские) залегают вблизи Чудского озера ([145]), у границы с Эстонией. Мощность пластов небольшая—в массе меньше 0,5 *м*.

Сланцы Ленинградской обл. содержат значительное количество органического вещества, дают высокий выход первичной смолы и содержат мало органической серы; состав их органической массы довольно устойчив, состав же минеральной части значительно колеблется. Высокое содержание водорода (H^0—около 9%) позволяет считать их сапропелитовым образованием. Анализ гдовских сланцев и выход продуктов их перегонки приведены в табл. 82.

Данные таблицы показывают, что органическая масса гдовских сланцев имеет довольно постоянный состав, за исключением верхней пачки 1-го пласта, имеющей органическую массу с пониженным содержанием углерода и водорода. Содержание азота в гдовских сланцах ничтожно. Содержание минеральной части колеблется значительно. Характерной особенностью гдовских сланцев является низкое содержание органической серы, составляющей (в %):

	$S_{об}$	S_a	$S_к$	$S_о$
Для 1-го пласта, верхняя пачка . . .	1,47	0,039	0,88	0,55
Для 2-го пласта	1,84	0,057	1,58	0,20

Таблица 82

Данные о гдовских сланцах

Пластики пачка	Зола естественная (в %)	Зола воздушносухого сланца (в %)	Зола сухого сланца (в %)	Минеральная CO_2 сухого сланца (в %)	Сера (общая) сухого сланца (в %)	Теплотворная способность (в *кал/кг*): воздушносухого сланца	Теплотворная способность (в *кал/кг*): органической массы	В органической массе (в %): C	В органической массе (в %): H	Выхода продуктов перегонки в алюминиевой реторте воздушносухого сланца (в %): смола	вода	полукокс	газ и потери
1-й пласт, верхняя пачка . . .	6,5	2,3	53,33	21,15	1,68	2 501	10 145	69,27	8,49	16,90	3,80	74,70	4,60
1-й пласт, нижняя пачка . . .	1,81	1,0	44,01	17,33	2,50	3 713	9 777	76,50	9,26	26,00	3,40	65,60	5,00
2-й пласт	8,09	2,69	50,54	12,65	2,32	3 430	9 568	73,82	9,40	23,48	5,39	65,69	5,44
3-й пласт	7,50	4,0	41,13	9,57	1,67	4 750	10 034	74,28	9,13	34,07	4,90	57,18	3,85
4-й пласт	—	3,7	49,77	10,86	1,86	3 585	9 443	76,70	9,11	23,12	5,68	66,21	4,99

Зола сланца 1-го пласта отличается особенно высоким содержанием углекислого кальция; в остальных пластах содержание углекислого кальция понижается за счет возрастания содержания кремнекислоты. Минеральная часть гдовских сланцев состоит из глин и карбонатов.

Состав золы гдовских сланцев приведен в табл. 83.

Таблица 83

Состав золы гдовских сланцев

Пласт и пачка	SiO_2	Fe_2O_3	Al_2O_3	P_2O_5	CaO	MgO	SO_3	Сумма
1-й пласт, верхняя пачка	27,96	4,94	9,39	0,20	46,84	1,13	5,62	96,08
1-й пласт, нижняя пачка	23,53	8,47	8,81	0,17	49,16	0,82	8,56	99,52
2-й пласт	40,90	5,29	11,71	0,60	31,53	2,82	4,25	97,10
3-й »	39,69	5,62	10,51	0,32	31,49	2,16	6,33	96,12
4-й »	47,38	5,41	10,68	0,26	26,10	1,44	3,90	95,17

Состав первичного газа, полученного в алюминиевой реторте ([149]) Фишера при 500° из эстонских сланцев, родственных ленинградским, был следующий: CO_2+H_2S—39,4%; C_nH_{2n}—11,1%; CO—10,5%; H_2—3,0%; $C_2H_6+CH_4$—33,0% и N_2—3,0%. По другим данным для средней пробы (смесь 4 пластов) состав газа следующий: H_2S—16,8%; CO_2—20,6%; C_mH_n—15,0%; CO—5,6%; H_2—4,6%; CH_4—37,4%. Исследования выходов и состава газов различных сланцев при разных температурах перегонки были произведены Нихамовым ([219]).

Гдовский сланец механически непрочен, при добыче получается много мелочи. В месторождении засорен известковыми конкрециями (возможен отбор, но при этом требуется дробление). Он довольно энергично подвергается выветриванию.

В районе Веймарна ведутся разработки в Веймарнском и Алексеевском рудниках.

Данные о составе веймарнских сланцев приведены в табл. 84.

Состав золы веймарнских сланцев колеблется в следующих пределах: SiO_2—15—44%; Fe_2O_3—4—6%; Al_2O_3—4—11%; P_2O_5—0,2—0,6%; CaO—28,2—66,3%; MgO—1,2—2,7% и SO_3—3—6%. В золе наблюдается содержание SiO_2 и CaO в крайних пределах. Содержание органической серы в веймарнских сланцах низкое:

	$S_{об}$	S_a	$S_к$	S_o
1-й пласт (верхняя пачка)	1,49	0,046	1,23	0,21
3-й пласт	1,16	0,10	0,47	0,59

Таблица 84

Данные о веймарнских сланцах

Пласт и пачка	Влажность воздушносухого сланца (в %)	Зола сухого сланца (в %)	Минеральная CO_2 сухого сланца (в %)	Сера (общая) в сухом сланце	Теплотворная способность (в *кал/кг*): воздушно-сухого сланца	Теплотворная способность (в *кал/кг*): органическая масса сланца	В органической массе (в %): C	В органической массе (в %): H	Выхода продуктов перегонки в алюминиевой реторте воздушносухого сланца (в %): смола	вода	полукокс	газ и потери
1-й пласт, верхняя пачка, 3-я лава .	0,96	54,82	29,51	1,49	1 269	8 175	—	—	8,81	1,97	86 35	2,87
1-й пласт, нижняя пачка, 3-я лава .	1,3	50,68	26,83	1,89	2 118	9 537	72,18	8,86	14,93	2,99	78,47	3,61
2-й пласт, 3-я лава	4,2	46,16	9,3	0,92	—	—	—	—	—	—	—	—
3-й пласт, 3-я лава	4,5	42,05	10,32	1,16	4 030	8 743	—	—	25,81	8,08	60,07	6,04
1-я верхняя и нижняя пачки, 3-я лава (контрольная проба)	1,67	52,65	24,70	1,01	1 947	8 741	—	—	13,35	3,54	79,42	3,69
То же, 2-й и 3 й пласты	5,57	44,69	10,47	1,11	3 583	8 436	—	—	22,32	9,98	61,94	5,76
1-й пласт, верхняя пачка, 13-я лава наклонной шахты	0,45	55,20	28,6	1,52	1 402	8 691	—	—	10,00	1,79	85,50	2,71
То же, нижняя	1,02	48,79	22,22	—	2 513	8 755	71,3	8,8	17,10	3,63	75,18	4,04
2-й пласт, 13-я лава	5,4	51,43	9,77	—	3 336	9 085	—	—	21,26	7,79	65,32	5,63
1-й пласт, обе пачки (контрольная проба)	0,87	50,46	23,56	1,82	2 070	8 030	—	—	13,81	5,79	76,69	3,71
2-й и 3-й пласты (контрольная проба)	2,8	47,92	11,06	1,05	3 457	8 669	—	—	21,82	6,99	65,64	5,55

По составу органической массы сланцы Алексеевского рудника близки к веймарнским. Алексеевские сланцы сходны с гдовскими по составу органической массы и минеральной части, но отличаются повышенным содержанием золы и в некоторых пластах—карбонатов. Исследование фракций с различным размером зерна показало значительно большее содержание золы в мелких кусках и понижение теплотворной способности органической массы сланца с уменьшением размера кусков.

В Поволжье геологическими исследованиями отмечены следующие месторождения горючих сланцев: Ундорское—на правом берегу Волги, в 36 *км* от Ульяновска; Захарьевское—в Чувашской республике (Буинское и Вурнарское), Савельевское, Каширское и Общесыртовское ([145]). Они отличаются большой неустойчивостью мощности пластов и состава сланцев.

Ундорские сланцы неустойчивы по составу, и мощность залеганий их мала. Они отличаются высоким содержанием минеральных веществ и серы. Зольность ундорских сланцев (A^c), согласно ряду исследований, составляет 50—80%, содержание минеральной CO_2 в сухом сланце—5—15% и влажность воздушносухого образца составляет 3—15%. Теплотворная способность воздушносухого сланца—679—3672 *кал/кг* (обычно—ниже 2000 *кал/кг*). Выхода смол—2—4%. Аналогичны и захарьевские сланцы: содержание влаги в свежедобытом сланце—22—30%, в воздушносухом—5—6%; золы в сухом сланце—67—80% и минеральной CO_2—7—11%. Теплотворная способность воздушносухого сланца—1330—1660 *кал/кг*. Возможность использования этих сланцев в качестве топлива является сомнительной.

Сланцы Чувашской республики залегают неустойчивыми пластами малой мощности. Состав сланцев сильно колеблется. Содержание золы велико.

Савельевское месторождение состоит из трех пластов значительной мощности. Состав и мощность пластов сильно изменчивы. Теплотворная способность этих сланцев невелика.

Каширское месторождение находится в Сызранском районе, на правом берегу Волги. В органической массе каширских сланцев больше кислорода и меньше водорода, чем в органической массе сланцев Ленинградской обл., и теплотворная способность органической массы каширских сланцев ниже, что приписывается Стадниковым примеси гумусовых веществ.

Исследования каширских сланцев дали следующие результаты: влаги в свежедобытом сланце—19—27% и в воздушносухом—3,4—5,1%; минеральной CO_2 в сухом сланце—8—14%; золы в сухом сланце—57—73%. Теплотворная способность воздушносухого сланца—1500—2600 *кал/кг*. Состав органической массы сланцев: C^o—58,4—62%; H^o—6,5—8,0%; N^o—0,02 и Q^o—6608—6853 *кал/кг*.

Пласты Каширского месторождения обладают наибольшим постоянством из всех месторождений Поволжья. Наибольший интерес из каширских сланцев представляют три верхних пласта. Сланцы

1-го пласта имеют теплотворную способность в среднем в 2400—2500 *кал/кг*; они содержат около 55% минеральных веществ; сланцы 2-го пласта обладают наименьшей теплотворной способностью—1600 *кал*; они наиболее богаты минеральными веществами; сланцы 3-го пласта по содержанию минеральных веществ и теплотворной способности занимают промежуточное положение.

Сланцы Каширского месторождения отличаются высоким содержанием органической серы:

	$S_{об}$	$S_к$	S_a	S_o
1-й пласт	8,42	4,13	0,29	4,00
2-й пласт	4,70	2,03	0,25	2,42

В золе каширских сланцев много SiO_2 и Al_2O_3. Состав золы по нескольким пробам колеблется в следующих пределах: SiO_2—34,6—52,4%; Fe_2O_3—6,0—7,63%; Al_2O_3—10,7—17,8%; P_2O_5—0,4—1,0%; CaO—16,1—29,3%; MgO—1,5—2,0% и SO_3—6,3—10,4%.

Сланцы Каширского месторождения дают смолы, богатые тиофеном и его гомологами. Выход первичной смолы составляет 10% от веса воздушносухого сланца. При перегонке каширских сланцев в алюминиевой реторте были получены следующие выхода (в %):

Пласт	Смола	Вода	Полукокс	Газ и потери
16-й пласт, 2-я штольня	11,59	7,17	75,55	5,69
Контрольная проба 1-го, 2-го и 3-го пластов	9,62	6,36	79,08	4,94

Месторождение «Общий сырт» занимает водораздел Общего сырта. Мощность отдельных пластов значительна. Состав сланцев Общесыртовского месторождения характеризуется следующими данными ([148], [150]): C^o—71,8%; H^o—8,6%; N^o—1,3%; S^o—5,40% и O^o—12,9%. Результаты полукоксования: полукокса—54,1—67,7%; смолы—7,5—23,2%; A^p—51,5%; CO_2 минеральной—8,0%; подсмольной воды—13,1—16,1% и газа—8,7—9,6%. Общесыртовские сланцы содержат различное количество золы: некоторые пласты—сравнительно небольшое (28—33%), некоторые—значительное. Теплотворная способность этих сланцев во многих случаях значительно превышает 2000 *кал/кг*. Содержание серы значительно; основная масса серы—органическая. Содержание сернистых соединений в газах сухой перегонки велико ([150]). Распределение серы (в %):

	$S_{об}$	$S_к$	S_a	S_o
Слой 1-й	5,60	1,14	0,26	4,20
» 2-й	4,50	1,06	0,30	3,14
» 3-й	3,80	0,76	0,60	2,44

Зола сланцев ([148]) волжских месторождений однородна и отличается от золы ленинградских сланцев большим содержанием кремнекислоты и меньшим содержанием извести.

2. ГАЗИФИКАЦИЯ СЛАНЦЕВ

Общие соображения

Свойствами сланца, непосредственно влияющими на качество его газификации и на требуемую конструкцию газогенератора, являются: большое содержание летучих и золы, легкоплавкость золы, наличие в золе большого количества углекислого кальция и малое содержание нелетучего углерода в коксовом остатке сланца. Большое содержание летучих и значительное—влаги определяют необходимость подвода большого количества газов для подсушки и сухой перегонки топлива, тогда как вследствие малого содержания нелетучего углерода в сланцевом коксе количество получаемых при газификации кокса газов может явиться и часто является недостаточным для получения необходимого количества газа.

Большое содержание золы в сланце увеличивает трудности газификации кокса в нижней части генератора, ухудшая выжиг остатков, вызывая шлакование и унося из генератора значительное количество тепла. Ухудшение процесса газификации и увеличение недостатка тепла происходят вследствие разложения углекислого кальция, на которое затрачивается значительное количество тепла. При очень малом содержании в сланце нелетучего углерода требуется введение в газогенератор дополнительного топлива с большим содержанием нелетучего углерода или же подведение дополнительного тепла для сухой перегонки путем использования циркуляционного, нагреваемого вовне потока газов или же путем внешнего обогрева камер сухой перегонки. Теплотворная способность газа, получаемого в зоне газификации сланца—низкая. Достаточная теплотворная способность конечного газа достигается вследствие смешения газа из нижней части генератора с большим количеством продуктов сухой перегонки, обладающих высокой теплотворной способностью.

В случае значительной легкоплавкости золы могут быть применены генераторы с жидким шлакоудалением.

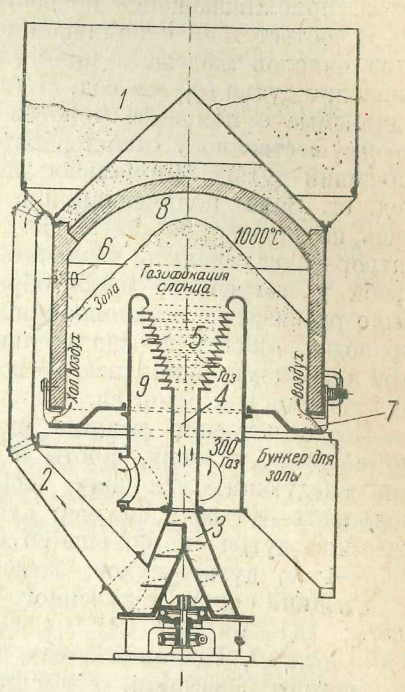
В соответствии с высоким выходом смол при газификации сланца к. п. д. газификации, считая на полезное тепло в газе, не может быть высоким. Для увеличения количества получаемого газа иногда предусматривают разложение смол в самом газогенераторе или крекинг смол в полученном газе по выходе из генератора.

Очень часто газификация сланца или сланцевого кокса является подсобной операцией при получении более ценных продуктов.

Генератор проф. Грум-Гржимайло

Проф. Грум-Гржимайло ([151]) предложил обращенный генератор, в котором недостаток нелетучего углерода, имеющий место при применении сланца, до известной степени возмещен лучшим использованием тепла на подогрев воздуха и топлива, и раскаленный очаг создается разогревом кладки генератора. Устройство этого генератора следующее (рис. 75).

Сланец из бункера *1* по рукаву *2* подается к шнеку *3* и по осевой трубе генератора *4* и дальше через решетку *5* направляется в полость генератора. Генератор представляет собой цилиндр, перекрытый куполом без каких-либо отверстий наверху. Для разогрева его при пуске имеются нефтяные форсунки *6*, разогревающие подсводовое пространство докрасна. Сланец подается шнеком. Зола выгребается вручную или автоматически с кольца *7*. На рисунке показано расположение в генераторе золы и сланца. Воздух поступает в щель между стеной и кольцом *7*, охлаждает золу, нагревается и выжигает углерод из золы. Под сводом *8* он сжигает сланец, накаляя свод; раскаленные продукты газификации просасываются эксгаустером вниз через поступающий в генератор свежий сланец; последний подвергается подсушке, из него отгоняются смолы и другие продукты сухой перегонки, и полученный газ поступает в цилиндр *9* и далее к потребителю.



75. Обращенный газогенератор Грум-Гржимайло

В СССР впервые опыты газификации сланцев были проведены ([152]) в 1917 г. в генераторе с решеткой Гильгера диаметром в 2,6 *м*. Генераторы работали и на одном сланце и на смесях: сланец и антрацит (2 : 1) и сланец и уголь (1 : 1). Опыты показали на устойчивость работы на смесях и на трудности при работе на чистом сланце. Газ имел низкую теплотворную способность—800—900 *кал/м*^{3}. Производительность генератора составляла 6—7 *т/сутки*. Другие опыты, проведенные в том же году с одним сланцем влажностью в 35%, дали производительность в 14 *т/сутки* при большей устойчивости процесса.

В 1922 г. опыты были возобновлены инженерами Троицким и Коняевым. Газифицировался веймарнский сланец. Размер кусков был неоднороден. Состав сланца был следующий: W^p—10,00; CO_2 (минеральная)—2,58%; A^p—39,39%; C^p—30,12%; H^p—3,30%; O^p—7,51%; N^p—0,11% и $Q^p_н$—3000 *кал/кг*. К сланцам примешивался английский газовый уголь с содержанием: A^c—2,17% и W^p—6,89%. Угля в среднем добавлялось 23,2%.

Работа велась при высокой температуре раскаленной зоны и высокой температуре газа (700—800°) с целью разложения смол, содержащихся в сланце (15—20%). Высота слоя топлива составляла

0,75—1 *м*. При попытке повышения высоты слоя топлива наблюдалось обильное выделение газа черного цвета с громадным количеством сажи, засорявшей регенераторы мартеновской печи и попадавшей даже в печь. Необходимость горячего хода генератора вызывалась также и опасением добавки пара вследствие незначительности содержания в слое нелетучего углерода и возможности взаимодействия золы, приближающейся по составу к цементу, с водяным паром.

В соответствии с наличием в золе сланца значительного количества окислов железа и примеси к сланцу глины при повышенном давлении дутья (60 *мм* вод. ст.) получались прочные шлаки, с трудом удаляемые с помощью молотов и ломов. Шлакование имело место преимущественно у стен генератора и наблюдалось при повышенном давлении дутья. Нормальное давление дутья составляло 30—40 *мм* вод. ст. Зола, полученная при работе на сухом затворе, схватывалась по прошествии 2—3 час., а прошедшая через гидравлический затвор—схватывалась незначительно. При долгом бездействии выгреба у выгребного ножа образовывалась масса, которую нужно было разбивать с остановкой золоудаления на $1^1/_2$—2 суток. В газопроводах оказалось значительное количество сажи—больше, чем при каменноугольном газе, во всяком случае—по объему. Сажа имела вид объемистых хлопьев.

После освоения режима руководители опытов добились. почти нормальных условий работы и производительности в 12,5 *т/сутки* при следующих условиях: влажность сланца—не более 10—15%; зольность—до 50%; размер кусков—от грецкого ореха до кулака; давление дутья—не больше 60 *мм* вод. ст.; высота слоя—в пределах 0,75—1 *м*; дутье—сухое; затвор—сухой.

Средний состав полученного газа: CO_2—11,3%; C_mH_n—1,0%; O_2—0,8%; CO—13,1%; CH_4—4,5%; H_2—6,3%; N_2—63,0%, и $Q_н$—1 100 *кал/м*^{3}. Газ имел запах нафталина, и в нем содержались легкие погоны перегонки, о чем можно было судить по характеру горения газа в печи, подобному горению нефти. При применении сланца с влажностью в 21,2% и с содержанием мелочи в 60% средний состав газа был следующий: CO_2—13,1%; CO—9,7%; CH_4—2,6%; H_2—6,0%; C_mH_n—0,4%; O_2—0,4%; N_2—67,7% и $Q_н$—740 *кал/м*^{3}.

По взятым пробам газа у клапана содержание смолы в газе составляло 2,3 *г/м*^{3}. При принятии, что в газе, выходящем из генератора, содержится 4 *г/м*^{3} смолы, выход газа составляет 2,53 *м*^{3}*/кг*. Среднесуточная (за три недели опыта) нагрузка генератора составляла 12,5 *т*. Максимальная нагрузка составляла 13,1 *т/сутки* (103,2 *кг/м*^{2} *час*). Согласно тепловому балансу, теплотворная способность газа составляет 74,5%, теплосодержание газа—16,9% и потеря во внешнюю среду и пр.—8,6% от теплотворной способности топлива.

В 1930 г. в лаборатории тепловых двигателей Политехнического института были проведены ([153]) опыты газификации сланца в генераторе Дейца, обслуживавшего 20-сильный горизонтальный двигатель. Шахта генератора имела диаметр в 0,37 *м* и высоту в 0,9 *м*. Исследование влияния на газификацию размера кусков показало, что наилучший результат дал размер кусков в 20 *мм* (испытывался размер от 70 до 20 *мм*), при котором недогар в шлаке составлял только 1%. Газифицировался веймарнский сланец состава: W^p—6,8%; A^p—41,0%; S^p—0,6%; V^z—58,0% и $Q^p_н$—3300 *кал/кг*. Работа велась с воздушным дутьем от вентилятора при давлениях от 10 до 50 *мм* вод. ст. Давление ниже 10 *мм* не давало возможности поддерживать процесс. Температура плавления золы составляла 1100°; в генераторе температура не превышала 1000°. Интенсивность газификации составляла до 200—300 *кг/м*^{2} *час*.

Газ получался с теплотворной способностью от 950 до 1100 *кал/м*^{3}. Состав газа был примерно следующий: CO_2—16%; C_mH_n—1,0%; O_2—0,8%; CO—9,0%; CH_4—7,0% и H_2—1,2% (?). Выход газа составлял—0,6—0,8 *м*^{3}*/кг*.

Генератор проработал около 150 час. Непрерывная работа продолжалась около 2 час., после чего генератор разгружался. Работа шла без шуровок. Опыты показали, что при шуровке сланец раздробляется.

Генератор с разложением смол

Опытный генератор для газификации сланца обращенным процессом был установлен в Самаре. Как показал опыт работы на этом генераторе, выжиг остатков происходит очень плохо ([154]); повидимому улучшение работы возможно при применении двухзонных генераторов

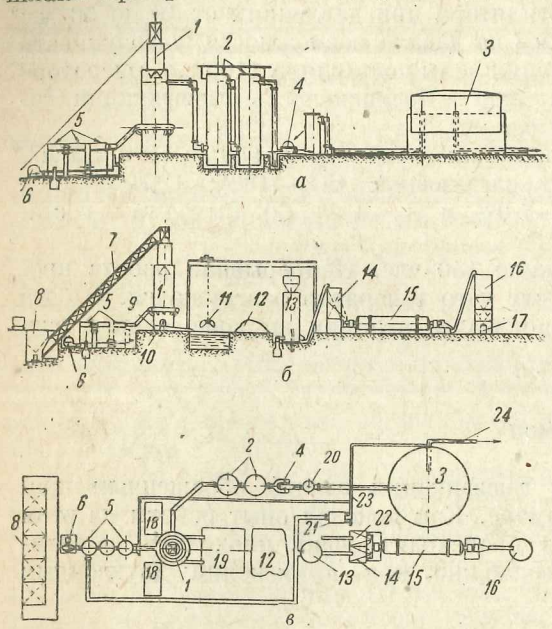
Генератор с высоким слоем топлива

Опыты газификации сланцев в генераторе со швельшахтой производились Поволжским областным теплотехническим институтом на Жигулевском известковом заводе.

Швельшахта круглого сечения имела диаметр в 1,8 *м*; нижняя шахта—прямоугольная—имела размеры 2 × 2 *м*. Общая высота слоя топлива составляла 5,5 *м*. Генератор работал с естественной тягой и сухим золоудалением. При опыте, продолжавшемся 37 час., производительность генератора составляла 165 *кг/час*. Состав газа был следующий: CO_2—16,2%; H_2S—2,1%; C_mH_n—0,8%; O_2—0,1%; CO—9,1%; H_2—5,4%; CH_4—5,2%; N_2—61,1%; $Q_в$—1191 *кал/м*^{3}; выход газа—1 *м*^{3}*/кг*; выход смолы—5%, теплотворная способность (высшая)—8400 *кал/кг*. Содержание углерода в золе—3,83%; CO_2 (минеральной)—4,5%. При теплотворной способности сланца (высшей) в 2321 *кал/кг* к. п. д. газификации по холодному газу составлял 50%. Состав газа свидетельствует о получении в нижней части генератора газа с высоким содержанием CO_2, что было необходимо для возможности подсушки и перегонки топлива в верхних слоях генератора.

Генераторы с жидким шлакоудалением

Как указывалось выше, а также в части I, гл. II, сланцы с успехом могут газифицироваться в генераторах с выпуском жидкого шлака при работе на подогретом дутье и с получением побочных продуктов в виде чугуна, шлака и смолы.



76*а*, *б* и *в*. Установка генераторов с выпуском жидкого шлака в St. Etienne:

1—газогенератор диаметром в 2,2 *м*; *2*—холодильник; *3*—газгольдер; *4*—аппарат Тейсена; *5*—воздухоподогреватель; *6*—воздуходувка; *7*—скиповый подъемник; *8*—бункеры для топлива и флюсов; *9*—лоток для спуска чугуна и шлака; *10*—летки; *11*—грейфер; *12*—гранулированный шлак; *13*—вертикальная сушилка; *14*—бункер для шлака; *15*—трубчатая мельница; *16*—бун кер для цемента; *17*—тара для упаковки; *18*—площадки для разлива чугуна; *19*—бассейн для шлака; *20*—каплеуловитель; *21*—топка сушилки; *22*—бункер для извести; *23*—подача газа для отопления воздухоподогревателя и сушилки; *24*—газопровод к потребителю

На рис. 76 представлена ([155]) установка в St. Etienne, данные о работе которой приведены в части I, гл. II. Производительность генератора по шихте—105 *т/сутки* (сланца—40 *т*, кокса—37 *т*, известняка—23 *т* и скрапа—5 *т*). Валовой выход газа — 220 000 *м³/сутки*, с $Q_н$ в 1180 *кал/м³* и за вычетом расхода на воздухоподогреватель и сушилку для шлака—185 000 *м³*. Состав сланца: W^p—3%; A^p—55%; V^p—16% и нелетучего углерода—29%.

Выход шлака — 35 *т/сутки* (перерабатывается на 50 *т* цемента); выход кремнистого чугуна—11 *т* (подробнее—см. часть I).

Как видно из рисунков, каждый газогенератор (диаметр—2,2 *м*) оборудован скиповым подъемником, воздуходувкой (давление — 3000 *мм* вод. ст.) и воздухоподогревателем (подогрев — до 400 — 600°). Газ из генератора поступает в пылеуловитель и далее—в холодильники и аппарат Тейсена. Сланец, кокс и известняк сбрасываются вагонетками в приямок подъемника, откуда в требуемых количествах после взвешивания транспортируются к рабочей площадке генератора. Загрузка производится каждые четверть часа.

Воздухоподогреватель, работающий по принципу противотока, состоит из трех отделений, расположенных последовательно. Третье отделение снабжено камерой для сжигания газа. Каждые полчаса шлак через лоток выпускается в яму с водой, а чугун спускается в формы, потом охлаждается водой и складывается в штабеля. Гранулированный шлак из ямы подается грейфером на поверхность земли и далее поступает в воронку вертикальной сушилки с вращающимися полками, обогреваемой продуктами горения части генераторного газа и отходящими газами воздухоподогревателя. Из нижней части сушилки шлак подается в одно из двух отделений бункера, питающего трубчатую мельницу. Во втором отделении бункера находится известь. Шлак и известь с помощью дозирующего устройства подаются в трубчатую мельницу. Из последней измельченная и смешанная масса подается в бункер и далее автоматически взвешивается и упаковывается в мешки в качестве товарного продукта—цемента. Очищенный газ поступает в газгольдер и подается на газовый завод.

В СССР опыты по газификации сланцев с жидким шлакоудалением проводились в 1933 г. ВИТГЭО в вагранке диаметром в 850 *мм* в Ленинграде ([156]). Газификации подвергались кашпирские и гдовские сланцы и полукокс из веймарнского сланца. Давление дутья составляло до 400 *мм* вод. ст.; температура подогрева воздуха не превышала 130°.

Кашпирские сланцы газифицировали с добавкой антрацита; состав сланца: W^p—16,06%; A^c—54,67%; C^s—63,97%; H^s—7,70%; N^s—1,11%; $(O+S)^s$—27,22%; $Q^p_б$—2485 *кал/кг*; состав антрацита: W^p—4,08%; A^c—2,56%; C^s—93,96%; H^s—2,20%; N^s—0,97%; $(O+S)^s$—2,87% и $Q^p_б$—7682 *кал/кг*. Состав золы приведен в табл. 85.

Таблица 85

Состав золы (в %)

Топливо	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	P_2O_5	Температура (в °С)	
									начало деформации	начало размягчения
Сланец.	37,18	0,35	8,08	5,92	27,13	1,71	9,09	1,44	1 135	1 170
Антрацит.	33,86	1,83	22,29	26,28	3,74	1,37	2,45	1,50	1 315	1 400

Процесс протекал устойчиво даже при значительной форсировке. Высота слоя топлива составляла 2,5—3 *м*. Наблюдалось сильное разъедание футеровки. Получался газ с довольно высокой теплотворной

Таблица 86

Данные по газификации кашпирских сланцев

Опыт	Состав топлива (в %)		Давление дутья (в мм вод. ст.)	Температура дутья (в °С)	Интенсивность газификации (в кг/м²час)	Состав газа (в %)							$Q_в$ (в кал/м³)
	сланца	антрацита				CO_2	C_mH_n	O_2	CO	CH_4	H_2	N_2	
1-й	80	20	230	81	1 160	7,3	0,3	0,45	24,2	3,1	4,80	59,85	1 228
2-й	90	10	84	150	750	9,3	0,4	0,45	23,6	3,6	4,55	58,10	1 265
3-й	95	5	148	100	1 450	10,5	0,6	0,40	20,2	4,2	6,40	57,70	1 305
	95	5	186	95	1 590	10,9	0,6	0,20	18,9	3,2	6,00	60,40	1 097

Таблица 87

Данные по газификации веймарнского полукокса

Опыт	Состав топлива (в %)		Интенсивность газификации (в кг/м²час)	Давление дутья (в мм вод. ст.)	Температура дутья (в °С)	Состав газа (в %)						$Q_в$	$Q_н$
	сланца	антрацита				CO_2	C_mH_n	O_2	CO	CH_4	H_2	N_2	(в кал/м³)
1-й	90	10	1 500	357	112	10,6	0,5	0,3	21,8	2,4	4,7	59,7	1 116	1 065
2-й	95	5	1 200	412	94	10,5	—	0,5	21,0	1,9	5,65	60,45	995	950

способностью и значительным содержанием сернистых соединений. Результаты испытаний приведены в табл. 86.

Газификация одного кашпирского сланца (как и веймарнского) при опыте не была устойчива. В добавке флюсов не было необходимости. Высота слоя топлива, как и в других опытах, составляла 2,8—3,0 *м*. Снижение добавки антрацита ниже 5% повидимому возможно лишь при достаточно высоком подогреве дутья или применении кислородного дутья.

Полукокс из веймарнского сланца имел состав: W—1,49%; C—16,25%; H—1,79%; O + N—1,95%; $S_{лет}$—0,12%; $S_{св}$—1,64%; $CO^к_2$—19,31% и $A^р$—57,45%. Он был получен с Ленинградского сланцеперегонного завода. Результаты испытания приведены в табл. 87.

Опыты показали, что полукокс может газифицироваться в генераторах с жидким шлакоудалением. Полученный газ имел низкую теплотворную способность. Требовалась добавка антрацита. Гдовский сланец имел следующий состав: $W^р$—2,29%; $A^с$—45,76%; $C^г$—76,26%; $H^г$—9,12%; $N^г$—0,21%; $(O + S)^г$—14,41% и $Q_в^р$—3735 *кал/кг*. Интенсивность газификации составляла при добавке 10% антрацита 1190 *кг/м²час* и при 5%—1420 *кг/м²час*.

Состав полученного газа приведен в табл. 88.

Таблица 88

Данные по газификации гдовских сланцев

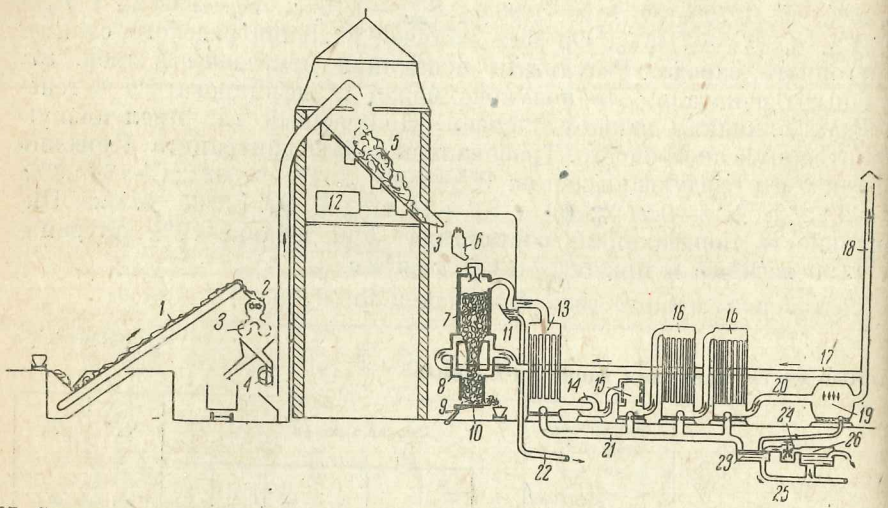
Опыт	Состав топлива (в %)		Состав газа (в %)							$Q_в$	$Q_н$
	сланец	антрацит	CO_2	C_mH_n	O_2	CO	CH_4	H_2	N_2	(в кал/м³)	
1-й	90	10	7,0	0,6	0,4	27,2	4,7	2,5	57,6	1 448	1 387
2-й	95	5	8,2	0,7	0,4	20,9	5,6	2,1	62,1	1 350	1 275

Опыт газификации одного сланца пришлось прекратить, так как к сланцу было примешано значительное количество неплавкой породы, образовавшей отложения на поду вагранки.

Опыты показали пригодность кашпирского и гдовского сланцев и полукокса веймарнского сланца для газификации с жидким шлакоудалением. В генераторах с жидким шлакоудалением режим может быть значительно форсирован по сравнению с генераторами с сухим золоудалением. Наилучшие результаты дали гдовские сланцы: процесс шел наиболее устойчиво, получался газ с высокой теплотворной способностью и разъедаемость футеровки печи была наименьшая.

Установки с улавливанием побочных продуктов

За границей имеется ряд установок, в которых предусматривается использование продуктов перегонки сланцев, а сланцевый полукокс газифицируется непосредственно по выходе из перегонной камеры (без охлаждения) в целях получения газа для обогрева перегонных камер и для использования на стороне. В этих установках предусматривают возможность регулирования количества тепла, подводимого в камеру перегонки.



77. **Схема сланцеперегонной установки Ю. Пинча:**

1—элеватор; *2*—дробилка; *3*—грохота; *4*—сушильный барабан; *5*—бункер со сланцем; *6*—вагонетки для загрузки сланца; *7*—камера перегонки; *8*—камера газификации; *9*—вращающаяся решетка; *10*—подача воздуха; *11*—гидравлический затвор; *12*—бак для тяжелой смолы; *13*—холодильник; *14*—эксгаустер; *15*—смолоотделитель; *16*—холодильники; *17*—подача холодного газа в камеру смешения; *18*—отвод излишних газов; *19*—бензинопромыватели; *20*—газопровод несконденсировавшихся бензина и газов; *21*—спуск смол, масел и воды; *22*—спуск тяжелой смолы из затвора; *23*—бак для отстоя смол и масел; *24*—смолоуловитель; *25*—спуск воды; *26*—резервуар для смолы

Схема подобной установки, осуществленной фирмой «Пинч» в Эстонии, на руднике «Кохтла», представлена на рис. 77 ([157]).

Сланец из широколейных вагонов, подаваемых с рудника, вручную выгружается на площадки. Первоначально он проходит грохот, отсеивающий мелочь. Более крупный сланец направляется элеватором в дробилку, измельчающую его на размер кусков, не превышающий 100 *мм*. Раздробленный сланец поступает в барабанные сита, вторично отсеивающие мелочь.

Куски сланца размером в 30—100 *мм* поступают в сушильный барабан. Высушенный сланец вторым элеватором подается в запасной

бункер. Отсюда, пройдя грохот для отсева в третий раз мелочи, сланец грузится в вагонетку, подающую его к генераторам. Каждые 10—15 мин. в генератор подается 350 *кг* сланца. В перегонной камере сланец движется вниз, подсушиваясь и подогреваясь поднимающимся током генераторного газа. При нагреве до 400° из сланца начинают быстро выделяться смоляные пары и газы. Из перегонной камеры отводится смесь генераторного газа и продуктов перегонки сланца. Полукокс из перегонной камеры поступает в постепенно суживающуюся воронку и из последней—в шахту генератора. Кокс содержит 15—20% горючих веществ. Полученный генераторный газ поступает по двум вертикальным каналам в нижнюю часть перегонной камеры. Для понижения температуры генераторного газа до 500° к нему добавляется холодный генераторный газ, прошедший холодильники. Сланцевая зола удаляется из генератора в сухом виде вращающейся решеткой. Для уменьшения температуры золы и предохранения от пыления она при выгребе заливается водой.

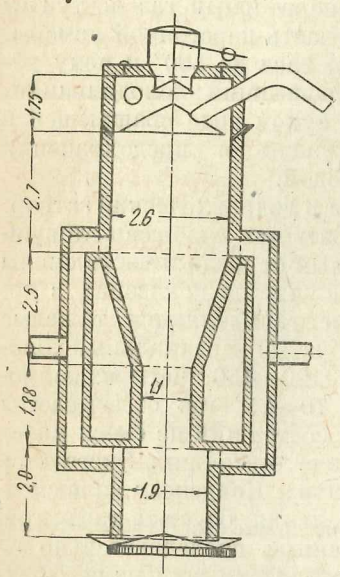
Газ из трех перегонных камер отводится в гидравлический затвор, заполненный сырым сланцевым маслом. Затворы снабжены ловушками для осаждения из газа пыли. Очищенный от пыли и части смолы газ попадает в специальную камеру (на рисунке не показана), в которой уменьшается его скорость, и из него выделяются тяжелые смолы. Из камеры газ направляется в трубчатый вертикальный холодильник высотой в 12 *м*, состоящий из 120—150 четырехдюймовых труб. Охлажденный с 130—160° до 70—75° газ отсасывается эксгаустером. Конденсат из холодильника, состоящий из смеси масел и воды, поступает в находящийся в подвале отстойник. Эксгаустер подает газ в смолоотделители системы «Пелуз». Конденсат из последних стекает в смолоотстойники. Окончательная очистка газа происходит в двух холодильниках, установленных последовательно за смолоотделителями. Из холодильников газ для отмывки из него бензинов, которых в газе остается 20 *г*/*м*^{3}, поступает в промыватели, орошаемые сырым сланцевым маслом. Получаемый газ имеет теплотворную способность в 1242 *кал*/*м*^{3}. Он частично сжигается под паровыми котлами силовой станции, частично отапливает установку для разгонки сланцевого масла и частично добавляется к газу, подаваемому из зоны газификации в перегонную камеру для охлаждения газа. Остаток газа выпускается в атмосферу.

Сланцевая смола, собирающаяся из разных мест в отстойнике *23*, подогревается паром для лучшего отделения от воды. Из отстойника смола стекает через смолоуловитель *24* в резервуар для смолы *26*. После отстоя смола направляется в наружные баки, в которых дополнительно отстаивается. Имеется еще также бак для тяжелой смолы *12*, находящийся наверху под бункером для сланца. В него поступает наиболее тяжелое масло из гидравлических затворов и резервуара, установленного перед первым холодильником.

Всего генераторов—6 и эксгаустеров—3 (один в резерве). Эксгаустеры соединены непосредственно с моторами мощностью в 45 *квт* и снабжены подшипниками с водяным охлаждением. Они создают

во всасывающем патрубке разрежение (больше 175 *мм* вод. ст.), необходимое для преодоления сопротивления генератора (125—135 *мм*), гидравлики, резервуара для выделения тяжелой смолы и первого холодильника. В нагнетательном патрубке эксгаустеров создается положительное давление в 220 *мм* вод. ст., расходующееся в аппарате Пелуза и остальной системе.

Расход энергии на сланцеперегонный завод при работе 6 генераторов с производительностью в 200 *т* сланца в сутки составляет 100 *квт-ч*, или по 0,5 *квт-ч* на 1 *т* подвергаемого перегонке материала. Расход воды достигает 40—50 *л/кг*. Для охлаждения воды имеется градирня. Расход пара на генераторы и подогрев баков с маслом достигает 26 *т/сутки*.



78. **Схема генератора Пинча**

Штат, обслуживающий сланцеперегонный завод, состоит, не считая старшего мастера и младшего обслуживающего и ремонтного персонала, из 7 человек в смену: 2—у загрузки сланца в генератор, 3—у выгреба золы и 2—на элеваторе по подъему сланца.

Генератор представлен на рис. 78. Диаметр перегонной камеры — 2,6 *м*, высота ее—2,7 *м* и объем—13,5 $м^3$.

В генератор сланцевый кокс попадает через коническую часть со средним диаметром в 1,85 *м* и высотой в 2,5 *м* (объем—6,5 $м^3$), переходящую в цилиндрическую с диаметром в 1,1 *м* и высотой в 1,88 *м* (объем — 1,44 $м^3$). Камера газификации имеет диаметр в 1,9 *м*, высоту в 2 *м* и объем в 5,6 $м^3$. Общая высота аппарата—11 *м* и объем—27 $м^3$.

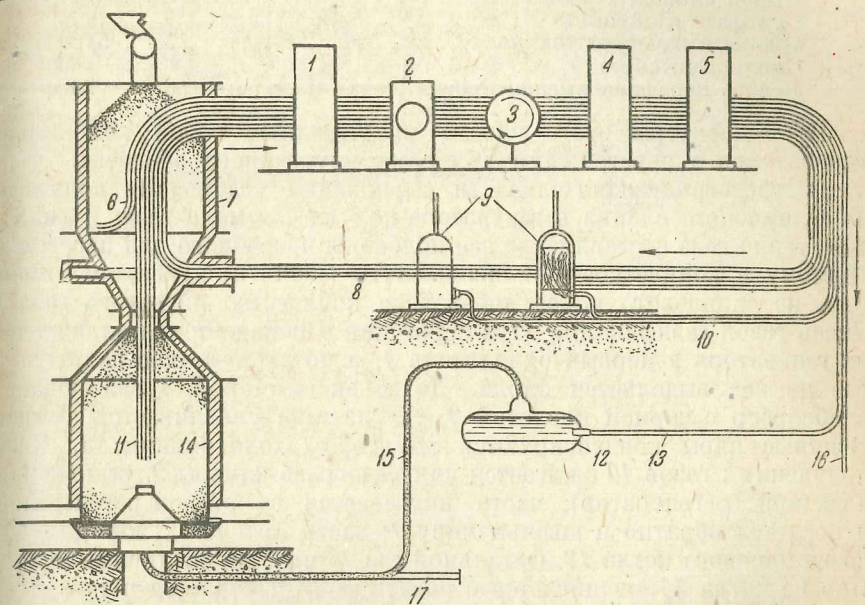
При сдаче завода фирмой «Пинч» все 6 генераторов работали в течение двух недель на полную мощность (200 *т/сутки*). Выход смолы составил 16,4% при лабораторном выходе в алюминиевой реторте Фишера в 24,1%.

Средний состав получаемого газа следующий: CO_2—18,19%; CO—2,5%; O_2—0,6—1,2%; CH_4—1—2%; H_2—7—8%; C_nH_{2n}—0,5—1%; C_2H_6—0,3—0,6% и N_2—70%. Теплотворная способность газа по калориметру Юнкерса выше 1000 *кал/м³*. Содержание бензиновых паров в газе достигает 20,6 *г/м³*. Выход газа составляет 0,74 $м^3/кг$.

В газогенераторе Пинча были испытаны также кашпирские сланцы. Был получен газ следующего состава: $CO_2 + H_2S$—21,4%; C_nH_{2n}—0,7%; O_2—0,6%; CO—8%; H_2—9,6%; CH_4—1,1%; C_2H_6—0,5%; N_2—58%.

Больших успехов в газификации сланцев, скомбинированной с их перегонкой, аналогично эстонской установке, добились в Японии. В 1929 г. после ряда опытов над фушунскими сланцами, имеющими небольшое содержание смолы (около 6%), был построен дестилляционный завод (рис. 79) ([153]). Производительность всей установки—4000 *т/сутки*. Она состоит из дробилок, генераторов, отделения для перегонки смолы, парафинового отделения, камеры для кристаллизации сульфата аммония, котельной, ремонтной мастерской и т. д.

Дробильная разделена на два отделения. В первом установлены дробилки, дробящие 2,5-метровые глыбы на куски размером в 150 *мм*; дробилки второго отделения дробят сланец на куски требуемого размера.



79. **Схема фушунской сланцеперегонной установки**:

1—первый охладитель; *2*—смолоотделитель; *3*—эксгаустер; *4*—аммиачный абсорбер; *5*—второй охладитель; *6*—газ сухой перегонки; *7*—перегонная шахта; *8*—подогретый газ; *9*—регенераторы; *10*—газ для обогрева регенераторов; *11*—генераторный газ; *12*—паровой котел; *13*—газ для обогрева котла; *14*—газогенератор; *15*—пар для дутья; *16*—газ на сторону; *17*—воздух для дутья

После второй дробилки сланец проходит систему грохотов. Куски сланца размером более 10 *мм* подаются элеватором в бункер над ретортой. Куски меньших размеров отправляются в угольные копи в качестве прокладочного материала. Восемьдесят генераторов с перегонными камерами расположены в два ряда. Между ними находится 16 регенераторов. Вся группа аппаратов разделена на 4 рабочих агрегата, каждый из которых снабжен холодильниками, смолоотделителями, аммиачными абсорберами и т. д.

Сырая смола, получаемая в ретортах, сначала собирается в кубах, а затем подается в дестилляционную установку. Последняя состоит

из 8 котлов, 28 коксовых кубов и прочего оборудования. При перегонке в кубах дестиллируется 60% сырой смолы. Остающаяся масса поступает в коксовое отделение, в печах которого она перегоняется до кокса. Отогнанная в обоих отделениях смола смешивается и направляется в установку для извлечения парафина. Освобожденная от грубого парафина смола пригодна в качестве топлива. Грубый парафин перерабатывается на более тонкие сорта.

Годовой выпуск продукции фушунской установки следующий (в *т*):

Сырой смолы	69 000
Сульфата аммония	18 200
Смолы в качестве топлива	54 000
Смолистого кокса	4 000
Белого парафина высшего сорта (точка плавления 56°)	7 000

Газогенераторы этого завода представляют собой комбинацию генераторов с перегонными камерами внутреннего обогрева.

Вследствие незначительности содержания углерода в полукоксе из фушунского сланца в генераторе получается мало газа, и физическое тепло газа составляет менее половины потребного для перегонки. Поэтому в коническое дно швельшахты (рис. 79) вдувается помимо газа из сланцевого кокса добавочное количество нагретого газа *8*. Смесь газов газификации *11* и перегонки *6* попадает для охлаждения из генератора в первый охладитель *1*, а потом в смолоотделитель *2*, где из нее выделяется смола. Далее эксгаустером *3* газ подается в абсорбер с серной кислотой *4*, где из газа улавливается аммиак. Водяные пары конденсируются во втором холодильнике *5*. Часть полученных газов *10* сжигается для разогрева камеры *9*, выложенной насадкой (регенератор); часть нагревается во втором регенераторе и подается обратно в швелькамеру *7*; часть газа *13* служит для обогрева парового котла *12*. Остальной газ *16* идет на различные нужды. Пар из котла *15* смешивается с воздухом *17* и подается в генератор. Процесс протекает непрерывно, и поэтому в установке обходятся без газгольдера.

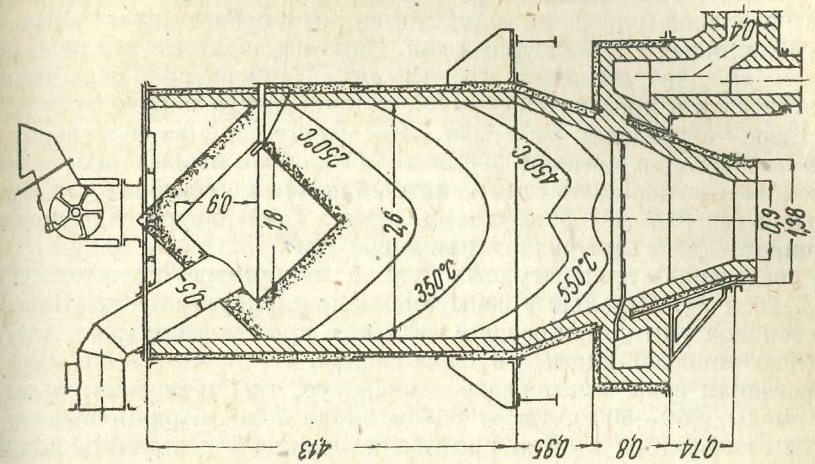
Генератор для газификации сланцевого кокса *14* представлен на рис. 80, а швелькамера *7*—на рис. 81.

Производительность агрегата составляет 50 *т/сутки*.

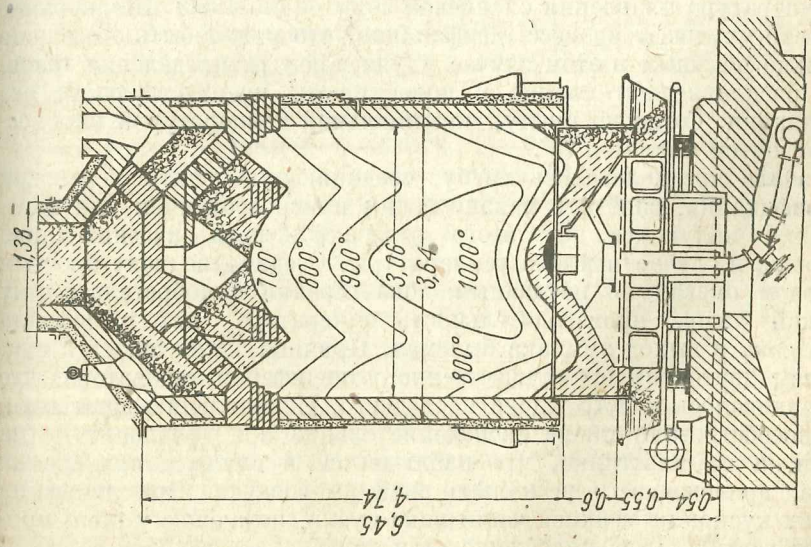
Перегонная камера снабжена железным кожухом. Внутренний диаметр ее 2,6 *м*; книзу она суживается и соединяется с генераторной шахтой горловиной с внутренним диаметром в 0,9 *м*.

В нижней, суженной части швелькамеры помещается кольцевой газовый канал, через который добавляется извне подогретый газ. Ввод газа из канала в швелькамеру осуществляется с помощью ряда узких наклонных щелей.

Вверху швелькамеры помещен железный конус с газоотводной трубой. Движение газов к центру верхней части способствует надлежащему распределению температур в камере. Рабочий объем перегонной камеры—около 20 $м^3$; она вмещает 20 *т* раздробленного сланца. Величина кусков сланца, засыпаемого в реторту, имеет большое значение для ее работы. Скорости прогрева кусков способствует



81. Перегонная шахта фушунской установки



80. Генератор фушунской установки

уменьшение их размера, однако при слишком мелком сланце значительно увеличивается сопротивление движению газов. Сланец легко распадается в пыль, в результате чего распределение газов в горизонтальной плоскости ухудшается, что препятствует образованию постоянных температурных зон. Опыт показал, что наилучшим размером кусков является 6,5—13 *см*². Температура перегонки должна лежать в пределах 350—470°, а температура входящих в реторту газов—в пределах 550—600°. Для перегонки 1 *кг* фушунского сланца требуется в среднем 200 *кал*. Несколько меньше половины этого количества доставляет газ из нижней шахты генератора (0,39 *м*³). Остальной газ (0,7 *м*³) доставляется извне. Температура отходящих из аппарата газов составляет примерно 150°.

Распределение температурных зон в генераторе представлено на рис. 80 и 81. Отдельные зоны имеют постоянную высоту. Повышение температуры у стен свидетельствует о прохождении газа у стен вследствие меньшей плотности слоя сланца.

Перегонная зона в интервале температур, где происходит выделение смолы (350—500°), имеет объем около 7 *м*³. При производительности генератора в 50 *т* пребывание сланца в дестилляционной зоне составляет 3 часа 20 мин. При лабораторных испытаниях этот срок давал возможность произвести полную перегонку куска сланца размером в 13 *см*².

Генератор имеет диаметр в 3 *м* и предназначается не только для газификации сланцевого кокса, но и для получения максимального количества аммиака из азота, содержащегося в сланце в количестве 0,38%.

Температура плавления сланцевой золы около 1300°. Шлакование ее сильно ухудшает процесс газификации, что может быть объяснено не только обычным в этом случае ухудшением распределения газов, но и расплавлением сланца с поверхности, препятствующим его газификации. Согласно опыту, максимальной температурой паровоздушной смеси является 75°.

Вначале предполагалось трубу, соединяющую шахты перегонки и газификации, снабдить механическим приспособлением для передвижения полукокса. От этого отказались из-за опасения порчи механизма в случае подъема температуры. Соединение шахт простым переходом оказалось неудачным: зона горения приобретала форму глубокой чаши, производительность генератора не превышала 40 *т/сутки* и выход аммиака был мал. Причина заключалась в том, что газы двигались преимущественно у периферии генератора, что обусловливалось конструкцией последнего. Искривлению зоны горения способствовало также распадение сланца при дроблении не на кубики, а на пластинки, что наблюдается в случаях применения сланца, пролежавшего несколько дней на воздухе. При движении плоских кусков из верхней части вниз куски, падающие у стен, принимают вертикальное положение, а падающие в середине—горизонтальное, что значительно ухудшает распределение газов по сечению. Улучшение работы генератора было достигнуто устройством центрального отвода газа и изменением способа подачи полукокса в нижнюю шахту. В верхней части шахты газификации был выложен из огнеупорного кирпича усеченный конус, укрепленный на стенках печи. Газ из генератора собирается в пространстве под конусом и отводится газовыми каналами из центра генератора наружу. Полукокс, идущий из перегонной камеры, отклоняется к стенкам генератора и через 6 проемов в конусе опускается внутрь шахты.

Это устройство значительно улучшило работу шахты: производительность генератора превысила 50 *т/сутки*, теплотворная способность конечного газа повысилась с 900 до 1170 *кал/м*³ и выход сульфата аммония на 1 *т* сланца увеличился с 11 до 15 *кг*.

Шахта газификации снабжена эксцентричной многоугольной вращающейся решеткой. Для прохода дутья в решетке просверлены отверстия диаметром в 6 *мм*. Затвор решетки—водяной. Для облегчения удаления золы он невысок, что ограничивает упругость дутья. Выход золы в соответствии с высокой зольностью сланца составляет до 40 *т/сутки*. При попадании большого количества золы в чашу усиливается парообразование, причем пар направляется вдоль стен генератора и охлаждает зону горения. Для возможности регулирования соотношения количества пара и воздуха в центре и у периферии генератора применена секционная подача дутья под решетку. Потеря углерода в золе—менее 0,5% от веса золы. Температура входящего кокса 500° и отводимого газа 600°. Объем шахты—27 *м*³ и время пребывания в ней сланцевого кокса—около 15 час.

Степень выжига остатков проверяется по цвету золы: при большом содержании углерода она черного или серого цвета, при малом—белого или красновато-коричневого.

Средний состав сланца следующий: W^p—4,0%; A^p—73,82%; C^p—12,52%; H^p—2,00%; O^p—6,52%; N^p—0,38%; $S^p_{об}$—0,71% и $Q_н$—1390 *кал/кг*.

Состав кокса из сланца после отгонки смолы в количестве 6% от его веса следующий: C—6,33%; H—0,42%; S—0,75%; *A*—92,00%; состав генераторного газа из нижней шахты: CO_2—17,5% (19,0—16,0%); O_2—0,2% (1,0—0,0%); CO—6,0% (6,5—5,5%); H_2—13,5% (17,0—11%); CH_4—2,5% (3,5—1,5%) и N_2—58,3%. Теплотворная способность высшая—744 *кал/м*³. Состав газа, смешанного с перегоночным: $CO_2 + H_2S$—20,0%; O_2—0,2%; CO—5,5%; H_2—18,0%; CH_4 + высшие углеводороды—6,0% и N_2—50,3%. Теплотворная способность низшая—1144 *кал/м*³.

Из 1 *т* сланца получается 350 *м*³ генераторного газа и 43,5 *м*³ перегоночного газа.

Выход смолы из фушунского сланца колеблется в пределах 1—10%; в среднем он составляет 5,5%; меньшие величины дает слой, лежащий непосредственно над угольным пластом.

Тепловой баланс установки приведен в табл. 89.

Из 1 *кг* сланца получается 0,39 *м*³ смеси перегоночного и генераторного газа с $Q_н$ в 1144 *кал/м*³. Этот газ, содержащий 456 *кал/кг* сланца, частично используется в регенераторе, где он отдает 40% сво-

сго тепла (186 *кал*) для подогрева циркулирующих газов, и частично—для получения в паровом котле 0,2 *кг* пара, насыщающего 0,25 $м^3$ воздуха с давлением в 300 *мм* вод. ст. до 82°, на что расходуется 30% всего тепла (160 *кал*), и частично—на силовые и другие нужды.

Таблица 89

Тепловой баланс фушунской сланцеперегонной установки (по нижнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	*кал*	Наименование статьи	*кал*
Теплотворная способность сланца, содержащего 6% смолы	1 390	Теплотворная способность улавливаемой сырой смолы	650
		Теплотворная способность смолы, остающейся в газе	20
Теплосодержание дутья .	14	Теплота химических реакций и испарение влаги(?)	55
		Потеря в окружающую среду:	
		перегонной камерой . . .	45
		газами, выходящими из перегонной камеры . . .	78
		генераторным газом, подаваемым в перегонную камеру	10
		трубопроводом горячих газов, подаваемых извне .	10
		нижней шахтой	60
		Затрата на испарение влаги в чаше	62
		Потери в теплотворной способности удаленного с золой углерода и в теплосодержании золы	68
		Потери в регенераторе . . .	53
		Теплотворная способность газа, сгорающего в паровом котле	160
		Теплотворная способность газа, используемого для различных нужд	133
Всего . .	1 404	Всего . .	1 404

Глава восьмая

ПОЛУЧЕНИЕ ГАЗА ИЗ ЖИДКИХ ТОПЛИВ

1. ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

В некоторых производствах требуется газ с высокой теплотворной способностью. Для получения его в ряде случаев является целесообразным применение установок, использующих в качестве сырья жидкое топливо: нефть или мазут (нефтяной газ), смолу (дегтярный газ) и масло (масляный газ). Источником сырья часто могут являться установки для сухой перегонки топлива и газогенераторные установки. Особенный интерес представляют установки для получения газа из жидкого топлива при малой потребности в газе с высокой теплотворной способностью и одновременном наличии больших газогенераторных установок, работающих на смолистом топливе. В этих случаях, подвергая обработке и пирогенетическому разложению улавливаемую смолу, можно получить газ с высокой теплотворной способностью для нужд производства. Получение газа из жидкого топлива можно вести не только за счет имеющегося в самостоятельном виде жидкого топлива. Оно может происходить и путем разложения смолистых веществ, находящихся в генераторном газе.

2. ПИРОЛИЗ ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Для получения газа из жидких топлив процесс разложения их ведут при высоких температурах (до 850°). В результате пиролиза получают газ, жидкий продукт и твердый углерод (сажа, кокс и графит). Наиболее изученным и освоенным является пиролиз нефти. Сырая нефть представляет собой ([158,159]) смесь, состоящую главным образом из углеводородов и сернистых, азотистых и кислородных производных углеводородов. Содержание углерода в нефти, не загрязненной сернистыми и другими соединениями, высокое—84—85%, водорода—значительное—12—14%; общее содержание серы, азота и кислорода редко превышает 1—3%. В зависимости от содержания парафиновых или нафтеновых углеводородов различают парафиновую и нафтеновую нефти. Парафиновые нефти дают при перегонке

много легких углеводородов и остаток, состоящий главным образом из парафина, нафтеновые же дают умеренное количество легких углеводородов и мазеобразный остаток. Различают также асфальтовые нефти, дающие при перегонке различное количество легких углеводородов и в остатке—асфальтово-смолистые вещества и нефти промежуточных типов.

Пиролиз нефти ведется с целью получения: непредельных углеводородов—преимущественно этилена (600—650°), углеводородов ароматического ряда—бензола, толуола и ксилола (650—700°), газа с высокой теплотворной способностью (700—800°) и нефтяного кокса (800—850°). На ход процесса пиролиза ([159]) влияют температура, продолжительность воздействия температуры и давление.

При термическом разложении метановые углеводороды распадаются с образованием двух молекул: одной—насыщенной и одной—ненасыщенной. Образовавшаяся молекула ненасыщенного углеводорода в свою очередь распадается на одну насыщенную и другую—менее насыщенную. Одновременно с распадом молекул идет и образование ароматических молекул.

При низких температурах перегонки (до 600°) расщепление сложных молекул идет с образованием легкокипящих продуктов (бензин). С повышением температуры начинают преобладать реакции образования ароматических углеводородов; при еще более высоких температурах увеличивается выход газа за счет жидких продуктов.

При пиролизе в температурном интервале, благоприятствующем получению газа, повышение температуры процесса и увеличение времени пребывания газов в перегонной аппаратуре влекут за собой уменьшение выхода толуола и ксилола и образование помимо бензола нафталина. Образование нафталина мало заметно ниже 700° и увеличивается с температурой, достигая максимума при оптимальных условиях пиролиза.

Как видно ([160]) из табл. 90, с увеличением скорости подачи масла увеличивается производительность и уменьшаются выход газа и содержание водорода в нем. Содержание насыщенных углеводородов при 800° с увеличением скорости подачи уменьшается, при 1000° растет до известного предела и затем опять уменьшается; при более же высоких температурах увеличивается. Содержание ненасыщенных углеводородов растет с увеличением скорости подачи, причем для температуры в 800° рост до известного предела идет быстро и потом замедляется. С повышением температуры растут выход газа, производительность и содержание в газе водорода и уменьшается содержание углеводородов. Применяемый масляный газ состоит преимущественно из углеводородов и небольшого количества водорода. Чем ниже температура пиролиза и выше содержание углеводородов, тем выше теплотворная способность и удельный вес масляного газа. Теплотворная способность масляного газа колеблется в пределах 9 000—12 000 *кал*/*м*³; удельный вес—в пределах 0,6—0,9. Сера выделяется главным образом в виде сероводорода; содержание сероуглерода незначительно.

Таблица 90

Зависимость хода пиролиза от скорости подачи масла и температуры

Показатели	Скорость подачи масла (в см³/мин)						
	10	20	30	40	50	60	70
Содержание водорода (в %):							
при 800°	20,0	16,5	15,5	15,0	15,0	14,5	14,0
» 1 000°	49,0	38,0	30,0	25,0	22,0	21,0	21,0
» 1 200°	85,0	72,5	65,0	61,0	57,0	53,0	—
» 1 400°	97,0	93,0	88,0	83,0	77,5	72,5	—
» 1 600°	100,0	98,0	96,0	92,0	87,0	82,0	76,0
Содержание насыщенных углеводородов (в %):							
при 800°	46,0	37,0	35,0	34,0	34,0	34,0	—
» 1 000°	33,5	37,0	38,5	40,0	39,0	37,0	34,0
» 1 200°	13,5	21,0	24,0	26,0	26,5	26,5	—
» 1 400°	5,0	5,0	8,5	12,0	14,0	17,0	—
» 1 600°	1,0	1,5	3,0	6,0	8,5	12,5	15,0
Содержание ненасыщенных углеводородов (в %):							
при 800°	34,0	45,0	49,0	50,0	51,0	51,5	—
» 1 000°	16,0	28,0	31,5	35,0	38,0	41,5	—
» 1 200°	2,5	7,5	12,0	15,0	18,0	21,0	—
» 1 400°	1,0	2,0	3,5	6,0	8,0	10,5	—
» 1 600°	—	—	1,0	2,5	4,0	6,5	—
Производительность по газу (в *л*/*мин*):							
при 800°	2,0	3,5	4,0	6,0	7,0	7,0	—
» 1 000°	5,0	8,5	11,0	12,5	13,0	14,0	—
» 1 200°	8,5	14,0	18,5	22,5	26,0	28,5	—
» 1 400°	12,0	21,0	28,0	35,0	42,0	47,0	—
Выход газа (в *см*³/*см*³ масла):							
при 800°	250	190	170	140	120	—	—
» 1 000°	540	420	350	300	270	—	—
» 1 200°	840	720	650	580	530	—	—
» 1 400°	1 150	1 060	970	900	830	—	—

Сырьем для пиролиза ([161]) могут служить любые нефтесмолопродукты; обычно применяют газойль, отбензиненную нефть, масла и малосмолистые мазуты. Газойль является продуктом перегонки нефти при температурах 250—360°; он гуще керосина и содержит много углеводородов парафинового ряда.

Недочетом применения смол является большое выделение при их разложении сажи. В смолах газогенераторных установок и печей сухой перегонки часто содержится большое количество свободного углерода, увеличивающего выход пека. Смолы для получения из них газа следует применять в установках, менее чувствительных к засорениям (нефтяные генераторы), и подвергать их перед применением обезвоживанию и очистке.

Смолы с высоким содержанием асфальтенов дают больший выход кокса при пиролизе и являются менее благоприятным топливом, чем смолы с малым их содержанием, так как основная масса газа получается из парафинов и углеводородов.

Верховые торфы дают смолы с высоким содержанием парафинов и малым—асфальтенов. Эти смолы являются более благоприятным сырьем для пиролиза, чем смолы низинных торфов (особенно получаемые в генераторах без швельшахт), выход из которых газа, к тому же богатого CO_2 и H_2, меньший.

Применяемая при пиролизе смола должна содержать возможно меньше влаги—до 2—4%, так как на нагрев и испарение последней затрачивается значительное количество тепла, что ухудшает работу аппарата для пиролиза из-за сокращения продолжительности периодов полезной работы и производительности и вследствие потребности в излишнем отоплении.

Первичные незагрязненные взвешенными частицами смолы (особенно верховых торфов), удельный вес которых меньше 1, легко обезвоживаются.

Обезвоживание возможно производить путем нагрева смолы перед пиролизом до 180—200° и непрерывного упаривания в кубе—обезвоживателе. Угольные смолы требуют перед применением очистки. Из угольных смол могут быть использованы отдельные фракции.

3. ПОЛУЧЕНИЕ МАСЛЯНОГО ГАЗА

Масляный газ получается или в ретортных печах или в газогенераторах. При получении газа в ретортах масло подают в обогреваемую снаружи раскаленную реторту, в которой оно испаряется и пары масел, приходя в соприкосновение с раскаленными стенками, разлагаются. При получении газа в газогенераторах масло подается в мелкораспыленном виде в камеру с раскаленной шамотной или коксовой насадкой. Масло испаряется, и пары его разлагаются у поверхности насадки. Обычная температура процесса: 700—800°. При более низких температурах уменьшается выход газа и увеличивается выход смол; получается газ с очень высокой теплотворной способностью. При более высоких температурах и сильном отщеплении водорода и метана получаются большее количество газа с меньшей теплотворной способностью и больший выход углерода; увеличивается выделение нафталина.

Выход газа составляет ([162]) от 40 до 80 $м^3$ на 100 *кг* масла. Наибольшие выхода дает чистая нефть. Смола образуется в количестве 20—30% от веса масла, и выделение углерода составляет 5—15%. Чем ниже температура, тем меньше удельный вес смолы (0,83—1,04%). По удельному весу полученной смолы можно судить о температуре процесса. Расход тепла на пиролиз нефтяных и смоляных продуктов составляет 250—300 *кал/кг*.

Путем подачи в реторту или газогенератор воздуха может быть увеличено количество получаемого газа за счет уменьшения его теплотворной способности; путем подачи водяного пара можно получить дополнительно некоторое количество водяного газа. Возможна подача воздуха в таком большом количестве, что развивающегося тепла достаточно для испарения и разложения масла; специальный обогрев при этом становится излишним. Недостатками подобного способа являются понижение теплотворной способности газа и увеличение в нем баласта.

Охлаждение масляного газа производится в воздушных и водяных холодильниках; возможно использование тепла газа для подогрева масла. Для улавливания тяжелых и легких смол из газа водяные холодильники выполняются в виде поверхностных. Возможна также промывка охлажденного газа маслами (с последующей их переработкой) для улавливания уносимых газом бензиновых фракций.

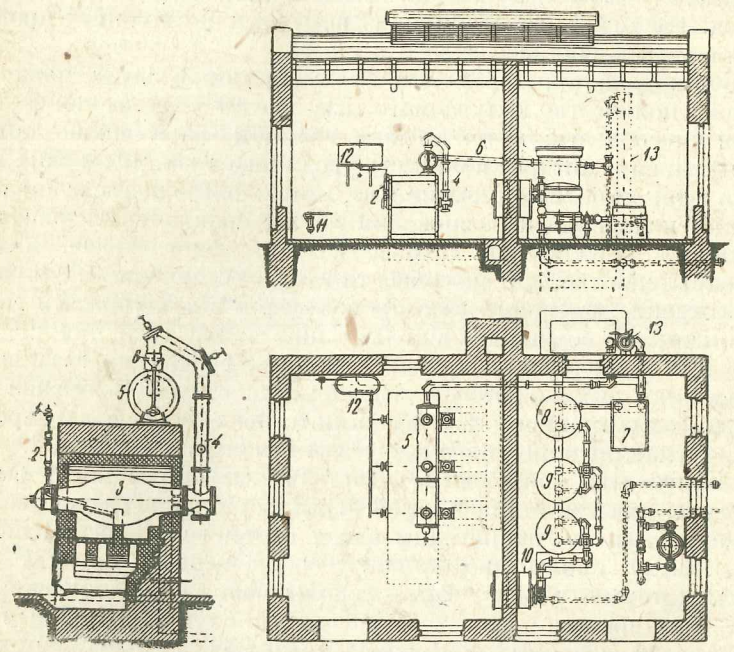
Улавливаемые при очистке газа тяжелые смолы могут быть использованы для сжигания в газогенераторе в период разогрева. Для получения газа они непригодны ввиду сильного закоксовывания насадки. Легкие смолы представляют собой ценный продукт (сырой бензол), который может быть использован для получения газа в газогенераторе или в качестве побочного продукта. По данным Штрахе ([162]), для подобных установок поверхность холодильников составляет от 3 до 4 $м^2$ на 100 $м^3$ газа, полученного в сутки, что повидимому значительно преувеличено. Время пребывания газа в скруббере, по этим же данным, составляет от 8 до 10 мин., что также повидимому значительно преувеличено. В малых установках скорость газа в газопроводах принимают в пределах 0,7—1 *м/сек* во избежание применения газовых вентиляторов, а также имея в виду возможность выделения нафталина.

4. РЕТОРТНЫЕ ПЕЧИ

Реторты, в которых происходит пиролиз масла, делаются из чугуна или—что лучше—из стали и иногда—из шамота. Реторты обогреваются снаружи. Получение газа идет непрерывно. Отопление реторт может производиться любым топливом—каменным углем, коксом, нефтью, газом.

Вследствие высокой стоимости масел подобные установки применяют лишь в небольших производствах. Тепло отходящих, нагревающих реторты газов используется редко ([162]).

На рис. 82 показана установка Гирцеля для получения масляного газа. Пиролиз масел происходит в стальных ретортах. Масло с помощью крана *1* попадает в сифон *2*, предупреждающий возможность выбивания газа, и далее—на испарительную плиту. Образующиеся масляные пары разлагаются у стенок реторт *3*, и полученные масляный газ и пары смол вертикальной трубой *4* диаметром в 125 *мм* подаются в гидравлический затвор *5*.



82. Установка Гирцеля для получения масляного газа

Газ пробулькивает через жидкость и попадает через трубопровод *6* в холодильник 13 и далее через очистительные аппараты *7*, *8*, *9* (один из аппаратов *9*—резервный) и счетчик *10*—в газгольдер. Из газгольдера через регулятор давления газ направляется к потребителю. Для более равномерного нагрева всей реторты применяется топливо, дающее длинное пламя.

Масло подается ручным насосом *11* в бак *12*, в котором предусматривается подогревательное устройство для разогрева масла. К отдельным ретортам масло подается через ответвления основной масляной магистрали, соединенной с баком.

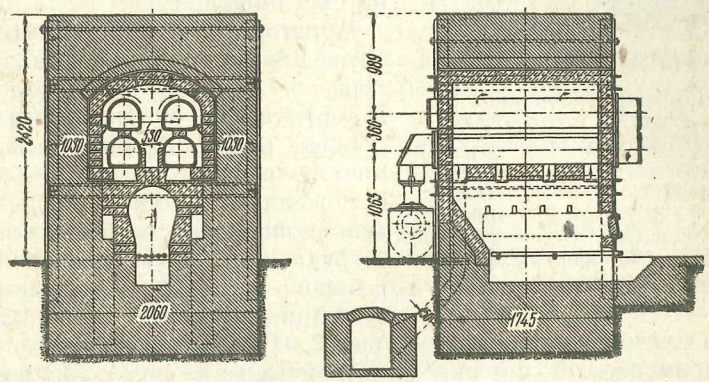
Продукты горения из печи отводятся в дымовой боров.

В тех случаях, когда реторты устанавливают в два ряда по высоте (установки Пинча; рис. 83), в верхних ретортах располагают испарительную чашу, в которой накапливается коксоподобная масса, легко могущая быть удаленной. Для более равномерного обогрева

реторт предусматриваются устройство полугазовых топок и подача вторичного воздуха под нижними ретортами.

По установке Пинча имеются следующие данные: температура 775—900°; выход газа—0,46—0,54 $м^3/л$; выход смолы—0,23 $л/л$ и легких масел, выделенных при компрессии газа,—0,06 $л/л$; состав газа: C_nH_{2n}—36%; C_nH_{2n+2}—50%; H_2—12%; C_2H_2—2%; $Q_н$—11 500 $кал/м^3$.

В одноретортных установках стеклозавода «Дружная Горка» при односменной работе производительность реторты составляет до 20 $кг$ нефтетоплива в час. Диаметр чугунной реторты 297/400 *мм*, обогреваемая длина 1700 *мм*. Отопление—нефтью с помощью паровых форсунок. Очистка реторт производится 1—2 раза в шестидневку. Газ проходит железный ящик-смолоотделитель и сухие скрубберы с стружками.



83. Установка Пинча для получения масляного газа

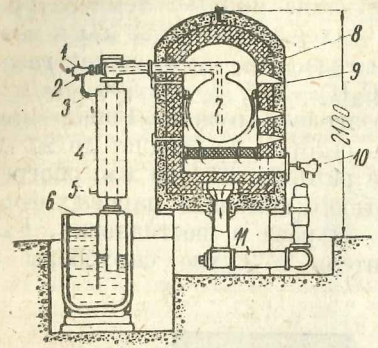
В установках Максфельда ([160]) чугунные реторты устанавливаются вертикально и масло подается на дно реторты, разогретое до 700°. Производительность реторты—7 $м^3/час$ газа. Топливом служит газойль, дающий выход газа в 0,56 $м^3/л$. Расход топлива на нагревание реторты составляет 3,5 $кг/м^3$. Выход кокса—9—25 $г/л$. Состав получаемого газа: $CH_4+C_2H_6$—49%; $C_2H_4+C_2H_2$—45%; H_2—4%; CO_2+N_2—2%; Q—12 300 $кал/м^3$.

Производительность стальных реторт при внешнем обогреве составляет примерно 8 $кг/м^2$ *час*, считая на поверхность, непосредственно служащую для пиролиза (в двухрядных ретортах Пинча—на нижние) и 2,5 $кг/м^2$ *час*—на общую.

На рис. 84 представлена реторта Дэйтона ([158]), в которой тепло, необходимое для пиролиза масла, получается частично или полностью за счет сжигания части масла в самой реторте. Предусматривается подогрев воздуха, подаваемого в реторту, за счет тепла отходящих газов.

Регулируя количество подаваемого в реторту воздуха, можно получить газ с теплотворной способностью в пределах 2650—5000 $кал/м^3$. Для получения газа с более высокой теплотворной спо-

собностью приходится расходовать много тепла на обогрев реторты, так как количество воздуха, могущего быть введенным в реторту, недостаточно для получения требуемых температур.



84. Реторта Дэйтона:

1—распылитель; *2*—подвод масла; *3*—отвод из подогревателя нагретого воздуха; *4*—воздухоподогреватель; *5*—подвод воздуха в подогреватель; *6*—гидравлика; *7*—реторта; *8*—изоляционная кладка; *9*—смотровое отверстие; *10*—форсунка для отопления реторты; *11*—дымоход

По имеющимся данным, на 1 $м^3$ газа с Q в 4000 $кал/м^3$ расходуется около 0,535 $л$ масла; при этом получается небольшое количество смолы. Необходимое оборудование занимает мало места. Установка может быть пущена на полную производительность меньше, чем в один час. В табл. 91 приведен тепловой баланс подобной установки.

В ретортах отлагается углерод в форме графита. Чем выше температура, тем больше этих отложений. Реторты почти ежедневно (при двухрядном расположении—только нижние) подвергаются чистке вручную. Отложения в ретортах уменьшают их реакционное пространство и создают затруднения для прохождения газов и паров. В случае очень плотных отложений в реторте кокс выжигают, оставляя реторту на время открытой. Чем тяжелее нефтяной продукт, применяемый для пиролиза, чем выше температура нагрева и

Тепловой баланс установки для получения масляного газа — *Таблица 91*

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность масла для газования	93,5	Теплотворная способность газа	74,1
		Теплосодержание сухого газа	2,6
		Теплосодержание влаги газа	2,4
Теплотворная способность масла для обогрева	6,5	Теплотворная способность смолы	20,0
		Теплосодержание смолы	0,6
		Теплосодержание продуктов горения	0,5
		Потеря в окружающую среду	0,6
		Невязка	−0,8
Всего	100,0	Всего	100,0

меньше скорость прохождения нефтяного продукта, тем чаще приходится производить чистку.

Недостатками ретортных печей являются их малая производительность, быстрый износ реторт и большая потребность в рабочей силе. Реторты должны иметь малый размер для легкости очистки от кокса и достаточного развития поверхности нагрева. При значительных производительностях требуется установка большого количества реторт, что усложняет регулирование и контроль. Продолжительность службы металлических реторт малая—несколько месяцев.

Преимуществом ретортных печей является то, что они могут быть быстро без всякого вреда разогреты и остужены. Для быстрого пуска и выключения кладка печи, в которой нагреваются реторты, делается легкой. Это дает возможность вести работу в одну-две смены в сутки и обходиться с газгольдером меньших размеров и с меньшим обслуживающим персоналом. Установки с очень малым расходом газа можно пускать на несколько часов один раз в несколько дней и в дальнейшем пользоваться газом из газгольдера, который должен иметь надлежащие размеры.

Во избежание быстрого прогорания предложено изолировать реторты шамотной оболочкой, что применимо при равномерной нагрузке.

В печи системы Пиккеринга применяются шамотные реторты.

Печь системы Пиккеринга ([159, 161]) представляет собой цилиндр, в котором расположено по кольцу несколько (6—8) вертикальных шамотных реторт. Внутренняя часть печи является топкой. Продукты горения омывают реторты сначала в топке, потом снаружи и отводятся через рекуператор в дымовую трубу. Реторты представляют собой составленную из 4 элементов шамотную трубу диаметром в 300 $мм$ и длиной в 3 $м$. К нижнему элементу реторты присоединено изогнутое под углом в 90° шамотное колено, связанное чугунной крестовиной с гидравликой. Внутри реторты подвешена цепь с дисками, служащими для лучшего распределения в реторте топлива. Питание реторты идет из напорного бака через воронку, присоединенную к сифонной трубке, образующей гидравлический затвор.

При сильном отложении кокса давление в реторте повышается, и питание ее автоматически прекращается. В таких случаях прекращают питание и реторты останавливают на чистку (примерно один раз в сутки). Поверхностная рыхлая масса кокса очищается вручную, осевший же плотный кокс выжигается, для чего удаляют верхнюю и нижнюю крышки и прожигают реторту в течение 2—3 час.

Производительность реторты при работе на керосиновом дестилляте—около 16 $кг/час$, на мазуте—ниже. Расход топлива на этих печах без рекуператоров—21% и с рекуператорами—до 18% от всего расхода (40% от теплотворной способности полученного газа).

Шамотные реторты при пуске растрескиваются, однако кокс, образующийся при пиролизе нефтяных продуктов, закупоривает трещины, делая реторты газонепроницаемыми.

При потреблении газа очень важным является равномерность со-

става его. Так как при изменениях температур в ретортах изменяются свойства газа, требуется соответствующая регулировка горелок, потребляющих газ.

При очень большом содержании углеводородов может происходить выделение сажи на нагреваемых предметах. Температура в реторте в случае изменения количества подаваемого масла должна изменяться для сохранения степени разложения масла. Для качественного контроля процесса выпускают через контрольный кран, находящийся у выхода из реторты, некоторое количество газа на листок бумаги или фарфоровую пластинку и по характеру отложений судят о процессе.

5. ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ ПЕЧИ

Газогенераторами служат камеры с кирпичной, обычно шамотной насадкой. В один период насадка разогревается за счет сжигания какого-либо топлива (газообразного, твердого или жидкого) и кокса, остающегося в насадке в период газования, а в другой период—газования—в разогретую насадку впрыскивается жидкое топливо, разлагающееся с образованием газа, смол и сажи. Часть сажи оседает в насадке и частично выгорает в период разогрева ее, другая часть сажи уносится с газами и в дальнейшем при очистке газа выделяется вместе со смолой и маслами.

Улавливаемые при очистке смолы или масла могут быть использованы для обогрева газогенератора.

В силу периодичности процесса установки снабжаются газгольдерами.

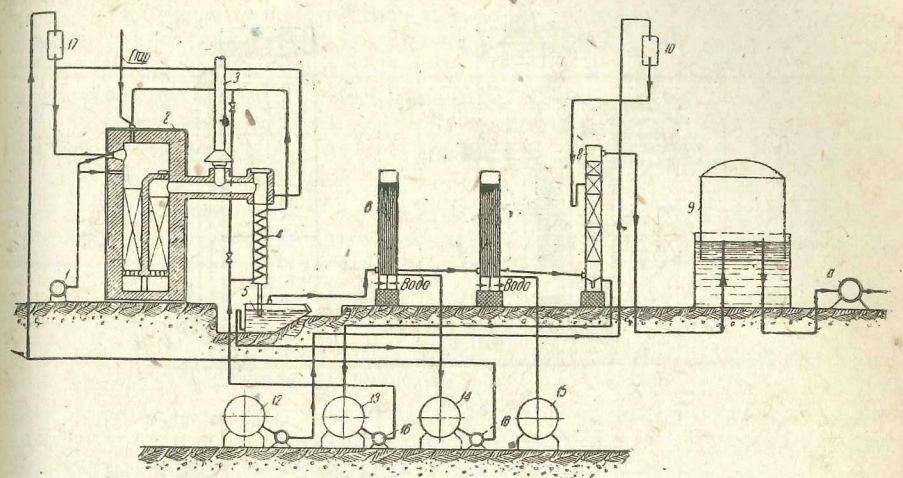
Введение в газогенератор водяного пара помимо уменьшения отложений углерода и получения водяного газа преследует также цели вытеснения газов газования в газгольдер и топочных, содержащих кислород,—в атмосферу. Возможна подача в газогенератор воздуха.

Для большего удобства оперирования с отдельными частями нефтяного генератора его обычно выполняют в виде двух цилиндрических камер, соединяемых газоходом. Иногда в установках малого размера обе камеры соединяют в одну, разделяя ее перегородкой.

Выход газа обычно составляет 50—55 $м^3$ на 100 *кг* масла. Часть выделившейся при очистке газа смолы может быть израсходована на обогрев генератора, а часть (10—15 *кг* на 100 *кг*) остается в качестве товарного продукта ([162]).

На рис. 85 [1] представлена схема работы установки для пиролиза нефтяных продуктов. Мазут насосом подается из хранилища в цеховой сборник *12*, из которого насосом же подается в напорный бак *10*, откуда попадает в промывные скрубберы *8*, наполненные кольцами Рашига. Очистив газ от смоляного тумана и значительной части высококипящих составных частей технического бензола, мазут через гидравлический затвор стекает в сборник *13*. Из сборника мазут с увлеченной смолой подается на пиролиз в генератор (печь) *2*, причем предварительно может проходить газовый теплообменник *4*, где подогревается до температуры 300°. Ввод в печь осуществляется через специальную форсунку. Распыленный на раскаленную насадку генераторов мазут испаряется и подвергается разложению. Генератор разогревается при помощи сжигания тяжелой смолы, подаваемой из сборника *14* через напорный бак *17* к форсункам печи. Распыление смолы осуществляется паром.

[1] По материалам проекта МИХМ для Клинского стекольного завода (Ювенальев, Жунко, Заглодин, Лазебник и Гинзбург).



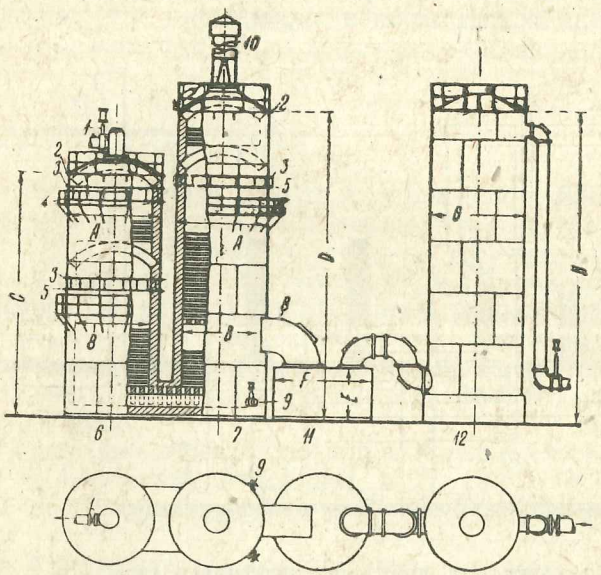
85. Схема установки для получения нефтяного газа:

1—вентилятор; *2*—генератор (печь); *3*—выдувная (дымовая) труба; *4*—теплообменник; *5*—гидравлика; *6*—холодильник; *7*—холодильник; *8*—промывной скруббер; *9*—газгольдер; *10*—бачок; *11*—эксгаустер; *12*—сборник сырого мазута; *13*—сборник мазута; *14*—сборник тяжелой смолы; *15*—сборник легкой смолы; *16*—насосы; *17*—бачок для тяжелой смолы

Газ пиролиза вместе с жидкими погонами по выходе из печи поступает в теплообменник, где нагретые до 800° продукты пиролиза отдают свое тепло идущему на пиролиз мазуту [1]. Из теплообменника газ, пройдя гидравлику *8*, служащую для отъединения конденсационной системы в момент разогрева от генераторов, поступает в холодильники *6*, *7*, где газ охлаждается до температуры 20°. В первом холодильнике конденсируется основная масса тяжелой смолы, во втором—преимущественно легкая смола (технический бензол). Такое фракционирование достигается поддерживанием в холодильнике соответствующего температурного режима. После холодильника газ поступает на промывку в скрубберы, откуда направляется в газголь-

[1] Подогреватель мазута в окончательном проекте был заменен воздушным холодильником, и мазут направляется непосредственно в печь.

деры *9*. Как печь, так и вся конденсационная система работают под давлением. Из газгольдеров газ забирается эксгаустером *11* и подается к месту потребления. Диаметр газогенератора—1,5 *м*; производительность установки—100 *м³/час* газа с теплотворной способностью в 9000 *кал/м³*. Расход мазута на пиролиз—132 *кг/час* и смолы на отопление—19 *кг/час*. Выход продуктов пиролиза: газа—58,5% (0,75 *м³/кг*), легких масел—11%, тяжелых масел—24,5% и кокса—6%[1].



86. Нефтяной газогенератор Джонса:

1—клапан воздушного дутья; *2*—подвод пара для газообразования; *3*—подвод пара для распыления масла; *4*—подвод масла для разогрева генератора; *5*—подвод масла для газообразования; *6*—первая шахта; *7*—вторая шахта; *8*—отвод газа в гидравлику; *9*—клапан воздушного дутья; *10*—дымовая труба; *11*—гидравлика; *12*—скруббер

На рис. 86 представлена газогенераторная установка Джонса. Топливо для разогрева сжигается в верхней части первой камеры. Подача масла для газификации обычно распыляемого паром, а также пара для газификации выделяющегося углерода производится в обе камеры. Вторая камера снабжена дымовой трубой с задвижкой. Продукты газования через гидравлику и скруббер направляются в газгольдер.

Примерный состав масляного газа, полученного в газогенераторе, работавшем периодическим процессом: CO_2—2,8%; C_nH_{2n}—2,7%; O_2—0,1%; CO—10,6%; CH_4—27,0%, H_2—53,5%; N_2—3,3%; Q —4720 *кал/м³*.

[1] Несколько преуменьшено.

Цикл процесса длится примерно 20 мин. и распределяется по фазам примерно следующим образом: 1) дутье—в течение 1 мин. в первую камеру воздуха при открытой дымовой трубе для сжигания углерода, отлагающегося в первой камере; 2) дутье—в течение 1 мин. воздуха во вторую камеру для выжигания отложившегося в ней углерода; 3) дутье—в течение 8 мин. воздуха при подаче масла для нагрева в количестве от 15 до 23 *л/мин* и 4) газование—в течение 10 мин.

В конце периода нагревания выключается подача воздуха и масла, в верхнюю часть первой и второй камер вводится водяной пар с интенсивностью в 1000 *кг/час* в первую камеру и 500 *кг/час*—во вторую и закрывается клапан дымовой трубы. Введение пара имеет целью вытеснение продуктов горения, содержащих кислород, и газификацию углерода, отложившегося в период нагревания. Подача масла для получения газа начинается примерно через $1^1/_2$ мин. после закрытия дымового клапана. Масло подается в первую камеру в количестве от 95 до 114 *л/мин* и во вторую—от 57 до 76 *л/мин*. За 2—3 мин. до окончания газования подача масла прекращается, подача же пара продолжается, что имеет целью использование части отложившегося углерода для получения водяного газа.

В подобных крупных установках количество масла, расходуемого для нагрева, составляет примерно 16% от общего расхода масла. Выход газа составляет в среднем 1 *м³/кг*. В старых установках количество получаемой сажи составляло 0,48 *кг/м³* газа; в настоящее время оно снижено до 0,32 *кг/м³*.

Примерный тепловой баланс установки приведен в табл. 92.

Таблица 92

Тепловой баланс установки для получения масляного газа

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплотворная способность масла для газификации	89,9	Теплотворная способность: очищенного газа	42,8
		сажи	26,2
		смолы	3,1
Теплотворная способность масла для нагревания	6,8		
Теплосодержание:		Потери тепла	27,9
масла	0,3		
пара	2,9		
воздуха	0,1		
Всего	100,0	Всего	100,0

В статью потерь входят теплосодержание отходящих газов—7,2% и теплотворная способность отлагающегося и несгорающего углерода—9,5%.

В табл. 93 приведены данные о производительности и размерах установок Джонса ([160])

Таблица 93

Производительность и размеры генераторов Джонса

Номер	Количество газа (в м³/час)	A	B	C	D	E	F	G[1]	H
1	280	1 520	1 140	3 560	5 100	1 450	1 220	760	6 100
2	370	1 830	1 220	4 500	6 300	1 580	1 550	910	7 600
3	525	1 830	1 450	4 500	6 300	1 580	1 550	910	7 600
4	680	2 140	1 530	4 700	5 950	2 200	1 680	1 220	7 600
5	1 000	2 440	1 830	3 050	7 300	2 500	1 830	1 430	9 100
6	1 3 0	2 820	2 050	8 600	10 000	2 100	2 740	1 630	10 700
7	2 600	3 810	2 820	10 200	12 200	2 280	3 660	2 250	12 200
8	3 900	4 450	3 460	11 900	14 3 0	2 440	3 960	2 820	13 700
9	5 200	5 200	4 000	13 700	16 400	2 440	4 270	3 280	15 200
10	6 500	5 700	4 500	14 500	17 400	2 600	4 600	3 700	18 300

Газогенератор Крусселя ([159]) состоит из двух шахт диаметром в 2100—2200 *мм* и высотой в 6000—6800 *мм*, соединенных каналом диаметром в 900 *мм*. Передняя шахта сообщается с выносной топкой. Вторая шахта снабжена чугунным клапаном для отвода продуктов горения в атмосферу (он же—предохранительный) и газопроводом диаметром в 400 *мм*, связывающим ее с гидравликой. Подъем дымового клапана производится с помощью лебедки или гидравлического устройства. Насадка располагается на опорных сводиках, расположенных в нижней части обеих шахт. Высота насадки в передней шахте—3,5 *м*, в задней—несколько больше. После разогрева насадки выключают вентилятор, обслуживающий топку, и подают в шахту пар для вытеснения оставшихся продуктов горения, содержащих кислород, после чего закрывают дымовой клапан и подают в генератор топливо. Продукты пиролиза отводятся в газгольдер. При охлаждении насадки прекращают подачу топлива, удаляют из системы путем продувки паром газы, после чего открывают клапан дымовой трубы, впускают в шахту воздух для выжигания кокса, затем включают форсунку и вентилятор, обслуживающие топку.

При работе на газойле расход топлива составляет до 10% от расходуемого сырья. Производительность агрегата в зависимости от заполнения насадкой—от 14 до 30—40 *т/сутки*. Продолжительность цикла—около 1 часа; газование продолжается 20—30 мин., разогрев—20—25 мин. и продувка 5—10 мин. В сутки печь делает 16—18 циклов, остальное время падает на чистку газопроводов, гидравлики и т. д.

[1] Для № 1—5 устанавливается [последовательно [по два скруббера, для № 6—10—один.

С изменением температуры насадки в течение периода возможно изменять скорость подачи нефтетоплива.

Преимуществом газогенераторных печей с внутренним обогревом сравнительно с ретортными является бо́льшая производительность агрегата. Преимуществом также является то, что чистка печи от кокса производится через малые промежутки времени (при каждом воздушном дутье) и не происходит быстрого засорения насадки, причем выделяющееся при воздушном дутье вследствие сгорания кокса тепло используется частично полезно. Указанные обстоятельства определяют меньший расход топлива, возможность перерабатывать более тяжелое сырье и меньшую потребность в рабочей силе.

Недостатком этих печей является неравномерность выхода и состава получаемого продукта в течение периода газования, связанная с изменением температуры насадки, чего можно до известной степени избегнуть изменением скорости подачи топлива. Недостатком также является возможность хлопков и взрывов. Топка и насадка подвержены сильному износу. Продолжительность службы насадки—примерно один месяц.

Разложение масляных паров может производиться также насадкой из раскаленного кокса ([162]). В период разогрева часть кокса сгорает, и возможны весьма значительные колебания температуры, а следовательно и качества газа. По Ринкеру и Вольтеру получают масляный газ в слое кокса из смеси $^2/_3$ газойля и $^1/_3$ генераторной смолы. На 100 *кг* масел расходуется 5 *кг* кокса. Путем подвода водяного пара получается дополнительно некоторое количество водяного газа, которым продувается аппарат, что снижает потери масляного газа. Воздушное дутье продолжается $1^1/_2$—2 мин., газование—2—3 мин. Из 100 *кг* масла получают 100 *м*³ газа с Q^2 в 4900 *кал/м*³, содержащего только 5% окиси углерода. При очень высоких температурах углеводороды могут настолько разложиться, что содержание водорода в газе возрастает до 85%.

6. ПИРОЛИЗ СМОЛ

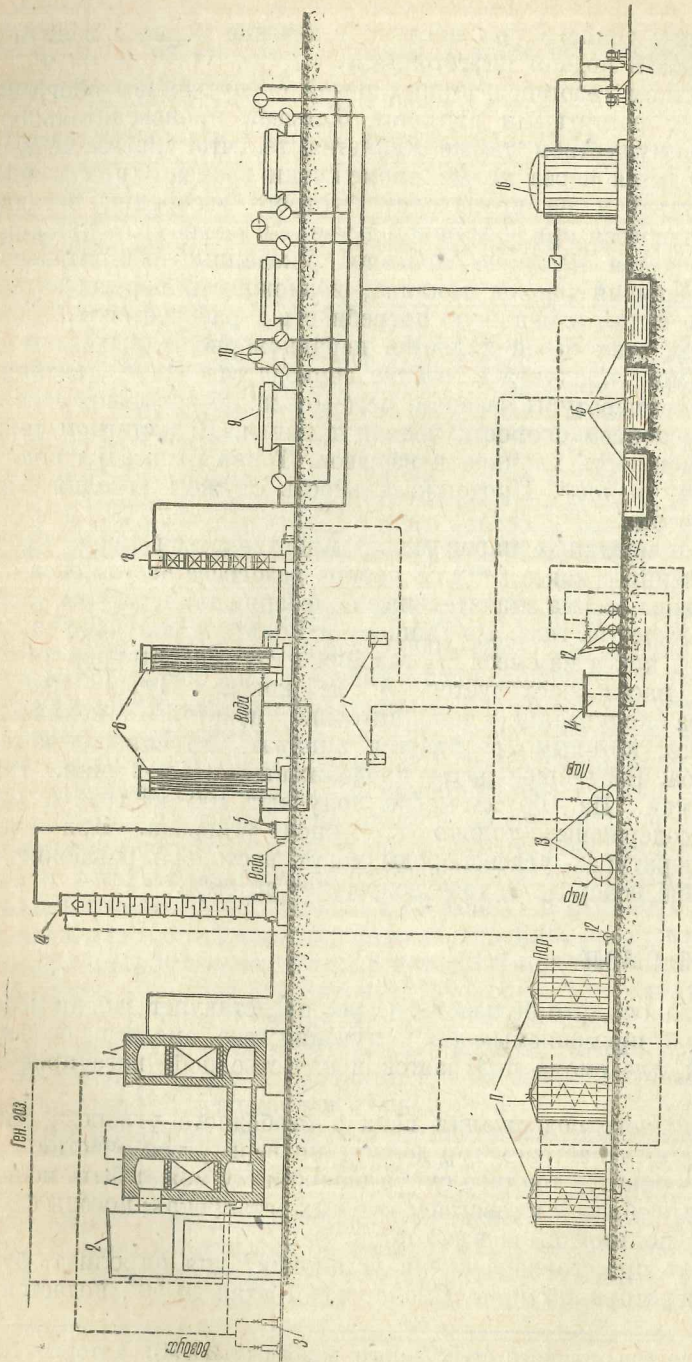
Уже отмечалось, что большой интерес представляет замена нефтяных продуктов, применяемых для получения газа, смолами, особенно в установках, где смола получается в качестве побочного продукта производства.

Ввиду большого содержания пека и свободного углерода смола до поступления в газогенератор должна подвергнуться очистке.

Как более тяжелое топливо смола повидимому может быть использована главным образом в газогенераторных установках; погоны смолы могут быть использованы и в ретортах.

На рис. 87 представлена схема установки[1] для пиролиза буроугольной генераторной смолы. Смола, подогретая до 50°, подается из

[1] Из проекта Скопинского стекольного завода (МИХМ); авторы—Ювенальев, Жунко, Заглодин и Лазебник.



87. Схема установки для пиролиза смол:
1—газогенератор; *2*—топка; *3*—вентилятор; *4*—испаритель; *5*—гидравлика; *6*—холодильник; *7*—сепаратор для отделения воды от смолы; *8*—смолоотделитель (скруббер с кольцами Рашига); *9*—сероочистной ящик; *10*—гидравлический затворный горшок; *11*—хранилище масел и смол; *12*—насос; *13*—пекотушитель; *14*—приемник масел; *15*—пековая яма; *16*—газгольдер; *17*—экгаустер

хранилищ в испаритель, в котором подогревается газами и парами пиролизата, выходящими из генератора с температурой 800°. В испарителе из смолы отделяется пек, поступающий в пекотушитель. Газы и пары смол очищаются от сажи и механических примесей и с температурой 250° направляются в холодильник, в котором водяные пары и пары смол конденсируются. Газ проходит аппараты сероочистки и поступает в газгольдер, где смешивается с генераторным газом для получения газа требуемой теплотворной способности. Смоляные погоны и остатки от пиролиза при температуре 50° подаются в газогенератор для пиролиза. Разогрев насадки производится путем сжигания в топочном пространстве газогенератора бедного генераторного газа.

Основные проектные данные: содержание пека в смоле—33% и масел—67%; выход продуктов пиролиза на 1 *т* масел; легкой смолы (*Q*—10 000 *кал/кг*)—12%, тяжелой смолы (*Q*—8 500 *кал/кг*)—24%, кокса (*Q*—7700 *кал/кг*)—12%, газа—52% (800 *м*³); состав газа пиролиза: CO_2+H_2S—0,9%; C_mH_n—12,8%; CO—19,4%; H_2—26,6%; CH_4—37,6%; N_2—2,7% и $Q_н$—6350 *кал/м*³. Производительность установки—14 *т* смолы в сутки; состав смолы: С—80%; Н—8%; О—9% и S—3%; добавка пара—10% от веса масла.

Тепловой баланс генератора приведен в табл. 94.

Таблица 94

Тепловой баланс генератора для получения дегтярного газа (по нижнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	%	Наименование статьи	%
Теплосодержание смолы	0,2	Теплотворная способность:	
Теплосодержание пара	0,1	газа пиролиза	51,8
Теплотворная способность генераторного газа	15,0	жидких фракций	33,0
		Теплосодержание:	
		жидких фракций	1,5
		газа пиролиза	3,2
Теплотворная способность смолы	84,7	продуктов горения	8,5
		Потери в окружающую среду	2,0
Всего	100,0	Всего	100,0

Стоимость подобной установки по проектным данным составляет 579 тыс. руб., в том числе зданий и сооружений—190 тыс. руб. и оборудования—389 тыс. руб. Цеховая стоимость смеси генераторного и дегтярного газа с теплотворной способностью в 3970 *кал/м*³ составляет 6,8 коп. за 1 *м*³. Элементы себестоимости: основные материалы (смола и генераторный газ на смешение)—61%, вспомогательные мате-

риалы, вода, топливо, электроэнергия, рабочая сила—19,5%, цеховые расходы—19,5%. Себестоимость смолы принята равной 40 руб. за 1 *т*, газа—1,4 коп. за 1 $м^3$. С учетом стоимости отходов (масло—пиролизат и пек, оцененных в 40 руб. за 1 *т*) себестоимость газа уменьшается на 26%

Исследования пиролиза различных смол из топлив СССР, в том числе и генераторной смолы, производились различными исследовательскими организациями. Проф. Франком были проведены опыты крекирования торфяной смолы при 800—820° над торфяным коксом с подачей пара (163). При опытах были получены следующие результаты. Выделилось смоляного кокса при 500° в трубке с торфяным коксом, служившей испарителем, 1,4%; выделилось смоляного кокса в трубке, служившей для пиролиза, 6,3%; получено смол 26,4%, газового бензина—7,7% и газа—1,3 $м^3/кг$. Средний состав полученного газа: CO_2—10,7%; C_mH_n—5,7%; O_2—6%; CO—20%; H_2—45,8%; CH_4—14,8%; N_2—2,4% и $Q_в$—3985 $кал/м^3$.

Исследование разложения торфяной генераторной смолы, полученной в установке A.V.G., показало, что при температуре 600° смола может быть разложена без затруднений. Образование кокса в количестве 16,5% свидетельствовало о том, что при пиролизе при более высоких температурах необходимо введение водяного пара во избежание чрезмерного осаждения кокса.

Как указывает проф. Франк, наилучшим способом использования торфяной смолы, полученной в газогенераторной установке в Гусь-Хрустальном, является ее пиролиз в коксовальной печи или в крекере, заполненном предпочтительно коксом. Проф. Франк также указывает, что в периодически действующих нефтяных генераторах с насадкой из огнеупорного материала следует ожидать очень сильного образования кокса, который может быть выжжен в период нагревания, что однако связано с худшим использованием смолы.

Научно-исследовательской лабораторией Мосхимэнергостроя исследовался пиролиз генераторной смолы, а также смолы, полученной при полукоксовании бобриковского (подмосковного) угля во вращающейся реторте Фишера. Пиролиз производился в железной и фарфоровой трубках с водяным паром и без такового при разных температурах (164). Данные о выходе и составе продуктов пиролиза приведены в табл. 95.

Исследование непредельных углеводородов газа, полученного при пиролизе смолы, показало, что они преимущественно состоят из этилена и пропилена и частично из бутилена, дивинила, амилина и изобутилена. С возрастанием температуры пиролиза в газе возрастает содержание этилена и уменьшается содержание пропилена.

Из опытов Мосхимэнергостроя по пиролизу смол следует, что с повышением температуры увеличивается выход газа и кокса и уменьшается выход жидких продуктов; что газ, получаемый при температуре пиролиза смол в 650—700°, содержит максимальное количество углеводородов; что с увеличением температуры пиролиза смол возрастает содержание в газе водорода и что благодаря сильному каталитическому действию кокса газ, получаемый при сравнительно низких

Таблица 95

Данные о выходе и составе продуктов пиролиза смолы

Исходный продукт	Температура пиролиза (в °С)	Выхода: пиролизата (в %)	Выхода: газа (в л на 100 г)	Выхода: кокса (в %)	Состав газа (в %): CO_2+H_2S	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2	Условия пиролиза
Смола из вращающейся реторты	600	81,2	8,1	1,6	4,4	37,2	1,6	5,2	18,0	24,2	9,4	В железной трубке
То же	650	71,5	16,5	2,6	4,0	41,4	1,0	5,6	7,2	34,6	6,2	
»	700	54,9	28,0	3,9	2,6	31,4	0,8	8,0	12,8	29,8	14,6	
»	750	55,4	30 0	3.3	2,6	28,2	0,8	9,6	20,4	31,8	6,6	
»	800	52,4	39,3	5,6	3,6	23,2	0,4	10,0	21,2	36,4	5,2	
»	900	30,3	54,3	13,9	2,6	13,0	0,4	9,6	43,2	26,6	4,6	
Генераторная смола	700	—	23,3	—	4,8	40,0	0,8	8,4	28,4	14,4	3,2	В фарфоровой трубке с водяным паром
То же	750	—	30,0	—	5,2	32,8	0,4	9,2	29,6	19,2	3,6	
»	800	—	41,1	—	4,4	20,8	2,4	11,2	38,0	12,2	11,0	
Смола из вращающейся реторты	700	37,0	29,0	—	3,2	42,4	1,2	5.6	26,8	14,5	6,3	В фарфоровой трубке с водяным паром. Количество пара —176—200 $г^2$ на 100 *г* смолы
То же	750	35,0	35,8	—	3,2	35,6	3,2	8,0	26.0	9,0	15,0	В железной трубке над слоем кокса из бобриковского угля
»	800	32.6	39,1	—	3,2	34,8	1,2	9,2	37,0	6,0	8,6	
»	600—800	51,3	96,9	—	6,8	7,6	1,0	3,6	70,6	—	10,4	
»	800—900	42,8	131,1	—	0,8	0,8	0,4	6,8	88,2	—	3,0	
»	900—1000	34,2	142,5	—	0,0	0,4	0,4	6,0	91,6	—	1,6	

температурах пиролиза над слоем кокса, содержит небольшое количество непредельных углеводородов

ВНИГИ (Рапопорт и Каржев) ([165]) был исследован пиролиз смолы и продуктов полукоксования челябинского угля в различных условиях. При пиролизе смолы челябинского угля, полученной в реторте Мак-Лорена, смола обезвоженная, отбензиненная и отфильтрованная подавалась в железную трубку в количестве 85—100 *г/час*.

Состав исходной смолы был следующий: С—81,08%; Н—8,38% и S—0,65%; состав пиролизата, полученного при 900°: С—83,05%; Н—5,63% и S—0,48%. С увеличением температуры пиролиза наблюдались обогащение пиролизата и выделяющегося кокса углеродом и обеднение водородом (в коксе С—90—95% и Н—3,6—1,4%).

Состав газа, полученного при различных температурах, приведен в табл. 96.

Таблица 96

Данные о выходе и составе продуктов пиролиза смолы при разных температурах

Температура (в °С)	Состав газа (в %)						Выхода		
	CO_2+H_2S	C_mH_n	CO	H_2	CH_4	N_2	пиролизата (в %)	кокса (в %)	газа (в *л/т*)
550	1,53	21,03	9,79	5,76	61,86	0,03	78	10	40
600	1,17	26,36	7,76	2,08	62,62	0,01	70	14	90
650[1]	1,26	13,84	13,32	14,90	53,35	3,33	67	14,5	150
700	0,82	22,62	14,31	18,12	43,58	0,55	63	15	210
750	нет	11,73	15,62	25,27	43,25	4,13	52	16	380
800	0,92	12,77	19,44	26,62	37,55	2,70	40	23	470
850	0,62	13,16	19,29	28,13	37,03	1,77	29	30	520
900	0,32	6,42	17,89	43,85	30,89	0,63	18	47	540

Рапопортом и Каржевым были также проведены опыты пиролиза челябинской обезвоженной смолы в слое полукокса с подачей пара и без таковой. Опыты проводились в лабораторном масштабе с железной трубкой, заполненной коксом, и в более крупной установке с комбинированием процессов полукосования во вращающейся реторте Фишера и пиролиза выделяющихся продуктов в железной трубке с полукоксом. В последнем случае пар вводился в реторту, и продолжительность контакта между смолой и полукоксом была большей, чем при опытах с одной железной трубкой.

Результаты опытов приведены в табл. 97.

Опыты показывают, что с повышением температуры увеличивается выход газа и кокса и уменьшается выход жидких продуктов; что с повышением температуры пиролиза смол понижаются содержание в газе углеводородов и теплотворная способность газа и растет содержание

[1] Опыт проведен с пониженной скоростью.

Таблица 97

Данные о выходе и составе продуктов пиролиза смолы над слоем кокса в зависимости от температуры и присутствия водяного газа

№ опыта	Температура пиролиза (в °С)	Скорость прохождения смолы (в *г/час*)	Выходы на 1 *кг* исходной смолы		Состав газа (в %)						Теплотворная способность газа (в *кал/м*³)	Примечание
			газа (в *л*)	жидких продуктов (в *г*)	CO_2+H_2S	C_mH_n	CO	H_2	CH_4	N_2		
9	600	100	—	—	1,5	23,4	6,4	7,3	57,5	3,9	8 040	Без водяного пара
15	650	100	—	—	1,2	24,3	9,4	14,8	43,7	6,6	7 870	То же
18	700	109	—	—	0,0	18,7	12,9	23,0	42,7	2,7	7 300	»
19	700	96	300	590	0,9	16,1	13,0	17,4	48,9	3,7	7 330	»
20	700	84	320	600	—	—	—	—	—	—	—	»
25	800	100	—	—	1,0	12,4	19,4	30,9	31,6	4,7	5 870	»
30	900	125	600	270	1,0	5,2	16,5	48,5	29,0	—	4 970	»
58	900	80	780	100	—	—	—	—	—	—	—	»
38а	700	96	520	510	3,5	23,0	11,9	31,8	30,0	—	7 130	В присут. водян. пара
39а	700	49	—	—	2,9	19,7	15,0	29,0	31,5	1,9	6 700	То же
41а	700	73	550	500	3,5	24,1	10,5	22,7	39,2	—	7 670	»
43а	900	37	—	—	1,0	0,2	43,4	53,2	0,8	1,4	2 770	»
49а	900	120	1420	440	—	—	—	—	—	—	—	»
51а	900	234	—	—	3,9	5,2	23,2	50,1	17,6	—	4 230	»

водорода и окиси углерода, особенно резко при температурах 700—750° и 850—900°; что газ, полученный над слоем полукокса в отсутствии водяного пара при температуре не выше 800°, обладает высокой теплотворной способностью благодаря высокому содержанию углеводородов; что в присутствии водяного пара газ, полученный над слоем полукокса, имеет более низкую теплотворную способность вследствие образования водяного газа, особенно при температурах выше 800° (выход газа при этом повышается); что с повышением температуры возрастает удельный вес пиролизата и его отдельных фракций, происходит его ароматизация с появлением нафталина (650—700°) и антрацена (750°) и понижается содержание в нем парафина, фенолов и асфальтенов и что с уменьшением скорости паров смол и в присутствии водяного пара выделение кокса при пиролизе смолы меньшее.

7. ПОВЫШЕНИЕ ТЕПЛОТВОРНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗА ЗА СЧЕТ РАЗЛОЖЕНИЯ СМОЛ

В части I описывались методы обогащения генераторного газа. К числу этих методов относится карбюрирование генераторного газа за счет пиролиза жидкого топлива, вводимого извне, и смолы, содержащейся в самом газе (самокарбюрирование). В части I также описывалась аппаратура, применяемая для этой цели—разогреваемые периодически камеры с насадкой, а также указывалось на возможность введения жидкого топлива в слой топлива.

Аналогичные методы пригодны и для карбюрирования газа непрерывным процессом. В случае оборудования установки специальной камерой для карбюрирования требуется наличие или нескольких камер (по крайней мере двух), из которых часть находится на разогреве, а часть—в состоянии газования (регенеративный принцип), или же внешний обогрев камер, служащих для карбюрирования [1]. В эти камеры может подаваться пар (дополнительно к содержащемуся в газе), назначение которого описано выше, а также дополнительное (помимо содержащегося в газе) сырье для карбюрирования. Обогрев камер может производиться генераторным газом.

Метод увеличения количества и теплотворной способности получаемого при сухой перегонке газа был разработан Франком ([166]). Сущность его заключается в том, что получаемые при сухой перегонке пары смол и газ подвергаются вторичному разложению в специальной камере с насадкой из полукокса или шамота. В случае отведения получаемых продуктов в середине слоя разложение возможно и в самой камере перегонки. Процесс проводится в присутствии водяного пара. Соответствующие исследования разложения смол в паровой фазе, дающие представление о результатах, которые могут быть получены в газогенераторных установках, приводятся ниже.

Согласно исследованию проф. Франка и инж. Ивановского, частичный пиролиз смол, получаемых при сухой перегонке торфа в обогреваемой снаружи камере, можно вести в паровой фазе с добавкой и без добавки водяного пара в самой камере путем отъема парогазовой смеси из слоя с последующим пиролизом в специальной камере.

[1] Опробовано с хорошим эфектом в СССР для генераторного газа Институтом азота и отдельно инж. Медведевым Я. С.

При крупно-лабораторных опытах, проведенных в Берлине с шамотом и коксом в качестве крекинг-катализатора, были получены результаты, сведенные в табл. 98.

Таблица 98

Данные о выходе и составе продуктов пиролиза торфяной смолы в паровой фазе

Данные	Шамот	Кокс
Продолжительность пиролиза (в минутах)	2	0,2—1
Температура пиролиза (в °С)	850	800—850
Количество введенного пара по весу торфа (в %)	25	18—30
Влажность торфа (в %)	3,55	3,55—11
Выходы на 1 *т* абсолютно сухого торфа:		
Кокса (в *кг*)	339	318—376
Газа (в $м^3$)	458	448—856
Смолы (в *л*)	4,5	8,3—66
Легких углеводородов (в *кг*)	—	17—18,6
Состав газа (в %):		
CO_2	24,8	17,7—24,7
C_mH_n	8,1	2,2—8,1
O_2	0,6	0,8—1,2
CO	18,4	12,4—17,8
H_2	26,7	33,9—45,3
CH_4	19,2	9,6—17,1
N_2	2,2	2,6—6,2
Теплотворная способность (калориметрическая) (в *кал*/$м^3$)	4 280	3 710—4 620

При понижении температуры пиролиза над коксом до 750° выход газа снижался до 257 $м^3/т$, а смол—увеличивался до 152 *кг*/*т*.

Опыты показали возможность получения торфяного газа с высокой теплотворной способностью при условии очистки газа от углекислоты.

При исследовании пиролиза смол челябинских ([165]) и подмосковных ([164]) углей были получены аналогичные результаты.

Глава девятая

ОБСЛУЖИВАНИЕ И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Газогенераторная установка обычно представляет собой цех, обслуживающий завод, и ее работа определяется в зависимости от работы других цехов, потребляющих газ.

В организационной структуре управления станцией и ее работе можно различать две стадии: начальный пуск после монтажа, связанный с детальным опробованием агрегатов и обучением персонала, и обычную нормальную эксплоатационную работу. В связи со сложностью обслуживания и работы газогенераторных станций в ряде случаев намечают работу их в пусковой период без ответственного обслуживания потребителей и следовательно пуск станций до пуска ответственных потребителей газа.

В этих случаях пуск газогенераторной станции разделяется на два периода: подготовку к пуску и пусковой период. Подготовка к пуску начинается с намечения сроков окончания монтажа и сроков пуска, составления графика холодного опробования агрегатов и разжига генераторов и установления календарных сроков сдачи станции в эксплоатацию. Затем следуют подготовка кадров для обслуживания станции и подготовка материалов и средств производства. Производятся подбор и систематизация всех проектно-технических материалов, составляются альбом запасных и сменных частей, сметы на проведение пускового периода и определяется стоимость пуска. После составления сметы дается заявка на финансирование пуска и получение кредитов, производится заготовка топлива и различных материалов, рабочего инструмента, проз- и спецодежды, станция обеспечивается средствами по охране труда и технике безопасности и заключаются договоры с другими цехами завода на обслуживание и снабжение генераторной станции электроэнергией, паром, водой, транспортом. В этот же период производятся инвентаризация и паспортизация всего оборудования, на основании чего определяются капиталовложения по стадиям производства и процент амортизационных отчислений.

Пусковой период состоит из следующих этапов: пуска и пробной эксплоатации, теплотехнического обследования и сдачи станции в эксплоатацию. После кратковременной эксплоатации производится обследование сначала части агрегатов, затем всей установки, на основании которого устанавливается к. п. д. установки и агрегатов и выявляются оптимальные условия ведения процесса. В период подготовки к сдаче станции в эксплоатацию производятся налаживание и регулировка работы станции, инструктаж рабочих мест, налаживание учета, контроля и отчетности, составляется исполнительная калькуляция по процессам.

На основании полученных данных выводятся техноэкономические показатели и сравниваются с проектными данными, после чего производится сдача станции на ходу организацией или работниками завода, проводившими пуск.

Для разработки промфинплана газогенераторной станции необходимо предварительно выявить характеристику потребления газа за большой промежуток времени. При этом прорабатываются все вопросы, касающиеся работы станции, как то: число работающих генераторов, сроки их пуска и выключения, текущий и планово-предупредительный ремонты, штаты и распределение рабочей силы, расход электроэнергии, воды, запасных частей, инструмента, вспомогательных материалов, техноэкономические показатели, калькуляция себестоимости газа.

При наличии четкого промфинплана и налаженности работы станции газогенераторный цех может дать необходимые заявки и наряды-заказы другим цехам, производить отпуск газа по хозрасчетным ценам, организовать надлежащий учет и контроль отдельных участков станции, установить премиальную систему за улучшение техноэкономических показателей, за сохранность оборудования и т. д.

На станции должны иметься разработанные формы первичного учета процесса газификации, режима газоочистных сооружений и прочих установленных агрегатов, расходных показателей по сырью и получаемых продуктов. Кроме того должны иметься планы предупредительных ремонтов и снабжения станции запасными частями и оборудованием.

Должны быть разработаны должностные инструкции, предусматривающие производственные обязанности основных категорий работников станции и инструкции по производству отдельных важных работ: по пуску и выключению оборудования, по отбору проб и т. д.

Ответственность каждого работника за порученный ему участок работы должна быть четко разграничена соответствующими распорядками обслуживания, охватывающими следующие моменты: выявление приборов управления и отдельных точек, подлежащих систематическому наблюдению, определение рабочих мест с указанием обслуживающих их работников, определение числа работников и их квалификации, составление схемы управления и подчиненности, определение сменности и сменооборота.

Первичный учет базируется на показаниях контрольно-измери-

тельной аппаратуры, специальных заметок и химических анализов сырья и продуктов и охватывает операции учета количества и качества сырья и продуктов, режима, работы обслуживающего персонала и ремонтов. Первичный учет ведется в соответствующих рапортах и журналах, а также регистрирующими приборами.

В журналах или рапортах необходимо отмечать состояние генераторов при переходе от одной смены к другой ввиду возможности в одной смене получения высоких показателей по производительности за счет ухудшения состояния генераторов (зашлаковывание) и вообще ухудшения режима в связи с неудовлетворительной работой предыдущих смен, что особенно возможно в ночное время.

При обработке материалов помимо данных, необходимых для документации учета, выявляются также соответствие режима, принятого для того или иного агрегата, качество работы отдельных смен и бригад и пр. Это дает возможность устранить аварии и простои, улучшить работу газогенераторов и организовать специальные бригады, прикрепленные к определенной группе агрегатов (например к генератору и его системе очистки), а также установить оплату труда за показатели по производительности, теплотворной способности газа, потерям в остатках, продолжительности работы генераторов без выключения и их состоянию.

Отчетные сводки, составляемые на основании первичных за значительные промежутки времени, являются документацией работы отдельных частей станции и станции в целом. Они являются основанием для хозрасчета как для отдельных частей станции, так и для станции в целом. Вся документация конечно используется для устранения недостатков в работе станции и ее улучшения.

Производимые ремонты могут быть подразделены на следующие группы: аварийный и реконструктивный, связанные с ликвидацией последствий аварий, с изменениями конструкций и заменой оборудования; капитальный ремонт, заключающийся в единовременной смене или в ремонте деталей агрегата с продолжительной остановкой, и текущий ремонт, состоящий в разновременной смене изношенных деталей, производимой на ходу или при небольшой остановке агрегата. Текущий и капитальный ремонты должны производиться в планово-предупредительном порядке. Для этой цели выявляются наиболее изнашивающиеся части механизмов и аппаратов, степень износа и срок службы отдельных частей и количество необходимых частей на складе. Периодически, в заранее обусловленные сроки, иногда же по специальным причинам производится осмотр оборудования и фиксируются недочеты. На основании соответствующих записей составляются дефектно-сметные ведомости, производятся заявки на материалы и заказы на детали и организуется проведение ремонта и его приемка.

Удешевление стоимости газа может достигаться различными путями.

При наличии дешевых, мелких или плохо сортированных сортов топлива может явиться выгодной сортировка топлива по размеру кусков на отдельные фракции. Так как основной статьей в себестоимости газа является стоимость топлива, иногда может явиться выгодной работа с меньшей производительностью, но на более дешевом топливе.

Упорядочение топливного хозяйства, устранение излишних перегрузок и перевозок топлива, лучшая организация труда и расстановка рабочей силы, повышение производительности труда, упорядочение и установление нормального режима станций позволяют уменьшить количество обслуживающего персонала и понизить стоимость газа. Весьма важным фактором является и использование отходов: смолы, мелочи и др.

Большое значение имеет достижение больших производительностей и продолжительной безостановочной работы, уменьшающее количество работающих газогенераторов и стоимость станций, потребный обслуживающий персонал, повышающее к. п. д. газогенераторов и уменьшающее стоимость газа.

Помимо условий, связанных с конструкцией газогенератора (распределение дутья, удаление золы, загрузка топлива автоматическими питателями, автоматическая шуровка), большое значение имеет обслуживание газогенератора: хорошая сортировка топлива, своевременное и равномерное питание и удаление шлака, недопущение прогаров и шлакования (шуровка, добавка пара), поддержание качества газа, производительности и к. п. д. на определенной высоте, своевременное устранение неполадок и принятие мер к поддержанию надлежащего состояния генератора и ремонта.

При надлежащем состоянии слоя и хорошей сортировке топлива возможно допустить высокие производительности при достижении одновременно высокого к. п. д. газификации (повышение производительности не должно происходить за счет понижения к. п. д. газогенератора).

Стахановское движение позволило добиться чрезвычайно высоких показателей. Существовавший взгляд на производительность газогенераторов как на нечто постоянное и не могущее быть повышенным оказался ошибочным. Нормы проектных организаций и гарантийные данные заграничных фирм, обычно не достигавшиеся на практике, оказались перекрытыми в результате применения стахановских методов работы. Основными в деле улучшения работы оказались мероприятия технического и организационного порядка, главным образом заключавшиеся в правильной организации рабочего места и производства в целом, систематическом обслуживании газогенераторов, организации планово-предупредительного ремонта и постоянном наличии запасных частей.

Характер контроля работы и обслуживания газогенераторных установок зависит от большого количества факторов: от размеров и типа станций и генераторов, назначения газа, обработки газа, организации хозяйств и т. д.

Контроль работы и обслуживание производятся различными способами и приемами, в частности различают ручное обслуживание, автоматическое, диспетчерское управление, телеуправление, сигна-

лизацию, ручной и аппаратурный контроль и т. д. Обычно контроль и обслуживание тесно увязаны между собой и производятся одновременно.

При обслуживании генераторов и отдельных аппаратов установок различают три характерных стадии: пуск, ведение режима и выключение.

2. РУЧНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ

Ручное обслуживание генераторов в большей или меньшей мере применяется во всех установках и производится с помощью инструмента, контрольно-измерительной аппаратуры и наблюдения глазом. Оно заключается в наблюдении за состоянием генераторов и оборудования, в его контроле, регулировании, пуске и выключении, шуровке генератора, разрушении комьев шлака, заделывании прогаров, разравнивании слоя, разрушении спекшихся комьев топлива, в замере зон, загрузке топлива, удалении остатков, чистке ходов, ремонте и смене частей и т. д.

Инструмент для генераторов

Обычно при обслуживании генераторов применяется следующий инструмент: штанги диаметром в 35 *мм* и длиной в 2,5—4 *м* для разбивания спекшихся кусков угля и комьев шлака; штанги диаметром в 20 *мм* и длиной в 2,5—3 *м* для более легкой шуровки; штанги диаметром в 20 *мм* со скребками для выгреба золы из генераторов с неподвижной решеткой; штанги диаметром в 15 *мм* и длиной в 3—4 *м* для замера зон; штанги диаметром 25 *мм* и длиной в 2,5—3 *м* для чистки прозоров между колосниками и кувалды весом в 8 *кг* для разбивания комьев шлака. Генераторная установка должна иметь достаточное количество указанного инструмента, а также наковальню для выправления концов штанг, гнущихся при шуровке.

Пуск установок

Все оборудование газогенераторной установки и работа его должны быть тщательно проверены перед пуском. В случае пуска после монтажа или ремонта или после длительного простоя генератор или установку подвергают как испытанию в рабочем состоянии, так и специальному испытанию в холодном состоянии (холодное опробование), заключающемуся в гидравлическом испытании пароводяных рубашек, водяной и паровой коммуникации, проверке плотности воздухо- и газопроводов и аппаратов и длительном опробовании действия всех механизмов, моторов, вентиляторов и насосов. Опробование плотности газопроводов и аппаратов производится путем наблюдения за местами утечек (с помощью мыльного раствора или дымовых газов) и за интенсивностью падения давления. При пусках руководствуются соответствующей инструкцией о подготовке и порядке ввода аппаратуры в работу.

Перед разжигом колосниковую решетку покрывают слоем шлака во избежание прогара.

Разжиг ведут легко разгорающимся, нераспадающимся и неспекающимся топливом—дровами, древесным углем. После разгара слоя, если топливом является уголь или антрацит, обычно в генератор загружают каменноугольный кокс до накопления достаточно устойчивого раскаленного слоя. После этого можно приступить к загрузке лучших сортов обычно применяемого топлива (грохоченное, достаточно крупное и т. д.).

О качестве получающегося газа судят по внешнему виду газа и его пламени, а также по составу (O_2—не больше 0,4% и достаточное содержание CO). Разжиг ведут на пусковую трубу или на загрузочную коробку. Если разжиг генератора производился на пусковую трубу, расположенную в конце газопровода, что может быть при пользовании горячим газом, то заполнение газопровода газом протекает совершенно безопасно, так как полученные при разжиге продукты горения уже вытеснили из него воздух.

При надлежащей и простой конструкции и малых размерах газопровода из него можно вытеснить воздух, открывая в конце газопровода люки или выдувную трубу и вытесняя воздух генераторным газом.

При горячем газе из угля, антрацита и кокса образующиеся между струей газа и воздухом в газопроводе продукты горения вытесняют воздух; при холодном же газе из дров, торфа и сырого бурого угля горения не происходит: газ частично смешивается с воздухом, но вследствие низкой температуры смеси не воспламеняется; однако при содержании в смеси в известных пределах газа и воздуха залетевшая раскаленная частица может вызвать взрыв.

Безопасный пуск неочищенного газа в большие газопроводы производится путем удаления находящегося в нем воздуха паром или продуктами горения. Продувание паром надежно при достаточно разогретых газопроводах и отсутствии конденсации пара. Пар подводят в высшие точки газопровода и пускают до тех пор, пока он, заполнив газопроводы и вытеснив постепенно воздух, не начнет выходить через контрольные отверстия в самых низких местах газопровода. Тогда выключают пар и пускают газ в газопровод к потребителю.

При вытеснении воздуха продуктами горения в конце газопровода приоткрывают выдувную трубу, а перед одним из крайних от печи генераторов через люк для чистки раскладывают из стружек и щепы костер; когда замечают, что продукты горения хорошо оттягиваются, открывают понемногу клапан генератора; выделяющийся газ загорается, и, если он горит хорошо—желтым пламенем, увеличивают подачу газа. После этого люк у генератора несколько прикрывают, чтобы уменьшить подачу воздуха, и дают газу гореть несколько минут до тех пор, пока не появится уверенность в том, что находившийся в канале воздух вытеснен продуктами горения через находящуюся в конце газопровода выдувную трубу; тогда закрывают все люки и открывают целиком клапан генератора.

Газопроводы очищенного газа, аппараты очистки и оборудование,

находящееся на сети очищенного газа, продуваются газом через люки или специальные трубы. В отдельных случаях предусматривают возможность продувки аппаратов паром.

В аппараты, служащие для промывки газа, вода подается перед пуском. Смолоотделители включаются в работу после заполнения их газом. Воздушные вентиляторы включаются в действие при разжиге генераторов, газовые—при заполнении газом газопроводов, находящихся за ними.

Перед подачей газа потребителю вновь исследуют его состав и качество горения. При неудовлетворительном составе или плохом горении продолжают выпускать газ в выдувную трубу до улучшения качества, после чего возможна подача его потребителю.

Ведение режима

Обслуживание установки заключается в наблюдении и регулировании работы генератора и подачи топлива, воздуха, пара и газа, работы аппаратов для очистки газа и использования его физического тепла и прочего оборудования.

От правильного ведения режима генератора зависит его работа. Колебания в показателях режима в одном и том же производстве зависят от рода топлива, и при одном и том же топливе обычно придерживаются определенного режима. В каждом случае весьма важно знание условий, при которых работа генератора является наилучшей в отношении качества газа, производительности, обслуживания и т. д.

Обслуживание и контроль генератора осуществляются обслуживающим персоналом как непосредственно, так и путем управления механизмами и наблюдения за показаниями контрольно-измерительных приборов и работой автоматов.

Характер непосредственного обслуживания зависит от конструкции генератора и может заключаться в загрузке топлива, чистке генератора и шуровке.

Ручная загрузка производится периодически, что связано с постоянным изменением состава газа (последовательно: обогащение газа влагой, затем летучими, прогорание перед засыпкой). Изменяется также температура газа, повышаясь перед загрузкой и понижаясь после нее. Для равномерности процесса предпочитают засыпать топливо чаще и меньшими порциями, не ожидая значительного прогара. При автоматических питателях скорость подачи топлива регулируют таким образом, чтобы состояние и высота слоя были неизменными. В генераторах водяного газа ручная загрузка топлива вследствие высокого давления газа производится при выключенном дутье через сравнительно большие промежутки времени.

Желательно такое устройство автоматического питателя, чтобы оно обеспечивало самостоятельно или в комбинации с другими приспособлениями надлежащее распределение топлива по сечению генератора.

В автоматических питателях водяного газа при наличии промежуточного бункера загрузка идет непрерывно; при отсутствии промежуточного бункера загрузка производится только в период дутья пара сверху.

Загрузка промежуточного бункера при его опорожнении идет без перерыва в работе генератора. Промежуточный бункер продувается паром во все время загрузки во избежание попадания в него воздуха. Открывание промежуточного бункера производится в период дутья пара сверху.

Определение высоты слоя топлива и замер зон производятся вручную с помощью железной штанги диаметром в 15 *мм*, которую на короткое время (2—4 мин.) опускают в генератор до решетки. Затем штангу вынимают и замеряют длину отдельных темных и накаленных частей (черной, светлой, более темной, но накаленной). По длине накаленной части и степени накала судят о температуре и высоте раскаленной зоны. Нижний черный конец указывает толщину слоя шлака. Для определения высоты всего слоя топлива и слоя свежезагруженного топлива замеряют штангой расстояние от крышки генератора до поверхности слоя топлива и производят соответствующий подсчет. Замер штангой производят по вертикали и наклонно—на головку решетки.

Замер зон должен производиться регулярно через все шуровочные отверстия (возможно одновременно через отдельные отверстия), чтобы можно было судить о распределении зон по сечению и имеющих место отклонениях (перекосах). Наилучшая высота слоя топлива определяется опытом. В части 1, табл. 47, приведены примерные высоты слоя и зон при различных топливах.

Замеряемая высота раскаленной зоны несколько меньше действительной, так как во избежание перегорания штанги замер производят короткое время.

В генераторах с неподвижной решеткой чистка производится вручную по накоплении определенного слоя золы. При нешлакующейся золе достаточно прорезания колосников и удаления золы; при шлакующейся золе требуется дополнительное разламывание шлака, производимое через отверстия в стенах и своде над решетками или через прозоры между колосниками (ступенчатые решетки).

В случае удаления со шлаком большого количества несгоревшего кокса последний отбирают вручную и вновь подают в генератор. При горизонтальных решетках и сильном шлаковании иногда над основной решеткой закладывают для временного поддержания слоя вспомогательную, после чего вытаскивают нижнюю решетку с находящимся на ней шлаком.

При сухом затворе во время чистки выключают дутье и во избежание выбивания газа из-под колосников приоткрывают пусковую трубу. При гидравлическом затворе удаление остатков ведут на ходу и только в случае сильного шлакования выключают генератор для шуровки через боковые дверки. В генераторах с естественной тягой чистку и шуровку ведут на ходу.

В генераторах с вращающейся решеткой тяжелая операция взламывания шлака и удаления остатков механизирована. Удаление шла-

ка может происходить или непрерывно или периодически—по накоплении над решеткой слоя золы в 300—500 *мм*. Лучше вращать чашу дольше или непрерывно с меньшей скоростью и постоянной высотой слоя золы (100—200 *мм*), чем вращать ее меньшее время с большей скоростью.

При большой высоте слоя золы, особенно мелкой, она представляет значительное сопротивление проходу газов. Разрыхление слоя золы хорошо производится в генераторах с вращающимися шахтами и периодическим автоматическим выключением вращения решетки, как в генераторах Вельмана.

Во всех генераторах при чистке имеет место ухудшение состава газа. Оно особенно чувствительно, если удаление золы происходит при плохом состоянии генератора—холодном ходе, низкой раскаленной зоне, при слишком большом выгребе раскаленного угля и т. д. Плохое действие оказывает также ввод большого количества пара после чистки, когда генератор имеет более холодный ход, меньшую раскаленную зону и худшее распределение зон.

В наименьшей зависимости от чистки находятся генераторы с вращающимися решетками. Если при них требуется лишь ломка шлаков и не требуется удаления золы, лемех может быть вынут и чаша пущена в непрерывное вращение.

Шуровка заключается в разрушении комьев шлака и спекшегося топлива, в разравнивании слоя топлива по сечению генератора и в заделывании прогаров в целях достижения равномерности прохода газа и воздуха по сечению и следовательно равномерности процесса газификации.

В генераторах с вращающимися решетками операция разламывания шлака в значительной мере механизирована. Однако в случае сильного шлакования или приваривания шлака к стенкам необходима ручная шуровка.

При образовании в слое топлива отдельных крупных каналов или прекращении засыпки возникает прогар. Причинами прогара являются применение топлива с неравномерным размером кусков (быстрое выгорание мелких кусков), образование крупных комьев шлака, препятствующих равномерному распределению дутья по сечению, или слишком малая высота слоя, а также однобокая загрузка (повреждение конуса, неравномерная засыпка в коробку) и искривление шлаковой подушки. При прогаре говорят о горячем ходе генератора. Устранение причин прогаров производится путем механической и ручной шуровки и изменения режима (увеличение добавки пара, высоты слоя, изменение нагрузки, сортировка топлива).

В генераторах с механическими шуровочными приспособлениями устраняется необходимость разрушения спекшихся комьев топлива и заделывания прогаров вручную. В генераторах с вращающимися шахтами автоматическая непрерывная шуровка всего слоя топлива значительно повышает интенсивность протекания процесса.

При недостаточном подводе дутья (заплакование, высокий слой золы или топлива, мелкое топливо, засорение газа и воздухопроводов), излишнем вводе водяного пара, сползании раскаленной зоны (излишний выгреб золы и шлака—накал фартука), плохом разжиге, слишком низкой температуре газа (высокий слой очень влажного топлива—конденсация влаги и смолы и закупоривание промежутков) генератор имеет холодный ход.

Признаками холодного хода являются: тусклая раскаленная зона, малая производительность, плохой состав газа.

В установках водяного газа при необходимости замера высоты шлаковой подушки, при шуровке и чистке зольных карманов и определении уровня топлива, производимых периодически, генератор выключают, что при наличии автоматического управления производится нажимом кнопки. Контроль шлаковой подушки при выполнении решетки в виде вращающегося бруса осуществляется путем наблюдения за температурой воды, охлаждающей брус, а также путем наблюдения за состоянием нижней части генератора при чистке зольных карманов. Если низ—темный и холодный, то шлаковая подушка слишком высока; если низ—светлый, раскаленный и температура охлаждающей воды высока,—шлаковая подушка мала. Соответствующие меры заключаются в изменении режима и скорости вращения бруса.

Внешними признаками для суждения о состоянии генератора помимо показаний контрольно-измерительной аппаратуры служат: состояние поверхности слоя топлива, размеры и состояние зон, характер выгреба, цвет газа и его пламени и давление газа.

Высота и характер зон дают представление о состоянии реакционной зоны, надежности предохранения решетки от прогара, сопротивлении генератора, подготовке топлива, о имеющих место шлаковании и спекании и о потерях в выгребе.

Представление о ходе процесса дает также цвет газа и его пламени. При большом содержании летучих газ имеет буровато-желтый цвет, при очень малом содержании летучих газ прозрачен и имеет голубоватый оттенок; при большом содержании влаги газ имеет беловатый цвет. При прогаре генератора и повышении температуры в нем вследствие разложения смол выделяется много сажи, и газ имеет темный, сажистый цвет и загорается при выходе из шуровочного отверстия. Хороший газ горит желтым пламенем; газ с малым содержанием горючих частей—красноватым; горячий газ с большим содержанием сажи горит темным пламенем с раскаленными искрами.

При сухих топливах, дающих газ с высокой температурой, поверхность топлива при нормальной работе имеет темнокрасную окраску, и на ней равномерно распределены темные куски свежезагруженного топлива. При прогаре всего слоя поверхность приобретает цвет светлокрасного каления. При местных прогарах в отдельных участках сечения с силой выбивают струи газа и воздуха, несущие большое количество раскаленных частиц топлива. Выбивающий воздух сжигает газ; при этом газ над слоем топлива становится мутным. Более светлая окраска кусков топлива сравнительно с промежутками между ними свидетельствует о частичном прогаре генератора и нагревании кусков топлива пламенем сверху.

В наличии положительного давления вверху генераторов убеждаются по вытеканию газа из отверстий и по показанию измерительных приборов. Если давление упало, то в случае генераторов с дутьем следует увеличить давление дутья. Если давление стало отрицательным, происходит засос воздуха и невозможно увеличить давление дутья или в случае отсутствия искусственного дутья—следует уменьшать подачу газа потребителю, пока давление не станет положительным.

Падение давления может иметь место вследствие зашлакования колосников, образования шлаковой корки в генераторе, нарастания слоя шлака или топлива, малого размера кусков топлива, спекания и ухудшения качества топлива или увеличения потребности в газе.

В случае недостаточности принимаемых мер надлежит пустить в ход резервный генератор.

Повышение давления газа свидетельствует о засорении газопровода или уменьшении потребления газа. Понижение давления дутья под решеткой при том же давлении газа и производительности может быть результатом излишнего схода золы над решеткой.

С увеличением давления дутья работа генератора становится более напряженной: усиливаются прогары, шлакование, унос пыли; нижний предел давления должен быть таким, чтобы вверху генератора было небольшое или требуемое положительное давление (зависящее от аппаратуры за генератором). Верхний предел давления дутья устанавливается соответственно необходимой производительности генератора. Обычно давление под решеткой не превышает 150—250 *мм* вод. ст., повышаясь при мелкозернистом и сильно шлакующемся топливе, при засорении колосников золой, при очень высоком слое (генераторы со швельшахтами) и форсировке генераторов.

В генераторах смешанного газа в зависимости от состояния реакционной зоны и степени шлакования добавку пара контролируют температурой паровоздушной смеси. Определенной температуре насыщенной паром смеси соответствует совершенно определенное содержание в ней водяного пара, увеличивающееся с повышением температуры. В генераторах водяного газа замеряют количество подаваемого пара специальными приборами.

Следует иметь в виду, что некоторое количество водяного пара может сконденсироваться после замера.

При установлении желательной температуры паровоздушной смеси подают пар в количестве, превышающем необходимое и соответствующем температуре смеси 60—65°, и затем уменьшают количество его, пока не начнется значительное шлакование. Тогда увеличивают температуру на 2—3° и на этом останавливаются.

Обычно температура паровоздушной смеси лежит в пределах 50—60°, понижаясь в случае малой интенсивности работы генераторов и большой влажности топлива и повышаясь для топлив с легкоплавкой золой.

Обслуживание газопроводов заключается в наблюдении за их состоянием, чистке и заполнении затворов, спуске пыли, промазке клапанов и т. п.

Обслуживание вспомогательного оборудования установок (вентиляторов, аппаратов очистки, насосов, механизмов топливоподачи) обычно заключается в наблюдении за их работой, в регулировании их в зависимости от показаний контрольно-измерительной аппаратуры и непосредственного наблюдения, в чистке, смазке и ремонте. Регулирование производится путем перестановки клапанов, уменьшения и увеличения подачи воздуха, пара и воды и т. п.

Выключение установки

Выключение установки состоит в выключении газогенераторов, газопроводов и отдельных аппаратов.

При выключении генераторы тщательно отключаются от газопроводов. Небольшие самодувные дровяные и торфяные генераторы при остановке пускают на прогар. Из небольших генераторов со ступенчатой решеткой выгребают раскаленный кокс, вынимая ступени решеток, и заливают его водой.

При выключении генераторов с дутьем прикрывают дутье, слегка открывают задвижку пусковой трубы для выпуска продуктов сухой перегонки и оставляют генератор в таком состоянии на несколько дней. Через 4—5 суток, когда вставляемая на полчаса штанга не нагревается докрасна, вращая чашу, выгребают уголь и шлак.

Перед выключением генераторам обычно дают несколько прогореть.

В случае необходимости быстрого останова генератора иногда через верхние шуровочные отверстия на поверхность топлива льют струйками воду, наблюдая, чтобы вся поверхность смачивалась равномерно, останавливаясь время от времени во избежание сильного парообразования. Следует остерегаться слишком интенсивной подачи воды ввиду возможности резкого охлаждения и растрескивания колосников и футеровки.

В случае останова на несколько дней генераторы для каменного угля пускают при естественной тяге на слегка открытую пусковую трубу, чтобы сократить потерю топлива. В генераторах со ступенчатой решеткой при кратковременном останове во избежание выбивания пламени замазывают ступени глиной.

Газ из газопроводов при остановках следует удалять, соблюдая необходимые предосторожности во избежание образования взрывчатой смеси. При гидравлически правильном расположении газопровода горячего газа можно открыть выдувную трубу газопровода и соответствующий люк и, постепенно оттянув в трубу газ, заполнить газопровод воздухом. Вытеснение газа паром производится аналогично вытеснению паром воздуха при пуске. Ввиду того что удельный вес газа в зависимости от его температуры может быть выше и ниже удельного веса пара, следует наблюдать за выделением газа и пара из контрольных отверстий, расположенных на разных уровнях. Возможно также вытеснение газа продуктами горения. В этом случае выключают потребителя и прикрывают клапаны всех генераторов, за исключени-

ем одного крайнего, приоткрывают люк у клапана этого генератора и поджигают выбивающий газ. После этого приоткрывают вытяжную трубу газопровода так, чтобы газ горел в коллекторе и продукты горения вытесняли газ в трубу. Газ должен гореть желтым пламенем. Если газ сразу затухает, то немедленно закрывают люк, открывают клапан генератора для заполнения газопровода газом и, убедившись, что газ достаточно хорошо горит, повторяют указанную операцию.

Газопроводы холодного и очищенного газа, так же как и отдельные аппараты, в которых находится газ, продувают воздухом, приоткрывая соответствующие люки и выдувные трубы. Возможна продувка отдельных аппаратов паром.

Газопроводы неочищенного газа постепенно засоряются пылью, сажей и смолой. Чистка газопроводов производится периодически, в зависимости от их конструкции и характера отложений. Газопроводы горячего газа прочищают раз в 3—6 недель.

Засорение каналов определяется по недостатку газа и по падению давления в газопроводе при наличии значительного давления в генераторе. Места особенно сильных засорений находят по значительному перепаду давления.

Очистка кирпичных или футерованных кирпичом газопроводов от смолы и сажи производится выскребыванием или выжиганием (прожиг). Прожиг ведется обычно на дымовую трубу обслуживаемой генераторами печи, с которой как с сильным источником тяги связывают газопровод. Прожиг производят частями, начиная с участков, более близких к источнику тяги. Прожиг кирпичных газопроводов понижает их прочность и плотность. Железные нефутерованные газопроводы во избежание порчи не прожигаются.

Прожиг и чистка газопроводов являются тяжелой операцией и связаны с перебоем в производстве. Поэтому стремятся по возможности сократить или совсем устранить очистку газопроводов ручным выскребыванием или выжиганием, заменив ее выдувкой пыли и сажи паром или воздухом и споласкиванием водой. Удаление пыли и сажи на ходу достигается также путем устройства в газопроводах специальных подвижных скребков или тележек, не препятствующих движению газа. При передвижении этих приспособлений сажа и пыль сбрасываются в пылевые мешки и колодцы.

При длительных остановках водо-и смолопроводы, затворы и насосы опоражниваются и очищаются.

3. АППАРАТУРНЫЙ КОНТРОЛЬ РЕЖИМА И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Обычно аппаратурному контролю в газогенераторных установках подвергают состав и теплотворную способность газа, температуру газа, воздуха и паровоздушной смеси, количество газа, воздуха, воды и пара, а также давление газа, пара и воздуха. Помимо этого учитывается количество загружаемого топлива и устанавливаются показатели, характеризующие топливо и очажные остатки (размер кусков, состав

и плавкость золы), а также определяются показатели работы отдельных аппаратов станции (расход воды на охлаждение, температура воды, расход энергии на работу вентиляторов и насосов, распределение давлений в воздухо- и газопроводах и т. д.).

Результаты наблюдений, произведенных в газогенераторной, заносят в журнал.

Охват аппаратурным контролем работы станции зависит от ее типа и размера.

В малых, примитивных газогенераторных установках можно ограничиться минимальным количеством простейших измерительных приборов, что однако невозможно в современных установках, снабженных очистительной аппаратурой, сложным и большим водяным, паровым, смоляным и газовым хозяйством, при котором необходимы точное и детальное фиксирование и документация показателей работы отдельных частей установок и увязка их между собой.

Централизованное управление работой всей станции, оценка и регулирование работы отдельных агрегатов, выявление и ликвидация отклонений от заданного режима, создание документационной базы для хозрасчетных отношений с цехами-потребителями и поставщиками в основе своей базируются на работе контрольно-измерительной аппаратуры.

Контроль состава сухого газа

Состав газа в значительной мере зависит от установления режима генератора (давление дутья, добавка пара, высота слоя топлива, шуровка и т. д.). Контроль состава газа дает представление о качестве работы генератора и всех колебаниях в результате неравномерной засыпки топлива, изменения свойств топлива и режима.

Генераторный газ состоит из горючих и негорючих частей.

Горючими частями являются: окись углерода CO, водород H_2, метан CH_4, тяжелые углеводороды C_mH_n, сероводород H_2S и пары смол.

Негорючие составные части состоят из углекислоты CO_2, азота N_2 и паров воды H_2O. Из негорючих частей в газе иногда также содержится небольшое количество кислорода O_2, сернистого газа SO_2 и аммиака NH_3.

Содержание в газе окиси углерода свидетельствует о степени разложения углекислоты в зависимости от высоты и температуры раскаленного слоя и наличии прогаров в генераторе. Содержание водорода в газе свидетельствует о степени разложения водяного пара, вводимого в генератор. Высокое содержание водорода, особенно наряду с высоким содержанием углекислоты и низким окиси углерода, вызывает опасение, что пара подводится много и что в результате этого раскаленная зона холодна и много пара переходит в газ неразложенным. Топлива, богатые летучими, дают газ с высоким содержанием водорода, так как часть водорода переходит в газ в верхних слоях при сухой перегонке. Метан (и его гомологи) и тяжелые углеводороды C_mH_n получаются преимущественно при сухой перегонке топлив, богатых

летучими. При расчетах тяжелые углеводороды C_mH_n часто принимаются состоящими из этилена C_2H_4. Содержание в газе метана при обычных методах газификации не превышает 3—3,5% и тяжелых углеводородов—1% (в карбюрированном и масляном газе больше). Сероводород выделяется при сухой перегонке топлив, содержащих серу. В части I, табл. 1 и 78, приведены данные о его выходах.

Весьма показательным для суждения о качестве газа является содержание в нем углекислоты, свидетельствующее о степени восстановления ее в генераторе и дающее в сопоставлении с содержанием окиси углерода и водорода достаточное представление о режиме генератора, состоянии зон, количестве подводимого пара и степени его разложения. Следует конечно иметь в виду, что при топливах, богатых летучими и кислородом (дрова, торф, бурый уголь), часть углекислоты выделяется из топлива и не является результатом неудовлетворительного разложения ее в нижней части генератора. Возможно также получение углекислоты вследствие сгорания газа за счет присасывающегося извне воздуха и прогаров.

Содержание кислорода в газе может быть объяснено или прохождением его снизу через каналы в слое, или присосом его вверху генератора или в газопроводах при наличии в них отрицательного давления, или наконец неудовлетворительной заборкой пробы газа. При содержании кислорода более 0,5% надлежит уточнять источники его появления. Большое содержание кислорода (1—3%) является опасным и требует принятия экстренных мер. Места присоса воздуха определяются с помощью параллельных исследований состава газа в разных местах.

Азот газа имеет источником преимущественно азот воздуха. Чем меньше летучих дает топливо и чем меньше добавка пара в генератор, тем больше содержание азота в газе.

Влажность газа косвенно может характеризоваться составом сухой части газа (содержание H_2, CO_2 и CO) и влажностью топлива.

Состав газа обычно определяется анализом путем последовательного поглощения отдельных составных частей газа. Заборка проб газа производится или непосредственно в газоанализатор или предварительно в аспиратор. Заборка в аспиратор удобнее, так как при этом не приходится переносить с места на место газоанализатор и подвергать его опасности поломки или воздействию лучистого тепла.

Заборная трубка должна быть изготовлена из материала, не влияющего на состав газа. При невысоких температурах, предел которых определяется плавлением стекла, могут быть использованы стеклянные трубки. До 300° пригодны также свинцовые трубки, удобные вследствие своей гибкости. При температуре выше 200° не следует применять железные трубки. При высоких температурах следует применять фарфоровые глазурованные, алундовые и кварцевые трубки; возможно также пользование охлаждаемыми водой трубками.

Состав газа может изменяться по сечению газопровода, поэтому для получения средней пробы или доводят заборную трубку до места, соответствующего, по предположению, среднему составу газа (например до $^1/_3$ высоты или диаметра канала), или же заборку производят через несколько трубок, доведенных до разных точек сечения. Возможно применение перфорированных или скользящих трубок. Засасывание газа может осуществляться также с помощью водоструйных насосов и паровых инжекторов. Последние могут создавать большое разрежение.

При заборе пробы газа необходимо следить, чтобы в аспиратор не попал воздух, и тщательно продувать аспиратор и соединительные трубки.

Анализ генераторного газа обычно заключается в определении содержания H_2S, CO_2, C_mH_n, O_2, CO, CH_4 и H_2. Определение содержания CO_2, C_mH_n, O_2 и CO производят путем поглощения их соответствующими реактивами и измерением происходящего при этом уменьшения объема. Так как одновременно с CO_2 поглощается и H_2S, определение содержания H_2S производится самостоятельно. Содержание H_2 и CH_4 определяется методом сжигания их и определения величины сокращения объема после сжигания (контракция) и анализа получающихся продуктов. Содержание CO может быть также определено методом сжигания.

Для определения содержания в газе CO_2, C_mH_n, O_2 и CO, а также неконденсирующихся продуктов сжигания газов существует ряд приборов, в большинстве случаев представляющих собой комбинацию измерительной бюретки, одного или нескольких поглотительных сосудов с реактивами и вспомогательных частей, служащих для забора пробы, вытеснения из аппарата воздуха, замыкания аппарата и перемещения газа из одной части аппарата в другую.

Для сжигания газа предложен ряд приборов, предусматривающих раздельное или совместное, постепенное или со взрывом, с подводом кислорода извне или без такового сжигание газов.

Существуют и иные методы определения составных частей газа.

Основная масса аппаратов, служащих для ручного анализа генераторного газа, состоит из совокупности поглотительных пипеток (сосудов), смонтированных в одном устройстве по типу аппаратов Орса, с приспособлением для сжигания газа.

Бюретка представляет собой градуированный цилиндр, служащий для замера количества исследуемого газа, количества поглощенных реактивами газов и уменьшения объема газа при сжигании. Для учета температуры газа и возможного постоянства последней бюретка заключается в заполненный водой кожух; температура воды измеряется. При изменении температуры и давления вводится соответствующая поправка на изменение объема по формуле:

$$V_1 = V_2 \frac{(p_2 - W_2) \cdot (273 + t_1)}{(p_1 - W_1) \cdot (273 + t_2)},$$

где V_1 — искомый объем газа,

V_2 — объем, газа, отсчитанный по бюретке,

p_1, p_2 — атмосферное давление,

W_1 и W_2 — давление насыщенного при t_1 и t_2 °C водяного пара,

t_1 и t_2 — температура газа при объемах V_1 и V_2.

Во избежание пересчетов применяют компенсационные устройства, связанные с бюреткой. Для этой цели в компенсационную трубку заключают определенный объем газа, соответствующий нормальным условиям (0° и 760 *мм*), и запаивают или замазывают отверстие трубки, так что этот объем все время воздействует с определенной силой, равной атмосферному давлению, на одно колено манометрической трубки. Отсчеты объемов на бюретке в этом случае не зависят от колебаний температуры и давления, если только колено манометрической трубки сообщается с бюреткой и ртуть в манометре подводится к меткам путем расширения или сжатия газа в бюретке.

В отдельных случаях для большей точности отсчета бюретку выполняют из двух частей с очень малым диаметром в местах отсчета. Бюретки заполняются ртутью или водой.

Почти во всех ручных газоанализаторах устройство поглотительных сосудов предусматривает возможно лучшее соприкосновение газа с реактивом. Для этой цели сосуды заполняют стеклянными трубками, заставляют пробулькивать газ через реактив и т. д. ([168—172]). Представленный на рис. 90 аппарат снабжен поглотительными сосудами со стеклянными трубками. Аппарат Норзе (рис. 89) имеет сосуды, в которых газ пробулькивает через жидкость.

В сосудах Гана в целях ускорения поглощения газа обычный пучок стеклянных трубок заменен или вертикальной трубкой, подающей газ в нижнюю часть сосуда, благодаря чему газ пузырьками проходит вверх через слой реактива (рис. 88, сосуд *1*), или же комбинацией вертикальной и винтообразно изогнутой трубок, при которых газ, выходящий в нижней части сосуда через специальное сопло, попадает в изогнутую трубку, засасывая туда же реактив, и, поднимаясь кверху, интенсивно смешивается с реактивом.

Сосуды Гана дают более быстрое поглощение, но менее надежны и просты в работе, нежели обычные, заполненные стеклянными трубками (Орса-Фишер).

В сосудах Клейне газ пропускается пузырьками через реактив и отсасывается без всякого поворота крана благодаря наличию специальных поплавков. Таким образом сосуды Клейне помимо ускорения процесса поглощения газа исключают возможность попадания реактива в капилляры крановой системы. Подобные же поплавки иногда ставятся и в бюретках, что исключает перепуск воды из бюретки в крановую систему и поглотительные сосуды. При этих поплавках следует остерегаться применения загрязненных реактивов, так как при небольшом засорении поплавки садятся неплотно и пропускают жидкость в крановую систему. При надлежащем уходе эти сосуды удобны в работе, особенно для недостаточно опытного персонала.

В некоторых случаях для большего удобства заполнения и большей прочности сосуды делают из двух частей: верхняя часть (поглотительная) свободно вставляется в нижнюю.

Реактивы в сосудах портятся от присутствия кислорода воздуха; для предохранения их на горлышки задних частей поглотительных

сосудов надевают резиновые мешочки или наливают в горлышки вазелиновое масло.

Крановая система (гребенка) состоит из стеклянных капиллярных трубок, снабжена кранами и служит для связи бюретки с сосудами и атмосферой. Иногда краны для включения сосудов располагаются на капиллярных отростках сосудов, а не на гребенке. Свободный объем капилляров гребенки, сосудов и бюретки при замерах не учитывается и является «вредным» объемом. Для манипулирования с жидкостью в бюретке (засасывания и вытеснения газа, приведения давления к атмосферному и т. д.) служит склянка, связанная с бюреткой гибким рукавом.

До введения в аппарат газ пропускается через фильтр для очистки от взвешенных частиц.

Реактивы для поглощения отдельных газов, а также способы приготовления их описаны ниже.

Углекислота легко поглощается раствором едкого кали или натра. Раствор приготовляется из одной части едкого кали (или натра) и двух частей воды. Реактив поглощает также сернистый ангидрид, сероводород и другие кислотные окислы, а также пары некоторых углеводородов (бензол). 1 $см^3$ раствора может поглотить до 160 $см^3$ CO_2, но для работы становится негодным после поглощения 40 $см^3$ CO_2. Поглощение идет весьма интенсивно.

Все тяжелые углеводороды поглощаются дымящей серной кислотой уд. веса около 1,94, содержащей при 15° около 24% свободного серного ангидрида. Серный и сернистый ангидрид, образовавшиеся во время поглощения, удаляются пропусканием оставшихся после поглощения тяжелых углеводородов газов в пипетку, наполненную едким кали.

Тяжелые углеводороды могут быть также определены поглощением раствором брома в воде (5 $см^3$ брома на 100—120 $см^3$ воды).

Кислород может быть определен с помощью различных поглотителей, из которых лучшими являются; сильно щелочной раствор пирогаллола, фосфор, медь, растворы солей закиси железа, гидро-сернистокислый натрий, хлористая соль закиси хрома.

В обычных ручных газоанализаторах применяют для поглощения кислорода раствор пирогаллола или гидросульфита натрия; обычно—первый.

Раствор пирогаллола приготовляется по следующим рецептам:

1. Быстродействующий, нескольконенящийся: 22 *г* пирогаллола растворяют в 48 $см^3$ горячей воды и смешивают с 85 $см^3$ раствора едкого кали (1 : 2).

2. Медленнодействующий: 22 *г* пирогаллола растворяют в 100 $см^3$ воды и смешивают с 5—6-кратным объемом 60%-ного раствора едкого кали. 1 $см^3$ раствора поглощает 2—2,5 $см^3$ O_2. Поглощение происходит неинтенсивно.

Определение кислорода раствором пирогаллола не рекомендуется производить при температуре ниже 15°, так как при этом поглощение протекает очень медленно.

Окись углерода поглощается аммиачным или солянокислым раствором однохлористой меди.

Растворы однохлористой меди поглощают не только окись углерода, но и кислород, ацетилен и тяжелые углеводороды. Поэтому последние должны быть удалены перед поглощением окиси углерода однохлористой медью.

Соединение окиси углерода с хлористой медью так непрочно, что при встряхивании раствора, поглотившего значительное количество окиси углерода, последняя выделяется в атмосферу, свободную от окиси углерода.

Приготовление аммиачного раствора однохлористой меди производится следующим образом.

250 *г* хлористого аммония растворяют в 750 $см^3$ воды, присыпают 200 *г* однохлористой меди и прибавляют металлической меди в опилках или стружке для сохранения реактивной способности. Перед употреблением на 100 $см^3$ полученного раствора бурого цвета прибавляют $^1/_3$ по объему раствора аммиака уд. веса 0,91 и полученный синего цвета раствор наливают в сосуд.

Солянокислый раствор: 86 *г* окиси меди и 17 *г* тонко измельченной металлической меди растворяют в 1086 *г* соляной кислоты (уд. в. 1,124). В сосуд вставляют спираль из медной проволоки, достающую от дна сосуда до верха, и сосуд закрывается мягкой резиновой пробкой. Вначале раствор темного цвета, но при стоянии делается вполне бесцветным. При соприкосновении с воздухом он делается темнобурым, и образуется хлорная медь.

Реактивы на окись углерода поглощают 4 $см^3$ CO на 1 $см^3$ раствора. Поглощение происходит очень медленно (в 6—10 раз менее интенсивно, чем CO_2, и в 4—5 раз, чем O_2; при несвежем растворе—еще медленнее). Небольшие количества окиси углерода в газе (до 0,5%) могут быть определены лишь при свежем реактиве. Поэтому часто применяют два поглотительных сосуда для окиси углерода, из которых второй всегда заполнен свежим реактивом и после некоторой отработки становится на место первого.

Исследование ([173]) скорости и способности поглощения окиси углерода в растворах CuCl различной щелочности и кислотности и нейтральных показало, что как скорость абсорбции, так и поглотительная способность раствора CuCl, содержащего на 1 молекулу CuCl 4 молекулы NH_4Cl, являются наилучшими. Немного хуже оказался солянокислый раствор CuCl, причем лучшие результаты получились при 20%-ной концентрации HCl (молекулярное отношение: $\frac{CuCl}{HCl} = \frac{1}{9}$).

При поглощении кислорода и окиси углерода в приборе Орса совершенно необходимо многократное пропускание газа; в противном случае удаление их оказывается неполным. Непоглощенный кислород обусловливает получение неправильных показателей по содержанию окиси углерода, так как поглощается раствором однохлористой меди.

Неполное поглощение окиси углерода имеет следствием ошибочное определение при сжигании содержания метана.

Источником значительных ошибок при анализе газа может явиться растворение некоторых составных частей (в особенности углекислоты) в воде, служащей запирающей жидкостью. Во избежание этого рекомендуется предварительное насыщение воды газом или же добавление к ней некоторых веществ. Так например установлено, что углекислота менее всего поглощается 22-процентным раствором поваренной соли. Ошибку вследствие растворения газа в запирающей жидкости можно целиком устранить, применяя ртуть. Другим источником ошибок может явиться растворение составных частей газа в поглотителях, не предназначенных для них. Это имеет особое значение для многих непредельных углеводородов и предельных с большим молекулярным весом. Ошибка может иметь место лишь при свежем реактиве, так как в дальнейшем растворы насыщаются различными газами.

Для получения точных результатов надо давать стекать жидкости со стенок бюретки точно определенное время. При технических анализах достаточна продолжительность в 1 мин. и меньше.

При неосторожной работе с ручными газоанализаторами возможно попадание реактивов в гребенку и измерительную бюретку, что искажает результаты анализа. Во избежание этого воду в склянке, связанной с бюреткой, подкисляют несколькими каплями серной кислоты и добавляют метилоранжа. Окрашивание воды является признаком попадания щелочи и необходимости промывки гребенки и смены замыкающей воды.

Анализируемый газ при применении воды в качестве замыкающей жидкости при всех определениях насыщен водяным паром. При применении в качестве замыкающей жидкости ртути над ней наливают небольшое количество воды.

Сожжение газа может быть произведено следующими способами ([168, 174]): 1) взрывом с воздухом или кислородом при помощи искры: 2) сожжением в капилляре Дрейшмидта; 3) сожжением с окисью меди; 4) сожжением в пипетке с накаленной платиновой спиралью; 5) сожжением с платиновой чернью; 6) сожжением с палладированным асбестом и др.

Взрыв производится во взрывной пипетке, состоящей из взрывного и уравнительного шаров и капилляра, через который подводится газ. Взрыв производится с помощью искры, получающейся между двумя платиновыми проволочками, находящимися на расстоянии около 2 *мм*, концы которых присоединяются к индукционной катушке. Взрывание газовой смеси производится над ртутью во избежание растворения газов. К недостаткам этого способа относится возможность образования окислов азота при сильном взрыве и присутствии в газе азота, а также неполное окисление при слишком медленном сжигании. Есть также указания на возможность неполного сжигания водорода. Метод взрыва можно применять лишь в том случае, если содержание горючего газа лежит в пределах взрываемости: H_2—10—63%, CH_4—3,5—8%, C_2H_4—2,5—80% и светильный газ—5—23%.

Сожжение в капилляре Дрейшмидта состоит в пропускании смеси испытуемого газа с воздухом или кислородом через нагретый платиновый капилляр. При этом способе не происходит полного сгорания метана. При анализе газов, содержащих тяжелые углеводороды, капилляр часто засоряется углеродом.

Анализ сожжением производится в специальной пипетке. Сжигание производится при помощи электрически накаливаемой платиновой спирали. Источниками тока могут служить аккумулятор, динамомашина или же ток от осветительной сети. Для регулирования накала спирали, который должен быть темнокрасным, в цепь вводится реостат. В качестве запирающей жидкости в пипетке служит ртуть или вода. Преимущества этого метода сожжения заключаются в применении большого объема газа и следовательно большей точности, возможности избежать взрыва постепенным прибавлением кислорода к сжигаемому газу, или наоборот, а также в отсутствии образования в измеримых количествах окислов азота. Как показали исследования, платиновую спираль нельзя нагревать выше темнокрасного каления во избежание образования окислов азота, а также держать ее при таком накале более 1 мин.

Фракционированное сожжение можно производить с платинированным или палладированным асбестом. Если не поднимать температуру выше определенной точки, то сгорает только водород, а метан остается и сжигается при более сильном накале после определения содержания водорода. Согласно исследованиям Гемпеля, водород может быть определен с достаточной точностью в присутствии метана и этана, если температура в капилляре не превышает 400°. Для получения правильных результатов нагревание надо производить очень осторожно во избежание местных перегревов и очень медленно пропускать газ через трубку. По Рихарду метан несколько окисляется при 450° и быстро сгорает при температуре выше 700°. При сожжении с платиновой чернью и палладированным асбестом во избежание сгорания углеводородов и взрыва следует употреблять воздух, а не кислород, что уменьшает вероятность сгорания метана. На горение оказывают влияние тяжелые углеводороды, присутствие которых в небольших количествах меняет характер сожжения.

При нагревании окиси меди не выше 700° сгорают только водород и окись углерода. При более высокой температуре начинают сгорать углеводороды. Однако сожжение их даже при температуре 700—800° идет настолько медленно, что требует нескольких часов. Большая продолжительность процесса является недостатком способа полного сожжения с окисью меди.

Горение протекает по реакциям:

$$CuO + CO = Cu + CO_2.$$

$$CuO + H_2 = Cu + H_2O.$$

$$4CuO + CH_4 = 4Cu + CO_2 + 2H_2O.$$

Фракционированное сожжение водорода в присутствии метана можно производить по методу Егера, применяя окись меди. При пропускании газа над окисью меди при температуре 250° водород сгорает полностью, а метан не окисляется. Окись меди помещается в стеклянной трубке, соединенной с газовой бюреткой и пипеткой и нагреваемой в электрической печи. В нагретую до 250° трубку газовая смесь медленно пропускается несколько раз.

После сжигания снимают нагревательное приспособление и охлаждают трубку с окисью меди струей сжатого воздуха.

Медь применяется в виде мелких зерен (0,5—1 *мм*) или коротких кусочков проволоки и помещается в трубочке из кварцевого стекла.

Восстанавливающаяся окись меди после каждого опыта должна быть вновь окислена пропусканием кислорода или воздуха. Для устранения влияния воздуха, находящегося в трубочке и вызывающего некоторую неточность определения, до начала анализа трубочку и капиллярные соединения наполняют азотом, который берут из стальной бомбы или получают в самом аппарате путем поглощения пирогаллолом кислорода воздуха.

После многократного пользования окись меди становится менее активной, и ее заменяют свежей.

Преимуществами этого способа являются отсутствие необходимости добавлять для сжигания воздух или кислород, низкая температура сгорания водорода, при которой метан не окисляется, а также дешевизна прибора и стойкость окиси меди в отношении отравления. Оставшийся метан сжигается при температуре светлокрасного каления в трубке с окисью меди. Для полного сожжения необходимо двукратное пропускание газа через трубку. Так как температура высока, то трубка делается из кварца.

Окись углерода не определяют вместе с метаном над окисью меди. Она не дает сокращения объема при горении; сокращение объема над едким кали такое же, как при метане.

По некоторым данным, в присутствии кислорода окись углерода и водород одновременно сгорают при температуре 250°, причем окись меди является катализатором.

Согласно исследованиям Щерба, водород сгорает в избытке кислорода при 295°, а окись углерода—при красном калении. Углекислота замедляет сожжение, и окись углерода может быть сожжена полностью лишь при одновременном поглощении углекислоты. Метан окисляется при красном калении.

Метод Егера хорош для определения водорода, а метан целесообразнее и проще определять при помощи специальной сожигательной пипетки (платиновая спираль, взрывная пипетка, платиновый капилляр Дрейшмидта).

Определение вышеуказанными способами содержания метана в газе продолжается $^1/_2$—$1^1/_2$ часа и дает точность до 0,1%, что недостаточно в случае низкого содержания метана.

При зарядке прибора поглотительные сосуды и бюретку заполняют соответствующими растворами или водой, подтягивают уровень

жидкости до меток и проверяют аппарат на плотность. Для последней цели уравнительную склянку опускают возможно ниже или возможно выше и наблюдают за уровнями жидкостей, обнаруживая таким образом наличие утечек или присосов.

По заполнении сосудов соответствующими растворами, смазке кранов и проверке аппарата на плотность продувают гребенку газом, набирают пробу газа (~100 $см^3$) и последовательно пропускают пробу газа через поглотительные сосуды. Результаты поглощения отмечаются. Отмечается также температура воды в бюретке.

Поглощение C_mH_n бромной водой требует последующей обработки газа едкой щелочью для поглощения паров брома.

Аналогично поступают и в случае применения в качестве поглотителя серной кислоты.

Поглощение каждым реактивом считается законченным, если имеется не менее двух одинаковых показаний при тех же температурных условиях.

Из остатка газа для дальнейшего исследования на содержание CH_4 и H_2 (и CO) отбирается часть примерно в 20—25 $см^3$.

Остальной газ для возможности контрольных анализов может быть замкнут в одном из сосудов. Для сжигания остатка, если оно происходит не в трубке с окисью меди, в бюретку набирается кислород или воздух (последнего 70—75 $см^3$).

Если сжигание производят со взрывом, то газ и воздух (или кислород) смешивают и подают во взрывную пипетку. Если же сжигание производится постепенно, то газ и воздух предварительно не смешивают, а вводят в сожигательный сосуд сначала или газ или воздух. После двукратной проверки постоянства объема после сжигания определяют величину сокращения объема и далее—количество образовавшейся углекислоты и оставшегося и израсходованного кислорода (последнее в случае сжигания также и CO).

При анализе следует иметь в виду, что поглощение CO идет часто неполно, в результате чего получается преувеличенное значение CH_4. Если полученная величина CH_4 внушает сомнения, нужно определить количество избыточного O_2, оставшегося в газе после сжигания в сосуде CH_4, высчитать расход O_2 на горение и установить количество CO, оставшейся в газе после поглощения и сгоревшей (как в нижеприведенном случае совместного сжигания CO, CH_4 и H_2); эта величина должна быть прибавлена к определенной поглощением величине CO.

Если обозначить величину сокращения объема смеси газа и воздуха при сжигании через K; количество полученной при сжигании углекислоты—через CO'_2; количество израсходованного на горение кислорода—через O'_2 (21% от количества присосанного воздуха минус остаток кислорода в продуктах горения); остаток после поглощения (углекислоты, тяжелых углеводородов, кислорода и окиси углерода—в первом случае и углекислоты, тяжелых углеводородов и кислорода—во втором)—через $V_{ост}$; количество газа, взятое для анализа, через V и объем пробы для сжигания—через $V_{сж}$,—то получим следующие соотношения:

1. В случае сжигания только метана и водорода без проверки остатка окиси углерода (H_2, CH_4 и CO—в %):

$$H_2 = \frac{2}{3}(K - 2CO_2')\frac{V_{ост}\cdot 100}{V_{сж}\cdot V}.$$

$$CH_4 = CO_2'\,\frac{V_{ост}\cdot 100}{V_{сж}\cdot V}.$$

2. В случае сжигания метана, водорода и окиси углерода:

$$H_2 = (K - O_2')\frac{V_{ост}\cdot 100}{V_{сж}\cdot V}.$$

$$CH_4 = \left(O_2' - \frac{CO_2 + K}{3}\right)\frac{V_{ост}\cdot 100}{V_{сж}\cdot V}.$$

$$CO = \left(\frac{4}{3}CO_2' + \frac{1}{3}K - O_2'\right)\frac{V_{ост}\cdot 100}{V_{сж}\cdot V}.$$

Содержание азота определяется по разности. Расчет процентного содержания CO_2, O_2 и CO (по первому варианту) производится по следующим формулам:

$$\text{Процент } CO_2 = \frac{(V - V_1)\cdot 100}{V}.$$

$$\text{Процент } O_2 = \frac{(V_1 - V_2)\cdot 100}{V}.$$

$$\text{Процент } CO = \frac{(V_2 - V_3)\cdot 100}{V},$$

где: V — объем забранной пробы газа,
V_1 — объем, оставшийся после поглощения CO_2,
V_2 — объем, оставшийся после поглощения O_2.
V_3 — объем, оставшийся после поглощения CO.

При фракционированном сжигании H_2 и CH_4 содержание водорода в остатке составляет $^2/_3$ величины сокращения объема после сжигания водорода ($H_2 = {}^2/_3\,K_I$); содержание метана в остатке равно $^1/_2$ величины сокращения объема после сжигания метана или равно величине содержания CO_2, образовавшейся после сжигания ($CH_4 = {}^1/_2 K_{II}$ или $CH_4 = CO_2$).

Ниже приведены два примера расчета состава газа по данным анализа. Во втором примере помимо определенной поглощением окиси углерода учтена недопоглощенная окись углерода, определенная путем сожжения.

1. Пример анализа смешанного газа со сжиганием

Взято для анализа 100 *см*³ газа; уровень в бюретке	0,0	
После поглощения CO_2 уровень в бюретке	5,0	$CO_2 = 5,0 - 0,0 = 5,0\%$
После поглощения C_mH_n уровень в бюретке	5,4	$C_mH_n = 5,4 - 5,0 = 0,4\%$
После поглощения O_2 уровень в бюретке	5,7	$O_2 = 5,7 - 5,4 = 0,3\%$
После поглощения CO уровень в бюретке	32,4	$CO = 32,4 - 5,7 = 26,7\%$
После перевода остатка в сосуд CO уровень в бюретке	100,0	Газового остатка: 100 — —32,4 = 67,6 *см*³.
После засасывания воздуха уровень в бюретке	30,0	Присосано воздуха: 100 — —30,0 = 70,0 *см*³.
После перевода воздуха в сожигательный сосуд и части остатка газа в в бюретку уровень в бюретке	71,8	Взято газа для сжигания: 100 — 71,8 = 28,2 *см*³. Всего газа и воздуха 70 + + 28,2 = 98,2 *см*³.
После сожжения смеси уровень в бюретке	11,8	Остаток после сожжения: 100 — 11,8 = 88,2 *см*³. Сокращение объема *K*: 98,2—88,2 = 10,0 *см*³.
После поглощения CO_2 уровень в бюретке	12,9	CO_2 в результате сожжения: 12,9—11,8% = 1,1 *см*³.

Таким образом в 28,2 *см*³ газового остатка содержится:

$$CH_4 = CO'_2 = 1,1 \text{ см}^3;$$

$$H_2 = \frac{2}{3}(K - 2CO'_2) = \frac{2}{3}(10 - 2 \cdot 1,1) = 5,2 \text{ см}^3.$$

Во всем газовом остатке—67,6 *см*³—содержится:

$$CH_4 = 1,1 \cdot \frac{67,6}{28,2} = 2,6 \text{ см}^3.$$

$$H_2 = 5,2 \cdot \frac{67,6}{28,2} = 12,5 \text{ см}^3.$$

Состав газа (в %):

CO_2	5,0
C_mH_n	0,4 (принимается за C_2H_4)
O_2	0,3
CO	26,7
CH_4	2,6
H_2	12,5
N_2	52,5
	100,0

2. Пример анализа водяного газа со сжиганием H_2 и CH_4

Анализ произведен с поглощением CO.

Набрано газа		100,00 *см*³
Объем после поглощения	CO_2	94,89 *см*³
» » »	C_mH_n	94,82 »
» » »	O_2	94,59 »
» » »	CO	53,70 » ($V_{ост}$)
Оставлен остаток газа		28,50 *см*³ ($V_{сж}$)
Присосано воздуха		70,50 »
Полный объем смеси		99,00 *см*³
Объем после сжигания		62,24 *см*³
» » поглощения	CO_2	61,57 »
» » »	O_2	59,52 »

Расчет

CO_2	в газе	100,00—94,89 = 5,11%
C_mH_n	» »	94,89—94,82 = 0,07%
O_2	» »	94,82—94,59 = 0,23%
CO	» »	94,59—53,70 = 40,89% (+0,74* = 41,63%)

$$K = 99,00 - 62,24 = 36,76$$

$$CO_2' = 62,24 - 61,57 = 0,67$$

$$O_2' = 0,21 \cdot 70,50 - (61,67 - 59,52) = 14,80 - 2,05 = 12,75\%$$

$$H_2 = \frac{K - O_2'}{V_{сж}} V_{ост} = \frac{36,76 - 12,75}{28,50} \cdot 53,70 = 45,20\%$$

$$CH_4 = \left(O_2' - \frac{CO_2' + K}{3}\right)\frac{V_{ост}}{V_{сж}} = \left(12,75 - \frac{0,67 + 36,76}{3}\right)\frac{53,70}{28,50} = 0,51\%.$$

$$CO = \frac{4}{3}\left(CO_2' + \frac{K}{3} - O_2'\right)\frac{V_{ост}}{V_{сж}} =$$

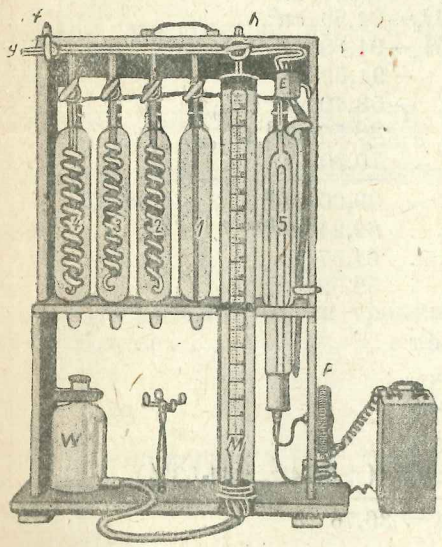
$$= \left(\frac{4}{3} \cdot 0,67 + \frac{36,76}{3} - 12,75\right) \cdot \frac{53,70}{28,50} = 0,74\%.$$

* Обнаружено при сжигании.

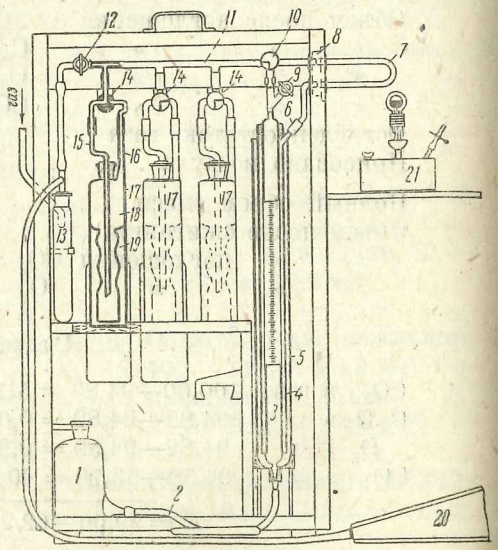
Состав газа (в %):

CO_2	5,11
C_mH_n	0,07
O_2	0,23
CO	41,63
H_2	45,20
CH_4	0,51
N_2	7,25 (по разности)
	100,00

На рис. 88 представлен аппарат Орса-Гана для анализа газа с приспособлением для сжигания. Сосуд *1* предназначен для поглощения тяжелых углеводородов и наполнен дымящей серной кислотой.



88. **Аппарат Орса-Гана**

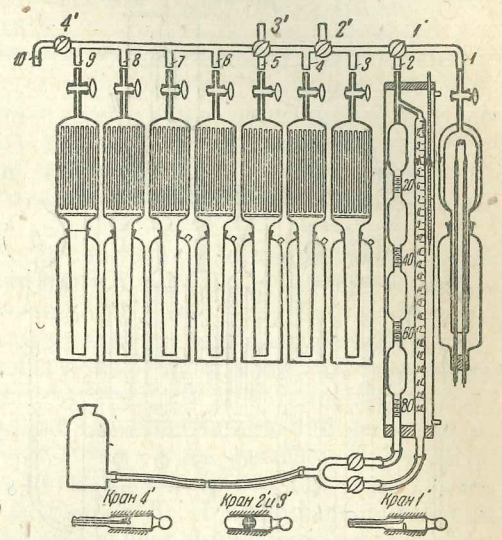


89. **Аппарат Норзе**

В сосуде *2* поглощается CO_2, в сосуде *3*—O_2 и в сосуде *4*—CO. Сжигание остатка газа ($CO + CH_4 + H_2$ или $CH_4 + H_2$) производят в сосуде *5* с помощью платиновой спирали; *f* и *h*—трехходовые краны, *M*—бюретка, *W*—напорная скляпка, *p*—реостат и *E*—горелка для подогревания петли с палладированным асбестом на случай раздельного сжигания H_2 и CH_4.

При слабом подогреве (до 100°) трубки спиртовой лампочкой сгорает H_2, а при более сильном нагреве—CH_4. С помощью этой трубки можно сжигать для определения их содержания H_2 и CH_4 или совместно или раздельно.

На рис. 89 представлен аппарат Норзе, имеющий распространение в СССР. Устройство его следующее. Измерительная бюретка *3* с помощью распределительной трубки *11* и крановых соединений *14* сообщается с поглотительными сосудами *17* и фильтром *13*. Ножное разрежающее приспособление *20* просасывает через фильтр анализируемый газ, частично поглощаемый реактивами в сосудах *17*, частично дожигаемый в дожигательной петле *7* бензиновой горелкой *21*. Измерительная бюретка *3*, градуированная на 100 $см^3$, соединяется резиновой трубкой *2* со склянкой *1*. Бюретка заключена в наполняемый водой колокол *4* и вместе с ним установлена в стакане *5*, причем нижний открытый край колокола не доходит до дна стакана. Верхняя часть колокола трубочкой *6* сообщается с дожигательной петлей *7*, вследствие чего дожигаемый в последней газ может перепускаться под колокол *4*, из которого в этом случае вода переходит в сообщающийся с ним стакан *5*. Крановые соединения *14* с помощью трех ветвей соединяют распределительную трубку *11* с поглотительными сосудами *17*. Каждый из этих сосудов состоит из двух сообщающихся камер, из которых рабочая *18* своей нижней, имеющей сужения частью входит во вспомогательную—*19*. В рабочую камеру вставлена капиллярная трубка (форсунка) *15*, по которой газ поступает в нижнюю часть камеры *18*. Обратно газ проходит через трубку *16*. Загнутый конец распределительной трубки *11* сообщается с фильтром, соединенным с газопроводом и с ножным разрежающим приспособлением. Дожигательная петля *7* (кварцевая или платиновая) с помощью штепселя *8* соединяет распределительную трубку *11* с колоколом *5*.

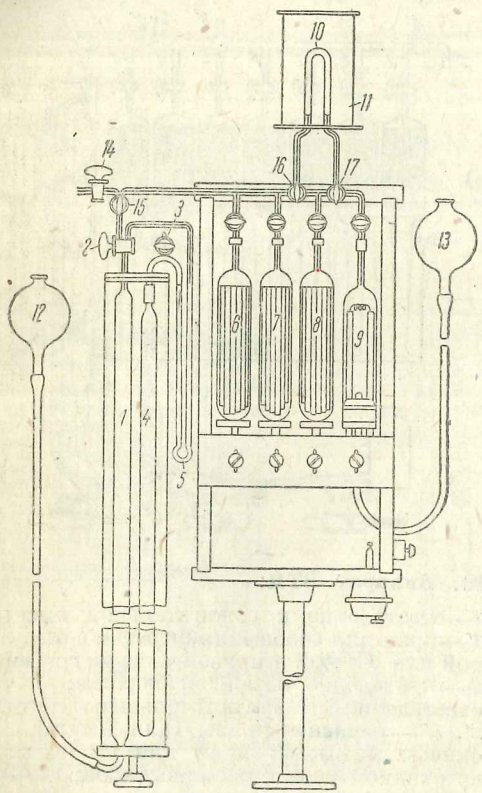


90. **Аппарат ВТИ:**

1—ответвление к сожигательной пипетке; *1'*—кран для сообщения бюретки с атмосферой или с левой и правой частями гребенки; *2*—ответвление к мерной бюретке; *3*—*9*—ответвления к поглотительным сосудам; *2'*, *3'*—запасные краны (для сжигания с окисью меди); *4'*—кран для сообщения с источником газа или атмосферой; *10*—ответвление к источнику газа

Засасывание газа осуществляется при соответствующем положении кранов *10* и *12*. Присасывание воздуха, необходимого для дожигания газа, производится через кран *9*; через него же газ может быть выпущен на воздух. Для пропускания газов в дожигательную петлю кран *10* переводится в надлежащее положение.

Аппарат ВТИ (рис. 90), обеспечивающий[1] точность до 0,05 *см*³, состоит из двойной бюретки, семи поглотительных сосудов, гребенки и приспособления для сжигания. В первом сосуде с раствором КОН поглощается CO_2, во втором с раствором KBr, насыщенного бромом,— тяжелые углеводороды (C_mH_n), в третьем с щелочным раствором пирогаллола — O_2, в четвертом с щелочным раствором $Na_2S_2O_4$ — остатки O_2, в пятом и шестом с аммиачным раствором Cu_2Cl_2 — основное количество и остатки CO и в седьмом с 10%-ным раствором H_2SO_4 — пары аммиака, выделяющиеся в пятом и шестом сосудах. Продолжительность полного анализа $1^1/_2$—2 часа ([184]).



91. Аппарат Бэрелла и Оберфелла

На рис. 91 показан ручной газоанализатор Бэрелла и Оберфелла. Точности прибора способствует применение компенсационной трубки и ртути в качестве замыкающей жидкости. Прибор состоит из бюретки *1* на 100 *см*³ с делениями в 0,1 *см*³, закрытой вверху двумя трехходовыми кранами *2* и *3* и снабженной охлаждающим кожухом. Бюретка снабжена также компенсационной трубкой *4* и манометром *5* для корректирования изменений температуры и давления. Манометр наполнен ртутью или бесцветным минеральным маслом (последним—при применении в качестве замыкающей жидкости воды). Бюретка связывается гребенкой с пипетками *6*, *7* и *8* для поглощения CO_2, C_mH_n и O_2 (наполненных соответственно раствором КОН, дымящейся H_2SO_4 и щелочным раствором пирогаллола), с пипеткой *9* для сжигания и с трубкой *10* с окисью меди для сжигания. Трубка *10* расположена в электрической печи *11*, *12* и *13*—уравнительные шары, *14*, *15*, *16* и *17*—краны. Прибор снабжен реостатом и трансформатором.

Поглощение в пипетке *6* для удаления углекислоты производится четыре раза, в пипетке 7—шесть раз, затем газ возвращается в пипетку *6*

[1] По указанию авторов.

для удаления паров серной кислоты, после чего поглощение производится от 6 до 12 раз в пипетке *8* для удаления кислорода. Затем газ дважды прогоняется через трубку с окисью меди, нагретую до 275—300°, и поступает в пипетку *6* для определения содержания CO_2. Оставшийся газ сжигается в пипетке *9* с добавляемым кислородом; образовавшаяся углекислота поглощается в пипетке *6*. Полный анализ газа продолжается около часа.

В тех случаях, когда не требуется особой точности анализа генераторного газа, можно ограничиться определением посредством поглощения CO_2 и O_2 и одновременным совместным сжиганием CO, H_2 и CH_4. Соответственно может быть упрощен и требуемый для анализа аппарат. В зависимости от типа применяемых поглотительных сосудов продолжительность полного анализа может быть сокращена до 25—20 мин.

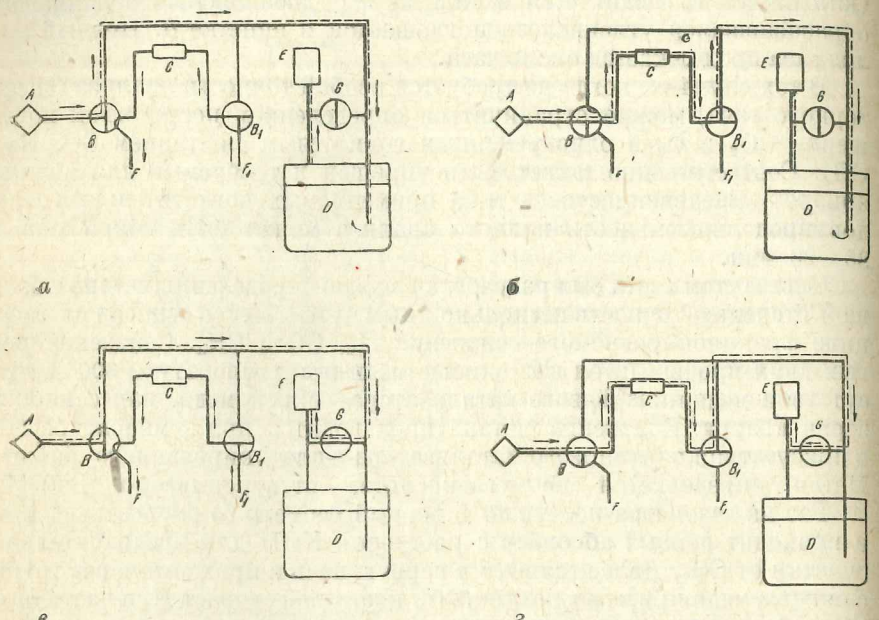
Институтом азота был разработан способ определения метана с большой степенью точности несколько иным путем. Метод основан на принципе фракционированного сожжения H_2, CO и CH_4. Сожжение первых двух производится над окисью меди при температуре 300° в присутствии медно-кварцевого катализатора—окиси меди, нанесенной на зерна кварца. Сожжение метана производится при температуре 900° в присутствии платинового катализатора—платинированного шамота. Метан определяется по углекислоте, оттитровываемой $Ba(OH)_2$.

Газ из газометра поступает в первый реометр со скоростью 1 *л/час* и проходит первый абсорбер с раствором КОН для предварительной очистки от CO_2. Далее газ идет в первую печь и проходит через трубку с окисью меди при температуре 300°, в которой сгорает H_2 и частично—CO. Образовавшаяся от сгорания водорода вода собирается в конденсаторе. Из первой трубки газ поступает во второй абсорбер с раствором КОН для поглощения CO_2, которая образовалась при сгорании CO. Затем газ с добавкой воздуха проходит во вторую трубку первой печи, наполненную медно-кварцевым катализатором, где происходит окончательное сгорание CO и H_2. Далее газ проходит через две последовательно соединенных контрольных промывалки (первая—с баритовой водой и вторая—со щелочным раствором $AgNO_3$) и поступает во вторую печь, где проходит через трубку с платиновым катализатором при температуре 900° для сжигания CH_4; вода собирается в конденсаторе. CO_2, образовавшаяся от сгорания CH_4, поглощается в абсорбере баритовой водой, а не вошедшее в реакцию количество баритовой воды оттитровывается щавелевой кислотой.

Автоматическое определение и регистрация содержания CO_2 в газе производятся приборами, часто применяемыми в котельных. Определение CO_2 производится в них поглощением раствором едкого кали (приборы Адос, Моно и др.).

Автоматические газоанализаторы, основанные не на поглощении CO_2 раствором едкого кали, а на других свойствах газов—удельном весе и теплопроводности (электрический—Сименс-Гальске, Ранарекс), не пригодны в данном случае, так как содержание H_2 искажает показания приборов.

Для автоматического контроля состава генераторного газа применяются аппараты «Дуплекс-Моно», в которых последовательно определяется содержание в газе CO_2, $CO_2 + CO + H_2$ и H_2. Действие аппарата ясно из прилагаемых схем (рис. 92).



92. Схема работы аппарата «Дуплекс-Моно»:

а—определение CO_2 (засос газа через мерник *A* и кран *B*, поглощение CO_2 в сосуде *D*, замер в колоколе *E*, засос воздуха через кран B_1, окисление меди в печи *C*);
б—определение $CO_2 + CO + H_2$ (засос газа через мерник *A*, кран *B*, печь *C*, кран B_1, поглощение CO_2 и конденсация H_2O в сосуде *D*, замер в колоколе *E*);
в—контроль нулевой линии (засос газа через мерник *A*, кран *B*, переключатель *G*, замер в колоколе *E*, засос воздуха через кран B_1, окисление меди в печи *C*);
г—определение H_2 (засос газа через мерник *A*, кран *B*, печь *C*, кран B_1, переключатель *G*, в колокол E—измерение уменьшения объема в результате конденсации продукта горения водорода—H_2O);
A—мерник; B/B_1—четырехходовые краны; *C*—электрическая печь с окисью меди; *D*—раствор КОН; *E*—измерительный колокол; *F*—выпуск газов наружу; F_1—засасывание снаружи воздуха; *G*—переключатель

На схеме показан ход определения содержания в газе CO_2, $CO_2 + CO + H_2$, H_2 и контроля нулевой линии.

Для работы аппарата «Дуплекс-Моно» требуется вода с давлением в 0,7 *ат*. Расход воды составляет 20 *л/час*. При очень грязной воде возможен электрический привод аппарата.

Аппарат допускает изменение направления газа таким образом, чтобы имело место чередование измерений.

До поступления в аппарат «Дуплекс-Моно» газ должен быть хорошо очищен от смолы и пыли. Очистка производится в специальных фильтрах.

В случаях, когда необходимо моментальное и непрерывное определение содержания в газе кислорода, применяется следующее устройство ([175]). Угольный электрод батареи, погруженный в электорит, поляризован большим количеством ионов H^+. Интенсивность тока батареи зависит от содержания кислорода в газе, подводимом к выступающей части положительного электрода. Измеряя силу тока, определяют содержание в газе O_2. Прибором можно пользоваться при отсутствии в анализируемом газе CO_2, NO_2 и кислых паров, удаляемых предварительно; присутствие N_2, CO, CH_4 и H_2 не мешает. Чувствительность прибора—0,1—0,2% O_2.

Определение содержания H_2S и SO_2 в газе

Определение H_2S и SO_2 в газах при малых концентрациях производят при помощи титрования. Для количественного определения H_2S определенный объем исследуемого газа просасывают через 0,1*N* раствор иода в иодистом калии. По окончании пропускания газа оставшийся свободный иод оттитровывается 0,1*N* раствором серноватистонатриевой соли. 1 *см*³ 0,1*N* раствора иода соответствует 1,7 *мг* H_2S. Это количество сероводорода равно 1,11 *см*³ при 0° и 760 *мм*. В качестве индикатора при титровании употребляется 1%-ный крахмальный клейстер.

Для количественного определения SO_2 также употребляется 0,1*N* раствор иода, содержащий немного щелочи. Не вошедший в реакцию иод оттитровывают серноватистонатриевой солью; 1 *см*³ 0,1*N* раствора иода соответствует 3,2 *мг* SO_2 или 1,4 *см*³ при 0° и 760 *мм*.

Определение содержания аммиака в газе

Отмеренный объем газовой смеси пропускается через определенное количество разведенной кислоты определенной крепости, и количество нейтрализованной аммиаком кислоты определяется оттитровыванием избытка ее.

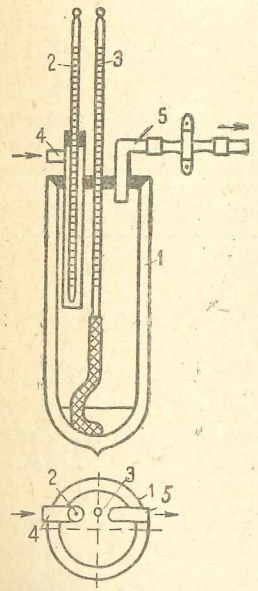
В качестве поглощающего агента лучше всего применять 0,02*N* серную кислоту, а наиболее удовлетворительными индикаторами для титрования являются ализаринсульфоновокислый натрий, кошениль или паранитрофенол.

Определение влажности газа

Анализом устанавливается состав сухого газа. Если влаги в газе мало, то полученный состав в достаточной мере характеризует газ. Однако если влаги в газе много, то ее определение является очень важным.

Влага в газе слагается из влаги топлива, выделяющейся из него при подсушке и сухой перегонке, неразложенного пара дутья и из парового дутья завес шуровочных отверстий генератора.

При применении антрацита, кокса и каменного угля влажность газа соответственно малой влажности топлива должна быть малая, если только через слой не проходит много неразложенного пара. Нормально влажность газа составляет в этом случае 30—60 *г/м³* сухого газа. При применении бурого угля, торфа и дров влажность газа составляет 120—400 *г/м³* сухого газа. При периодической засыпке влажность газа из бурого угля, торфа и дров меняется весьма значительно; газ непосредственно после засыпки топлива имеет большую влажность, которая постепенно уменьшается.



93. Психрометр Оствальда

Для определения влажности газа опытным путем с достаточной для практики точностью пользуются установлением температуры насыщения (точки росы) газа, так как каждой температуре насыщения соответствует определенное содержание паров воды в газе.

На рис. 93 представлен аппарат-психрометр, служащий для определения влажности газа. Он состоит из стеклянного сосуда *1* с двойными стенками. Из пространства между стенками воздух выкачан для лучшей тепловой изоляции сосуда. На дне сосуда налито небольшое количество воды. Сосуд закрыт пробкой, в которую вставлены два термометра со шкалой, разделенной на $^1/_5$ градуса. Ртутный шарик одного термометра *2* сух, а другой *3*—завязан тряпочкой, опущенной в воду, и следовательно постоянно влажен. Через эту же пробку проходят две стеклянные трубочки: одна—длинная для впуска и другая, обычно более короткая—для отвода газа. Газ протекает через трубку *4* и выходит через трубку *5*, и если он не вполне насыщен влагой, то происходит испарение влаги с шарика влажного термометра и понижение температуры влажного термометра сравнительно с сухим. Разность показаний термометров (психрометрическая разность) тем больше, чем менее влажен газ.

Движение газа в приборе достигается или вследствие наличия в газопроводе значительного положительного давления или благодаря засасыванию каким-либо специальным приспособлением, например водоструйным насосом или инжектором. Скорость газа в аппарате не должна быть слишком большой, однако такого порядка, чтобы в аппарате не происходило конденсации. Регулирование температуры производится изменением скорости движения газа (зажим на резиновой трубке), и достаточная точность прибора достигается при разности температур термометров в пределах 4—10°.

По этой психрометрической разности подсчитывается парциальное давление паров воды (т. е. какая часть от общего давления газа приходится на долю паров воды) по формуле:

$$p_n = p_s - 0{,}6\ (t_1 - t_2),$$

где: t_1—показание сухого термометра в °С,

t_2—показание влажного термометра в °С,

p_s—давление насыщенного пара при t_2 в *мм* рт. ст.,

p_n—искомое давление водяного пара в *мм* рт. ст.,

0,6—коэфициент.

Величина p_s может быть взята из табл. 82 части I.

Если *в*—показание барометра в *мм* рт. ст., то вес паров воды, приходящихся 1 *м³* сухого газа, может быть подсчитан по формуле:

$$G_1 = \frac{804\,p_n}{в - p_n}\ г/м^3 \text{ сухого газа } (0°, 760\ мм). \qquad (I)$$

Количество же, содержащееся в 1 *м³* влажного газа, вычисляется по формуле:

$$G_2 = \frac{804\,p_n}{в}\ г/м^3 \text{ влажного газа } (0°, 760\ мм). \qquad (II)$$

В части I, табл. 82, указано содержание водяных паров—*G*, насыщающих 1 *м³* сухого газа и заключающихся в 1 *м³* насыщенного влажного газа при давлении (общем) в 760 *мм* рт. ст. Перерасчет на другое давление *p* может быть произведен по формуле:

$$G_1 = G\,\frac{760 - p_n}{p - p_n}.$$

При охлаждении газа парциальное давление водяных паров не меняется, пока не наступит состояние насыщения газа и выделение (конденсация) влаги. С уменьшением количества водяных паров вследствие конденсации уменьшается их парциальное давление.

Во избежание конденсации влаги в самом начале пуска газа стенки аппарата и ртутный шарик сухого термометра должны быть подогреты.

Описанным прибором может быть определена и непосредственно точка росы. Для этой цели постепенно уменьшают приток газа, отчего падает температура обоих термометров (причем сухого—быстрее), и отмечают температуру, при которой показания термометров сравниваются. Эта температура и является точкой росы, так как при этом не происходит испарения влаги с влажного термометра.

По найденной температуре определяют влажность газа.

Устройство психрометра фирмы «Розенмюллер» основано на падении давления определенного объема газа при его охлаждении как вследствие падения температуры, так и вследствие конденсации водяных паров до той степени влажности, которая соответствует новой

температуре. Из измеренных при этом температур и давлений можно вычислить исходное содержание в газе водяного пара. Аппарат особенно пригоден для газов, содержащих смолу.

При отсутствии описанных приборов возможно значительно более сложное определение влажности газа. Определенный объем газа, замеряемый газовыми часами или большими мерными баллонами с сифонными трубками, пропускают через трубки с хлористым кальцием или склянки с водой, охлаждая газ и замеряя увеличение веса хлористого кальция или воды. При этом в случае конденсации влаги конденсируется и смола, а также оседает и пыль из газа. Склянок устанавливается несколько, причем при быстром движении газ увлекает часть влаги из одних склянок в другие.

Движение газа достигается отсасыванием с помощью инжектора или небольшого водоструйного насоса или же действием мерных баллонов как аспиратора.

Определение содержания в газе смолы и пыли

Определение содержания пыли и смолы в газе может быть произведено различными способами: отделением с помощью механических сил—ударом, силой тяжести и т. д. (преимущественно для крупной пыли), промывкой, фильтрованием и электрическим путем (9).

По Тифтрунку смола в газе определяется с помощью промывки газа спиртом. Последний после промывки газа испаряется, и остается уловленная смола. При применении этого способа следует иметь в виду, что низкокипящие углеводороды частично не улавливаются при промывке, а частично испаряются из конденсата.

В качестве материалов, задерживающих пыль и смолу, применяются стеклянная вата, асбест и гигроскопическая вата. Количество взвешенных частиц обычно определяется взвешиванием. Указанные фильтры имеют недостатки: на гладкой стеклянной вате плохо удерживается пыль; смола удерживается лучше; асбест обладает малой скоростью фильтрования; вата гигроскопична и с трудом приводится к постоянному весу.

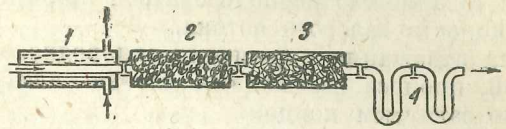
Отделение пыли и смолы генераторного газа обычно происходит совместно, причем в применяемой аппаратуре осаждается также водяной пар.

Цвигнер и Чиммер просасывают газ через фильтровальные трубки с шлаковой шерстью. Остаток пыли и смолы осаждается вместе с водяным паром в трубке, охлаждаемой льдом. Остаток водяных паров поглощается хлористым кальцием. Фильтровальные трубки высушиваются горячим воздухом. Смола и пыль разделяются с помощью бензола, в котором смола растворяется. Осевшая в охлаждаемой водой трубке смола добавляется к бензольному экстракту.

Во избежание частичного испарения смолы в фильтре Иенкнер применяет охлаждение газа до фильтра (рис. 94). Охлаждаемый в холодильнике *1* газ проходит через фильтр-трубку *2*, заполненную стеклянными трубочками диаметром в 5 *мм*, в которой оседает основная часть пыли и смолы. Ватный фильтр *3* улавливает неосевшие частицы смолы. Две трубки *4* с хлористым кальцием задерживают водяной пар. Так как влага оседает и в фильтрах *2* и *3*, то для ее испарения после исследования через аппарат пропускается сухой воздух, нагретый до 50°. Смола и пыль отделяются с помощью бензола.

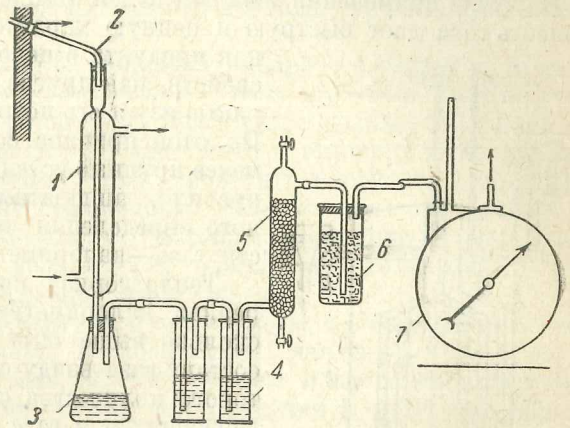
Нерастворимая пыль частично остается в фильтре *2*, а частично должна быть отфильтрована из бензольного экстракта.

Сосуды, в которых отлагаются пыль и смола, иногда подогреваются во избежание конденсации в них влаги.



94. Прибор для определения содержания в газе влаги, смолы и пыли

На рис. 95 представлена другая установка для улавливания смолы из пробы генераторного газа. Из газопровода отсасывается в течение продолжительного времени 500—600 *л* газа, проходящего в холодильник *1* через наклонно поставленную стеклянную трубку *2*. Влага и часть смолы стекают в эрленмейеровскую колбу *3*. Остаток смолы оседает при прохождении газа через два последовательно соединенных сосуда *4* и пробулькивании через воду, а также в ударном смолоотделителе *5*, заполненном остроконечными стеклянными кусочками. Очищенный от смолы газ содержит кипящие при низкой температуре части, не выделяющиеся при обычном охлаждении. Эти части поглощаются в сосуде *6* с активированным углем. Количество газа измеряется газовыми часами *7*. Отсос газа производится водоструйным насосом. Одновременно с определением содержания смолы отбирается проба газа для отнесения выхода и состава смолы к определенному выходу и составу газа. Аппаратура взвешивается до и после опыта. Смола отделяется от воды отстаиванием или отфильтровыванием, причем в ней устанавливается содержание влаги и пыли. Сосуд с активированным углем обрабатывается водяным паром, после чего выделяющиеся бензин и водяной пар конденсируются и замеряется количество бензина.



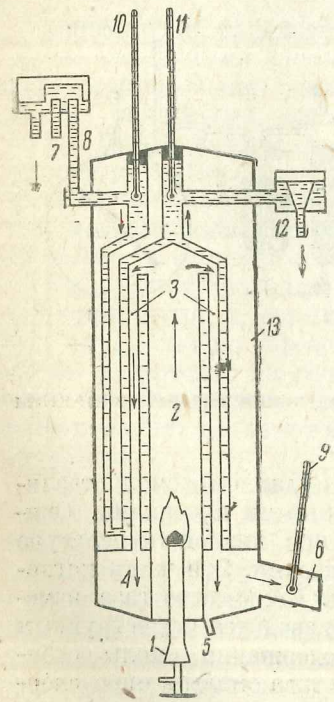
95. Установка для определения содержания смолы в газе

При заборе пробы газа необходимо тщательно соблюдать равенство скоростей газа в точке забора пробы и газозаборной трубке (подсасывание чистого газа при большей скорости забора и излишнее устремление по инерции в трубку взвешенных частиц при меньшей). Кривые распределения взвешенных частиц—смолы и пыли по сечению движущегося потока по форме совпадают с кривой распределения скоростей газового потока, и для получения средней пробы газа можно воспользоваться принципом определения средней скорости газового потока.

Для избежания нарушения однородности системы—образования вихрей, проноса взвешенных частиц—следует применять трубки с плавно загнутым концом.

Определение теплотворной способности газа

В случае применения газа для целей отопления теплотворная способность газа дает быструю и ценную характеристику качества его как продукта в целом, а не отдельных его свойств, как другие определения, т. е. характеризует его потребительскую ценность. По этой причине современные более или менее крупные установки снабжаются, как правило, аппаратами для непосредственного определения теплотворной способности газа—калориметрами.



96. Калориметр Юнкерса

Теплотворная способность газа, измеренная калориметрами, обыкновенно несколько выше определяемой расчетом по составу газа ввиду сгорания с газом некоторого количества смолистых веществ, содержащихся в газе.

Наиболее распространенным газовым калориметром является калориметр Юнкерса (рис. 96). В этом приборе непрерывно текущая охлаждающая вода отнимает от газообразных продуктов горения их тепло, охлаждая их до начальной температуры воды. Все количество газа и воды подвергается измерению; определяется также повышение температуры воды, из чего, согласно основному калориметрическому уравнению, исчисляется высшая теплотворная способность газа. Для определения низшей теплотворной способности влага продуктов горения осаждается в жидком виде, и измеряется количество ее. Газ перед поступлением в горелку *1* проходит газовый счетчик и регулятор давления. Горючие газы поднимаются в камеру сжигания *2* и затем проходят вниз

через омываемые водой трубки *3*. Получаемые в результате горения водяные пары конденсируются. Вода собирается в конденсационной камере *4*, откуда стекает через трубку *5*. Охлажденные отходящие газы покидают аппарат через трубку *6*. Определенное количество воды, необходимое для поглощения теплоты сгорания, проходит через трубки *7* и *8* и поступает в калориметр. Для того чтобы вода постоянно проходила аппарат под одинаковым давлением, приток через трубку *7* должен быть таким, чтобы избыточная вода постоянно стекала через сливное приспособление. Термометр *10* показывает температуру поступающей воды, термометр *9* показывает температуру отходящих газов, а термометр *11*—температуру нагретой воды. Нагретая вода вытекает через трубку *12* и может быть собрана для определения ее количества.

Соотношение количеств горючего газа и охлаждающей воды регистрируется на счетчике газа. Разница температуры между холодной и теплой водой при десяти двойных отсчетах принимается за среднее.

Воздушная рубашка *13* защищает аппарат от слишком большой отдачи тепла наружу; для этой же цели рубашка никелируется.

Для получения хороших результатов необходимо соблюдать следующие указания: правильно наполнять и эталонировать газосчетчик; проверять все термометры; проверять плотность корпуса калориметра и рукавные соединения; устанавливать повышение температуры воды, на 10—12° С; взвешивать количество конденсата и поддерживать по возможности одинаковую температуру газа, воздуха и газообразных продуктов горения.

Если через калориметр прошло G *кг* воды, t_1—начальная температура воды, t_2—конечная, h—абсолютное давление газа в *мм* рт. ст., t—температура газа, V_1—объем газа в $м^3$, пропущенный в период опыта газовыми часами при давлении h, и W—вес сконденсировавшейся из продуктов горения на 1 $нм^3$ газа влаги, то объем газа, отвечающий нормальным условиям (0° и 760 *мм*), определяется по формуле:

$$V\,(0^\circ \text{ и } 760\ мм) = \frac{V_1 \cdot h \cdot 273}{(273 + t)\,760}.$$

$$Q_в = \frac{G\,(t_2 - t_1)}{\dfrac{V_1 \cdot h \cdot 273}{760\,(273 + t)}} = \frac{760 \cdot G\,(t_2 - t_1)\,(273 + t)}{273 \cdot V_1 \cdot h};$$

$$Q_н = Q_в - 600W = \frac{760 \cdot G\,(t_2 - t_1)\,(273 + t)}{273 \cdot V_1 \cdot h} - 600W,$$

где $Q_в$ и $Q_н$—соответственно высшая и низшая теплотворные способности газа.

Если отношение G к V_1 постоянно, то, принимая h и t постоянными, имеем:

$$\frac{760 \cdot G \cdot (273 + t)}{273 \cdot V_1 \cdot h} = C.$$

$$Q_в = C\,(t_2 - t_1) \text{ и } Q_н = C\,(t_2 - t_1) - 600W.$$

Аппарат Юнкерса применяется и для автоматической регистрации и непрерывного определения теплотворной способности.

Газосчетчик и водомер связывают друг с другом. Давление газа регулируется перед счетчиком и позади него. Так как соотношение количества газа и воды остается постоянным, то разность температур воды, умноженная на соответствующий коэфициент, указывает теплотворную способность. Повышение температуры измеряется посредством термоэлемента, который присоединен к регистрирующему милливольтметру.

Теплотворную способность возможно регистрировать с пересчетом на нормальное (0° и 760 *мм*) или требуемое состояние. Для пересчета газа на нормальные условия обыкновенно служат специальные таблицы.

Калориметры снабжаются предохранительными приспособлениями на случай недостатка газа или воды.

В калориметре Шарко ([184]) теплотворная способность газа определяется по изменению удельного веса жидкости.

Из двух колен U-образной трубки, наполненной маслом, одно нагревается продуктами горения. Так как удельный вес масла при повышении температуры уменьшается, уровень масла повышается на нагретой стороне. Разница уровней переносится на одну ось посредством двух поплавков, и стрелкой указывается теплотворная способность.

Принцип работы автоматического регистрирующего калориметра Томаса ([168]) таков же, как и калориметра Юнкерса, но для поглощения теплоты применяется не вода, а воздух. Соотношение объемов газа и воздуха постоянно, и теплотворная способность газа характеризуется повышением температуры воздуха.

Прибор состоит из двух частей: резервуара, в котором измеряется теплотворная способность газа, и регистрирующего прибора. Один счетчик подает газ, а другой—воздух для поглощения тепла сгоревшего газа. Газ под давлением, приблизительно равным атмосферному, накачивается в смесительную камеру, где смешивается с воздухом, подаваемым дополнительным счетчиком. Смесь газа и воздуха входит в горелку, где происходит сгорание. Продукты горения выходят внизу горелки и отдают свое тепло воздуху, идущему в противоположном направлении. Температуры входящего и выходящего воздуха измеряются термометрами сопротивления. Разность температур регистрируется на ленте.

Ошибки вследствие колебания теплоемкости воздуха и содержания в газе водяных паров, зависящих от температуры, устраняются применением для термометров сопротивления никелевой проволоки с определенным температурным коэфициентом сопротивления, компенсирующим влияние температуры.

Измерение давления

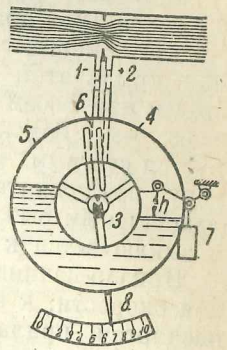
Замер давления дутья и газа позволяет судить о производительности генератора, сопротивлении слоя топлива, отдельных участков газопроводов и отдельных аппаратов. Он дает возможность установить происшедшие ненормальности в работе: засорение участков и аппаратов и излишнее, могущее быть опасным, падение давления. С помощью измерения давления устанавливают количество протекающих газов и производят автоматическую регулировку давления.

Замеру подвергают давление до и после регуляторов, давление дутья и газа: по выходе из генератора, в коллекторах, газопроводах и до и после газоочистительных аппаратов и вентиляторов.

Для характеристики пара, получаемого в рубашках, котлах-утилизаторах и со стороны, замеряют его давление. Давление воды в циркуляционных и питательных водопроводах позволяет судить об обеспеченности таковой.

Для низких давлений (до 600—700 *мм* вод. ст.) широко используются манометрические U-образные трубки.

При измерении давления смолистого газа приборы обычно заполняются спиртом или керосином, растворяющими смолу, так как при водяном заполнении приборы быстро засоряются. Шкала приборов делается передвижной для удобства установки на нуль и градуируется на *мм* вод. ст. К более сложным и дорогим приборам большей частью прибегают в случаях необходимости регистрации давлений. При малых давлениях применяют также манометры с наклонными трубками (тягомер Крелля) или трубки с несмешивающимися жидкостями, а при очень малых — микроманометры. Применяют также мембранные манометры.



97. Кольцевые весы

В качестве регистрирующих аппаратов используются аппараты с плавающими на воде поплавками или колоколами, кольцевые весы и мембранные манометры. В кольцевых весах (рис. 97) давление от исследуемых мест *1* и *2* действует на жидкость, находящуюся в двух коленах—*4* и *5*—кольца, разделенного перегородкой *6* на две части и могущего вращаться вокруг оси *3*. Разность давлений вызывает перемещение уровней жидкости на высоту h, в результате чего выходит из равновесия и поворачивается кольцо и связанное с ним указывающее и пишущее перо *8*, что продолжается до тех пор, пока это перемещение не уравновесится действием груза *7*.

Измерение количества газа

Измерение количества газов необходимо как для учета их, так и для характеристики процесса газификации. Измерению подвергают количество воздуха, подаваемого в генераторы, и количество газа, выходящего из генераторов или проходящего через отдельные аппараты.

В различных точках одного и того же сечения газопровода скорость неодинакова: вблизи стенок она меньше, а в середине—больше. Это учитывают при измерениях или путем определения скорости во

многих точках сечения, чтобы получилась полная картина распределения скоростей, или же применением приборов с пропускными отверстиями, в которых увеличивается скорость газа и учитывается физическая величина, зависящая именно от средней скорости газа в определенном сечении.

Для определения количества газа применяют приборы, измеряющие скорость в отдельных точках сечения,—анемометры, пневмометрические трубки—и приборы, измеряющие все количество протекающего газа ([16],[170],[186],[187]).

Анемометр представляет собой крыльчатое колесо с лопатками, наклоненными под некоторым углом к плоскости вращения колеса. Колесо помещается в канале таким образом, чтобы плоскость вращения крыльчатки была перпендикулярна к направлению движения среды; при своем движении газ вращает колесо с тем большей скоростью, чем с большей протекает сам. Движение крыльчатки регистрируется счетным механизмом и в то же время отмечается по секундомеру продолжительность отсчета. Счетный механизм крыльчатки специальным рычажком включается к моменту начала отсчета времени и выключается к его концу.

Прибор начинает вращаться лишь при наличии какой-то минимальной скорости; к его показанию прибавляют поправку, указываемую паспортом, прилагаемым к прибору.

Для измерения скорости в газопроводах более удобны анемометры с выносными указателями. Применение анемометров допустимо лишь для чистого и холодного газа.

Зная скорость газа, можно определить и количество его по формуле:

$$V = FW,$$

где V—объем газа в $м^3/сек$,

F—площадь сечения газопровода в $м^2$,

W—средняя скорость газа в сечении в $м/сек$.

Пневмометрическими трубками (трубки Пито) скорость газа определяется путем измерения динамического напора, т. е. величины

$$h = \frac{W^2\gamma}{2g},$$

где: h — динамический напор, выраженный в $кг/м^2$ или $мм$ вод. ст.,

γ — объемный вес газов в $кг/м^3$,

W — скорость газа в $м/сек$,

g — ускорение силы тяжести—9,81 $м/сек^2$.

Концы трубок связаны с дифференциальным манометром. На один конец манометра воздействует сумма статического и динамического давлений, а на другой—только статическое давление. Разность дает динамическое давление.

По полученному динамическому напору при известном объемном весе газа γ может быть определена скорость газа, а именно:

$$W = \sqrt{\frac{2gh}{\gamma}}.$$

Правильность показаний трубок нарушается при их отклонении от оси газопровода.

Трубки описанного устройства с целью измерения давлений струйки без возбуждения вихрей (удобообтекаемость) применяются соединенными вместе и заостренными с конца; площадь поперечного сечения трубок не должна быть больше 3% от площади газопровода.

При влажных и засоренных газах хорошие результаты дает трубка Прандтля с паровой камерой на конце. Пневмометрическая трубка устанавливается на цилиндрическом участке, в котором нет ответвлений, в металлической пробке с сальником. Пробка пригоняется к газопроводу и измерительной трубке так, чтобы был невозможен сдвиг или поворот трубки. Ось напорного конца должна быть параллельной геометрической оси газопровода и должна быть направлена против течения газа.

Для подсчета количества газа кроме динамического напора нужно знать вес 1 $м^3$ газа, температуру газа, статическое давление газа в трубопроводе, барометрическое давление, диаметр газопровода, свободное сечение газопровода (не занятое смолой, водой и т. д.) и распределение скоростей по сечению газопровода.

Самый подсчет скорости производится по формуле:

$$W = K\sqrt{\frac{2gh}{\gamma}} = 4{,}43\ K\sqrt{\frac{h}{\gamma}},$$

где W—средняя скорость газа в сечении,

K—коэфициент распределения скоростей в сечении.

Часовой расход газа, приведенный к нормальному состоянию (0° и 760 $мм$), определяется по формуле:

$$Q = 3600K'\ \frac{\pi D^2}{4}\ W\ \frac{p\ 273}{760\,(273 + t)},$$

где Q—часовой расход газа в $м^3$ (0° и 760 $мм$),

K'—коэфициент, учитывающий засорение газопровода и равный отношению свободного сечения к общему,

D—диаметр газопровода в $м$,

p—абсолютное давление в газопроводе в $мм$ рт. ст., равное барометрическому давлению плюс статическое давление газа,

t—температура газа в °С.

Для определения изменения скорости по сечению круглый газопровод разбивается на отдельные равновеликие кольца и определяется средняя скорость в каждом кольце. Точки замера в кольцах должны находиться на окружностях, делящих эти кольца на равновеликие части.

Для суждения о том, насколько была постоянна скорость газа во время замера, можно пользоваться двумя методами: или установить для замера контрольную трубку в центре газопровода на некотором расстоянии от измерительной трубки, или производить измерения распределения скоростей несколько раз и, сравнивая затем графики

распределения скоростей, судить об изменении скорости газового потока.

Первый способ дает более точные результаты, но не всегда применим, так как в большинстве случаев имеются ограниченные участки прямых газопроводов, что не дает возможности удалить точки замера настолько, чтобы устранить взаимное влияние трубок на показания.

Замер скоростей по сечению в случае отсутствия контрольной трубки производится 3—4 и больше раз, пока не получатся идентичные кривые распределения скоростей. При наличии второй контрольной трубки для подсчета берут отметки, при которых скорость в центре была постоянной.

Пользование анемометрами и пневмометрическими трубками при замкнутых газопроводах неудобно, так как они подвержены засорению; кроме того с их помощью измеряют скорость в одной точке сечения, в результате чего необходимы дополнительные замеры для определения средней скорости. Регистрация их показаний менее удобна.

Принцип действия дроссельных приборов основан на создании перепада давления газа путем уменьшения сечения газопровода и увеличения скорости газа в суженном сечении. Путем измерения перепада давления, обусловленного увеличением скорости, определяют скорость газа в суженном сечении, а следовательно и количество протекающего газа. В качестве дроссельных приборов применяют диафрагмы, сопла и трубы Вентури.

Из дроссельных приборов преимущественно применяются диафрагмы как более простые и дешевые и наиболее изученные. Трубы Вентури дороги и громоздки. Засорение смолой меньше отражается на диафрагмах, чем на других дроссельных приборах; разъедание отражается на диафрагмах сильно вследствие разрушения кромок. При диафрагмах вследствие неполного восстановления давления из-за образования вихрей имеет место значительная остаточная потеря давления. В трубе Вентури благодаря наличию специального диффузора образование вихрей и потеря давления наименьшие. В диафрагмах и соплах потеря давления составляет от 60 до 90% измеряемого перепада давления, а в трубах Вентури—15—20%.

Для замера давлений обычно делают по нескольку отдельных сверлений по обе стороны диафрагмы и соединяют их вне трубопровода коллекторами из газовых труб. Это имеет значение в смысле измерения среднего давления при несимметричном потоке. От коллекторов идут линии к измерительному прибору (дифференциальному манометру, простому или снабженному суммирующим или регистрирующим прибором). Обеспечивают возможность чистки труб и коллектора и спуска из них конденсата.

До последнего времени чаще всего предъявлялось требование о наличии прямого участка перед дроссель-прибором длиной не менее $10D$ (иногда—$5D$) и после дросселя—$5D$ (D—диаметр газопровода). Это требование в ряде случаев считается недостаточным.

При установке дросселя после частично закрытой задвижки между ними необходимо иметь прямой участок длиной не менее 15—

$20D$ при дроссельных приборах с отдельными сверлениями (отверстиями) и 10—$15D$—для приборов с кольцевыми камерами. После дроссельного прибора в большинстве случаев, а при применении кольцевых камер всегда, достаточно иметь прямой участок длиной в $5D$.

Количество протекающего газа определяется по формуле:

$$V = 0{,}01252\alpha\varepsilon K_t d^2 \sqrt{\frac{\Delta p}{\gamma_1}},$$

где V — расход газа в $м^3/час$,
α — коэфициент расхода, зависящий от отношения диаметра диафрагмы к диаметру газопровода,
ε — поправка на расширение протекающего газа,
K_t — поправка на тепловое расширение дроссельного прибора в рабочем состоянии,
d — диаметр диафрагмы в $мм$,
Δp — перепад давления в $кг/м^2$,
γ_1 — объемный вес газа в $кг/м^3$.

Величины α, ε и K_t берут по соответствующим таблицам.

Коэфициенты расхода α для нормальных диафрагм в большинстве случаев не зависят от рода протекающего газа и его параметров (давление, температура, скорость, расход). Только при очень малой скорости или малом диаметре трубопровода может сказаться влияние вязкости газа, увеличивающее коэфициент расхода. Для суждения о необходимости изменения принятой величины α определяют число Рейнольдса и в случае необходимости вводят соответствующие поправки.

При постоянных α, ε, K_t, d и γ_1 и принятии:

$$\frac{0{,}01252\alpha\varepsilon K_t d^2}{\sqrt{\gamma_1}} = m$$

$$V = m\sqrt{\Delta p}.$$

Таким образом при более или менее постоянных условиях расход газа может быть сравнительно просто определен.

Для измерения и регистрации показаний давлений у диафрагм, сопел труб Вентури и приборов, создающих перепад давления, применяют вышеописанные диференциальные приборы, измеряющие давление: манометрические трубки, манометры колокольного типа, мембранные и кольцевые весы. Регистрирующие приборы служат и счетчиками. Для измерения небольших количеств газа применяют также и другие счетчики. В числе объемных счетчиков различают сухие и мокрые. В мокрых счетчиках имеется вращающийся барабан, разделенный на части перегородками, заполняемыми водой. Давление газа вынуждает барабан вращаться, и при этом газ заполняет отдельные полости барабана, из которых вытекает вода. Мокрые счетчики более точны, чем сухие, но вследствие замерзания воды и понижения уровня при испарении и т. п. они вытесняются сухими счетчиками.

Сухие счетчики состоят из нескольких кожаных камер, могущих сжиматься и расширяться и поочередно наполняющихся газом и вытесняющих его. Объемные газовые счетчики снабжаются счетным механизмом для регистрации числа оборотов барабана или числа наполнений и опорожнений камер.

Для измерения объема газа, проходящего по трубке, может служить также ротаметр. Он состоит из вертикальной стеклянной трубки, расширяющейся кверху, по которой газ проходит снизу вверх. Внутри трубки находится поплавок, увлекаемый кверху и приводимый во вращение (благодаря бороздкам) током газа. В зависимости от скорости газа поплавок поднимается более или менее высоко. Шкала, отмеряющая высоту поплавка, может быть градуирована на часовое количество газа.

При счетчиках парциального типа от основной газовой магистрали перед установленной в ней диафрагмой отделяется небольшое количество газа, проходящее через трубопровод малого диаметра с диафрагмой в газовые часы, измеряющие объем газа, и возвращающееся в газопровод. Соотношение количества газа, проходящего через большую и малую диафрагмы, благодаря особенностям устройства всегда постоянно, что позволяет измерить все количество газа.

В счетчиках крыльчатого типа газ при своем движении приводит во вращение крыльчатку и счетный механизм. Эти приборы занимают мало места, но подвержены засорению, что ведет к большим ошибкам.

В ротационных счетчиках газ приводит во вращение лопасти-поршни, связанные со счетным механизмом. Счетчик хорошо себя зарекомендовал в отношении точности, допустимости перегрузок и нечувствительности к загрязнениям; сопротивление его—40—50 *мм* вод. ст.; ошибка в показаниях—до 1%.

В калориметрических счетчиках определенное количество газа нагревается паром или электрическим током. Количество газа определяют по количеству конденсата, выделяющегося при охлаждении пара, или по затрате энергии. Эти счетчики не нашли широкого применения.

Измерение температуры

В газогенераторных установках непрерывному и периодическому контролю подвергают температуру паровоздушной смеси, газа, воды и пара. Температура паровоздушной смеси обычно не превышает 75°; только в случае ее дополнительного нагрева или применения для дутья высокоперегретого пара температура ее может оказаться выше. Температура паровоздушной смеси может оказаться также более высокой при использовании для дутья нагретых отходящих газов тепловых установок и испарителей Бендера и Фрембса.

Обычно паровоздушная смесь подается в газогенератор насыщенной, и ее температурой контролируют количество подаваемого в генератор пара.

Температура генераторного газа характеризует процесс газификации с точки зрения интенсивности, качества и подготовки топлива, качества газа и получаемых побочных продуктов, высоты слоя, прогаров и т. д. В установках, снабженных швельшахтами, температура газа является основным показателем необходимости загрузки топлива (нормальная температура не должна превышать 80—130°). В генераторах без швельшахт температура газа может достигать 800°. Температура газа в газопроводах позволяет судить о потере тепла, у аппаратов очистки дает представление о степени очистки и осушки газа и о работе очистных установок и у использующих физическое тепло газа приспособлениях—о работе и состоянии последних. По температуре воды в очистных и прочих устройствах судят о работе их и о расходе воды.

Контролю должна подвергаться также температура пара, подаваемого в генераторы водяного газа, как характеризующая процесс газификации и использование тепла, и температура пара, получаемого в котлах. Может также измеряться температура в отдельных зонах генератора, температура продуктов горения и т. д.

Ртутные термометры без заполнения газом служат для измерения температур до 300°. Если температура и давление в газопроводе допускают, то ртутные термометры можно вставить в трубопровод в просверленной резиновой пробочке; в противном случае их вставляют в металлическом штуцере с заполнением промежутка между термометром и штуцером железными опилками или ртутью или же с оставлением отверстий в штуцере для прохода газов. При необходимости в измерении более высоких температур иногда применяют ртутные термометры с заполнением азотом или углекислотой под давлением в 10—25 *ат* (так как ртуть в безвоздушном пространстве закипает при 357°), и тогда предел измерения температуры ограничивается плавлением стекла. При обыкновенном стекле эти термометры служат до 575°, а при кварцевом—до 750°.

Ртутные термометры применяются при длительных измерениях преимущественно для определения температур до 150°, при более высоких температурах постепенно изменяется точка нуля и точность термометра уменьшается.

Ртутные термометры просты в обращении, позволяют легко производить отсчеты и дешевы; поэтому они имеют большое распространение. Недостатком их является невозможность или затруднительность регистрации показаний.

Устройство манометрических термометров основано на принципе измерения давления жидкости, газа или пара. Прибор состоит из баллона, капилляра и манометрической пружины. Он прост по конструкции, имеет длинные капилляры, позволяющие производить измерения на расстоянии до 50 *м*. Манометрические термометры бывают указывающие и регистрирующие.

Прибор со спиральной пружиной, газовым или ртутным заполнением и без компенсирующего устройства состоит из баллона, капилляра и пружины, свободный конец которой действует на

зубчатый сектор, вращающий трубку с посаженной на ее оси стрелкой. В регистрирующем приборе движение передается посредством рычагов пишущему перу.

Манометрические термометры можно применять при тяжелых условиях работы, отсутствии квалифицированного персонала и в случае необходимости некоторого удаления измерительного прибора от места измерения. Показания манометрических термометров зависят от температуры капилляра и пружины. Для устранения влияния температуры в прибор вводятся компенсатор, состоящий из капилляра такой же длины, что и основной, но без баллона, и пружина с той же упругостью, что и основная. Воздействуя на указывающий или регистрирующий механизм, пружина производит компенсацию.

Принцип устройства термометра сопротивления основан на изменении сопротивления металлов под действием температуры. В качестве металла обычно применяется платина.

Гальванометр градуирован непосредственно на температуру. Преимуществами термометров сопротивления являются возможность автоматической регистрации температур вдали от места измерений и значительная точность измерений при низких температурах. Недостаток этих термометров—необходимость в источнике тока. Ими пользуются для измерения температур до 300—400°.

Для измерения высоких температур (до 1600°) часто применяют термоэлектрические пирометры, показания которых, так же как и термометров сопротивления, могут регистрироваться на расстоянии. Они обладают преимуществом большей дешевизны и меньшей подверженности порче. Ими пользуются главным образом для измерения температур выше 200—300°.

Применение термоэлектрических пирометров основано на возникновении при нагревании спая двух разнородных металлов электрического тока (термопара).

В зависимости от пределов измеряемой температуры применяют термопары из различных металлов ([168,168]): до 350°—медь-константан, до 600°—серебро-константан, до 800°—железо-константан, до 1100°—никель-нихром и до 1400°—платина-платинародий.

Проволоки термопар электрически изолируют и заключают при термоэлементах для измерения низких температур в стальную трубку и при термоэлементах до 1600° (платина-платинародиевых) в специальную защитную внешнюю трубку из кварцевого стекла или фарфоровой (марквардтовской) массы, покрываемой глазурью, причем трубку с термопарой вставляют для прочности при более низких температурах в стальную трубку, а при высоких—в шамотную. Концы термопары выводятся к фарфоровой головке и прикрепляются к зажимам, от которых провода идут к гальванометру.

Холодный спай термопары в заводских условиях часто бывает значительно нагрет, благодаря чему в нем возбуждается ток, обратный по направлению току горячего спая и следовательно уменьшающий показания гальванометра. Введение поправок на нагрев холодного спая может быть выполнено введением поправки на температуру холодного спая или присоединением к термопаре компенсационных проводов.

Возможно создание для холодного спая условий постоянной низкой температуры. Достигается это путем охлаждения головки проточной водой или удлинения термопары и помещения холодных концов ее в место с постоянной и низкой температурой, например в земле.

Расположение щитов и проводка контрольно-измерительной аппаратуры

Для удобства обслуживания и контроля работы оборудования и обслуживающего персонала указатели и регистрирующие приборы контрольно-измерительной аппаратуры группируют на различных щитах у мест обслуживания, предусматривая вместе с тем установку отдельных измерительных приборов в отдельных местах измерения.

Различают индивидуальные щиты, групповые и центральные.

Индивидуальные щиты обычно предусматривают для отдельных более или менее сложных аппаратов, у которых сосредоточивается обслуживание, в частности у газогенераторов. Групповые щиты охватывают обычно группу более простых, однородных или технологически тесно связанных аппаратов, требующих меньшего обслуживания. Местные щиты устанавливают в вентиляторных, насосных, очистных отделениях и т. д.

Наиболее ответственные показатели, с помощью которых можно контролировать работу станции в целом, дублируются или самостоятельно выводятся на центральные щиты, расположенные в помещении дежурного инженера.

На индивидуальные щиты газогенераторов выносятся: показания давления дутья и газа, температуры паровоздушной смеси, газа в газопроводе и в стояке-охладителе, если таковой имеется. При наличии индивидуальных аппаратов мокрой очистки (скрубберов и котлов-утилизаторов) у каждого генератора,—что обычно бывает при мокрой очистке бессмольного газа,—на индивидуальные щиты генераторов могут быть вынесены также показания температур и давлений, характеризующих работу скрубберов и котлов-утилизаторов и количества получаемого очищенного газа. При горячем газе или отсутствии мокрой очистки для характеристики количества проходящего газа на индивидуальные щиты иногда выносят показания количества подаваемого в генератор воздуха, которые легко могут быть пересчитаны на количества газа. На индивидуальных щитах также устанавливают сигнальные цветные лампочки, которые дают сигнал о происшедших значительных изменениях в работе, в особенности о падении давления дутья или о выключении чаши генератора.

В установках водяного газа учитывают также количество подаваемого пара (интенсивность подачи).

На групповых щитах очистных отделений группируют измерители температур газа и воды при входе и выходе из аппаратов очистки, давления газа при входе и выходе из аппаратов очистки, давления охлаждающей воды, а иногда при необходимости регулирования количества проходящих через отдельные аппараты очистки газов устанавливают также приборы для показания количества проходящих газов. На этих щитах иногда предусматривают контрольные сигналы—световые или звуковые, в частности извещающие о падении давления газа или прекращении подачи охлаждающей воды.

В помещении вентиляторных располагают щиты с приборами для показания давления воздуха до и после регулятора, температуры и количества воздуха, давления газа в газопроводах до и после регуляторов и вентиляторов и температуры и количества газа. На них же предусматривается сигнализация падения давления газа и воздуха.

В соответственных, удобных по расположению оборудования местах предусматривается установка водомеров, паромеров и манометров для воды и пара.

На центральных щитах располагают указатели и регистрирующие приборы, характеризующие работу станции в целом или отдельных аппаратов: количество, состав и теплотворную способность газа, давление газа в коллекторах, рабочее состояние отдельных аппаратов.

Для дублирования показаний аппаратов и передачи их на дальние расстояния используется обычно электрическая энергия. Для передачи на расстояние служит передатчик, включающий ток от постороннего источника и передающий его указателю или регистрирующему прибору, представляющему собой амперметр или оммометр, градуированные соответственно показанию измерительного прибора. Параллельно указателю или взамен его может быть приключен счетчик. Если показания измерительного прибора воспроизводятся пьезометрическим путем, то передатчиком служит манометр, изменяющий силу постороннего источника тока соответственно своим показаниям.

Ток может быть применен как постоянный, так и переменный; источником постоянного тока могут служить аккумуляторная батарея, купроксный или кенотронный выпрямитель переменного тока и сеть постоянного тока. Переменный ток может быть взят от сети с понижением напряжения. Подводка тока производится к отдельным щитам.

Места, где расположены щиты, должны иметь невысокую температуру (20—40°) и обеспечивать хорошую видимость приборов; электропроводка в случае наличия вблизи сети высокого напряжения пульсирующего или переменного тока должна быть выполнена из освинцованных проводов. Оболочка защитных проводов заземляется во избежание возбуждения индукционных токов. Соединительные трубки от точек контроля давлений должны быть изготовлены из газовых труб диаметром в $^3/_4''$, скрепленных тройниками с пробками на суриковой замазке; горизонтальные участки соединительных линий труб должны быть выполнены с уклоном в $^1/_{20}$; для продувки труб должна быть предусмотрена подача пара.

Непременным условием получения полезного эфекта от установки контрольно-измерительной аппаратуры являются чувствительность, точность, надежность показаний и наличие ремонтно-восстановительных средств и персонала, ответственного за правильность работы приборов.

4. РАСЧЕТНЫЙ КОНТРОЛЬ

Расчетный контроль в газогенераторной установке заключается в установлении на основании показаний контрольно-измерительных приборов основных характеристик работы газогенераторов и других частей установки (аппаратов для очистки, использующих тепло приспособлений): показателей работы, расходных показателей, к. п. д. и т. д. Особенно важным для всех газогенераторных установок является определение выхода и влажности газа, расхода воздуха и пара и определение к. п. д. газогенераторов. Указанные величины расчетным путем могут быть установлены на основании материального баланса, для составления которого необходимо знать содержание в газе отдельных элементов, состав газа, состав и выход смолистых веществ и потерю углерода в провале.

Содержание отдельных элементов в газе может быть определено на основании того, что 1 *кг мол* любого газа занимает объем в 22,4 $м^3$.

В 1 $м^3$ CO_2 содержится $\frac{12}{22.4} = 0{,}536$ *кг* C и $\frac{32}{22{,}4} = 1{,}429$ *кг* O.

Если уточнить значения молекулярных весов и учесть опытные данные, получаем следующие весовые содержания отдельных элементов в 1 $м^3$ различных газов:

В 1 $м^3$ CO_2, CO, CH_4	содержится . . .	0,536	*кг* углерода	(C)
» 1 » C_2H_4	» . . .	2×0,536	» »	(C)
» 1 » O, CO_2, SO_2	» . . .	1,429	» кислорода	(O)
» 1 » CO, H_2O, O	» . . .	0,5×1,429	» »	(O)
» 1 » H_2, H_2S, H_2O	» . . .	0,0899	» водорода	(H)
» 1 » CH_4, C_2H_4	» . . .	2×0,0899	» »	(H)
» 1 » H_2S, SO_2	» . . .	1,429	» серы	(S)
» 1 » N_2	» . . .	1,251	» азота	(N)

Определение выхода газа, расхода воздуха и пара, влажности газа и степени разложения пара

Вводим следующие обозначения:

C^m, H^m, O^m, N^m, S^m, A^m и W^m—содержание соответственно углерода, водорода, кислорода, азота, серы, золы и влаги в 1 *кг* топлива в *кг*;

CO_2^z, O_2^z, CO^z, CH_4^z, $C_2H_4^z$, H_2^z, H_2S^z и N_2^z — содержание соответственно углекислоты, кислорода, окиси углерода, метана, этилена, водорода, сероводорода и азота в 1 $м^3$ сухого газа в $м^3$;

$C_ш$ — потеря углерода в золе на 1 *кг* топлива в *кг*;
$C_{см}$ — то же в смолистых веществах и $C_п$ — в пыли;
$H_{см}$ — потеря водорода в смолистых веществах, в пыли, и в остатках на 1 *кг* топлива в *кг*;
$V_{сг}$, $V_{вг}$ — выход соответственно сухого и влажного газа на 1 *кг* топлива в *м*³;
$V_в$ — расход первичного воздуха на 1 *кг* топлива в *м*³,
$W_п$ — расход пара на 1 *кг* топлива в *кг*;
H_2O — содержание влаги в газе на 1 *м*³ сухого газа в *кг*/*м*³.

Определение выхода сухого газа. Расчетное определение выхода сухого газа производится обычно на основании баланса углерода и определения из него количества углерода, перешедшего из топлива в газ.

Из $C^т$ *кг* углерода, содержащихся в 1 *кг* топлива, в газ переходит:

$$C^т - (C_ш + C_{см} + C_п) \text{ кг}.$$

В 1 *м*³ сухого генераторного газа содержится:

$$0{,}536\,(CO_2^г + CO^г + CH_4^г + 2C_2H_4^г) \text{ кг углерода.}$$

Если выход сухого газа — $V_{сг}$, то должно существовать равенство:

$$0{,}536\,(CO_2^г + CO^г + CH_4^г + 2C_2H_4^г)\,V_{сг} = C^т - (C_ш + C_{см} + C_п),$$

откуда выход сухого газа:

$$V_{сг} = \frac{C^т - (C_ш + C_{см} + C_п)}{0{,}536\,(CO_2^г + CO^г + CH_4^г + 2C_2H_4^г)} \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Определение влажности газа. Влажность газа расчетным путем определяется обычно из баланса водорода.

Водород вносят: сухая часть топлива:

$$H^т;$$

влага топлива:

$$\frac{W^т}{9}$$

и водяной пар дутья:

$$\frac{W_п}{9}.$$

Водород переходит: в сухой газ:

$$0{,}0899\,(H_2^г + H_2S^г + 2CH_4^г + 2C_2H_4^г)\,V_{сг}$$

в смолистые вещества и остатки: $H_{см}$ и во влагу газа:

$$\frac{H_2O \cdot V_{сг}}{9}.$$

Приравнивая приход расходу, получаем балансовое уравнение

$$H^т + \frac{1}{9}(W^т + W_п) = 0{,}0899\,(H_2^г + H_2S^г + 2CH_4^г + 2C_2H_4^г) \cdot V_{сг} + H_{см} + \frac{1}{9} H_2O \cdot V_{сг};$$

откуда влажность газа:

$$H_2O = \frac{9\left[H^т + \frac{1}{9}W^т + \frac{1}{9}W_п - 0{,}0899\,(H_2^г + 2CH_4^г + H_2S^г + 2C_2H_4^г)\,V_{сг} - H_{см}\right]}{V_{сг}} \text{ кг/м}^3.$$

Если известна влажность газа H_2O и не известно количество вводимого в генератор пара $W_п$, то последнее может быть определено из предыдущего выражения.

При известной влажности газа может быть определен и выход влажного газа как сумма объемов сухого газа и влаги газа из выражения:

$$V_{вг} = V_{сг} + \frac{H_2O \cdot V_{сг}}{0{,}804} \text{ м}^3/\text{кг},$$

Определение расхода первичного воздуха. Расход первичного воздуха зависит от содержания в топливе нелетучего углерода и потери углерода в провале. На 1 *кг* нелетучего газифицирующегося углерода минимальное количество потребляемого при получении смешанного газа воздуха может быть определено из химического уравнения:

$$C + \frac{1}{2}O_2 + \frac{79}{42}N_2 = CO + \frac{79}{42}N_2$$

и составляет:

$$\frac{22{,}4 \cdot 100}{2 \cdot 12 \cdot 21} = 4{,}45 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

В действительности вследствие некоторого образования углекислоты количество первичного воздуха несколько больше, так как при горении в углекислоту количество воздуха является вдвое большим подсчитанного.

Расход воздуха на процесс газификации (первичный воздух) можно рассчитать по данным анализа по балансу азота.

Азот вводится топливом и воздухом ($0{,}79V_в$); в газе содержится азота: $N_2^г \cdot V_{сг}$; следовательно

$$0{,}79V_в = N^г{}_2 \cdot V_{сг} - \frac{N^т}{1{,}251};$$

откуда расход первичного воздуха равен:

$$V_в = \frac{N_2^г \cdot V_{сг} - \frac{N^т}{1{,}251}}{0{,}79} \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Пренебрегая малой величиной $N^т$, получаем:

$$V_в = \frac{N_2^г \cdot V_{сг}}{0{,}79} \text{ м}^3/\text{кг}.$$

По данному (замеренному) расходу воздуха и содержанию азота в газе можно определить выход сухого газа. Он равен:

$$V_{сг} = \frac{0{,}79\,V_в + \frac{N^m}{1{,}251}}{N_2^г} \quad м^3/кг$$

или

$$V_{сг} = \frac{0{,}79\,V_в}{N_2^г} \quad м^3/кг$$

Определение степени разложения и расхода пара. Определение степени разложения в генераторе вводимого пара является очень важным. С помощью вышеприведенных формул ее величина может быть определена при условии знания помимо количества введенного пара или влажности газа также обычно неизвестного количества пирогенетической влаги, выделяемой в генераторе при разложении топлива, что имеет значение при большом содержании в топливе кислорода. Как уже указывалось, контроль подачи в генератор пара производится путем измерения температуры паровоздушной смеси. При нормальных условиях работы установки непосредственное определение расхода пара иногда является затруднительным, так же как и определение количества газа (горячий газ), тем более что расход их может быть подвержен большим колебаниям. Показания приборов для измерения количества пара и газа при резких колебаниях недостаточно надежны.

Теоретический расход пара при получении смешанного газа может быть вычислен из теплового баланса реакционной зоны (с учетом того, что часть тепла, выделенного по реакции $C + {}^1/_2O_2 + \frac{79}{42}N_2 = CO + \frac{79}{42}N_2$ горения углерода в окись углерода, затрачивается на разложение пара) или по реакции:

$$C + H_2O \rightleftarrows CO + H_2$$

(в условиях генераторного процесса с учетом возможных последующих реакций преимущественно) или по реакции:

$$C + 2H_2O \rightleftarrows CO_2 + 2H_2.$$

Если принять, что весь пар разлагается по реакции

$$C + H_2O \rightleftarrows CO + H_2,$$

то количество разлагаемого пара получается равным примерно 0,3 *кг* на 1 *кг* газифицируемого нелетучего углерода. По реакции:

$$C + 2H_2O \rightleftarrows CO_2 + 2H_2$$

количество разлагаемого пара получается вдвое большим. Некоторое количество пара остается неразложенным, обычно до 20—30%; при неблагоприятном режиме (из-за свойств золы) количество неразложенного пара доходит до 50% от всего вводимого пара и даже более.

Количество водяного пара, разлагаемого по реакциям водяного газа, составляет теоретически в зависимости от реакций (см. выше) 1,5 или 3 *кг* на 1 *кг* газифицируемого на водяной газ углерода. Так как на водяной газ газифицируется примерно 50% всего углерода, получаем теоретический расход пара на 1 *кг* газифицируемого на водяной и воздушный газ углерода равным 0,75 и 1,5 *кг*, а с учетом степени разложения пара в 50—70%—1,1—1,5 и 2,1—3 *кг/кг*.

В действительности при получении водяного газа расход пара близок к первым величинам.

Для определения степени разложения пара и расхода его могут быть использованы уравнения скорости реакций водяного газа, что дает возможность определить расход пара по данным анализа газа без каких-либо дополнительных данных ([128, 160]).

Если водяной пар восстанавливается углеродом, то восстанавливается и углекислота, и количественное соотношение восстанавливающихся реагентов зависит только от их относительных концентраций и не зависит от времени соприкосновения и температуры. Изменения в этих двух последних переменных оказывают одинаковое влияние на восстановление обоих.

Если обозначить:

x—количество молей пара, проходящего неразложенным через слой топлива, на 100 молей N_2,

x_o—введенное число молей пара на 100 молей N_2,

a—число молей H_2 в газе, получившееся вследствие разложения пара, на 100 молей N_2; оно эквивалентно количеству молей пара, разложенному на 100 молей N_2

$$x = x_o - a,$$

то величина x_o вычисляется из выражения:

$$\frac{101\,(\%\,CO_2 \text{ в газе}-3{,}6)}{\%\,N_2 \text{ в газе}} = x + (26{,}7 - x_0)\left(\frac{x}{x_0}\right)^{1{,}319} =$$

$$= (x_0 - a) - (x_0 - 26{,}7)\left(\frac{x_0 - a}{x_0}\right)^{1{,}319}. \qquad (а)$$

Для учета выхода продуктов сухой перегонки и перехода CO в CO_2, имеющего место в верхних слоях топлива, в уравнении (а) величина % CO_2 уменьшена на 3,6, так как ряд испытаний показал, что действительное содержание CO_2 в газе на 3,6% выше получаемого по уравнениям.

Величина a может быть вычислена по подсчету кислорода из разложенного пара (число атомов кислорода в газе из разложенного пара равно числу атомов кислорода в газе без числа атомов кислорода из воздуха и равно числу молекул водорода по реакциям образования водяного газа):

$$\%\,H_2 \text{ из пара} = 2 \cdot \%\,CO_2 + \%\,CO + 2 \cdot \%\,O_2 - 2 \cdot 0{,}264 \cdot \%\,N_2;$$

$$a = \frac{100 \cdot \%\,H_2 \text{ из пара}}{\%\,N_2}.$$

Тогда процент разложенного пара равен:

$$100 \cdot \frac{a}{x_0}.$$

Молекулярный процент пара в воздушном дутье равен $0{,}7909\, x_0$.

Количество пара в *кг* на 1 *кг* прогазифицированного углерода равно:

$$\frac{1{,}502 \cdot \frac{x_0 \cdot \%\, N_2}{100}}{\%\, CO_2 + \%\, CO}.$$

Приводим пример расчета:

Состав газа: CO_2—5,25%; CO—27,3%, H_2—16,6%; CH_4—3,25%; N_2—47,50%.

Процент H_2 из пара равен:

$$10{,}50 + 27{,}30 - 25{,}08 = 12{,}72;$$

$$a = \frac{100 \cdot 12{,}72}{47{,}5} = 26{,}78.$$

Подставляя в уравнение (а), получаем:

$$(x_0 - 26{,}78) - (x_0 - 26{,}7) \cdot \left(\frac{x_0 - 26{,}78}{x_0}\right)^{1{,}319} = \frac{101\,(5{,}25 - 3{,}6)}{47{,}5} = 3{,}508.$$

Определяя x_0 подбором, получаем:

$$x_0 = 30{,}5.$$

Процент разложенного пара равен:

$$\frac{100 \cdot 26{,}78}{30{,}5} = 87{,}7\%.$$

В результате испытания получилось 87,4. Молярный процент пара в воздухе равен 21,12.

Количество пара в *кг* на 1 *кг* прогазифицированного углерода равно 0,67.

В табл. 99 приведены данные испытаний и расчетов.

Таблица 99

Данные о разложении водяного пара

№ испытаний	Состав сухого газа (в %)						% разложенного пара		x_0
	CO_2	CO	H_2	CH_4	N_2	O_2	найдено	вычислено	
1	5,25	27,3	16,6	3,25	47,50	—	87,4	87,7	30,1
5	13,25	16,05	22,65	3,50	44,50	—	42,0	43,2	98,0
103	11,03	20,35	15,63	0,11	52,13	0,75	59,1	56,6	55,0

Из приведенных трех испытаний два проведены Боне и Уиллером с углями с высоким содержанием летучих и третий Хасламом, Макки и Ридом с антрацитом.

Хасламом предложено определять влажность газа из выражения:

$$K' = \frac{CO_2 \cdot H_2}{CO \cdot H_2O} = 0{,}305\, L,$$

где CO_2, H_2, CO и H_2O—соответствующие составные части газа в % и L—толщина слоя угля в *м*.

В этом случае для определения количества разложенного пара дутья требуется учет влаги топлива и неразложенного пара дутья.

Потери элементов топлива в смоле, пыли и остатках. В зависимости от конструкции и режима генератора выход и состав смол могут варьировать.

Данные о выходе и составе смол при газификации различных топлив приведены в соответствующих главах о газификации различных топлив.

Выход пыли зависит от свойств топлива, интенсивности газификации и конструкции генератора. Ориентировочно можно указать следующие выхода пыли и сажи для топлив с малым содержанием мелочи: для древесины—0%, для торфа 0—0,5%; для бурого и каменного угля—0,5—2%, для каменного угля в генераторах с автоматическими шуровочными приспособлениями—1—3%, для антрацита—1—3% и для кокса—0,3—1%. Состав пыли при влажных топливах близок к составу исходного сухого топлива; при сухих топливах пыль в связи с ее дококсовыванием в газоходах может быть принята состоящей из углерода и золы.

Содержание горючего в провале зависит от содержания в топливе золы и ее плавкости, распределения дутья по сечению, равномерности размера кусков и режима газификации. При неблагоприятных режиме и свойствах золы или топлива или конструктивных недочетах (плохое распределение дутья решеткой) содержание горючего в провале составляет до 20—30% и даже больше. При благоприятных условиях содержание горючего в провале не превышает 5—10%. При отсутствии анализа горючего в провале оно может быть принято состоящим из одного углерода. Обозначая содержание золы в топливе через A% и содержание углерода в остатках—через C%, получаем вес остатков равным:

$$\frac{A}{100 - C} \cdot 100\%$$

и потерю углерода в остатках:

$$\frac{A \cdot C}{100 - C}\ \%\ \text{от веса топлива.}$$

Пересчеты в зависимости от влажности, температуры и давления газа. Технические подсчеты ввиду изменения объема газа с изменением температуры и давления для возможности их сравнения ведут на нормальные объемы, соответствующие 0° С и атмосферному давле-

нию в 760 *мм* рт. ст., что обозначается иногда индексом n, обозначающим «нормальные» объемы.

Если газ при температуре $t°$ и давлении p *мм* рт. ст. (т. е. на—b в *мм* больше внешнего давления b *мм* рт. ст., показываемого барометром) имеет объем V_{tp}, то нормальный объем газа, т. е. приведенный к 0° и 760 *мм* рт. ст., равен:

$$V_{0,760} = V_{tp} \frac{273}{273+t} \cdot \frac{p}{760} \ м^3.$$

Если давление газа p, температура t, объем насыщенного влагой газа $V_{p,t,вл}$ и он должен быть сравнен с насыщенным влагой газом с давлением p', температурой t', имеющим объем $V_{p',t',вл}$, то при давлении насыщенного пара при $t°$, равном W_t и при t', равном Wt':

$$V_{t,p,сух} = V_{t,p,вл} \frac{p-W_t}{p}$$

и

$$V_{t',p',сух} = V_{t',p',вл} \frac{p'-Wt'}{p'},$$

но

$$V_{t,p} = V_{o,p} \frac{273+t}{273}$$

и из равенства

$$V_{0,760} \cdot 760 = V_{o,p} \cdot p$$

$$V_{o,p} = \frac{V_{0,760} \cdot 760}{p},$$

откуда

$$V_{t,p,сух} = V_{0,760,\,сух} \frac{760}{p} \cdot \frac{273+t}{273}$$

и

$$V_{0,760,сух} = V_{t,p,сух} \cdot \frac{p}{760} \cdot \frac{273}{273+t} = V_{t,p,вл} \frac{p-W_t}{p} \cdot \frac{p}{760} \cdot \frac{273}{273+t}$$

и также для второго случая

$$V_{0,760,сух} = V_{t',p',вл} \frac{p'-W_{t'}}{p'} \cdot \frac{p'}{760} \cdot \frac{273}{273+t'}.$$

Если мы имеем дело с одним и тем же объемом газа при 0° и 760 *мм* давления, то

$$V_{t',p',вл} = V_{t,p,вл} \frac{p-W_t}{p'-W_{t'}} \cdot \frac{273+t'}{273+t}. \qquad (A)$$

Уравнение (А) служит для пересчетов влажного газа на влажный газ, т. е. t, p, *вл* на t', p', *вл*.

При пересчете с влажного газа на сухой (t, p, *вл* на t', p', *сух*) получим:

$$V_{t',p',сух} = V_{t,p,вл} \cdot \frac{p-W_t}{p'} \cdot \frac{273+t'}{273+t}.$$

При пересчете с сухого газа на влажный уравнение (А) имеет вид:

$$V_{t',p',вл} = V_{t,p,сух} \cdot \frac{p}{p'-W_{t'}} \cdot \frac{273+t'}{273+t}.$$

При пересчете с сухого газа на сухой получаем:

$$V_{t',p',сух} = V_{t,p,сух} \cdot \frac{p}{p'} \cdot \frac{273+t'}{273+t}.$$

Иногда ведут расчеты не на давление в 760 *мм* рт. ст. и температуру 0°, а на давление 735,5 *мм* рт. ст. и температуру 15° С.

При пересчете на нормальные объемы меняются абсолютные количества отдельных составляющих частей газа, однако их объемные и весовые соотношения остаются неизменными, так как изменения всех газов при изменении температуры и давления одинаковы.

Несколько иначе обстоит дело лишь при охлаждении газа ниже температуры насыщения содержащегося в нем водяного пара, так как при этом часть водяного пара конденсируется.

Составление теплового баланса и определение коэфициента полезного действия генератора

Статьи тепловых балансов. В тепловом балансе производятся сопоставление и учет распределения статей тепла.

Составление теплового баланса основывается на законе сохранения энергии. В тепловом балансе учитывается выделяющееся и теряющееся тепло при процессах, имеющих место при газификации.

Тепловой баланс учитывает распределение вводимого тепла или в отдельных зонах или в генераторе в целом. Составление теплового баланса можно вести или с учетом теплотворной способности входящих и выходящих веществ, или не учитывая их, но взамен этого устанавливая количество тепла, расходуемого или выделяемого по реакциям, протекающим с этими веществами.

Топливо представляет собой совокупность различных сложных соединений, тепловой эфект разложения которых (подогрев до температуры разложения, разложение, нагрев получаемых продуктов разложения) не является в каждом отдельном случае достаточно установленным и учет которого затруднителен, так как температура начала разложения не всегда является достаточно известной и разложение топлива не заканчивается при обычных температурах сухой перегонки. Следовательно и начальным и конечным твердым продуктом сухой перегонки является сложное органическое вещество, теплотворная способность которого должна быть учтена не как сумма теплот, выделяемых при сгорании отдельными составляющими элементами, а по более сложным эмпирическим формулам или непосредственно. Поэтому редко прибегают к составлению тепловых балансов с учетом протекающих с топливом процессов, а по возможности предпочитают относить баланс к статьям, учитывающим тепло, внесенное в генератор и удаленное из него.

Расчеты тепловых балансов ведут или по высшей теплотворной способности топлива и с учетом во всех статьях тепла конденсации влаги, или по низшей и без учета этого тепла. Обычно пользуются расчетом по высшей теплотворной способности, так как в условиях генераторного процесса применение низшей теплотворной способности может повлечь некоторые неясности. Поясним примером.

Пусть мы имеем сухой кокс с низшей теплотворной способностью в 7950 *кал/кг*. Из 1 *кг* такого кокса получается 5 *м*³ генераторного газа с низшей теплотворной способностью в 1200 *кал/м*³.

Возьмем три случая газификации.

1) 1 *кг* кокса с 0% влажности = 1 *кг* сухого кокса
2) 1,11 » » » 10% » = 1 » » »
3) 1,25 » » » 20% » = 1 » » »

Во всех трех случаях мы имеем одно и то же количество сухого кокса с одинаковой высшей теплотворной способностью. Следовательно в зону газификации поступает одно и то же количество сухого кокса, и может получиться одно и то же количество сухого генераторного газа—5 *м*³—с теплотворной способностью в 1200 *кал/м*³.

Повышение содержания влаги скажется на понижении температуры газа. Однако в случае охлаждения газа и его осушки мы получим одно и то же количество газа во всех трех случаях с одной и той же температурой.

Химический к.п.д. по низшему пределу равен в этих трех случаях:

$$1)\ \frac{5 \cdot 1200}{7950} = 75{,}5\%.$$

$$2)\ \frac{5 \cdot 1200}{7950 - 600 \cdot 0{,}11} = 76{,}1\%.$$

$$3)\ \frac{5 \cdot 1200}{7\,950 - 600 \cdot 0{,}25} = 76{,}8\%.$$

Таким образом при расчете по низшему пределу к. п. д. увеличивается вследствие простого увеличения влажности топлива.

Пользование верхним пределом теплотворной способности диктуется также соображениями более полного учета всего имеющегося в наличии тепла. При пользовании низшей теплотворной способностью тепло испарения влаги совершенно не входит в баланс, и он является арифметически правильным, но неполным.

Пользуются иногда и низшей теплотворной способностью, особенно при увязке расчетов с расчетами процессов в печах, для питания которых предназначается газ.

Тепловой баланс можно составлять или считая все теплосодержания от 0° или от температуры окружающего пространства. Чаще придерживаются расчетов от 0°.

Если расчет ведется не от 0°, а от другой начальной температуры окружающего пространства, то из статей теплосодержания следует вычесть начальное теплосодержание для приведения всех величин теплосодержаний к одному уровню.

Приходными статьями теплового баланса являются теплотворная способность топлива и теплосодержания топлива, воздуха и водяного пара.

Расходными статьями являются теплотворная способность и теплосодержание газа, смолы, пыли и остатков, затрата тепла на получение пара в рубашке и потери в окружающую среду.

Теплотворная способность топлива может быть определена при помощи калориметра или расчетным путем. Существует различие в принимаемом за 100% количестве вводимого тепла. Таковым можно считать тепло, вносимое только топливом в виде его теплотворной способности, а возможно в эти 100% включать и тепло паровоздушной смеси или затраченного на ее получение топлива.

Теплосодержание топлива обычно составляет малую величину, и им часто пренебрегают. Удельная теплоемкость топлива приближенно составляет: для дерева—0,6, для торфа—0,3, для угля—0,3, для кокса—0,2 *кал/кг*.

При составлении позонных балансов приходится учитывать теплоемкость кокса при высоких температурах. Ориентировочно могут быть приняты следующие значения средних теплоемкостей:

500°	600°	700°	800°	900°	1 000°	1 100°	1 200°
0,301	0,316	0,329	0,339	0,348	0,356	0,364	0,369

Теплосодержание воздуха и пара, подаваемых в генератор, определяется в соответствии с их температурой. При данном влагосодержании дутья температура последнего может быть определена из табл. 82 части I.

В случае составления баланса по высшей теплотворной способности топлива в теплосодержании водяного пара учитывают также тепло его конденсации.

Полное теплосодержание 1 *кг* перегретого пара приближенно может быть определено по формуле:

$$Q_n = 595 + 0{,}48\, t_n,$$

где Q_n и t_n — теплосодержание и температура перегретого пара.

Эта статья для генераторов смешанного газа при учете тепла конденсации влаги составляет до 5% от всего прихода тепла (для генераторов водяного газа—несколько больше).

Теплотворная способность генераторного газа определяется или калориметром или расчетным путем по составу газа как сумма теплот горения отдельных составляющих смесь горючих газов. Эта величина составляет 50—80%. При бессмольном топливе и хорошем ходе генератора она приближается к верхнему пределу, и наоборот.

Теплосодержание сухого газа зависит от его температуры. Последняя связана с влажностью топлива, высотой слоя и режимом генератора. Эта статья составляет от 2 до 20%.

На рис. 98 приведены данные о теплоемкости газов [178].

Не показанные на рис. 98 значения удельной теплоемкости этилена $C_{C_2H_4}$ при температуре t°C могут быть определены из выражения:

$$C_{C_2H_4} = 0{,}420 + 0{,}00049t.$$

Если расчет ведется без учета тепла, выделяющегося при конденсации влаги (по нижнему пределу), то теплосодержание газа можно подсчитывать по составу влажного газа. При учете же тепла, выделяемого при конденсации влаги, теплосодержание влаги газа вычисляется отдельно (см. выше). Эта статья в зависимости от влажности топлива, добавки и разложения пара при получении смешанного газа составляет 1,5—15%.

Температурой смолистых веществ и пыли является температура газа. Удельная теплоемкость смолы может быть принята равной 0,5. Тепло парообразования смолы составляет 75—90 *кал/кг*. Эта статья невелика, и ею часто пренебрегают.

Теплотворная способность смолы и других парообразных продуктов определяется или калориметром или расчетным путем. Для смолистых топлив эта статья составляет до 15% и даже больше.

Относительная величина потери в теплотворной способности пыли и сажи зависит от количества пыли и сажи, доходя в неблагоприятных случаях до 7%. Теплосодержание пыли и сажи невелико. Теплоемкость пыли и сажи может быть принята равной 0,3.

Величина потери с горючим в провале зависит от количества его и в неблагоприятных случаях доходит до 20% и даже более.

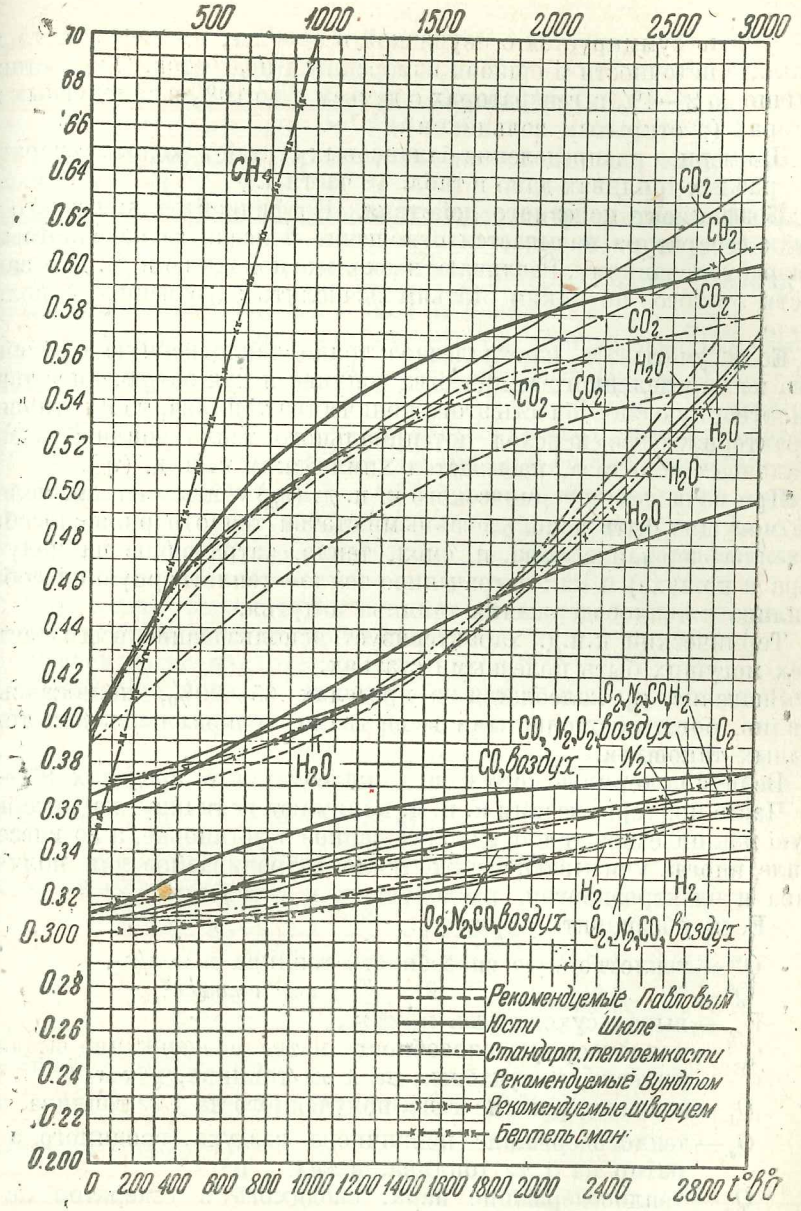
Температура золы и шлака в случае сухого, твердого золоудаления может быть измерена (500—700°). В случае же мокрого золоудаления этот замер затруднителен вследствие охлаждения золы водой. В последнем случае температура золы может быть принята равной 400—500°. Удельная теплоемкость золы и шлака составляет примерно 0,25. Статья эта при кусковом золоудалении не превышает 1% и составляет большую величину при жидком золоудалении.

Затрата тепла на получение пара в кожухе подсчитывается как разность между теплосодержанием полученного пара и теплосодержанием питательной воды. Эта статья обычно не превышает 5%.

Утечка газа—периодическая (при шуровке, загрузке и чистке) и постоянная (через щели)—дает потерю в 0,5—1%. Механический унос газа промывной жидкостью и растворение газа в воде могут дать потерю до 1% от теплотворной способности топлива и даже выше.

В газе могут содержаться небольшие количества азота и серы в виде аммиака и сероводорода. В случае их улавливания соответственно понижается теплотворная способность газа и химический к. п. д. генератора.

Потеря тепла в окружающую среду обычно определяется по разности между приходной и расходной частями теплового баланса и сле-



98. Средние теплоемкости газов (C_p отнесенные к 1 $м^3$) по различным источникам

довательно суммируется с неувязкой в балансе, имеющей место в результате неточности и ошибок измерений и подсчетов. Она составляет обычно до 2—4% в генераторах с дутьем и до 10% в самодувных генераторах (с открытым зольником).

Примерное распределение балансовых статей в разных генераторах при разных топливах дано в табл. 48 части I.

Коэфициент полезного действия. Коэфициентом полезного действия генератора называется отношение полезно затраченного тепла к израсходованному. Различают несколько понятий о к. п. д. в зависимости от того, по каким статьям исчислять затраченное и полезное тепло.

Если учитывать как полезное тепло теплотворную способность газа из определенного количества топлива и как затраченное тепло—теплотворную способность этого количества топлива, то их отношение, характеризующее переход потенциального тепла топлива в потенциальное тепло газа, называется химическим к. п. д. (η_x).

При исчислении термического к. п. д. (η_m) учитывают как полезные все могущие быть использованными статьи (теплотворная способность и теплосодержание газа и смол, тепло, затраченное на получение пара в кожухе) и как затраченное тепло—теплотворную способность топлива и теплосодержания топлива и дутья.

Термический к.п.д. характеризует использование всего тепла во всех могущих быть полезными статьях.

Значение η_x колеблется в пределах 65—80%, понижаясь для топлив, богатых смолистыми веществами, и повышаясь для топлив, бедных таковыми.

Величина термического к. п. д. колеблется в пределах 85—95%.

Часто под термическим к. п. д. понимают величину, характеризующую как полезное тепло, использованное в установке, а во внесенном тепле иногда учитывают также тепло, затрачиваемое для получения пара и электроэнергии, расходуемых в установке.

Если обозначить через:

Q^m — теплотворную способность топлива в *кал/кг*,
$Q^г$ — » » газа в *кал/м³*,
$V_{сг}$ — выход сухого газа в *м³/кг*,
$Q^{см}$ — теплотворную способность и теплосодержание смолистых веществ, получаемых на 1 *кг* топлива, в *кал*,
$Q_1^г$ — теплосодержание газа, полученного на 1 *кг* топлива, в *кал*,
$Q_в$ — теплосодержание первичного воздуха, вводимого в генератор на 1 *кг* топлива, в *кал*,
$Q_п$ — теплосодержание пара, вводимого в генератор на 1 *кг* топлива, в *кал*,
$Q_п'$ — тепло, затраченное на получение пара в охлаждающей рубашке на 1 *кг* топлива, в *кал*,

то химический к. п. д.

$$\eta_x = \frac{V_{сг} \cdot Q^г}{Q^m} \cdot 100\%;$$

термический к. п. д.

$$\eta_m = \frac{V_{сг} \cdot Q^г + Q_1^г + Q^{см} + Q_п'}{Q^m + Q_в + Q_п} \cdot 100\%.$$

Ниже приводится примерный расчет выхода газа, теплового баланса и к. п. д.

При испытании получены следующие результаты. Газифицировался уголь состава: C — 52,5%; H — 4,4%; S — 2,9%; O — 14,2%; N — 1,0%; A — 10,5%; W —14,5% и $Q_в^р$ — 5215 *кал/кг*. Средняя производительность установки — 95,4 *т/сутки*.

Содержание горючего в шлаке—16,7%. Состав газа: CO_2—10,3%, C_mH_n — 0,4%; O_2 — 0,3%; CO — 24,3%; H_2 — 21,8%; CH_4 — 4,1%; N_2 — 38,8%; $Q_в^г$ — 1860 *кал/м³* и $Q_н^г$ — 1710 *кал/м³*. Расход пара составлял 0,3 *кг* на 1 *кг* топлива. Выход смолы составлял в сутки 10,35 *т* (на 1 *кг* топлива — 0,108 *кг*) и состав смолы: C — 87%; H — 12%; S — 1,0% и $Q_в^{см}$ — 10 700 *кал/кг*. Температура газа при выходе из генератора 108°. Расход пара с давлением в 12 *ат* и температурой 300° на приведение в движение всех механизмов составлял 1,15 *т/час*.

Определить выход сухого и влажного газа, расход первичного воздуха, термический и химический к. п. д.

Расчет ведем на 1 *кг* топлива.

Потеря углерода в шлаке, принимая все горючее в шлаке состоящим из C, равна:

$$C_ш = \frac{0{,}105}{100-16{,}7} \cdot 16{,}7 = 0{,}021 \text{ кг}.$$

Потеря углерода в смоле составит:

$$C_{см} = 0{,}108 \cdot 0{,}87 = 0{,}094 \text{ кг}.$$

Выход сухого газа:

$$V_{сг} = \frac{C^m - C_ш - C_{см}}{0{,}536\,(CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4)} =$$

$$= \frac{0{,}525 - 0{,}021 - 0{,}094}{0{,}536\,(10{,}3 + 24{,}3 + 4{,}1 + 2 \cdot 0{,}4)} = 1{,}90 \text{ м}^3.$$

Водорода в сухом газе:

$$H_2 = 0{,}0899\, V_{сг}\,(H_2 + 2CH_4 + 2C_2H_4) = 0{,}052 \text{ кг}.$$

Водорода в смоле:

$$H_{см} = 0{,}108 \cdot 0{,}12 = 0{,}013 \text{ кг}.$$

Водорода вводится паром:

$$H_п = \frac{W_п}{9} = \frac{0{,}3}{9} = 0{,}033 \text{ кг}.$$

Водорода вводится топливом:

$$H^m = 0{,}044 \text{ кг}.$$

Влаги вводится топливом:

$$W^m = 0{,}145 \text{ кг}.$$

Влаги в газе:

$$\left(\frac{W_n}{9} + H^m - H_{см} - H^г\right) 9 + W^m =$$

$$= (0{,}033 + 0{,}044 - 0{,}013 - 0{,}052)\,9 + 0{,}145 = 0{,}253 \text{ кг} (0{,}315 \text{ м}^3).$$

Выход влажного газа:

$$V_{вг} = 1{,}90 + 0{,}31 = 2{,}21 \text{ м}^3.$$

Азота в генераторном газе:

$$1{,}251 \cdot N_2 \cdot V_{вг} = 0{,}924 \text{ кг}.$$

Азота введено топливом:

$$N^m = 0{,}01 \text{ кг}.$$

Азота введено воздухом:

$$0{,}924 - 0{,}01 = 0{,}914 \text{ кг}.$$

Введено воздуха:

$$\frac{0{,}914}{0{,}768} = 1{,}19 \text{ кг} = 0{,}92 \text{ м}^3.$$

Содержание влаги на 1 $м^3$ сухого дутья:

$$\frac{0{,}3}{0{,}92} = 0{,}326 \text{ кг},$$

что соответствует температуре паровоздушной смеси в 69°.

Теплосодержание 1 *кг* влаги составляет при этой температуре 627 *кал*. Если под термическим к. п. д.—η_m—понимать отношение всего полученного тепла в виде теплотворной способности и теплосодержания газа и смол ко всему введенному теплу в виде теплотворной способности топлива и теплосодержания пара и воздуха,—то он будет равен при теплоемкости газа в 0,32, смолы—в 0,5 и скрытой теплоте парообразования смол—в 85 *кал/кг*:

$$\eta_m = \frac{1\,860 \cdot 1{,}9 + 10\,710 \cdot 0{,}108 + 1{,}9 \cdot 108 \cdot 0{,}32 +}{5\,215 + 69 \cdot 0{,}313 \cdot 0{,}92 + 627 \cdot 0{,}3}$$

$$\frac{+(594{,}8 + 0{,}48 \cdot 108) \cdot 0{,}253 + (85 + 0{,}5 \cdot 108) \cdot 0{,}108}{5\,215 + 69 \cdot 0{,}313 \cdot 0{,}92 + 627 \cdot 0{,}3}\,100 = 91\%.$$

Если под к. п. д. понимать отношение практически используемого тепла (теплотворной способности газа и смол за вычетом затраты тепла на получение энергии) к теплотворной способности топлива, то получим следующее.

Расход пара с давлением в 12 *ат* и температурой 300° составлял на 1 *кг* топлива:

$$\frac{1\,150 \cdot 24}{95\,400} = 0{,}29 \text{ кг}.$$

Теплосодержание 1 *кг* пара—730 *кал*.

Принимая к. п. д. котельной установки составляющим 70%, имеем затрату тепла на получение пара на 1 *кг* топлива равной:

$$\frac{730 \cdot 0{,}29}{0{,}7} = 310 \text{ кал},$$

что при низшей теплотворной способности газа в 1710 *кал/м*^{3} соответствует:

$$\frac{310}{1\,710} = 0{,}181 \text{ м}^3 \text{ газа}.$$

В этом случае термический к. п. д.—η_m—составит:

$$\eta_m = \frac{1\,860(1{,}9 - 0{,}181) + 0{,}108 \cdot 10\,710}{5\,215} \cdot 100 = 83{,}5\%;$$

химический к. п. д.—η_x—равен:

$$\eta_x = \frac{1\,860 \cdot 1{,}9}{5\,215} 100 = 67{,}7\%.$$

5. ИСПЫТАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Обычный и текущий контроль генераторов, если он осуществляется достаточно хорошо и подробно, особенно с помощью автоматических регистрирующих приборов, дает материал, достаточный для учета и контроля основных факторов работы и общей характеристики протекающих процессов.

В известных случаях проводят специальные, более точные и подробные тепловые испытания, цели которых могут быть различны. Целью испытания может быть выявление общей характеристики процесса газификации, отличающейся от эксплоатационной лишь бо́льшим постоянством режима. Подобные испытания выявляют существующее положение вещей и могут дать материал для суждения о качестве работы установки и способах улучшения работы. При испытаниях выявляют производительность генераторов, распределение элементов топлива, выход и состав газа, расход воздуха и пара, выход и состав побочных продуктов, очажных остатков, газа, распределение статей тепла, размер потерь и к. п. д.

Специальные испытания производятся при необходимости выявления специальных моментов, например дачи оценки качества газификации определенного вида топлива на определенном типе генераторов, при нахождении оптимального режима для данного вида топлива и данного типа генератора или при данных условиях, при исследовании отдельных звеньев процесса газификации, например зависимости качества и выхода побочных продуктов от процесса газификации, качества очистки газа и т. д.

Большой интерес представляют позонные исследования генераторов. Они характеризуют процессы, происходящие по высоте генератора: скорость и степень восстановления углекислоты и разложения водяного пара, места выделения продуктов сухой перегонки, характер топлива и его кокса при нагревании, распределение температур

в слое и сопротивления отдельных зон. Особенно важны эти исследования при генераторах со швельшахтами. Интерес, проявляемый в настоящее время к газификации топлива в высоком слое, побуждает к исследованию газификации позонно для выявления состояния и свойств топлива в различных температурных и скоростных условиях газификации.

Иногда производят так называемые парадные испытания, при которых обеспечивают специальные благоприятные эксплоатационные условия работы генераторов и хороший уход, чтобы достигнуть особо высококачественных показателей работы. Подобные случаи могут быть например при сдаточных испытаниях, когда фирма или организация обязана доказать надлежащую эфективность работы установки, но вместе с тем обставляет работу генераторов наиболее благоприятными условиями обслуживания и эксплоатации, оговариваемыми договорами.

Испытание газогенератора должно производиться при вполне установившейся его работе. Чем больше размеры генератора, тем больше времени проходит до наступления установившегося состояния. Для генераторов небольших размеров, обслуживающих двигатели внутреннего сгорания, предложена простая формула для определения этого промежутка времени ([189]):

$$Z = 4 + 50\,D,$$

где Z — время в часах,

D — диаметр генератора в *м*.

Продолжительность испытаний зависит от характера показателей, которые должны быть установлены, и от размеров генератора. Продолжительность менее ответственных испытаний—2—3 суток, более ответственных—до 5—6 суток. Уменьшение влияния ошибок и увеличение точности измерений достигается увеличением продолжительности испытаний.

При испытаниях газогенераторов необходимо учитывать расход, состав и теплотворную способность топлива, количество и состав очажных остатков, состав, теплотворную способность, температуру и количество газа, состав и содержание в газе смолистых веществ и пыли, влажность газа, количество, состав и температуру дутья, давление дутья и газа, а также состояние газогенератора.

Весьма важными являются сохранение неизменного состояния генератора от начала до конца испытания и отсутствие ненормальностей в его работе, как то: сильного заплакования, прогаров и т. п. О степени однородности состояния генератора в известной мере могут дать представление температура и состав газа, размер зон, сопротивление слоя топлива, производительность генератора и т. п.

Учет количества израсходованного топлива является чрезвычайно важным и вместе с тем затруднительным вследствие громоздкости, а часто и вследствие наличия большого промежуточного запаса топлива (в бункере). Он упрощается лишь при наличии специальных

приспособлений, обусловливающих постоянный и непрерывный весовой его контроль. Однако далеко не всегда можно воспользоваться этим способом вследствие громоздкости отдельных сортов топлива или затруднительности взвешивания большого количества топлива при отсутствии достаточно удобных приспособлений. При применении дровяного топлива количество израсходованного топлива учитывают часто по объему, устанавливая одновременно вес единицы объема и периодически контролируя его. Если затруднительно взвешивание всего количества кускового топлива, менее точный учет производится по количеству вагонеток или загрузочных коробок или их объему с установлением и контролем их веса.

При учете топлива надлежит принимать во внимание запасы, находящиеся на площадке генераторной, в бункере и в самом генераторе. Наиболее надежным было бы сведение размеров запасов на площадке у генератора или в бункере к началу и концу испытания к нулю при одном и том же слое топлива в генераторе. Если по условиям работы подобное сведение запасов к нулю является затруднительным, запасы учитывают и вводят соответствующие поправки в подсчет количества израсходованного топлива. В бункерах обычно к началу и концу испытания сохраняют один и тот же уровень топлива. Уровень топлива в генераторе также обычно сохраняется постоянным, причем по возможности к концу испытания в генераторе должно сохраняться то же распределение зон, что было в начале.

Для суждения о составе топлива от последнего отбирается средняя проба. Эта небольшая проба должна соответствовать среднему составу всего количества топлива и отражать неравномерность его состава в стадии испытания. Особенно затруднительным является отбор средних проб при значительной неоднородности топлива, имеющей место при смешении различных марок углей, различных пород дров, неравномерности размера кусков, наличии большого количества внешней влаги, засорении топлива и т. д.

Пробы должны отбираться весьма точно и тщательно, с учетом всех обстоятельств, сопутствующих хранению и транспорту топлива. При отборе и составлении проб руководствуются специальными инструкциями.

Составление пробы сводится к отбору ряда местных отдельных проб с возможно более тщательным учетом разнородности топлива и составлению из этих проб лабораторной пробы. При составлении проб надлежит принимать меры к сохранению топливом своего состава, в частности влажности (например отбор проб древесного топлива пропиливанием связан с уменьшением влажности опилок). Условия хранения проб должны обеспечивать сохранение состояния исходного топлива. При неправильном хранении проб возможно изменение их влажности не только в открытых, но и в плотно закрытых сосудах. Поэтому рекомендуется производить взвешивание на весах каждой порции отбора с последующим взвешиванием всей смеси проб перед самым моментом составления порции лабораторной пробы для введения соответствующей поправки. Для газифицируемого топлива долж-

ны быть указаны вид и происхождение его, торговая марка и объемный вес.

При испытаниях, не имеющих особо важного значения и производящихся периодически, в случае устойчивого состава горючей массы топлива можно ограничиться техническим анализом топлива, в частности установлением содержания рабочей и лабораторной влажности и зольности. При этом по среднему известному составу горючей массы данного топлива и установленным анализом зольности и влажности можно определить состав рабочего топлива. Однако и в этом случае—неответственного и рядового испытания—все же весьма желательно определение элементарного состава и теплотворной способности топлива.

Установление при испытании выхода и состава летучих и характера кокса является весьма важным для оценки самого топлива и характера его газификации.

Распространившееся в последние годы применение швельшахт, с целью улучшения качества продуктов сухой перегонки, повышения их выходов и улучшения хода генератора, практикующееся и намечающееся использование побочных продуктов, получаемых при газификации, и пользование в большинстве случаев в современных станциях очищенным газом—все эти обстоятельства придают особое значение исследованиям количественных и качественных соотношений продуктов низкотемпературной перегонки топлив, богатых летучими. Эти данные характеризуют предельные возможности использования топлив в газогенераторе и отличия и особенности генераторного процесса в каждом отдельном случае.

Исследование характера кокса, получающегося при перегонке при разных температурах, дает представление о поведении его в генераторе, т. е. стойкости, активности, условиях и степени спекания и т. д.

Помимо химического анализа проб топлива большое значение имеет его ситовой анализ, а иногда и технический анализ отдельных фракций. При кусковом зернистом топливе устанавливается например количество топлива с размером кусков больше 50, 25—50, 12—25 и 5—12 *мм* и меньше 5 *мм*. Зольность мелкого топлива обычно значительно больше, нежели более крупного топлива, и кроме того неоднородное по размеру топливо плохо газифицируется, особенно если в топливе имеется значительное количество мелочи. Если мелочи много и зольность ее значительна (особенно в случае легкоплавкости золы), отсеиванием мелочи из топлива можно иногда значительно улучшить работу генераторов.

Анализ золы производят в случае необходимости исследования ее свойств или с целью установления возможности ее применения.

Поскольку для процесса газификации имеют большое значение свойства золы, внешний вид очажных остатков должен получать подробную оценку. Эти остатки могут представлять собой мелкую землистую массу, мелкие или крупные куски шлака или смесь таковых, в них могут содержаться несгоревший кокс и уголь. Мелкая зола является нежелательной, так как забивает колосники и создает большое сопротивление для движения дутья. Очень крупные куски шлака свидетельствуют о шлаковании в генераторе. Шлак может быть различным по строению. Иногда шлак состоит из прослоек угля и золы.

Исследование очажных остатков важно для суждения о потерях тепла и элементов топлива. Если испытание не носит точного характера и анализ остатков затруднителен, можно принять, что все содержащееся в нем горючее состоит из углерода.

При точных испытаниях устанавливается содержание в очажных остатках золы и элементов горючей части топлива, а также теплотворная способность шлака.

Все количество шлака, полученное за период испытания, взвешивается, а при затруднительности взвешивания определяется расчетом по анализу топлива и шлака.

Отбор очажных остатков для исследования производится по возможности тщательно с учетом характера шлака. При небольшом количестве шлака проба отбирается из всего количества шлака, причем если в остатках имеется большое количество кокса или несгоревшего угля и характер золы и кокса по размеру кусков различен, их иногда отделяют отсеиванием и исследуют отдельно.

Из первичной пробы шлака отделяют несколько кусков, представляющих плотно сплавленную и незагрязненную массу, и выбирают наиболее характерный из них для испытания на плавкость.

Зола не имеет определенной точки плавления, но постепенно размягчается, причем переход до совершенно жидкого состояния происходит в различных интервалах температур в зависимости от состава золы. При большом содержании SiO_2 и Al_2O_3 в золе этот интервал доходит до 200°; при высоком содержании CaO и Fe_2O_3 он составляет 10—30°. Температура плавления или размягчения зависит от ряда факторов: степени измельчения золы, скорости повышения температуры, характера атмосферы и формы, которую придали золе при испытании. Особенно большое влияние на температуру плавления золы оказывает характер атмосферы при опыте. Более высокая температура плавления получается в окислительной атмосфере, низшие температуры—в полувосстановительной. Колебания составляют до 400°. При сильно восстановительной атмосфере получаются высокие температуры, так как железо восстанавливается до металлического состояния.

При испытаниях производится полный анализ газа с определением содержания CO_2, CO, CH_4, C_mH_n (тяжелых углеводородов), H_2, O_2, N_2, сернистых соединений (для топлива с большим содержанием серы) и аммиака (в установках с получением побочных продуктов).

При тщательных испытаниях отбор средней пробы газа на полный анализ должен производиться в течение всего испытания, отдельно за каждые два часа; кроме того каждые 10—15 мин. контролируются содержание CO_2 и O_2 в газе и точка росы.

Правильность анализа газа выявляется при составлении материального баланса по анализу топлива и выходу и составу других полученных при газификации продуктов—шлака, смолы, пыли и пр.

Обычно при испытании установок пробы газа забираются из отдельных генераторов и из коллектора.

Наилучшим способом установления выхода генераторного газа является непосредственный его замер с регистрацией. В этом случае расчетное определение может выявить степень неувязки отдельных показаний учета и анализа между собой и с действительными данными.

При неочищенном газе количество его обычно непосредственно не замеряют; иногда количество определяют по замеру подведенного в генератор воздуха.

Теплотворная способность газа является одним из наиболее существенных показателей, определяемых при испытании, так как дает характеристику тепловой ценности газа и работы газогенератора. Наилучшим является непосредственное определение теплотворной способности газа калориметром. В этом случае подсчет теплотворной способности газа по составу является контрольным. Обычно по калориметру получают более высокие показатели, нежели по расчету, так как в газе содержатся легкие смолистые вещества, не учитываемые анализом и повышающие фактическую теплотворную способность газа, определяемую калориметром. При отсутствии калориметра единственным способом определения теплотворной способности газа является подсчет, и тем более важным являются правильный анализ газа и соответствие его среднему составу газа.

Очень часто при исследованиях вследствие неправильного анализа газа (особенно содержания метана из-за недопоглощения окиси углерода) теплотворная способность газа получается очень высокой, что сильно искажает тепловой баланс и оценку работы генератора.

При исследовании газа, выходящего из генератора, определяют содержание в нем смолы, пыли и влаги. По исследованиям газа в других точках системы определяют количество оседающих на пути смолы и пыли.

Отказаться от непосредственного, хотя бы приближенного определения количеств получающихся побочных продуктов и пользоваться литературными данными можно лишь при грубых испытаниях. При более точных исследованиях должны определяться выходы и количества побочных продуктов, а также устанавливаться места их осаждения.

Количество пыли и смолы, оседающих в газопроводах, зависит от свойств топлива, режима и конструкции генератора и от способа очистки газа. Для более точного их учета требуются наблюдения в течение длительных промежутков времени, часто значительно превышающих продолжительность испытания. Количество отложений, удаляемых из газопроводов, пылевых мешков и затворов, можно определять взвешиванием или приближенно по объему, учитывая объемный вес отложений.

Для определения потерь в смолистых веществах и пыли и их характеристики определяют их состав и теплотворную способность. В специальных случаях смолы подвергают дополнительным исследованиям—

фракционной перегонке, определению удельного веса, вязкости, состава и т. д.—в целях выяснения их характера, свойств и возможности использования.

В случае наличия в газе уксусной кислоты и метилового спирта содержание их устанавливают при специальных исследованиях.

Замер температур газа является обязательным как в месте выхода его из газогенератора, так и на всем пути, причем падение температуры на отдельных участках газопровода и в отдельных аппаратах установки должно быть совершенно четким.

Точно так же должно быть совершенно отчетливым распределение давлений в системе, характеризующее сопротивление и состояние отдельных участков: давление дутья, давление газа вверху генератора, давление в газосборнике, давление до и после всех очистных, всасывающих, нагнетающих и регулирующих аппаратов.

Количество и температура подаваемого в генератор воздуха устанавливаются непосредственными замерами, причем при вводе в генератор насыщенной паровоздушной смеси особенно важно определение расхода воздуха, так как количество подаваемого пара может быть определено по температуре паровоздушной смеси. При этом следует учитывать конденсацию пара за местом замера и испарение воды—в чаше генератора. В случае подачи в генератор пара не в виде насыщенной паровоздушной смеси в местах ввода пара в генератор определяют количество пара и его параметры: температуру, давление и влажность.

Для точного составления баланса влаги и водорода надлежит определять также количество воды, испаренное в чаше (водяной затвор), имеющее значение при низком опускании раскаленной зоны в генераторе. При этом следует учитывать количество влаги, унесенное золой.

Особенно сложно производство замеров в генераторах водяного газа, в которых прерывистость процессов затрудняет измерение количеств газа и воздуха, температуры, состава газа и прочих параметров, необходимых для составления материального и теплового балансов.

Малая продолжительность отдельных фаз процесса и изменяемость их затрудняют отбор проб газов. Места для отбора нужно выбирать в участках, где различные газы—продукты воздушного дутья и водяной—между собой не смешиваются, или же отбирать пробы после достаточной продувки этих участков исследуемым газом, для чего иногда требуется слишком большой промежуток времени.

Интенсивность работы генераторов водяного газа непрерывно меняется, и показатели работы в этом случае следует характеризовать данными измерений за малые промежутки времени.

При исследованиях работы охладителей основными показателями, характеризующими их работу, являются количество газа, температура, влажность и давление газа до и после охладителя, количество и температура воды при входе и выходе, а также давление воды при входе. В некоторых случаях является также важным установить качество работы охладителя как очистителя и состав промывных вод. В этих случаях подвергают газ соответствующему исследованию,

а также определяют содержание смолистых веществ и пыли в воде затворов.

Помимо этих измерений должен быть определен расход энергии на приведение в движение насосов для воды, подаваемой в охладитель. В многоступенчатых скрубберах исследования полностью или частично проводятся для каждой ступени. В результате испытания должны быть выявлены качество осушки, очистки и охлаждения газа, сопротивление промывателя, расход мощности и расход воды.

Специальным исследованиям подвергают также промывные воды генераторных станций, что представляет интерес для характеристики вымывания ими из газа фенолов, уксусной кислоты и пр., а также состава вод, спускаемых со станций и имеющихся и циркулирующих в системе.

Исследование газопроводов заключается в определении падения в них температуры, их сопротивления и количества выделяющихся в них взвешенных частиц. В отдельных случаях исследование может иметь целью определение мест и величины утечек газа или присоса воздуха.

Целью испытания аппаратов для очистки газа от смол и пыли является обычно установление показателей их работы как очистительных приспособлений (степень очистки, расход энергии), а при центробежных очистителях—также создаваемого ими давления. При этих испытаниях определяют содержание смолистых веществ и пыли в газе до и после аппарата, количество уловленных взвешенных частиц, а также устанавливают количество промывной жидкости и газа, температуру, давление и влажность газа до и после аппарата и механические и электрические показатели, характеризующие работу очистного аппарата в целом и его частей: число оборотов, расход энергии на основной аппарат и на насос для подачи промывной жидкости, напряжение и силу тока и т. д.

Испытание работы охлаждающих кожухов, котлов-утилизаторов и испарителей заключается в определении количества и температуры воды, поступающей в устройство, спущенной (избыточной) и испаренной воды, температуры, давления и количества газа, поступающего и выходящего, температуры и давления получаемого пара, температуры перегрева пара и в случае испарителей—температуры, давления и количества воздуха, поступающего в испаритель, и температуры и давления паровоздушной смеси, выходящей из него. В результате испытания должны быть выведены показатели, характеризующие к. п. д., съем пара, сопротивление, коэфициент теплопередачи и т. д.

Исследование работы дутьевых приспособлений преследует цели установления их характристик: производительности, расхода энергии, числа оборотов, создаваемого давления и зависимости отдельных параметров друг от друга, а также в случае привода их от турбин или применения инжекторов—расхода пара и зависимости их работы от давления и расхода пара.

6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, СИГНАЛИЗАЦИЯ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В современных больших газогенераторных станциях невозможно непосредственное обслуживание оборудования персоналом станции, и появляется необходимость в устройствах, автоматически регулирующих режим и переключающих клапаны, дающих возможность управления клапанами и передачи распоряжения на расстоянии, взаимного согласования действий обслуживающего персонала и т. д.

Указанные цели достигаются с помощью следующих методов работы:

1) автоматического регулирования работы;
2) автоматического управления механизмами;
3) централизованного управления механизмами на расстоянии;
4) производственной сигнализации, обеспечивающей согласование действий обслуживающего персонала;
5) аварийной сигнализации, извещающей обслуживающий персонал о наступающих аномалиях или о происшедшей аварии;
6) диспетчеризации, заключающейся в передаче распоряжений на расстоянии и их подтверждении посредством сигналов.

Автоматическое регулирование газогенераторных установок

Показатели, характеризующие состояние генераторного процесса и газовой среды, как то: давление генераторного газа, давление дутья и добавка пара, подвержены сильным колебаниям в зависимости от расхода газа потребителем, изменения размера кусков и свойств топлива, периодичности загрузок топлива, характера обслуживания, шлакования, засорения газопроводов и аппаратуры и т. д.

В малых установках регулировка режима генераторов производится преимущественно от руки, в больших же—обычно применяют автоматические регуляторы.

Ручное регулирование имеет тот недостаток, что оно производится лишь тогда, когда изменение состояния уже достигло известного предела, а иногда и вызвало нежелательные последствия. При автоматическом регулировании поддерживаются определенные значения регулируемых показателей, и в случае непроизвольных их изменений регулятор возвращает их к этим значениям, а в случае изменения величины одного из регулируемых показателей регулятор изменяет и другие.

В газогенераторных установках автоматические регуляторы применяются для регулирования подачи воздуха и пара для газификации, давления газа и соотношения при смешении газов.

Требования, предъявляемые к регуляторам. Чем быстрее реагирует автоматический регулятор при отклонении системы от нормального состояния, т. е. чем легче преодолеваются инерционные усилия системы, тем чувствительнее регулятор.

Точность регулятора характеризуется его чувствительностью, определяемой отклонением состояния, требуемым для начала регулирования. Чувствительность выражается в *мм* вод. ст. или в °С.

Требования к регуляторам в отношении чувствительности устанавливаются в каждом отдельном случае в зависимости от требований установки. Обычно избегают применения регуляторов большой чувствительности, так как они имеют слишком сложную конструкцию.

В состоянии равновесия регулятора положение установочного прибора должно в точности соответствовать оптимальному значению контролируемой величины.

Скорость перестановки установочного прибора (вентиль, дроссельный клапан, шибер и т. д.) регулятором тем больше, чем скорее происходит корректирующее влияние регулятора. В условиях газогенераторных станций, где перестановка дроссельного клапана в воздухопроводе или в газопроводе, несмотря на наличие больших объемов газа, производит моментальное регулирующее действие, желательна большая скорость.

При слишком быстром воздействии регулятора на перестановочный механизм вследствие инерции движущихся масс может произойти переход состояния в направлении, противоположном вызвавшему действие регулятора, что в свою очередь вызовет работу регулятора в противоположном направлении и новый переход линии среднего состояния и т. д., т. е. может происходить постоянное колебание воздействия регулятора—перерегулирование.

При хорошем регуляторе по достижении нормального состояния регулирующее воздействие его должно прекратиться.

Для регуляторов давления, тяги и соотношения, если только движущиеся массы не велики, не требуется особых мер, предупреждающих перерегулирование. В случае передвижения больших масс или в случае значительных по длине перемещений можно избежать перерегулирования или колебаний, уменьшая скорость регулирования с помощью пружин или гидравлических тормозов или применяя постепенное регулирование. Постепенность регулирования обеспечивается обратным ходом регулятора, т. е. установкой его после некоторого регулировочного действия в среднее положение (регулировка толчками или с перерывами).

Конструкция регулятора должна допускать в процессе работы свободное изменение требуемых значений регулируемых показаний; регулятор должен быть легко выключаемым, безопасным, нетребовательным в отношении обслуживания и легко доступным ([190], [191]).

Регуляторы прямого и косвенного действия. В регуляторе прямого действия сама сила изменения состояния регулируемой величины вызывает усилие, необходимое для совершения регулирующего действия.

Эти регуляторы состоят из воспринимающего органа и перестановочного механизма, приводимого в движение воспринимающим органом.

Если импульс, возникающий вследствие изменения измеряемой и регулируемой величины, недостаточен для непосредственной перестановки регулирующего приспособления, то этот импульс усиливается с помощью вспомогательных сил, которыми он управляет. Подобные регуляторы называют регуляторами с усилением или косвенного действия. Они состоят из органа, воспринимающего изменение состояния регулируемой величины, и реагирующего на него механизма, с помощью которого осуществляется управление вспомогательной силой, силового механизма, приводимого в действие вспомогательной силой, и перестановочного механизма, непосредственно вызывающего изменение состояния.

Для создания вспомогательной силы используют воздух, масло, воду, находящиеся под давлением, электрическую энергию и т. д. Регуляторы с многократным усилением снабжаются несколькими управляющими механизмами.

Воспринимающие органы регуляторов давления, смешения и соотношения выполняются в виде различного типа аппаратов для измерения давления: колокольного, поплавкового и мембранного, а регуляторы температуры—в виде термостатов с расширяющимися частями.

Управляющие механизмы могут быть золотниковыми с рычажным воздействием, в виде струйной трубки или отражательной пластинки, электромагнитными и электрическими. При золотниковом управлении золотниковый поршень направляет под влиянием действия воспринимающего органа рабочую жидкость в цилиндр силового механизма. При струйной трубке в результате изменения показания регулируемой величины отклоняются струйная трубка и подаваемая ею струя рабочей жидкости. При отражательной пластинке отклонение последней изменяет количество вытекающей в цилиндр жидкости. При электромоторном усилении в результате изменения состояния измерительный прибор или включает контакты, замыкающие ток и приводящие во вращение мотор, или же изменяет сопротивление в цепи и число оборотов мотора. При электромагнитном усилении воспринимающий орган замыкает контакт и включает электромагнит для электромоторного усиления или перемещения клапана.

В случае приведения в действие регулировочного органа маслом или водой, находящимися под давлением (гидравлическое усиление), наиболее часто в качестве управляющих приборов применяют регулирующие дроссели и струйные трубки. При регулирующих дросселях определенное падение давления рабочей жидкости устанавливается посредством двух последовательно включенных дроссельных устройств, из которых одно (или оба) могут регулироваться. Давление, которое устанавливается между дросселями, действует на вспомогательную силу. В струйных устройствах имеет место преобразование в выпускном сопле статического давления рабочей жидкости в кинетическую энергию струи. При попадании струи в приемное сопло кинетическая энергия вновь преобразуется в статическое давление и используется для приведения в движение силового механизма. Путем отклонения струи это давление может изменяться от некоторой максимальной величины до нуля. Струйная трубка может быть приведена в дви-

жение при чрезвычайно слабых импульсах. Она менее чувствительна к загрязнениям, чем регулировочные дроссели.

Регуляторы давления газа. Поступление газа к потребителю зависит от давления его в газопроводе, и поэтому важно, чтобы давление было постоянным. Большое значение имеет также и неизменность давления в определенных частях установки (например поддержание положительного давления газа в системе до электрофильтров).

Регулирование давления газа почти всегда связано с регулированием его количества, поскольку давление является функцией количества, и наоборот.

Изменение количества пропускаемого газа достигается различными путями: перестановкой клапана в газопроводе, т. е. уменьшением или увеличением отдачи газа; перестановкой клапана в воздухопроводе, т. е. увеличением или уменьшением давления и количества подаваемого воздуха; регулированием числа оборотов воздухоподающего устройства, т. е. при центробежном вентиляторе—изменением давления и количества подаваемого воздуха и при ротационном—изменением количества воздуха.

Устройство регуляторов давления таково, что они вызывают действие, восстанавливающее требуемое состояние. Например в случае падения давления в газопроводе вследствие увеличения потребления газа или при загрузке генераторов давление автоматически восстанавливается регулятором или путем большего открытия клапана воздушного дутья в генератор или путем закрытия клапана в газопроводе.

Изменение числа оборотов вентиляторов в целях регулирования давления и количества подаваемого воздуха достигается при приводе паровой турбиной путем воздействия регулятора на паровой вентиль, а при электрическом приводе—путем воздействия регулятора на электромагнитное поле мотора.

Регулирование давления производится также перепускными клапанами—байпассами, которые открываются при увеличении давления газа выше требуемого и отводят излишек газа или же при соответствующей установке в случае падения давления возвращают газ из нагнетательного газопровода во всасывающий.

Регуляторами давления служат также газгольдеры, перекрывающие все пики подачи и потребления газа. Однако специальная их установка в местах, где необходимо поддержать постоянное давление, является дорогой.

В случае обслуживания установки ротационными вентиляторами уменьшение расхода газа вызывает повышение давления, могущее оказаться опасным, и поэтому ротационные вентиляторы для газа снабжают регуляторами с обводными газопроводами, а вентиляторы для воздуха—регуляторами с выпускными клапанами.

В установках, в которых часть газа потребляется двигателями, а часть газа расходуется для целей отопления, для уменьшения влияния на давление газа пульсирующего потребления газа двигателями требуется установка газгольдеров или снабженных регуляторами

газоприемных камер (газовых мешков, расширительных камер, антипульсаторов), в которые газ подается с равномерной скоростью.

Регуляторы обслуживают обычно достаточно очищенный газ. При необходимости их установки для горячего неочищенного газа рекомендуется между газопроводом горячего газа и регулятором поместить газоприемник, служащий газовой подушкой и очистителем газа от пыли и смолы.

В качестве клапанов, непосредственно регулирующих количество, а следовательно и давление газа, и управляемых автоматическими регуляторами всех видов, служат дроссельные заслонки, вентили и задвижки.

Дроссельные заслонки обычно выполняются круглыми. Они не особенно плотны. В случае пыльных газов в местах их установки предусматривают небольшие пылевые мешки. При смолистом газе до и после них устраивают смолостоки.

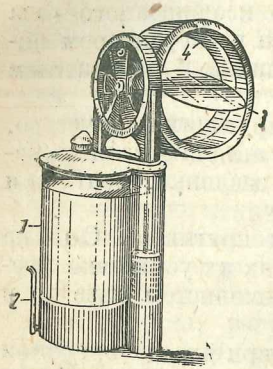
Вентили применяются в тех случаях, когда при дросселировании должен иметь место большой перепад давления и когда требуется плотное выключение. Наилучшее выключение дают односедельные вентили, требующие однако значительной перестановочной мощности и применяющиеся по этой причине при регуляторах косвенного действия. Двухседельные вентили могут быть легко разгружены и предпочтительны при регуляторах прямого действия. Они менее плотны, нежели односедельные.

На рис. 99 представлен регулятор с колоколом. Пространство под колоколом, нагруженным соответственно требуемому давлению, соединено импульсной трубкой с тем местом, где давление должно поддерживаться постоянным. При изменении давления колокол перемещается вверх или вниз, благодаря чему происходит перестановка дроссельного клапана в газопроводе. Регулирование протекает постепенно, что уменьшает возможность перерегулирования и колебания. Для достижения достаточной чувствительности подобных регуляторов прямого действия колоколы должны быть большими, вследствие чего приборы получаются тяжелыми и громоздкими. Часто удовлетворяются точностью, получаемой на подобных приборах (1—2 *мм* вод. ст.), применяя их из-за простоты и надежности. Жидкость в этих регуляторах не должна замерзать при низких температурах.

В подобных же регуляторах с усилением передвижение колокола вызывает с помощью рычагов перемещение в золотниковом цилиндре двойного поршенька, управляющего действием поршня в силовом цилиндре. К цилиндру присоединены пять трубок: средняя соединяет его с напорной магистралью водяного или масляного насоса, две следующие связаны с силовым цилиндром и две крайние—со сточной линией. При передвижении поршенька рабочая жидкость подается или с одной или с другой стороны поршня силового цилиндра, вызывая его перемещение, а вместе с ним и перемещение дроссельного клапана, связанного с поршнем штоком и кривошипом.

Для установления регулятора на нужное давление передающий

рычаг с помощью соответствующего груза приводится в горизонтальное положение, при этом поршенек золотникового цилиндра занимает среднее положение, при котором напорные линии к силовому цилиндру одинаково перекрыты. При повышении давления колокол всплывает, золотниковый поршень передвигается влево, освобождает левое окно, соединенное с левой частью силового цилиндра, поршень последнего перемещается вправо и прикрывает дроссельный клапан.



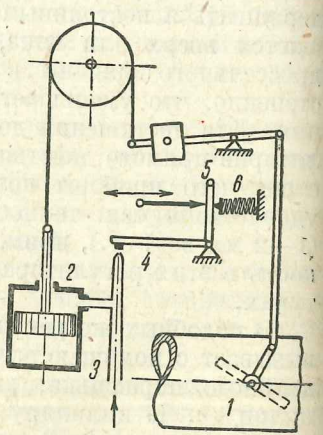
99. Регулятор с колоколом:

1—колокол, плавающий в жидкости; *2*—влияющая трубка; *3*—дроссельный клапан; *4* — трубопровод

Работа регуляторов с поплавками основана на перемещении при изменении давления уровней жидкостей в сообщающихся сосудах и с ними поплавка, который с помощью рычажного механизма управляет работой вспомогательного механизма.

На рис. 100 представлен регулятор с гидравлическим усилением с помощью отражательной пластинки.

Дроссельный клапан *1* (газо- или воздухопровода) связан с рабочим поршнем *2* усилительного устройства. Давление напорной жидкости над поршнем уравновешивает всю систему. Жидкость в цилиндр подается трубкой *3*, прикрытой отражательной пластинкой *4*. Последняя связана с рычажком *5*, на одну сторону которого действует усилие пружины *6*, а на другую—орган, воспринимающий импульс от места, где поддерживается неизменное давление. Пружина устанавливается таким образом, что она уравновешивает давление, которому подвергается воспринимающий орган. Если давление на воспринимающий орган возрастет, то рычажок и отражательная пластинка отклонятся. При этом открытие мундштука трубки *3*, подающей рабочую жидкость, увеличивается, и из него вытекает больше жидкости. В результате этого давление над поршнем *2* в рабочем цилиндре падает, поршень передвигается, и связанный с ним дроссельный клапан перемещается. В случае падения давления в газо- или воздухопроводе мундштук, из которого вытекает жидкость, плотнее закрывается пластинкой *4*; давление жидкости в цилиндре увеличивается, и поршень *2* передвигается в обратном направлении, переставляя соответственно в противоположном направлении дроссель.

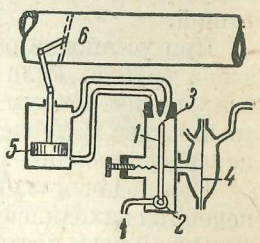


100. Схема гидравлического регулирования с помощью отражательной пластинки

Часто применяют также мембранные регуляторы. В этих регуляторах на мембрану действует, с одной стороны, контролируемое давление, а с другой стороны, пружина, устанавливаемая с помощью гайки на необходимое давление. Перемещение мембраны вызывает установление требуемого давления прямым или косвенным путем.

В качестве материала для регулировочных мембран при давлениях примерно до 500 *мм* вод. ст. служит главным образом кожа, в целях газонепроницаемости пропитанная густым маслом. Для больших давлений применяют мембраны из металла или из резины, усиленной тканью, если только резина не разъедается газом.

На рис. 109 представлен мембранный регулятор прямого действия, а на рис. 101—мембранный регулятор косвенного действия с гидравлическим усилением. В регуляторе прямого действия давление газа у места, где оно должно поддерживаться постоянным, влияющей трубкой передается на нижнюю поверхность мембраны, помещенной в специальном кожухе. Если давление газа в газопроводе изменяется, мембрана перемещается и, будучи механически связана с дроссельным клапаном в газопроводе, она перемещает клапан до установления нормального давления в месте установки влияющей трубки.



101. Схема гидравлического регулирования с помощью струйной трубки

В регуляторе косвенного действия «Аскания» (рис. 101) усиление осуществлено с помощью струйной трубки *1*, вращающейся вокруг полой оси *2*. Через ось и струйную трубку подается под давлением в несколько атмосфер масло, вытекающее в два маленьких отверстия *3*. Струйная трубка при нормальном давлении и следовательно нормальном положении мембраны *4* распределяет масло одинаково в оба отверстия. Масло протекает по трубкам к рабочему поршню *5*, с обеих сторон его и давит равномерно на обе его стороны, и следовательно при этом не происходит никакого перемещения поршня. Если же под влиянием изменения давления струйная трубка отклонится вправо или влево, то к одной стороне поршня будет притекать масло под бо́льшим давлением и поршень переместится, а шток его переставит с помощью рычажного приспособления дроссельный клапан *6* в газопроводе.

Вместо рабочего поршня в регуляторах с гидравлическим усилением с помощью отражательной пластинки при небольших перестановках можно применить мембрану, к которой прикрепляется ось переставляемого дросселя.

Мембранные регуляторы компактны, просты и дешевы, однако колокольные и поплавковые регуляторы, работающие на основе разности весов столбов жидкости, имеют то преимущество, что их перемещения постоянны, так же как и деления на измерительной шкале, благодаря чему точность измерений является неизменной. Пружинные же мембраны, а также пружины Бурдона, применяющиеся при

высоких давлениях, должны периодически контролироваться вследствие возможного изменения их упругости.

Мембраны сильно изнашиваются под влиянием разъедания их газом, проникающим через влияющую трубку и через сальник в случае соединения мембраны штоком с дроссельным клапаном в газопроводе, что является их значительным недостатком.

Регулятор, пропускающий обратно газ (перепускной клапан), представлен на рис. 102.

Если давление газа на напорной стороне превысит требуемое максимальное давление, колокол поднимет двухседельный клапан и излишек газа направится во всасывающую сторону. Если клапан помещен на воздухопроводе, то излишек воздуха может выпускаться наружу. При высоких давлениях колокол может быть заменен пружиной.

При установке регуляторов давления имеет значение размер влияющей трубки. Если сечение трубки слишком мало, то импульс получается ослабленным и запаздывающим; если же сечение трубки велико, то импульс получается резким, в результате чего может иметь место перерегулирование.

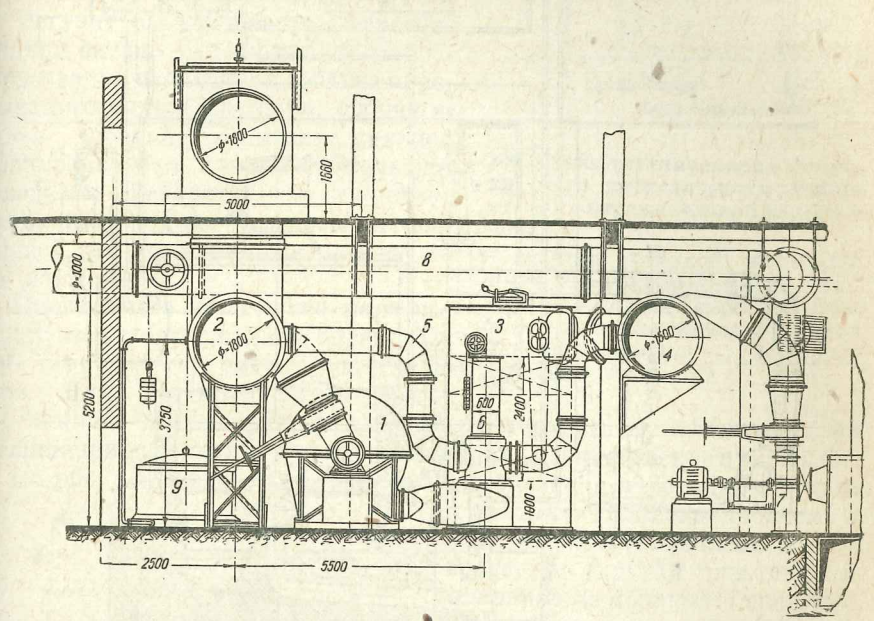
При подаче газа к нескольким потребителям требуется, чтобы у всех печей газ находился под определенным давлением. Поэтому необходимо у каждой печи поставить регулятор. В этом случае недостаточно иметь один регулятор у коллектора, так как, несмотря на равномерность давления в главном газопроводе, давление у отдельных печей в зависимости от колебаний в потреблении газа другими печами часто сильно колеблется. При желании можно обойтись и с одним регулятором, только следует его поставить у места ответвления газопровода, к наиболее чувствительному к колебаниям давления месту потребления, а давления у других мест можно регулировать от руки.

В установках с сухой очисткой газа ограничиваются установкой регуляторов на воздухопроводе (рис. 103), иногда в небольших установках совсем не предусматривают автоматических регуляторов.

Особенно важно автоматическое регулирование давления в газопроводе для газогенераторных установок, имеющих очистительные устройства. Включение газоочистительных и осушительных приспособлений настолько увеличивает сопротивление системы, что для них уже становится недостаточным то давление, которое имеет газ по выходе из генераторов и которое создается дутьевым вентилятором. Поэтому появляется необходимость установки эксгаустеров или вентиляторов для создания давления газа за генератором. Обычно вентилятор включается после всех очистительных устройств или же давление создается самим очистительным устройством в том случае, если таковым является дезинтегратор типа аппарата Тейсена. При этом предусматривается двойное регулирование давления: регулятором, управляющим подачей воздуха к генераторам с импульсом из газопровода очищенного газа, и регулятором, установленным на газопроводе с импульсом от какой-нибудь точки газопровода, где требуется поддержание постоянного давления (например перед газовым вентилятором или перед

электрофильтрами). Очевидно, что импульс к первому регулятору должен быть взят из участка, находящегося за точкой, связанной со вторым регулятором. Дополнительные установки газогенераторных станций, например сероочистное отделение, газгольдеры, а также газовая сеть к потребителю, снабжаются самостоятельными регуляторами.

В торфяной газогенераторной установке завода в Гусь-Хрустальном газ по выходе из аппаратов Тейсена имеет давление около 250 *мм*



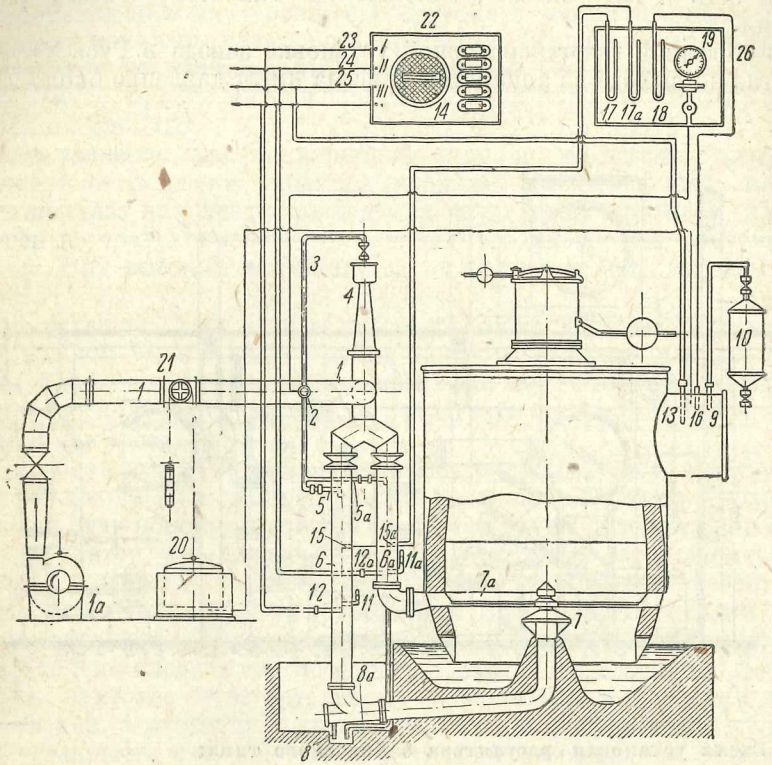
102. Схема установки регулятора байпассного типа:

1—газовый вентилятор; *2*—подающий газопровод; *3*—каплеуловитель; *4*—напорный газопровод; *5*—обводной газопровод; *6*—автоматический регулятор давления газа на обводном газопроводе; *7*—воздушный вентилятор; *8*—воздухопровод; *9*—автоматический регулятор давления на воздухопроводе

вод. ст., и никакого добавочного вентилятора не требуется. Перед самым аппаратом давление вследствие всасывающего действия аппаратов Тейсена близко к нулю, что при бездействии регуляторов создает угрозу присоса воздуха и взрыва. При надлежащей работе регуляторов давление в коллекторе перед аппаратами Тейсена поддерживается постоянным и составляет около 7 *мм* вод. ст. Один регулятор установлен на воздухопроводе и получает импульс от газопровода очищенного газа.

При увеличении расхода газа давление в газопроводе падает, регулятор давления получает соответствующий импульс и открывает задвижку воздухопровода, благодаря чему увеличиваются подача

воздуха в генераторы и их производительность. Второй регулятор давления установлен на газопроводе от аппарата Тейсена к скрубберу и служит для обеспечения положительного давления в части газопровода между генераторами и аппаратами Тейсена. Импульс



103. Схема установки измерительной аппаратуры и регулятора давления у генератора:

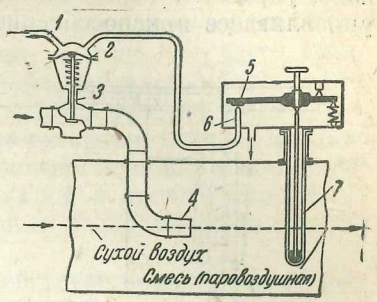
1—воздухопровод; *1а*—вентилятор; *2*—паровая магистраль; *3*—паропровод к инжектору; *4*—паровой инжектор; *5, 5а*—подвод пара к генератору; *6, 6а*—воздухопроводы к генератору; *7*—решетка генератора; *7а*—кольцевая коробка для периферийного дутья; *8, 8а*—отвод конденсата из воздухопроводов; *9*—забор проб газа; *10*—аспиратор; *11, 11а*—ртутные термометры; *12, 12а*—термометры сопротивления; *13*—электрический пирометр; *14*—указатель температуры; *15, 15а*—замер давлений паровоздушной смеси, *16*—замер давления газа; *17, 17а, 18*—U-образные манометры; *19*—манометр для измерения давления пара; *20*—колокольный автоматический регулятор давления газа; *21*—шкив регулятора; *22*—щит температур; *23, 24, 25*—провода к регистрирующим приборам; *26*—щит давлений

дает коллектор сырого газа между аппаратом Тейсена и генератором, в котором поддерживается положительное давление. При падении давления регулятор прикрывает дроссельный клапан, установленный в газопроводе между аппаратом Тейсена и скруббером, и уменьшает

отдачу газа в сеть, благодаря чему увеличивается давление в коллекторе сырого газа. При повышении давления в коллекторе сырого газа выше нормы происходит обратное: клапан приоткрывается и пропускает больше газа. Дальнейшее регулирование производится автоматически первым регулятором (рис. 19).

На рис. 102 представлена схема установки регулятора обводного типа.

Регуляторы температуры паровоздушной смеси. Для нормального газообразования необходима добавка определенного количества пара. Слишком малая добавка вызывает сильное шлакование, а слишком большая охлаждает генератор и ухудшает состав газа, кроме того связана с излишней затратой топлива на получение пара.

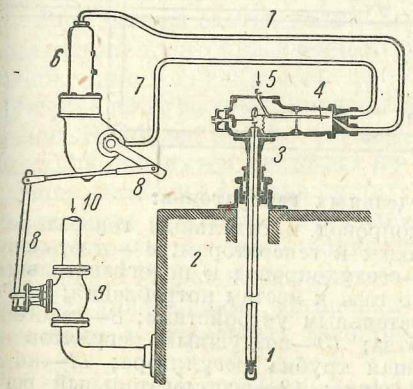


104. Схема регулирования добавки пара металлическим термостатом с отражательной пластинкой:

1—подвод напорной жидкости; *2*—мембрана; *3*—паровой вентиль; *4*—подвод пара; *5*—отражательная пластинка; *6*—выход напорной жидкости; *7*—металлический термостат

Проще всего количество пара регулируется поддержанием определенной температуры смеси воздуха и пара. Для автоматического регулирования этой температуры применяют термостаты, основанные на расширении материалов при нагревании, или электрические приборы

На рис. 104 представлен регулятор добавления пара с термостатом с металлическим заполнением и гидравлическим усилением посредством упругой пластинки и клапана с мембраной. Различное расширение внешней трубы и внутреннего стержня в термостате при изменении температуры приводит в движение рычаг с упругой пластинкой и изменяет давление над мембраной парового клапана, благодаря чему переставляется шпиндель клапана.

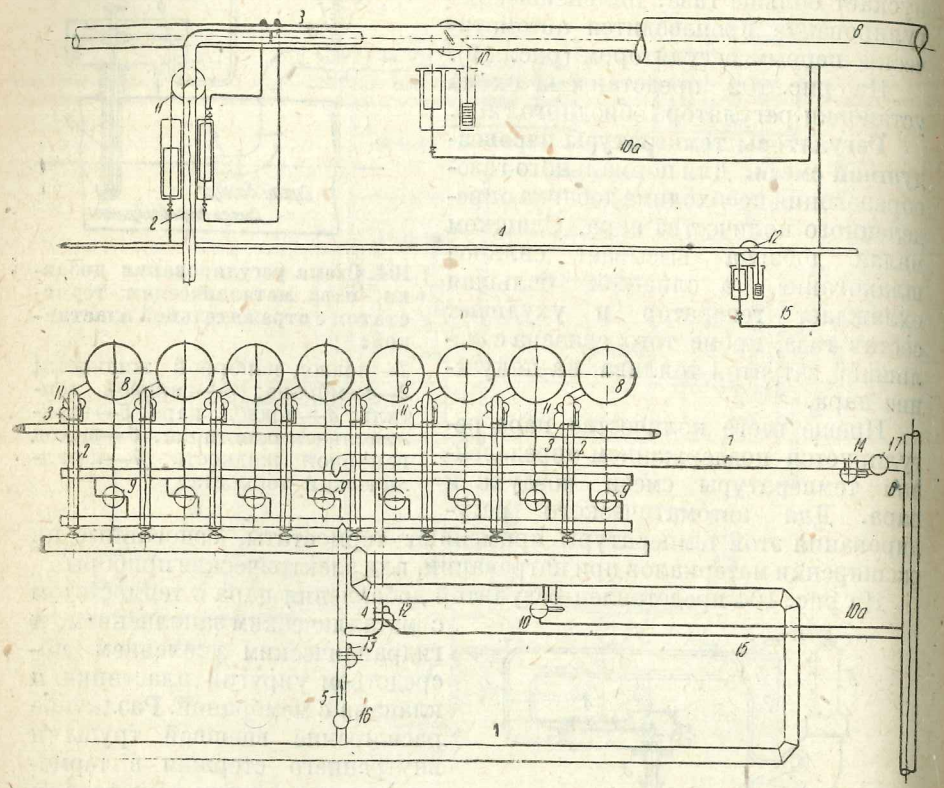


105. Схема регулирования добавки пара струйной трубкой

Металлический термостат может быть комбинирован с другими управляющими приспособлениями, например струйной трубкой. Подобный регулятор фирмы «Аскания» представлен на рис. 105.

Термостат *1* с металлическим или жидкостным заполнением помещается в трубопроводе *2*, подающем смесь пара и воздуха в генератор, на некотором расстоянии от места подачи пара. Приспособление *3* вос-

принимает изменения длины термостата и с помощью струйной трубки *4*, к которой через трубку *5* притекает под давлением масло или вода, управляет передвижением поршня в цилиндре *6*, с которым управляющее приспособление *3* связано трубками *7*.



106. Схема регулирования нагрузки отдельных генераторов:

1—главный воздухопровод; *2*—воздухопровод к отдельным генераторам; *3*—дроссельные шайбы в воздухопроводах к генераторам; *4*—ответвление воздухопровода к регуляторам *11*; *5*—воздухопровод к подогревательным устройствам; *6*—газопровод очищенного газа к местам потребления; *7*—газопровод очищенного газа к подогревательным устройствам; *8*—газогенераторы; *9*—подогревательные устройства; *10*—воздушный регулятор на главном воздухопроводе; *10а*—влияющая трубка регулятора; *11*—индивидуальные регуляторы количества воздуха; *12*—вспомогательный регулятор для воздухопровода *4*; *13*—воздушный регулятор для подогревательных устройств; *15*—влияющая трубка к регулятору *12*; *16*, *17*—обратные предохранительные клапаны

Движение поршня с помощью рычагов *8* устанавливает степень открытия вентиля *9* на паропроводе *10*.

Термостаты должны быть установлены в таком месте, где смешение пара и воздуха вполне закончилось.

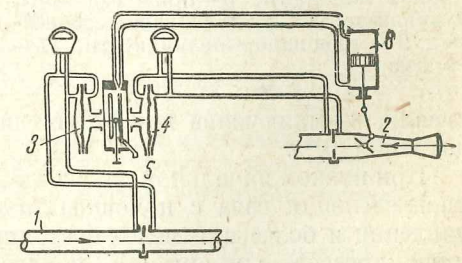
Регуляторы производительности параллельно работающих газогенераторов. Регуляторами давления газа регулируется общая подача воздуха во все генераторы соответственно расходу газа. Распределение воздуха по отдельным генераторам регулируется вручную или совсем не регулируется. Это приводит к тому, что часто имеет место весьма различная нагрузка отдельных генераторов вследствие различного сопротивления слоя топлива в них и участка воздухопровода между вентилятором и отдельными генераторами. Вредное влияние перегрузки отдельных генераторов и связанные с этим колебания в теплотворной способности газа, а также перебои в производстве могут быть устранены автоматическим равномерным распределением воздуха между генераторами.

При этом давление газа в коллекторе действует на центральный распределитель, который при помощи сжатого воздуха управляет регуляторами каждого генератора. Одновременно эти отдельные регуляторы управляются разностью давлений в диафрагмах воздухопровода таким образом, что общее количество воздуха равномерно распределяется между генераторами. Каждый отдельный регулятор снабжен установочным приспособлением, что дает возможность в любых пределах изменять нагрузку отдельных генераторов в соответствии с их состоянием.

Устройство подобного регулирования не представляет особых технических трудностей, но является дорогим.

Схема установки автоматического регулирования производительности параллельно работающих генераторов, намечавшаяся для установки УЗТМ, представлена на рис. 106.

Регуляторы соотношения. При смешении различных газов в целях получения газа определенного состава или теплотворной способности необходимо регулировать соотношение количеств смешиваемых газов. Наиболее просто это осуществляется путем создания перепада давления для движущихся газов и контроля и регулирования соотношения величин перепада. Перепад давления создается диафрагмами, устанавливаемыми в отдельных газопроводах.

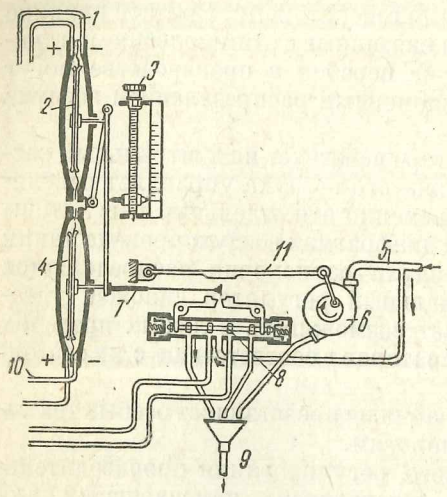


107. Схема установки регулятора соотношения со струйной трубкой

На рис. 107 представлена схема установки регулятора соотношения «Аскания». Регулирующий импульс создается в газопроводах *1* и *2* разностью давлений до и после диафрагмы или другого пропускного отверстия и передается мембранам *3* и *4*, отдельным для каждого газопровода. Обе мембраны с помощью упорных стерженьков действуют на струйную трубку *5*. В случае отклонения соотношения количеств от нормального перемещение струйной трубки и следовательно отключение струи масла приводит в движение силовой

механизм *6*, который производит надлежащую перестановку клапана на одном из газопроводов.

На рис. 108 представлена схема аналогичного регулятора «Рейнеке», также снабженного двумя мембранами. В состоянии равновесия, т. е. при нормальном соотношении количеств газа, указатель *7* находится в среднем положении между двумя рычагами и при опускании вниз под давлением периодически поднимающейся и опускающейся обоймы *11* не изменяет положения гидравлического золотникового поршня. При отклонении величины соотношения от нормы распределяющий масло золотниковый поршень при опускании обоймы стрелкой и угловым рычагом сдвигается и направляет масло в силовой механизм для перестановки клапана.



108. Регулятор смешения Рейнеке:
1, 10—импульсные трубки от диафрагм к газопроводам; *2, 4*—мембраны; *3*—установочный ползун; *5*—подвод напорной жидкости; *6*—привод обоймы; *7*—указатель; *8*—поршневой золотник; *9*—отвод напорной жидкости; *11*—обойма

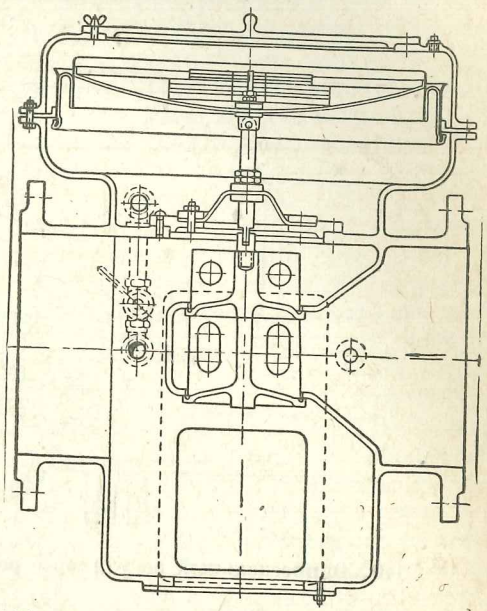
При изменении состава одного из газов очевидно нормальная величина соотношения должна изменяться.

Регулятор на сетях. Назначением регуляторов, устанавливаемых на разветвленных сетях и при дальнем газоснабжении, является обеспечение потребителя надлежащим количеством газа, предупреждение недопустимого увеличения давления, могущего возникнуть при повышении давления в главной магистрали, и выключение при отсутствии потребления газа сетей низкого давления [192].

При низком начальном давлении (до 500 *мм* вод. ст.), например при распределении газа с помощью газгольдера, небольших колебаниях давления и более или менее постоянном расходе, регулятор является лишь дроссельным органом, поддерживающим постоянство давления на выходе; он обычно помещается в отапливаемом помещении, что облегчает контроль и условия его работы. На рис. 109 представлен подобный регулятор. Он обычно применяется для начального давления до 500 *мм* и конечного—до 200 *мм* вод. ст. Дроссельный клапан регулятора выполнен двухседельным и приводится в действие мембраной. Добиться плотности затвора при подобном клапане затруднительно, так как вследствие изменений температуры и давления в кожухе регулятора происходят деформации, уменьшающие плотность, и кроме того на тарелках и седлах оседают выделяющиеся из газа вещества.

Вследствие неплотности этих регуляторов при незначительном количестве проходящего газа и возрастании начального давления возрастает и конечное давление; поэтому требуется сильный прижим тарелок к седлам.

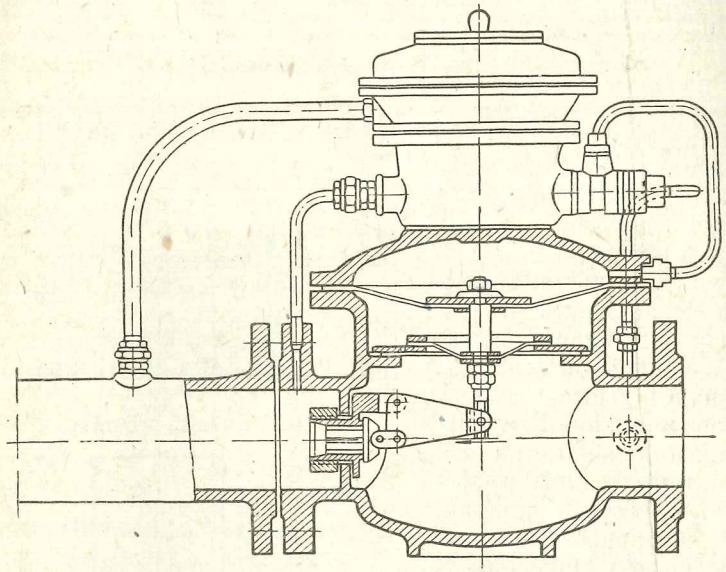
В очень тяжелых условиях работают регуляторы для дальнего газоснабжения, при котором начальное давление может колебаться в больших пределах (например 300—20 000 *мм* вод. ст.) и при малом начальном давлении требуется пропуск максимального количества газа, а при большом начальном давлении расход газа сводится к нулю и дроссель должен служить затворным органом. В подобных случаях применяют одноопорные мембранные клапаны, в которых клапан связывается с мембраной рычагом. При значительных количествах газа применяют регуляторы, представленные на рис. 110, в которых силой, приводящей в действие клапан, служит начальное давление. Клапан связан коленчатым рычагом с мембраной. При закрытом регуляторе на клапан воздействует все начальное давление, чем обеспечивается плотный затвор. Мембрана регулятора находится под воздействием конечного давления. Если конечное давление понижается, понижается и нагрузка на верхнюю поверхность мембраны при сохранении нагрузки на нижнюю поверхность, и регулятор открывает клапан. При повышении конечного давления регулятор закрывает клапан.



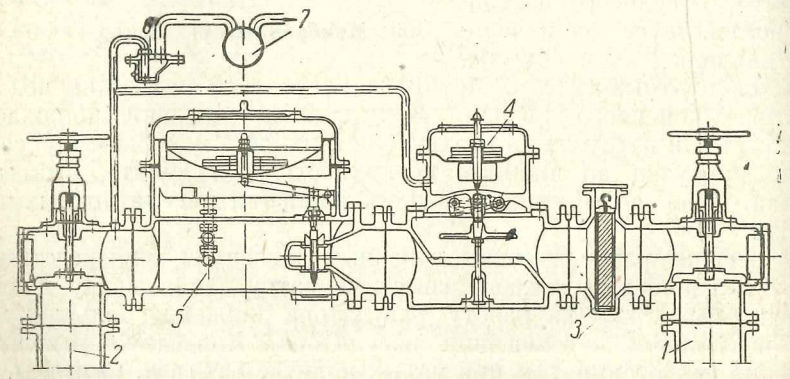
109. Мембранный регулятор

В регуляторах с высоким конечным давлением непосредственная нагрузка мембраны создает известные затруднения ввиду неблагоприятного влияния на работу регулятора движения больших масс, при постоянном перемещении регулятора. Колебания регулятора особенно неблагоприятны при малых количествах газа. Смягчить действие колеблющихся масс до известного предела можно сильным дросселированием газа в импульсном трубопроводе конечного давления; уменьшить величину движущихся масс можно путем замены пружиной гирь, нагружающих мембраны, что не уменьшает напряжения мембраны. Описанные неудобства устраняются с помощью дополнительной установки регуляторов управления, поддерживающих постоянное давление с одной стороны мембраны.

Особенную опасность для работы клапанов представляют загрязнения их пылью и нафталином и образование ржавчины. Эти опасности избегаются путем установки перед регуляторами фильтров для пыли из конского волоса, стеклянных бус, смоченных маслом, и колец Рашига.



110. Односедельный регулятор с регулятором управления



111. Регулирующая установка

Для возможности смены фильтров предусматривают установку клапанов и обводных труб. Если пылеуловитель удаляет только грубые примеси из газа, то в газопроводе низкого давления устанавливают предохранительные горшки и клапаны, отводящие излишек газа наружу.

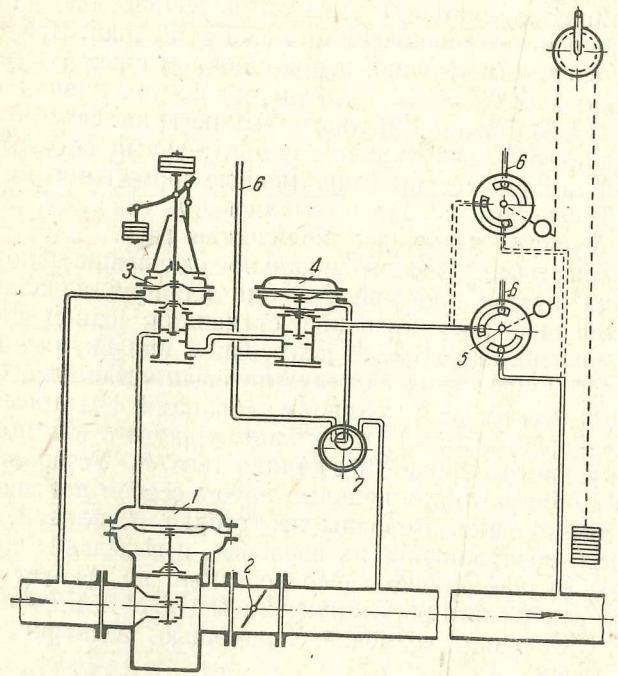
Если нормальное давление составляет 60 *мм* вод. ст., то предохранительное устройство устанавливают на 100—200 *мм* (безопасное для потребителей). На случай все же возможного излишнего повышения конечного давления устанавливают специальные приспособления—клапаны безопасности, выключающие подачу газа.

Клапан безопасности представлен на рис. 111. Запорная тарелка клапана соединяется системой рычагов с мембраной, на которую действует конечное давление регулирующей установки. При излишнем повышении давления (возможно, и при слишком низком) упор освобождает удерживаемый им в открытом положении клапан и клапан закрывается. Во избежание полного выключения сети в обводной трубе устанавливается небольшой вспомогательный регулятор, отрегулированный на конечное давление (меньше нормального) и нормально закрытый, который в случае выключения главного регулятора начинает пропускать небольшое количество газа.

При снижении очень высокого начального давления до конечного—малого—рекомендуется для уничтожения влияния начального давления на конечное регулирование ступенями: одной ступенью—уменьшение давления до 5 *ат*, а далее одной или двумя—до требуемого. На рис. 111 представлена регулирующая установка, состоящая из впускного *1* и выпускного *2* ходов с клапанами, фильтра *3*, клапана безопасности *4*, регулятора *5*, продувного горшка *6* или предохранительного выпускного клапана и счетчика газа *7*. Установка монтируется либо в обмурованном колодце, либо в особом помещении, либо в особой будке-колонке. Колодцы не требуют отопления, но плохо вентилируются, обслуживание их неудобно, и выделение влаги в них значительное. Будка-колонка легко доступна, но требует отопления во избежание замерзания регулирующих вентилей и нарушения газоснабжения. Отопление возможно с помощью электрической энергии или же газом.

Регуляторы газгольдеров и компрессоров. Газгольдеры покрывают неравномерности производства и потребления газа. Они оборудуются регуляторами, выключающими подачу газа при наивысшем положении колокола или шайбы и при падении давления в подающем газопроводе. Предусматривается также регулирование наполнения газгольдера не только по количеству газа, заключающемуся в нем, но и по давлению в газопроводе за ним, с таким расчетом, чтобы газ мог проходить, минуя газгольдер. При максимальной нагрузке наполнение газгольдера прерывается, и компрессорная установка у газгольдеров (если таковая имеется) излишне не нагружается, что позволяет ограничиться небольшой производительностью компрессора[192, 193]. На рис. 112 представлено подобное устройство. На подающем трубопроводе монтируется регулятор количества газа. Он служит также для выключения подачи газа в газгольдер при наивысшем положении колокола. Верхняя сторона мембраны регулятора с помощью регулируемой колоколом вращающейся заслонки соединяется или с газгольдером или с атмосферой. В первом случае дроссельный клапан регулятора открывается, во втором—закрывается.

Давление в дальнем газопроводе влияет на мембрану небольшого вспомогательного регулятора; при понижении давления в дальнем газопроводе регулятор пропускает часть газа из подающего газопровода газгольдера непосредственно в дальний газопровод, минуя газгольдер.



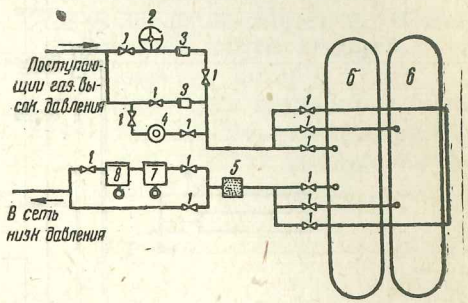
112. Регулирующая установка на газопроводе к газгольдеру:
1—регулятор количества газа, связанный с газгольдером; *2*—дроссельный клапан; *3*—переключающий регулятор, работающий от начального давления; *4*—переключающий регулятор, управляемый часами; *5*—поворотный клапан у газгольдера; *6*—связь с атмосферой; *7*—переключающие часы

Аналогичная связь на рис. 112 предусмотрена между подающим газопроводом и основным регулятором.

На рис. 112 показан также вспомогательный регулятор, связанный с часами, в определенное время включающий или выключающий газгольдер, независимо от запорного приспособления газгольдера и от влияния на заполнение газгольдера начального давления. В определенное время (в период повышения потребления) часы открывают небольшой вспомогательный клапан, пропускающий газ из газопровода (к газгольдеру) к вспомогательному регулятору. При переключении вспомогательного регулятора верхняя сторона мембраны главного регулятора снова соединяется или с наружным воздухом или с газгольдером и вызывает закрытие или открытие дроссельного клапана главного регулятора.

При наличии газгольдера и отсутствии расхода газа или его расхода до определенной величины газодувки не работают. Они включаются только при соответствующей величине расхода газа.

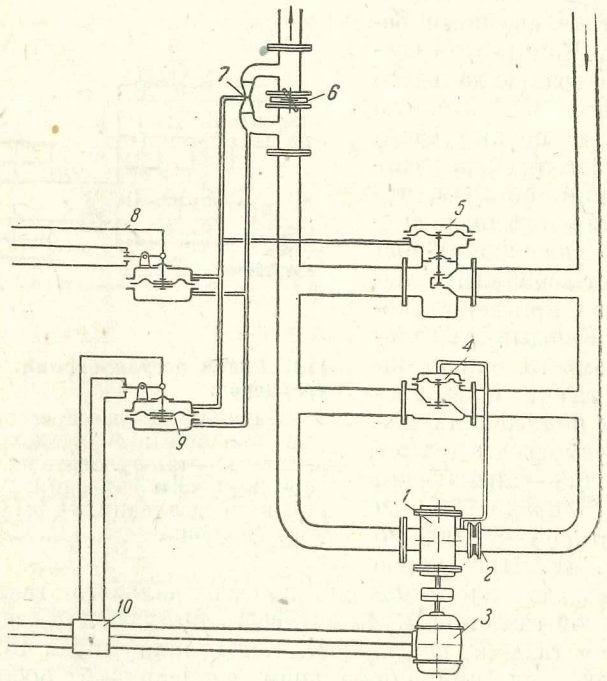
На рис. 113 показана схема расположения двух газгольдеров высокого давления (постоянного объема) и компрессорной станции, снабженных автоматическими регуляторами. Компрессор соединен с магистралью дальнего газоснабжения и рассчитан на работу в ночные часы. Емкость газгольдеров рассчитана таким образом, что они, заполняясь газом в ночные часы до давление в 5 *ат*, обеспечивают снабжение потребителей на весь период потребления. Каждый газгольдер может самостоятельно наполняться газом и выключаться. Для понижения давления предусмотрены два регулятора: один—снижающий давление с 5 *ат* до 5000 *мм* вод. ст., и второй—с 5000 до 90 *мм* вод. ст. При порче регуляторов газ пропускается в сеть дальнего газоснабжения через обводной газопровод. Компрессор автоматически выключается при давлении газа в подводящей магистрали ниже 1500 *мм* вод. ст. и включается при нормальном давлении—в 5000—7000 *мм* вод. ст. Автоматический выключатель соединен с часовым механизмом и обеспечивает пуск компрессора в определенное время. Обратные клапаны предупреждают возможность обратного прохождения газа из газгольдера во всасывающую магистраль при непредвиденной остановке компрессора или падении давления в газопроводе, питающем газгольдер. Регуляторы давления имеют предохранительные приспособления для выпуска газа наружу в случае повреждения мембран. Предохранительный клапан у регулятора высокого давления заполнен ртутью и отрегулирован на предельное давление—в 5000 *мм* вод. ст. Клапан регулятора низкого давления заполнен маслом и отрегулирован на давление в 200 *мм* вод. ст. Оба клапана соединяются с общей выпускной трубой, выведенной выше крыши здания.



113. Схема регулирования работы газгольдеров:
1—задвижки; *2*—компрессор; *3*—обратные клапаны; *4*—предохранительный клапан; *5*—пылеуловитель; *6*—газгольдеры высокого давления; *7*—регулятор высокого давления; *8*—регулятор низкого давления

На рис. 114 представлена установка, автоматически включающая и выключающая в надлежащий момент ротационные газодувки с электромоторным приводом. В дальнем газопроводе установлена

труба Вентури, всасывающая сторона которой соединена с мембраной обводного регулятора, поддерживающего постоянное давление на всасывающей стороне трубы Вентури,— в дальнем газопроводе давление повышается при увеличении расхода газа. При расходе газа, равном нулю, создается определенное минимальное давление, повышающееся до максимального при максимальном расходе. Количество газа, подаваемого газодувкой, при этом остается постоянным и при уменьшении отдачи часть газа циркулирует через обводной регулятор.



114. Схема регулирования работы газодувок:

1—газодувка; *2*—диафрагма; *3*—мотор; *4*—вентиль на обводном газопроводе; *5*—обводной регулятор; *6*—дроссельный клапан; *7*—труба Вентури; *8*—к щиту второго мотора; *9*—контактное устройство; *10*—щит второго мотора

Входное отверстие и сужение трубы Вентури соединены с пространством под и над мембраной специального регулятора. При превышении разности давлений определенной величины мембрана с помощью системы рычагов приводит в действие ртутный контакт, выключающий пусковое приспособление мотора. Это же приспособление включает мотор при соответствии разницы давлений в трубе Вентури определенному количеству проходящего газа.

Возможны параллельная установка нескольких газодувок и последовательный пуск или выключение их. При этом требуется применение

нескольких переключающих приспособлений, устанавливаемых путем соответствующей нагрузки на бо́льшую разность давлений и бо́льшую производительность.

При выключении газодувок и питании газом из газгольдера подводящая и дальняя магистрали специальным обводным регулятором автоматически соединяются; при включении газодувок—разъединяются.

Применение трубы Вентури для регулирования количества и давления газа связано с потерей напора в 20—25% от величины повышения давления, которое должно быть компенсировано газодувкой, что допустимо лишь до известного предела давления. Путем применения приспособления, увеличивающего давление в трубе Вентури с увеличением расхода газа, возможно уменьшение потери.

При изменении расхода газа от 0 до 900 *м*³/*час* должно быть повышено и давление от 100—150 *мм* вод. ст. до 1,6 *ат*, что связано с потерей в сопле порядка 3000—4000 *мм* и требует компрессии газа до 2 *ат*. Указанное приспособление позволяет уменьшить потерю до 300 *мм*.

Сигнализация

Сигнализация может преследовать цели: фиксирования положения и состояния отдельных аппаратов или их частей, предупреждения о нежелательных изменениях в системе, а также производственной связи между отдельными рабочими местами.

Связь между отдельными рабочими местами ускоряет рабочие процессы, уменьшает возможность аварий и нежелательных их последствий и улучшает условия безопасности на производстве.

Сигнализационная связь между центральной аппаратной, участками обслуживания и вентиляторными имеет целью предупреждение о быстрой подготовке к включению или выключению отдельных частей или даже всей станции, а также о подготовке к резким нарушениям режима, вызываемым или нуждами самой станции или соответствующими указаниями со стороны смежных цехов.

Связь между газогенераторной станцией и другими цехами завода необходима для предупреждения о принятии соответствующих мер при происходящих или предполагающихся изменениях режима.

Сигнализационная производственная связь по своему назначению может быть двух видов: служебно-контрольная и аварийно-тревожная.

Наиболее важные автоматические сигналы желательно объединять на сигнальных щитах в центральной аппаратной и в соответствующих отделах станций.

Виды и способ действия сигналов. Сигнализация обычно производится с помощью звуковых и световых эффектов или от руки или автоматически.

В качестве приборов для подачи звукового сигнала могут быть применены звонки, колокола, гудки и сирены. Для распознавания звукового сигнала при обыкновенных звонках на чашке звонка

делают один или несколько прорезов или же снабжают их дополнительно световыми указателями. Сигналы могут быть кратковременными (например один удар колокола или звонка) и длительными. Последние выключаются только на месте приема сигнала. Электрические гудки или сирены бывают моторные (клаксоны) и электромагнитные с мембранами. Последние проще и дают более приятный звук. Для дачи сигналов от руки применяются главным образом нажимные кнопки.

Для световой сигнализации служат лампы накаливания с разноцветной арматурой. Надежное действие сигнализации обеспечивается ее питанием от независимого источника тока, например от аккумуляторных батарей. Сигнальная проводка выполняется самостоятельно от силовой и осветительной сетей, причем предусматривается возможность ее контроля и испытания.

У каждого светового сигнала должна быть четкая надпись о значении сигнала. Самый сигнал должен быть совершенно ясным и видным с наиболее отдаленных точек помещения.

Согласование действий обслуживающего персонала на самой станции с действиями персонала других цехов в ряде случаев производится путем применения телефонной связи. В ответственных местах устанавливаются телефоны с прямым проводом. Телефонные аппараты снабжаются электрическими свето-звуковыми сигналами (например лампа-звонок) короткого или длительного действия.

Аварийная и кнопочно-звуковая сигнализация длительного действия должна по приведении в действие продолжать работать до тех пор, пока сигнал не будет принят и выключен.

Приведение в действие аппаратов сигнализации производится путем включения или выключения соответствующих контактов или контрольно-измерительными приборами, или отдельными частями аппаратуры или вручную.

Служебно-контрольная сигнализация. Задачей служебно-контрольной сигнализации является создание связи между рабочими местами газогенераторной станции для согласования действий персонала при обслуживании аппаратов станции и ведении режима, а также постоянное или периодическое указание обслуживающему персоналу о состоянии или положении отдельных аппаратов или их частей.

Служебно-контрольная сигнализация может быть как ручной, так и автоматической. Часто она сопровождает автоматическое регулирование или управление.

Для согласования работы механизмов топливоподачи применяется свето-звуковая сигнализация как со стороны подачи, так и со стороны приема топлива, указывающая на возможность питания транспортетов и на необходимость их останова. При подаче топлива с помощью вагонов машинисту у лебедки автоматически сигнализируют положение вагонов с тем, чтобы он мог остановить вагонетку у определенного бункера. В случае прохода вагона до последнего бункера привод вагона должен автоматически выключаться.

Сигнализация у бункера газогенераторов и у загрузочных устройств предусматривает избежание одновременной загрузки топлива в

бункер и загрузочную коробку, связанной с возможностью просыпания топлива из бункера мимо загрузочной коробки и ушиба рабочего. Эта сигнализация может быть устроена таким образом, что перед загрузкой бункера включается сигнал, помещенный у загрузочной коробки, и на этот сигнал должен последовать ответный. Загрузка газогенератора производится только при выключенном сигнале, а загрузка в бункер—при включенном ответном сигнале.

Бункеры и автоматические питатели газогенераторов могут снабжаться сигнализацией, приводимой в действие при переполнении бункеров или газогенераторов.

Отдельные аппараты и клапаны, а также движение газа контролируются сигналами, дающими представление об их состоянии и правильности действия.

Осведомительная и аварийная сигнализация между газгольдером и машинным залом часто осуществляется путем замыкания и размыкания контактов при поднятии или опускании колоколов газгольдера. В верхнем и нижнем положениях колокола замыкаются контакты, дающие сигнал тревоги.

Центральная аппаратная и площадка обслуживания газогенераторов связываются с различными отделениями газогенераторной станции и с другими цехами завода при наличии зависимости в их работе кнопочно-звуковой и световой сигнализацией длительного действия. Сигналы подаются о предстоящем выключении тока на подстанции, предстоящем выключении газа на генераторной станции или у мест потребления и т. д. Сигнал служит распоряжением о прекращении полностью или частично подачи газа, о выключении двигателей и об остановах или же предупреждением о принятии тех или иных мер.

Для срочного вызова из других отделений или цехов завода дежурного инженера газогенераторной станции на телефонной станции путем нажима кнопки приводят в действие звуковой сигнал одновременно в разных частях генераторной станции. Дежурный инженер подходит к ближайшему телефону.

Производственные сигналы, увязывающие работу отдельных участков, устанавливаются в местах наблюдения за работой этих участков. Сигналы, контролирующие действие отдельных аппаратов и клапанов, устанавливаются на щитах, где сосредоточивается аппаратура, контролирующая аппараты и клапаны. При автоматическом управлении отдельными агрегатами сигнальная аппаратура располагается на пультах или щитах управления. В помещении дежурных, а также у щитов центрального и автоматического управления сосредоточивают сигнальную аппаратуру, характеризующую состояние наиболее важных агрегатов, аппаратов и участков, а также положение и состояние аппаратов и механизмов, управление которыми производится на расстоянии.

Аварийная сигнализация. Аварийная сигнализация служит для предупреждения обслуживающего персонала станции и связанных с газогенераторной станцией цехов о происшедшей аварии или о на-

ступивших отклонениях в показателях режима, которые могут иметь серьезные последствия для производства.

Аварийная сигнализация в основном должна быть автоматической и не зависеть от обслуживающего персонала. Она приводится в действие при падении напряжения тока, при прекращении подачи энергии к моторам воздушных и газовых вентиляторов, при прекращении подачи пара к турбинам, приводящим во вращение эти вентиляторы, при понижении давления газа в газопроводе, при прекращении питания охлаждающих кожухов, паровых котлов и скрубберов водой, при переходе автоматических аппаратов управления на аварийное положение, при прекращении подачи из заводских котельных пара, при переполнении смоляных ям и ям для подсмольных вод, при аварии отдельных звеньев топливоподачи, при переполнении или опорожнении газгольдеров, при возникновении пожара и т. д.

Централизованное управление

Диспетчерское управление. При пуске и выключении отдельных частей больших станций, как и при нормальной их эксплоатации, требуются точная координация работы механизмов и быстрое действие их в отдельных частях станции, что возможно осуществить путем диспетчерского управления.

Диспетчеризация служит для передачи распоряжений и их подтверждения на расстоянии и осуществляет текущее оперативное управление процессами производства. Местом для диспетчерского пункта является помещение центральной аппаратной.

Руководствуясь сообщениями и сигналами с различных участков станции, а также показаниями контрольно-измерительной аппаратуры, диспетчер непосредственно и с помощью сигналов руководит работой станции ([194]).

Централизованное управление работой аппаратов и клапанов В больших установках количество необходимых операций по обслуживанию, часто требующих одновременного быстрого и согласованного исполнения, настолько велико, что непосредственное выполнение их одним лицом невозможно, а выполнение многими лицами затруднительно. Отсюда возникает необходимость помимо диспетчерского руководства наличия центрального управления механизмами со стороны дежурного, наблюдающего за ходом данного процесса. В помещении дежурного сосредоточиваются приборы, контролирующие работу основных участков, в том числе иногда табло, фиксирующее движение и направление потоков газа, воздуха и пара и состояние клапанов и аппаратов.

Руководствуясь показаниями приборов, дежурный включает и выключает отдельные аппараты и производит надлежащую регулировку их работы. Этот же дежурный выполняет и функции диспетчера, обеспечивая связь с работниками на отдельных участках станции и со смежными цехами.

К централизованному управлению можно отнести также управление отдельной группой аппаратов и клапанов, как это имеет место в установках водяного газа и приспособлениях для подачи топлива и удаления золы. При централизованном управлении клапаны и моторы могут быть сблокированы во избежание неточной последовательности или неправильностей их действий.

Для возможности управления клапанами на расстоянии предусматривается электрический или гидравлический привод.

7. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В некоторых случаях (при больших газогенераторных установках смешанного газа и среднего и большого размера установках водяного газа) управление механизмами является сложным.

При авариях, самовыключении агрегатов, внезапном снятии напряжения с работающих моторов и т. д. требуется быстрое отключение соответствующих участков или агрегатов генераторной станции. В этих случаях необходимо устройство автоматического управления; за обслуживающим лицом сохраняется только обязанность наблюдения за работой механизма и обслуживания его.

В подобных установках предусматривается электрический привод клапанов, и отдельные аппараты, клапаны и моторы соответствующим образом блокируются между собой. В частности применяются например следующие блокировка и автоматизация действия: блокировка моторов агрегатов, блокировка моторов агрегатов с моторами клапанов, автоматическое действие клапанов от определенного импульса и автоматическое выключение тока в электрофильтрах при падении давления ниже определенного предела.

В случае самовыключения одного из работающих воздушных или газовых вентиляторов автоматически включается запасной вентилятор с соответствующим перекрытием клапанов (закрытие—у выключенного и открытие—у включенного).

При выключении всей группы воздушных вентиляторов автоматически выключаются все газовые вентиляторы с соответствующим перекрытием клапанов, и наоборот.

При падении давления в определенных участках ниже определенного предела автоматически закрываются клапаны соответствующих участков.

Управление работой установок водяного газа

В установках водяного газа в соответствии с циклической их работой клапаны переключаются через несколько секунд или минут. Сложность управления работой больших установок водяного газа, состоящих обычно из совокупности различных аппаратов (генератора, камер сгорания, пароперегревателя, котла-утилизатора, скруббера, автоматов питания и т. д.) при циклической работе генераторов, опасность взрывов и возможность потери и ухудшения качества газа

вызывают необходимость в автоматизации управления (см. часть I, гл. III), осуществляемой с помощью автоматического аппарата—щита управления—с использованием вспомогательной силы. Автоматическое управление дает возможность свести к минимуму применение рабочей силы, увеличить производительность и к. п. д. установок, значительно улучшить работу генераторов и обеспечить надежность работы, простоту и гибкость регулирования. Оно исключает возможность произвольного перекрывания клапанов, в случае ненормальностей выключает установку из действия, устанавливает аппаратуру в безопасное положение и дает соответствующие сигналы, а также допускает возможность работы вручную. Причинами, вызывающими установку клапанов в аварийное положение, исключающее возможность взрывов, могут быть например следующие: поломка или неисправность механизмов, неполное закрытие или открытие клапанов, понижение давления воздуха в воздухопроводе, перегорание предохранителей, выключение тока, прекращение подачи воды или масла и т. д.

Переключение клапанов. В установке водяного газа средних и больших размеров цикл может состоять из шести фаз: I—воздушного дутья для разогрева слоя топлива, II—парового дутья снизу с удалением продуктов в атмосферу, III—парового дутья снизу с получением водяного газа, IV—парового дутья сверху с получением водяного газа, V—парового дутья снизу с получением водяного газа и VI—воздушного дутья с получением оставшегося в генераторе и газопроводе водяного газа.

Продолжительность цикла составляет от 3 до 8 мин., причем распределение отдельных фаз примерно следующее: I—20—40% от всего цикла, II—3 сек., V—20 сек., VI—3 сек. и III и IV—остальное время (с сотношением III и IV фаз от 1 : 1 до 3 : 1).

Положение клапанов в отдельные периоды характеризует табл. 100.

Таблица 100

Фаза	Клапан дымовой трубы	Клапан парового дутья	Клапан воздушного дутья	Клапан вторичного воздуха	Клапан нижнего газа	Клапан верхнего газа	Паровой трехходовой клапан
I . . .	Открыт	Закрыт	Открыт	Открыт	Закрыт	Открыт	Вниз
II . . .	»	Открыт	Закрыт	Закрыт	»	»	»
III . . .	Закрыт	»	»	»	»	»	»
IV . . .	»	»	»	»	Открыт	Закрыт	Вверх
V . . .	»	»	»	»	Закрыт	Открыт	Вниз
VI . . .	»	Закрыт	Открыт	»	»	»	»

Клапаны переставляются в определенной последовательности. При переходе от I фазы ко II сначала закрывается клапан вторичного воздуха, потом—первичного, после чего лишь открывается паровой клапан; при переходе к III фазе закрывается клапан дымовой трубы;

при переходе к IV фазе одновременно закрывается клапан верхнего газа, открывается клапан нижнего газа и переключается трехходовой паровой клапан на подачу пара вверх; при переходе к V фазе одновременно открывается клапан верхнего газа, закрывается клапан нижнего газа и трехходовой паровой клапан переключается на нижнее дутье; при переходе к VI фазе сначала закрывается клапан парового дутья, а затем открывается клапан первичного воздуха; при переходе к I фазе открывается клапан дымовой трубы, затем открывается клапан вторичного воздуха.

Положение клапанов в каждой фазе фиксируется соответствующими световыми сигналами на щите управления.

Помимо указанных выше клапанов, управляемых автоматически, генераторы снабжаются клапанами для удаления золы (у зольных карманов и под дутьевой коробкой) и для загрузки (у основного бункера, промежуточного бункера или средней камеры, для впуска пара и для продувки паром промежуточного бункера), управляемыми с помощью соответствующих кранов вручную.

При переводе на аварийный режим закрываются все клапаны, за исключением клапанов верхнего газа и дымовой трубы. Действие механизмов автоматического управления продолжается вхолостую и прекращается в положении автомата, соответствующем пуску. В дальнейшем управление переводится на ручное или вновь на автоматическое.

Ввиду обычного наличия в установке нескольких генераторов предусматривается с помощью синхронизаторов сдвиг фаз работы отдельных генераторов, обеспечивающий бо́льшую равномерность потоков газа, воздуха и пара во времени.

Системы автоматических управлений. Системы автоматических управлений различают по роду движущей силы, а именно: механические, гидравлические, электрические и комбинированные. В небольших установках клапаны приводятся в движение с помощью электромеханической системы; при этом управление шиберами осуществляется с центрального пульта с помощью металлических тяг и рычагов, обслуживаемых мотором. В части I (стр. 269) описано такое устройство. Оно мало пригодно для больших установок с частями, имеющими большой вес, и не решает в достаточной мере вопроса контроля и регулирования ([196]).

Пневматическая система управления не получила до сих пор осуществления, так же как и чисто электрическая: пневматическая—повидимому в силу больших утечек при высоких давлениях, электрическая же—вследствие толчков и ударов, связанных с ее действием. При гидравлической системе задвижки переставляются с помощью жидкости—масла или воды, находящейся под давлением. Гидравлическая система сравнительно проста и дешева, легко позволяет получить большие движущие начальные усилия и плавный ход. Контроль и регулирование чисто гидравлической системы производятся обслуживающим персоналом. Наиболее распространенной является гидроэлектрическая система, в которой привод клапанов осуще-

ствляется с помощью гидравлической силы, а контроль и регулирование—электрическим путем. Эта система сложна и дорога, но более совершенна. Она допускает плавное перекрывание клапанов и большие мощности.

Гидроэлектрическое управление

В СССР Газогенераторстроем для проектирования и строительства принята как наиболее удобная и освоенная гидроэлектрическая система управления. Подобная система допускает (см. часть I, рис. 126) легкое установление продолжительности цикла и соотношения между отдельными периодами. Удешевление подобной системы достигается путем уменьшения количества распределителей, управляющих подачей рабочей жидкости к клапанам, и использования отдельных распределителей для перестановки нескольких клапанов. Уменьшение количества распределителей возможно в связи с тем, что отдельные перемещения происходят независимо от регулирования в неизменном определенном порядке и симметрично к одному из положений поршня распределителя. Соответственно числу выполняемых передвижений количество распределителей может быть сведено иногда даже до 2—3.

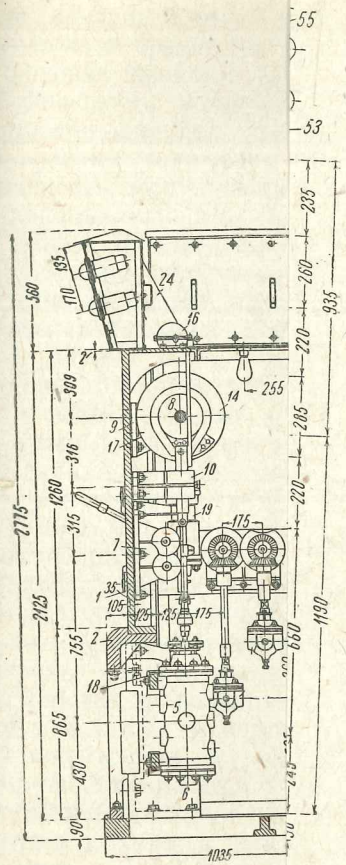
В описываемой ниже [1] гидроэлектрической установке (см. также часть I, гл. III) автоматическое управление состоит из следующих частей: 1) механизма, осуществляющего последовательность фаз и продолжительность цикла (фазовый механизм); 2) гидравлической системы, приводящей в движение клапаны; 3) системы электрического контроля над действием аппаратов автоматического управления; 4) устройства, приводящего систему управления в безопасное положение; 5) устройства, позволяющего управлять ручным способом вместо автоматического; 6) системы механической блокировки, исключающей возможность создания опасной комбинации открытых и закрытых клапанов; 7) системы гидравлической блокировки того же назначения; 8) системы сигнализации, позволяющей следить за работой автоматического управления и извещающей о переводе на аварийный режим, и 9) системы синхронизации, позволяющей координировать работу отдельных генераторов.

Установка автоматического управления, самостоятельная для каждого генератора, может находиться в состоянии автоматического управления режимом, аварийном и ручного управления.

Сущность устройства. Сущность устройства автоматического электро-гидравлического управления заключается в следующем.

Электромотор приводит в движение распределительный вал с дисками, вызывающий соответственное перемещение поршней первичных клапанов—распределительных золотниковых цилиндров, подачу рабочей жидкости в гидравлические цилиндры отдельных клапанов и следовательно перемещение последних. Этот же мотор приводит в дви-

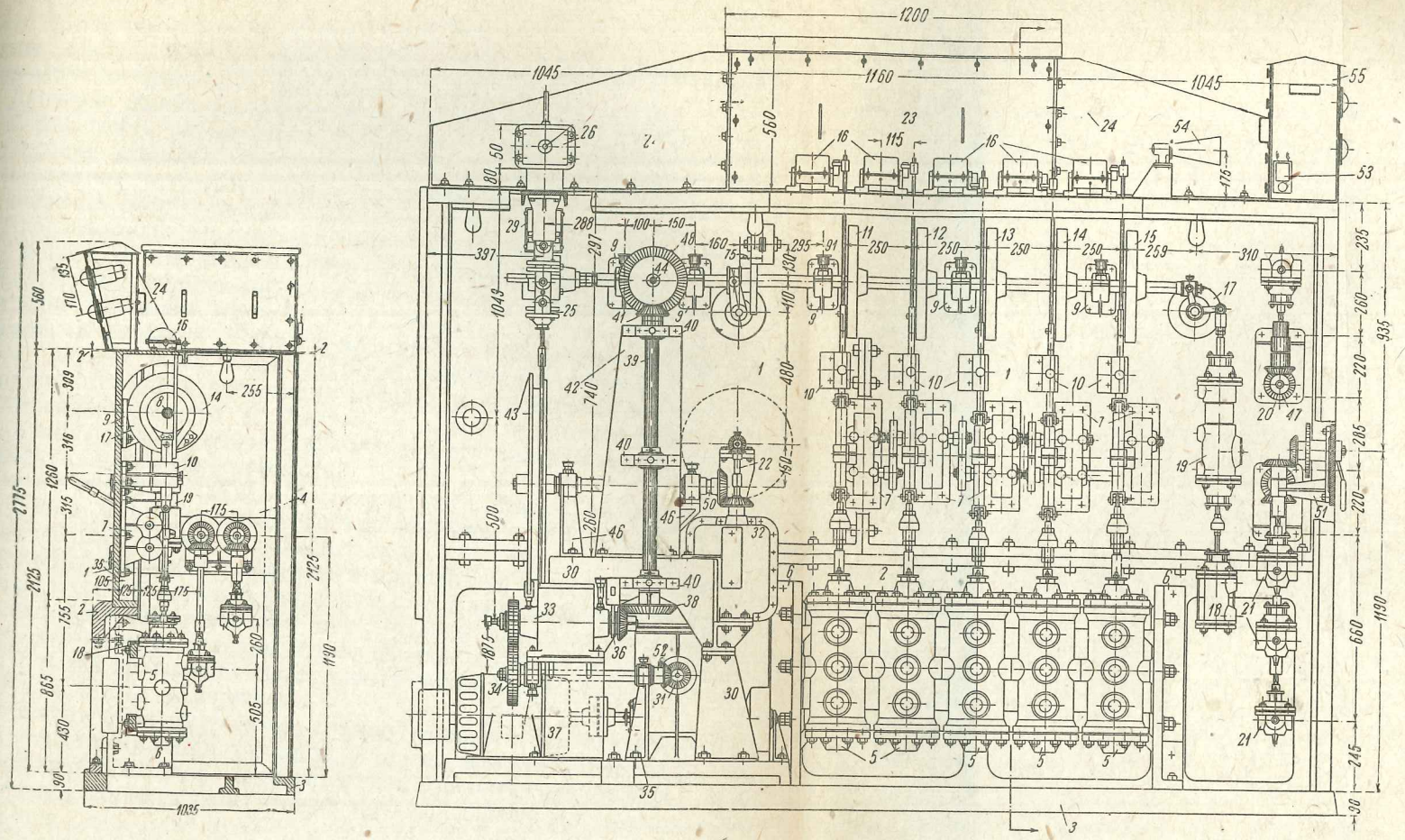
[1] По материалам проектов Газогенераторстроя.



115. Автоматический щи
1—передняя панель; *2*-ндр; *6*—кронштейн; *7*—механ правляющая; *11*—кулачковый диск вторичного воздуха ющих распределительный аварийный цилиндр для выкра ны (нижний—аварийный ндр выключателя колеса врста нина привода; *31*—редук шипника; *36*—тормоз; *3*ача; *42*—стойка; *43*—колесо ническая передача; *53*—

Вкл. 9. Газогенераторные

цилиндров снабжены на концах роликами, движущимися в канавках дисков распределительного вала, благодаря чему и осуществляется



115. Автоматический щит управления:
1—передняя панель; *2*—опорная плита панели; *3*—нижняя плита; *4*—каркас; *5*—распределительный (золотниковый) цилиндр; *6*—кронштейн; *7*—механическая блокировка; *8*—распределительный вал; *9*—подшипники распределительного вала; *10*—направляющая; *11*—кулачковый диск пара; *12*—кулачковый диск газа; *13*—кулачковый диск первичного воздуха; *14*—кулачковый диск вторичного воздуха; *15*—кулачковый диск дымовых газов, *16*—электрические переключатели; *17*—узел рычагов, выключающих распределительный вал; *18*—масляный аварийный цилиндр, связанный с водяным аварийным цилиндром; *19*—водяной аварийный цилиндр для выключения распределительного вала; *20*—привод 4-ходового крана цилиндра отсечки верхнего газа; *21*—краны (нижний—аварийный 3-ходовой, верхний для загрузки 4-ходовой); *22*—сигнальная коробка; *24*—верхние панели; *25*—цилиндр выключателя колеса времени; *26*—выключатель колес времени; *29*—выключатель сирены распределительного вала; *30*—станина привода; *31*—редуктор; *32*—коробка скоростей; *33*—однооборотный механизм; *34*—цилиндрическая передача; *35*—стойка подшипника; *36*—тормоз; *37*—мотор; *38*—коническая передача; *39*—вертикальный вал; *40*—подшипник; *41*—коническая передача; *42*—стойка; *43*—колесо времени; *44*—вал; *46*—стойки подшипников; *47, 48—50*—конические передачи; *51*—кронштейн; *52*—коническая передача; *53*—электрический звонок; *54*—сигнальная сирена; *55*—сигнальный ящик.

цилиндров снабжены на концах роликами, движущимися в канавках дисков распределительного вала, благодаря чему и осуществляется

жение приспособления, регулирующие работу распределительного вала—колесо времени и однооборотный механизм.

Давление жидкости создается насосами и компрессорами.

Безопасность установки обеспечивается путем соответствующей блокировки клапанов и электрической связи. Предусматривается сигнализация положения клапанов и состояния системы, а также возможность обслуживания установки вручную.

Продолжительность переключения клапанов составляет обычно 2—4 сек. и не превышает 8 сек. При большой продолжительности переключения, вызываемой ненормальностями, автоматический щит переводит установку на аварийный режим.

Рабочая жидкость. Рабочей жидкостью при гидравлической передаче служат вода и масло. Преимуществом применения масла являются отсутствие разъедания металла и уменьшение сопротивления в гидравлических цилиндрах, а также отсутствие опасности замерзания. Недочетами масла являются его опасность в пожарном отношении и высокая стоимость.

Вода в обычном виде не обладает преимуществами, свойственными маслу, но можно улучшить свойства воды путем ее умягчения, очистки от взвешенных частиц и добавки масла.

Давление жидкости выбирают в пределах от 5 до 35 *ат*, в соответствии с требованиями технологического и экономического порядка. Большие давления позволяют использовать оборудование меньших размеров и быстрее перекрывать задвижки, но требуют применения более дорогих цельнотянутых стальных труб и более сложных уплотнений в фланцах и поршнях.

В описываемом устройстве помимо водяной гидравлической системы, работающей при давлении в 17 *ат*, имеется дополнительная контрольная масляная гидравлическая система, работающая под давлением в 20 *ат* и переводящая при неполадках щит в аварийное положение.

Автоматический аппарат (щит) управления. Аппаратура, управляющая работой установки водяного газа и контролирующая ее работу, монтируется на щите, называемом автоматическим щитом управления (рис. 115). Этот щит располагается на площадке обслуживания (обычно во втором этаже).

На щите смонтированы колесо времени, однооборотный механизм, распределительный вал с дисками, распределительные цилиндры, электрическое оборудование и соответствующие вспомогательные части.

Распределительный вал приводится во вращение колесом времени и однооборотным механизмом, регулирующими продолжительность оборота распределительного вала и промежутки между отдельными его передвижениями. Распределительный вал управляет работой распределительных цилиндров, подающих рабочую жидкость (воду) к гидравлическим цилиндрам клапанов. Штоки распределительных цилиндров снабжены на концах роликами, движущимися в канавках дисков распределительного вала, благодаря чему и осуществляется

связь между распределительным валом и распределительными цилиндрами. Клапаны верхнего и нижнего газа, имеющие самостоятельные гидравлические цилиндры, управляются от одного золотникового цилиндра, подающего рабочую жидкость к одному или другому клапану. Для перехода на ручное управление распределительный вал с помощью гидравлического цилиндра передвигается по оси и при этом выносит ролики штоков поршней распределительных цилиндров из канавок дисков распределительного вала, в результате чего появляется возможность управления задвижками вручную. На автоматическом щите управления расположены также два четырехходовых крана, управляющие задвижками основного и промежуточного бункеров. Краны снабжаются блокирующими кулачками[1] и переводятся вручную в положения: «открыт» и «закрыт». Управление золоудалением обычно располагается на специальных щитах в первом этаже.

Работа механизмов щита является результатом совместного действия гидравлической и электрической систем, рассматриваемых ниже.

Гидравлическая система. Гидравлическое устройство состоит из насосной системы и трубопроводов, распределительной системы и масляной аварийной системы.

Насосная система служит для подачи рабочей жидкости—в данном случае воды—под давлением в 17 *ат*, требуемой для переключения клапанов. Вода обычно подается в аккумулятор, в котором поддерживается постоянное давление и из которого она попадает в распределительную систему, направляющую ее к клапанам через систему блоков, обеспечивающих надлежащее положение или последовательность переключения клапанов.

В случае ненормальностей происходит размыкание тока, приходит в действие поршень аварийного масляного цилиндра и переставляет поршень аварийного водяного цилиндра, выключающий распределительный вал. При этом клапаны переводятся в безопасное положение, колесо времени и мотор, приводящий всю систему в действие, выключаются.

Масляная система работает с давлением в 20 *ат*.

Давление воды создается центробежными насосами, берущими воду из специальных резервуаров с автоматическим питанием. Для сглаживания пик установка снабжается аккумулятором, в котором давление поддерживается постоянным с помощью соответствующего нагруженного поршня или с помощью воздушной подушки, создаваемой компрессорным дутьем. Аккумуляторы—обычно стальные со сферическими днищами.

Размер насосной определяется расходом воды на работу клапанов и утечкой через неплотности в цилиндрах. Аккумуляторы должны всегда сохранять под давлением запас воды, необходимый для перевода газогенераторной в аварийное положение. Их снабжают трубами для подвода воды и воздуха, спускной трубой, обратными и

[1] См. ч. I, гл. II.

предохранительными клапанами, регулятором и указателем уровня и манометром. На случай излишнего опорожнения аккумулятора во избежание потери запаса воды, необходимого для перевода системы в аварийное положение, предусматривается сигнальное устройство, предупреждающее о приближении запаса воды к аварийному; после соответствующего сигнала установка переводится в аварийное положение.

Для предохранения от гидравлических ударов на нагнетательной линии насосов устанавливаются обратные и предохранительные клапаны. Для улучшения работы клапанов в циркуляционную воду добавляют растворенное мыло или нейтральное масло в количестве 0,5%.

Размеры насосной для масла выбираются с учетом необходимости при переходе на рабочее или аварийное положение заполнения масляных цилиндров в определенное время и в рабочем состоянии—покрывания расхода и пополнения утечек. Насосы применяются скальчатые; сглаживание пик производится с помощью масловоздушных колпаков. Масло засасывается из железного резервуара, в который стекает отработанное масло.

От магистральных водо- и маслопроводов вода и масло поступают к щитам автоматического управления. Автоматическое управление распределяет рабочую жидкость между клапанами и направляет отработанную воду в сборные резервуары.

От каждого распределительного цилиндра к клапанам и блокам по двум трубам подается вода под давлением.

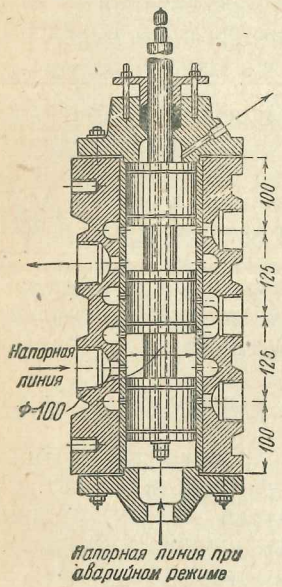
Управление золоудалением производится с помощью четырехходового крана, соединенного с магистралью рабочей жидкости.

Клапаны зольных карманов и коробки дутья открываются периодически. При этом генератор переводят на ручное управление. Управление загрузкой производится двумя четырехходовыми кранами, от которых к клапанам, обслуживающим загрузку, идет по четыре трубы.

Распределительная система состоит из главных распределительных цилиндров, гидравлических цилиндров клапанов, клапанов и блоков к ним, водяного аварийного цилиндра и трехходового крана к нему, цилиндра отсечки верхнего газа и четырехходового крана к последнему. Главные распределительные цилиндры служат для подачи рабочей жидкости к цилиндрам клапанов. Распределительный цилиндр (рис. 116) состоит из чугунного корпуса с впрессованным латунным стаканом, снабженного пятью отверстиями. Из двух отверстий с одной стороны нижнее постоянно соединяется с линией давления, а верхнее—со сточной линией. Из трех отверстий с другой стороны среднее присоединено постоянно к верхнему штуцеру цилиндров клапанов, а два крайних—к нижнему штуцеру цилиндров клапанов.

Поршень состоит из трех дисков с поршневыми кольцами с двумя распорными втулками. Штоки поршней представляют собой рейки, сцепляющиеся с шестеренками, насаженными на валики с дисками, в которых вырезаны угловые сегменты. Валики снабжены рукоятками

для привода вручную. Диск валика соприкасается с другим таким же диском, приводимым в движение другой шестеренкой. Диск, а следовательно и валик, может вращаться лишь в том случае, если вырез смежного диска допускает это перемещение. Таким путем достигается блокировка, не зависящая от гидравлической. Задвижки с цилиндрами описаны в части I (рис. 125). На крышке задвижки монтируется пустотелая чугунная стойка, на которой укрепляется гидравлический цилиндр. Внутри цилиндра находится поршень с кожаными манжетами. Шток поршня в верхней части заканчивается крейцкопфом со штоком, на котором укреплены кольца, переключающие электрические выключатели щита управления. Аналогична в принципе и конструкция других клапанов.



116. Распределительный (золотниковый) цилиндр

Предохранительные блоки состоят из стальных корпуса и крышки и медного золотника, зажатого в сальниках. При движении штока золотник отсекает струю воды или направляет ее в нужный момент к цилиндру клапана.

Водяной аварийный цилиндр состоит из чугунного цилиндра со впрессованным латунным стаканом и поршня из двух дисков с поршневыми кольцами. Из четырех отверстий цилиндра, находящихся с одной стороны, два постоянно соединены с напорной сетью и два—со стоком. Отверстие, находящееся с другой стороны цилиндра, постоянно соединено через трехходовой кран со сточной линией; при переходе на аварийный режим оно соединяется с линией, подводящей воду под давлением к нижнему отверстию распределительного цилиндра.

Назначение трехходового крана—переключение давления с нижней стороны распределительных цилиндров на сток при переходе на ручное управление.

Для поддержания при аварийном состоянии клапана верхнего газа в открытом положении служит цилиндр отсечки верхнего газа. Шток этого цилиндра связан соединительной муфтой со штоком предохранительного блока и предназначается исключительно для отсечки потока воды в цилиндре клапана верхнего газа при его опускании. Цилиндр отсечки верхнего газа имеет всего три отверстия и с помощью четырехходового крана включен в общую распределительную систему. Поворотом рукоятки крана меняется направление напорной линии воды, и поршень цилиндра, передвигаясь в ту или другую сторону, производит через блок нужную операцию—включение или отключение цилиндра клапана верхнего газа.

Предохранительные блоки связаны между собой в определенной последовательности, обеспечивающей надежность и контроль переключения напорных потоков воды к определенным клапанам для соответствующего их переключения.

В описываемой установке генератора, управляемой одним щитом, имеется 11 предохранительных блоков, из которых один обслуживает клапан дымовой трубы, два—задвижку вторичного воздуха, два—первичного воздуха, два—нижнего газа, один—верхнего газа, один—цилиндр отсечки верхнего газа, один—основного бункера и один—верхнюю задвижку промежуточного бункера.

Блоки монтируются на панелях, укрепленных на корпусе клапанов; штоки цилиндров рычагами и вилками связаны со штоком блока, снабженным золотником. В конце подъема или опускания штока цилиндра вилки последнего упираются в упор на штоке блока и производят перекрытие отверстия золотников.

Путем соответствующей расстановки блоков и последовательного прохода через них воды создается определенная зависимость в работе и переключении клапанов, а именно: дымовая труба не может быть закрыта, если открыт вторичный воздух; вторичный воздух не может быть открыт, если закрыты дымовая труба и первичный воздух (двойная блокировка); первичный воздух не может быть открыт, когда открыт нижний газ, и не может быть закрыт, когда открыт шибер вторичного воздуха (двойная блокировка); открытие верхнего газа блокируется с закрытием нижнего газа, причем нижний газ не может быть открыт, если открыт первичный воздух и закрыт блок цилиндра отсечки верхнего газа.

Паровой клапан не блокируется с другими и для контроля работы клапана и гарантирования его закрывания в период перехода из рабочего положения в аварийное имеется вспомогательный аварийный цилиндр.

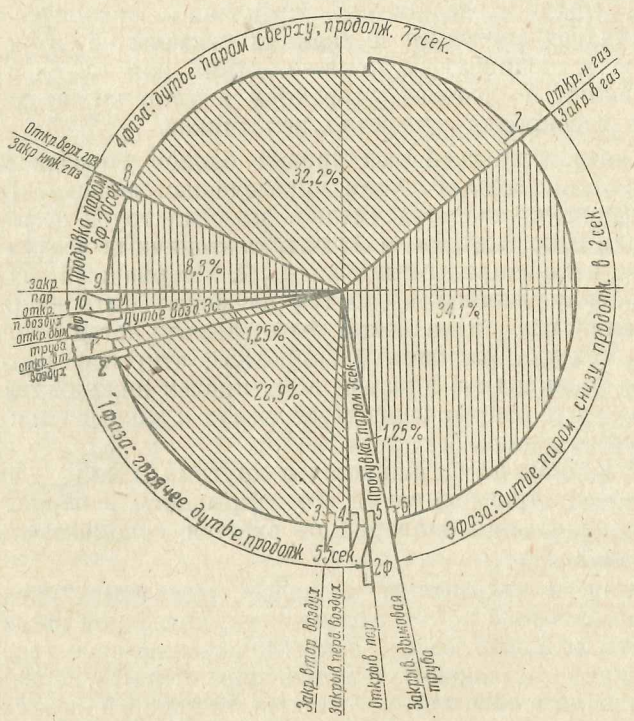
Открывание и закрывание клапанов могут быть осуществлены только в определенной последовательности, указанной выше: открыть пар, закрыть дымовую трубу, закрыть переключение (верхний газ открыт, нижний газ закрыт), закрыть пар, открыть первичный воздух, открыть дымовую трубу, открыть вторичный воздух, закрыть вторичный воздух, закрыть первичный воздух. Всего таким образом имеется десять операций, связанных с десятью соответствующими воздействиями распределительного вала автоматического щита, по две на каждый распределительный цилиндр, соответственно ходу поршня вверх и вниз.

Клапаны дымовой трубы и верхнего газа открыты при верхнем крайнем положении поршней распределительных цилиндров, а клапаны нижнего газа, первичного и вторичного воздуха и пара—при нижнем положении поршня.

Масляная аварийная система состоит из цилиндра магнита, тормоза, цилиндра-выключателя колеса времени и масляного аварийного цилиндра.

Нормально—при наличии тока—электромагнит подтянут в верхнее крайнее положение и удерживает шток цилиндра магнита. При обрыве цепи тока электромагнит падает, переводя трехходовой масляный клапан в положение, соответствующее аварийному режиму с переключением напорных и сточных линий, что воздействует на аварийные масляный и водяной цилиндры.

Шток поршня масляного аварийного цилиндра соединен со штоком водяного аварийного цилиндра, и положения этих поршней связаны между собой. Нормально поршни находятся в верхнем крайнем положении вследствие разности давлений масла и воды на поршни.



117. Диаграмма работы колеса времени

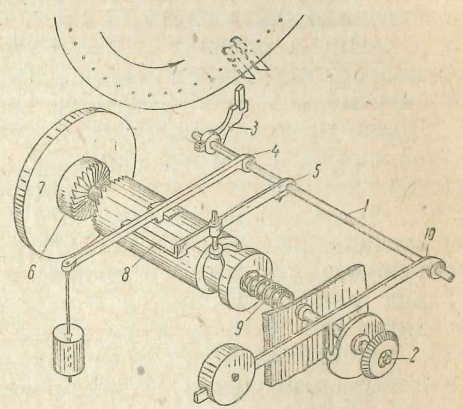
При размыкании тока масло меняет свое направление, освобождает поршень аварийного масляного цилиндра, и под действием давления воды поршень аварийного водяного цилиндра идет вниз, выключая дисковый вал. При этом кулачковые диски распределительного вала выходят из сцепления с роликами штоков, и поршни распределительных цилиндров переводятся водой вверх, переводя все клапаны, кроме клапанов дымовой трубы и верхнего газа, в закрытое положение.

При переводе в аварийное положение в цилиндре выключателя колеса времени падает давление, и выключатель колеса времени спускается роликом на колесо времени, поддерживающее его во включенном состоянии до тех пор, пока ролик не попадет в вырез колеса времени, соответствующий положению начала цикла. В этот момент прерывается цепь, питающая мотор. Таким образом дисковый вал вращается до прихода его в аварийное положение. Для преодоления инерции вращающихся масс мотора и всего привода установлен тормоз, начинающий действовать одновременно с выключением мотора.

Привод распределительного вала. Управление работой гидравлической системы—передвижение поршней—осуществляется механизмом автоматического щита. Для одного цикла требуется десять перестановок, осуществляемых путем связи верхних концов штоков распределительных цилиндров с кулачковыми дисками распределительного вала щита, от которого они и получают движение.

Распределительный вал приводится во вращение от электромотора с редуктором с помощью переставовочного однооборотного механизма.

Однооборотный механизм включает дисковый вал лишь в определенный момент.



118. Однооборотный механизм

Для быстрого перехода от одной продолжительности цикла к другой пользуются коробкой скоростей, вводя в зацепление с помощью переставовочного рычага соответствующие шестерни.

Работа цикла управляется колесом времени, состоящим из диска, разделенного на 100 делений, снабженных отверстиями, в которых устанавливаются 10 зубьев, соответствующих распределительным цилиндрам для открывания и закрывания, по два на каждый. Один зуб включает однооборотный механизм, другой—временный электрический контакт. Расстояние между зубьями соответствует продолжительности фаз. Продолжительность оборота колеса времени равна продолжительности цикла. Диаграмма работы колеса времени, составленная для 4-минутного цикла, представлена на рис. 117.

От однооборотного механизма вращение передается на распределительный вал через конические передачи с общим передаточным числом 1 : 10, т. е. за полный оборот однооборотного механизма дисковый вал получает одно усилие, делает $^1/_{10}$ оборота и поворачивается на 36°.

Однооборотный механизм передает периодические воздействия колеса времени дисковому валу (рис. 118). Этот механизм состоит из двух горизонтальных валов—*1* и *2*. На вал *1* насажены четыре рычага. Рычаг *3* сидит на шпонке и представляет собой педаль, на кото-

рую нажимает зуб колеса времени. Рычаг *4* сидит свободно на валу и может быть поднят рычагом *5*, наглухо насаженным на вал и снабженным выступом для подъема рычага *4*. На вал *2* насажены две зубчатые втулки, из которых втулка *6* насажена свободно и вращается при помощи шестерни *7* со скоростью в 60 об/мин. и втулка *8* установлена на скользящей шпонке и может перемещаться вдоль вала и сцепляться с втулкой *6* при помощи пружины *9*, нажимающей на втулку. На окружности втулки *8* имеется выфрезерованная канавка, снабженная боковым выступом; по канавке ходит палец, ввернутый на резьбе в рычаг *5*. Втулка *8* снабжена также выступом (под рычагом *4*).

При нажатии зуба колеса времени на рычаг *3* он отклоняется, поворачивая вал *1* и рычаги *4* и *5*. При этом палец рычага *5* выходит из канавки, а рычаг *4* сходит с выступа, и втулка *8* под действием пружины *9* сцепляется с вращающейся втулкой *6*. При этом вращение втулки и вала *2* передается распределительному валу.

После прекращения нажима зубом колеса времени на рычаг *3* вал *1* и рычаги *3*, *4* и *5* приходят в первоначальное положение (рычагу *4* способствует груз). Палец рычага *5* входит вновь в канавку и при соприкосновении с боковым выступом канавки выводит втулки из зацепления. Продолжительность зацепления рычага *3* зубом колеса времени можно регулировать изменением величины погружения пальца рычага *5* в канавку и перестановкой зуба рычага *3*. Для гарантирования полного оборота вала *2* на 360° служит рычаг *10* с грузом, фиксирующий исходное положение вала *2*. Однооборотный механизм смонтирован в чугунном корпусе, в который налито масло, что обеспечивает хорошую смазку элементов механизма.

Электрическая система. В описываемой установке управления клапанами генератора водяного газа все автоматическое управление работой генератора и синхронизация работы отдельных генераторов сблокированы электрической системой.

От электрической системы зависят точность продолжительности цикла и отдельных фаз, контроль за работой механизмов и перевод автоматического управления на аварийный режим.

Аппарат автоматического управления приводится в действие синхронным мотором мощностью в 1,4 *квт*, 1000 об/мин. Включение мотора производится кнопкой с помощью контактора. Выключатели распределительного вала и колеса времени связаны с контактором мотора таким образом, что мотор может остановиться только в тот момент, когда распределительный вал приходит в определенное положение, соответствующее аварийному положению системы.

Аварийный магнит при работе автоматического управления находится под током и держит в поднятом и выключенном положении трехходовой клапан гидравлического управления, переключающий гидравлическую систему на аварийный режим и выключающий мотор.

Включение аварийного электромагнита производится от контактора при помощи той же кнопки, которая служит для включения мотора. Контактор аварийного электромагнита сблокирован с выключателями и переключателями отдельных клапанов и их цилиндров

таким образом, что в случае неполного хода поршня в цилиндре клапана или неполного открытия или закрытия клапанов цепь блокировки остается разомкнутой и вся система переводится в аварийное положение. Контактор аварийного электромагнита также сблокирован с реле времени—приспособлением, сохраняющим электрическую связь в цепи во время переключения распределительных гидравлических цилиндров и включения и выключения клапанов. Реле времени приводится в действие при помощи пальцев или кулаков, насаженных на колесо времени, и поддерживает в указанные промежутки времени аварийный электромагнит во включенном состоянии. Цепь блокировки может оказаться разомкнутой и аварийный магнит—включенным только после размыкания реле времени.

В цепь питания втягивающей катушки контактора также включены реле давления—приспособления, на которые действует давление воздуха в воздухопроводе и газа—в газопроводе. При понижении давления в воздухопроводе или излишнем повышении давления в газопроводе реле давления размыкают цепь и выключают аварийные электромагниты всех работающих генераторов.

Выключение автоматического управления производится при помощи кнопок «стоп», расположенных на щитах управления, у выхода из помещения генераторной, в комнате дежурного инженера и в машинном зале. В последних трех местах можно с помощью кнопки выключать автоматическое управление всех работающих генераторов. Выключение производится только при аварии (пожар, взрыв и авария вентиляторов и насосов).

Перед пуском автоматического управления включается синхронный указатель. Затем включаются сигнализационная сеть и сеть, питающая электромотор и аварийный электромагнит. При этом выключатели распределительного вала и колеса времени разомкнуты. При нажатии кнопки «ход» замыкается электрическая цепь питания катушки контактора автоматического управления и аварийного электромагнита, поднимающего трехходовой аварийный клапан, гидравлическая система приводится в состояние режима управления, выключатели распределительного вала и колеса времени замыкают цепь питания контактора электромотора и включают его. При этом включается соответствующий сигнал на распределительном щите и в комнате дежурного инженера. В дальнейшем начинается фаза воздушного дутья и т. д.

Нормальная работа автоматического управления может быть нарушена вследствие замедленного включения выключателя распределительного вала или отсутствия его включения по причине заедания или поломки механизмов; вследствие неполного закрывания или открывания клапанов; вследствие понижения давления в воздухопроводе или излишнего подъема его в газопроводе; вследствие перегорания предохранителей и т. д. Если при нажатии кнопки «ход» выключатели распределительного вала и колеса времени не пришли в действие и не включили мотора, никаких поломок не произойдет и клапаны останутся в безопасном положении.

Если клапан не закрылся полностью по прошествии промежутка времени, соответствующего продолжительности закрывания клапана и выключения реле времени, цепь, питающая контактор аварийного электромагнита, разрывается, выключается аварийный электромагнит и вся система переводится на аварийное положение. При этом включаются соответствующие сигналы об аварии и переходе системы на ручное управление. В случае ненормального изменения давления в газо- или воздухопроводе выключатель реле давления прерывает ток, питающий контактор аварийного электромагнита, и последний выключается.

При выключении системы автоматического управления по желанию цепь, питающая катушку контактора, прерывается с помощью кнопки.

На щитах управления отдельных генераторов сигналы указывают положение отдельных клапанов, характер управления (ручной или автоматический) и состояние включения реле времени. Сигналы, указывающие положение клапанов,—световые, включающиеся при помощи выключателей, расположенных в конечных точках хода клапанов.

В комнате дежурного инженера сосредоточены сигналы, показывающие переход системы на автоматическое или ручное управление.

Световые сигналы о переходе системы на автоматическое или ручное управление производятся от выключателя распределительного вала, включающего или выключающего сигнал при включении или выключении аварийного электромагнита. Одновременно со световым сигналом о переходе системы с автоматического управления отдельного генератора на аварийный режим дается звуковой сигнал.

Щиты управления снабжаются указателями синхронизации, отмечающими фазы работы каждого генератора.

Система синхронизации дает возможность наблюдать за продолжительностью циклов и фаз в отдельных генераторах и увязывать их работу. Система синхронизации состоит из синхронизатора, обслуживающего автоматическое управление всех генераторов, и из синхронных указателей, расположенных на отдельных распределительных щитах и в помещении дежурного инженера.

Синхронизаторы приводятся в движение от мотора и представляют собой механизмы для прерывания тока в определенные промежутки времени. С помощью соответствующей передачи включающему диску синхронизатора дается определенное число оборотов, соответствующее заданному циклу.

Синхронные указатели снабжаются стрелками, делающими один оборот за цикл. Импульсом для передвижения стрелки служат периодическое включение и выключение тока синхронизатором.

Окружность шкалы, по которой движется указывающий конец стрелки указателя, разделена на число частей, соответствующее числу работающих генераторов. Начало цикла каждого генератора должно строго совпадать с положением стрелки против соответствующего деления шкалы.

Глава десятая

РАСЧЕТЫ ГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

1. РАСЧЕТЫ ГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА

Целью расчетов генераторного процесса является определение состава газа, могущего быть полученным в различных условиях газификации: в зависимости от конструкции генератора, способа ведения процесса, свойств топлива и т. д.,—а также определение выхода газа и других получающихся при газификации продуктов (смолистых веществ, остатков, пыли), расхода дутья (воздуха, пара, кислорода, углекислоты) и других показателей, характеризующих процесс, составление теплового баланса и определение к. п. д.

Влияние большого количества факторов на процесс газификации обусловливает сложность производства соответствующих расчетов и их известную неточность, а также большое количество и известное несовершенство предложенных методов расчета.

Применяемые в различных случаях способы расчетов состава генераторного газа можно разделить на три группы: теоретические, чисто практические и комбинированные.

Причина затруднительности расчета состава генераторного газа заключается в протекании в газогенераторе различных процессов и при различных температурах.

Если в некоторых частях газогенератора и можно рассчитывать на наличие в известных случаях условий, благоприятствующих получению газа состава, соответствующего полученному расчетом при помощи законов термодинамики, то в других частях генератора эти условия отсутствуют по причине низкой температуры, малой скорости протекания реакции и недостаточного времени пребывания газов.

Вместе с тем следует отметить, что полное равновесие в условиях обычного генераторного процесса установиться не успевает ни в одной зоне; что углерод топлива не вполне тождествен с графитом или аморфным углеродом, для которых выведены термодинамические уравнения; что в различных случаях газификации имеет место различное каталитическое воздействие углерода и золы на процесс и

что топлива содержат обычно некоторое количество летучих, влияние которых при теоретических расчетах учесть затруднительно.

Однако, несмотря на значительное отклонение обычных условий газификации от требуемых для возможности установления равновесия, теоретические расчеты имеют большое значение, так как дают возможность изучить направление протекания реакций в зависимости от воздействия того или иного фактора, предсказать направление изучаемого процесса и выбрать пути для его практического изучения или применения, а также указать идеальные нормы, которые могут служить характеристикой достигаемых в отдельных случаях и могущих быть достигнутыми результатов. Особенно ценным является пользование теоретическими методами расчета для изучения хода процесса газификации в совершенно новых, необычных условиях.

Чисто практические методы основаны на использовании для расчета данных, получаемых в обычных испытанных конструкциях газогенераторов и в обычных условиях газификации для топлив, свойства и поведение которых при газификации изучены. В этих случаях возможно безошибочно задаваться данными, требующимися для расчета: составом газа, выходом и составом смолистых веществ и т. д., получая расчетом требуемые и уточняемые в соответствии с отклонениями от обычных условий показатели, как то: выход газа, расход первичного воздуха, пара, к. п. д. газификации и т. д. Ценность подобного расчета заключается в возможности быстро и безошибочно найти требуемые данные.

Недостатком чисто теоретического метода расчета является значительное отклонение получаемых результатов от получаемых и возможных на практике; недостатком же чисто практических методов является игнорирование ими особенностей свойств топлива или хода процесса, если таковые предполагаются или имеют место, а также получение с их помощью показателей, характеризующих конечный получаемый результат без учета последовательности его получения и влияния на него различных факторов. По указанным причинам для расчетов генераторного процесса в изученных условиях часто пользуются комбинированным методом расчета, учитывающим влияние режима и свойств топлива на процесс, с учетом в отдельных стадиях газификации термодинамических показателей или степени отклонения от них практических и принципов сохранения энергии (введение уравнения теплового баланса).

Не следует эти методы противопоставлять друг другу; в различных случаях прибегают к различным методам, и каждый из них может дополнить другой.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Если пренебречь реакциями образования аммиака, сероводорода и тяжелых углеводородов, процесс газификации за счет паровоздушной и парокислородной смеси характеризуется протеканием в гетерогенной и гомогенной среде следующих реакций:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2. \quad (а)$$
$$2C + O_2 \rightarrow 2CO. \quad (б)$$
$$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2. \quad (в)$$
$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O. \quad (г)$$
$$CO_2 + C \rightleftarrows 2CO. \quad (1)$$
$$C + H_2O \rightleftarrows CO + H_2. \quad (2)$$
$$C + 2H_2O \rightleftarrows CO_2 + 2H_2. \quad (3)$$
$$CO + H_2O \rightleftarrows CO_2 + H_2. \quad (4)$$
$$C + 2H_2 \rightleftarrows CH_4 \quad (5)$$
$$2CO + 2H_2 \rightleftarrows CH_4 + CO_2. \quad (6)$$
$$CO + 3H_2 \rightleftarrows CH_4 + H_2O. \quad (7)$$
$$CO_2 + 4H_2 \rightleftarrows CH_4 + 2H_2O. \quad (8)$$

В условиях генераторного процесса реакции (1—8) являются обратимыми. Положение равновесия их зависит от температуры, при которой протекает процесс, и состава исходной газифицирующей смеси. Из указанных обратимых реакций можно выбрать три, из которых вытекают все остальные и положение равновесия которых определяет состав генераторного газа. Подобными реакциями могут служить например следующие:

$$CO_2 + C \rightleftarrows 2CO. \quad (1)$$
$$CO + H_2O \rightleftarrows CO_2 + H_2. \quad (4)$$
$$2CO + 2H_2 \rightleftarrows CH_4 + CO_2. \quad (6)$$

Состав газа, состоящего из H_2, CO, CH_4, CO_2, N_2 и H_2O, может быть установлен, если составить шесть уравнений, связывающих их. Подобными уравнениями могут служить выражения для констант равновесия трех приведенных реакций, равенство соотношений водорода и азота и кислорода в исходной дутьевой смеси и в полученном газе и равенство суммы парциальных давлений отдельных газов общему, а именно ([197]):

I. $$K_{p_1} = \frac{P^2_{CO}}{P_{CO_2}}.$$

II. $$K_{p_2} = \frac{P_{CO} \cdot P_{H_2O}}{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}}.$$

III. $$K_{p_3} = \frac{P^2_{CO} \cdot P^2_{H_2}}{P_{CH_4} \cdot P_{CO_2}}.$$

IV. $$\frac{2P_{CH_4} + P_{H_2O} + P_{H_2}}{2P_{CO_2} + P_{H_2O} + P_{CO}} = \frac{P'_{H_2O}}{2P'_{O_2} + P'_{H_2O}} = A.$$

V. $$\frac{P_{N_2}}{2P_{CO_2} + P_{H_2O} + P_{CO}} = \frac{P'_{N_2}}{2P'_{O_2} + P'_{H_2O}} = B.$$

VI. $$P_{CO} + P_{CO_2} + P_{H_2} + P_{H_2O} + P_{CH_4} + P_{N_2} = P.$$

В приведенных уравнениях P_{CH_4}, P_{H_2O}, P_{H_2}, P_{CO_2} и P_{CO} представляют собой парциальные давления соответственных газов, содержащихся в равновесной смеси в генераторном газе, а P'_{H_2O}, P'_{N_2} и P'_{O_2} — парциальные давления H_2O, N_2 и O_2 в исходной газифицирующей смеси.

Постоянные A и B подсчитывают, исходя из отношения азота и водяного пара к кислороду в исходной газифицирующей смеси.

Если обозначить:

$$\frac{P'_{N_2}}{P'_{O_2}} = \alpha \quad \text{и} \quad \frac{P'_{H_2O}}{P'_{O_2}} = \beta,$$

то значения A и B могут быть для различных значений α и β определены по табл. 101.

Таблица 101

Числовые значения A и B и состав газифицирующей смеси в зависимости от значения α и β

	$\alpha = 1$						$\beta = 1$		
	$\beta = 1$	$\beta = 2$	$\beta = 3$	$\beta = 4$	$\beta = 5$	$\beta = 6$	$\alpha = 2$	$\alpha = 3$	$\alpha = 4$
A	0,333	0,500	0,600	0,668	0,714	0,750	0,500	0,500	0,500
B	0,333	0,250	0,200	0,166	0,143	0,125	0,500	0,750	1,000
H_2O	33,3	50,0	60,0	66,80	71,40	75,00	40,0	33,40	28,60
O_2	33,3	25,0	20,0	16,60	14,30	12,50	20,0	16,60	14,30
N_2	33,3	25,0	20,0	16,60	14,30	12,50	40,0	50,00	57,10
$\frac{H_2O}{O_2+N_2}$	0,50	1,0	1,5	2,0	2,50	3,00	0,666	0,50	0,40

Числовые значения констант равновесия реакций приведены в части I, гл. I.

Решение приведенной системы уравнений с шестью неизвестными может быть упрощено, если путем преобразования представить эти уравнения в следующем виде:

I. $$\frac{2A}{K_{p_1}} P^2_{CO} + \left[A + (A-1) \frac{K_{p_2}}{K_{p_1}} P_{H_2} \right] P_{CO} = \left(\frac{2K_{p_1}}{K_{p_3} \cdot K_{p_2}} P_{H_2} + 1 \right) P_{H_2}.$$

II. $$P_{H_2O} = \frac{K_{p_2}}{K_{p_1}} \cdot P_{CO} \cdot P_{H_2}.$$

III. $$P_{CO_2} = \frac{P^2_{CO}}{K_{p_1}}.$$

IV. $$P_{CH_4} = \frac{K_{p_1}}{K_{p_3} \cdot K_{p_2}} \cdot P^2_{H_2}.$$

V. $$P_{N_2} = B\,(2P_{CO_2} + P_{CO} + P_{H_2O}).$$

VI. $$P_{CO} + P_{CO_2} + P_{H_2} + P_{H_2O} + P_{CH_4} + P_{N_2} = P.$$

Задаваясь парциальным давлением водорода, из уравнения (I) определяют парциальное давление окиси углерода. Полученное значение P_{CO} и заданное P_{H_2} подставляют в уравнение (II) и определяют P_{H_2O}. Далее из уравнений (III) и (IV) находят последовательно P_{CO_2} и P_{CH_4}. Определенные значения P_{CO_1}, P_{CO_2} и P_{H_2O} подставляют в уравнение (V) и находят P_{N_2}. По уравнению (VI) проверяют правильность заданного значения P_{H_2}. Если оказывается, что сумма вычисленных парциальных давлений не равна общему, расчет повторяют, задаваясь другим значением P_{H_2}. Последовательным приближением определяют равновесный состав генераторного газа.

В части I, гл. I, приведены результаты этих расчетов, из которых следует, что наибольшее влияние на состав и теплотворную способность газа имеет температура; что давление имеет большое значение при низких температурах; что состав исходной газифицирующей смеси имеет значение при всех условиях и что для получения высокой теплотворной способности газа при высоких давлениях необходимо работать при низких температурах. С повышением температуры увеличивается содержание в газе H_2 и CO и уменьшается содержание CO_2, H_2O и CH_4; с увеличением давления растет содержание CH_4, CO_2 и H_2O и уменьшается содержание CO и H_2; с увеличением содержания в дутье водяного пара возрастает содержание в газе CH_4 и H_2O и уменьшается содержание CO_2; с увеличением содержания в дутье кислорода увеличивается содержание в газе CO, H_2, CH_4 и CO_2; выход газа с увеличением давления уменьшается.

В случае отсутствия подвода тепла извне с помощью теплового баланса можно установить для обычных условий процесса практически возможные соотношения кислорода, азота и водяного пара в исходной смеси, возможный состав газа, к. п. д. и т. д.

Д. Гоффом ([160]) был разработан теоретический метод расчета состава генераторного газа в предположении, что генераторный газ не содержит свободного кислорода, топливо представляет собой чистый углерод, газ находится в равновесии с углеродом при данной температуре T и атмосферном давлении и пар вводится в количестве, необходимом для поддержания данной температуры. Потери тепла в окружающую среду не учитывались. Рассматривались следующие реакции:

$$C + O_2 = CO_2. \quad (A)$$

$$C + H_2O = CO + H_2. \quad (B)$$

$$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2. \quad (C)$$

$$C + CO_2 = 2CO. \qquad (D)$$

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2. \qquad (E)$$

Количество вводимого воздуха неизменно. Как указывает Гофф, если в генератор вводятся 4,8 мол. воздуха и W мол. H_2O, то молекулярный состав генераторного газа может быть представлен следующим образом:

$$CO = x.$$
$$H_2O = W - (x + 2y - 2).$$
$$CO_2 = y.$$
$$N_2 = 3{,}8.$$
$$H_2 = x + 2y - 2.$$

Предположив, что состав газа определяется реакциями (A), (B) и (C), приравняв теплосодержание воздуха и полное теплосодержание водяного пара теплу, выделенному по реакциям (приближенное равенство), получают уравнение типа:

$$W = L - mx - ny$$

в которых коэфициенты L, m и n выражены через температуру. Учитывая уравнения констант равновесия реакций (L) и (E), получают для решения задачи четыре уравнения с четырьмя неизвестными, из которых выводятся два конечных уравнения:

$$K_D = \frac{x^2}{y(L - mx - ny + 3{,}8 + x + y)}, \qquad (1)$$

$$K_E = \frac{y(x + 2y - 2)}{x(L - mx - 2y + 2)}. \qquad (2)$$

Метод решения уравнений заключается в том, что определяют температуру T, вычисляют значения L, m, n, K_D и K_E и подбором находят величину y, дающую одно и то же значение в обоих уравнениях—(1) и (2).

В табл. 102 приведены вычисленные этим способом для разных температур составы газа, количество вводимого пара, к. п. д. и распределение углерода по различным реакциям.

Расчет распределения углерода был сделан по следующим отношениям:

Часть углерода, реагирующего по реакции (A), равна:

$$\frac{1}{x + y}.$$

Часть углерода, реагирующего по реакции (C), равна:

$$\frac{x + 2y - 2}{2(x + y)}.$$

Часть углерода, реагирующего на реакции (D), равна:

$$\frac{x}{2(x + y)}$$

Из полученных расчетом результатов можно сделать следующие выводы.

1. Содержание азота увеличивается с температурой вследствие уменьшения содержания в газе водяного пара.
2. Выше 895° С углекислота и водяной пар практически исчезают.
3. Максимальное содержание водорода получается при 700° С, при более высоких температурах возрастает содержание окиси углерода, и затем последнее остается постоянным.
4. При 450° С водяной пар проходит через генератор, лишь немного разлагаясь.
5. К. п. д. увеличивается с температурой до 840° С и затем снижается.
6. Чем выше температура, тем меньшее количество пара может быть использовано.
7. При сделанных предположениях максимальный к. п. д. имеет место при расходе 0,4 *кг* пара на 1 *кг* углерода.
8. Из пяти возможных реакций (A, B, C, D, E) необходимо рассматривать только три основных, из которых одной может быть реакция (A), а две другие могут быть выбраны по желанию. Если за основные приняты реакции (A), (C) и (D), то при низких температурах наибольшее значение имеет реакция (A), при высоких температурах реакция (C) играет малую роль, и по реакциям (A) и (D) получается окись углерода.

Как показывают расчеты для аналогичных условий, содержание метана в равновесной смеси низкое, составляя при 800° около 0,1% и уменьшаясь при более высоких температурах.

Таблица 102

Состав газа, количество пара и распределение углерода

Данные	Температура (в °С)						
	450	560	615	725	840	895	1 060
Состав газа (в %):							
CO	0,72	3,91	9,78	25,50	34,70	36,00	36,55
CO_2	9,37	10,45	10,84	6,58	1,73	0,82	0,09
H_2	0,42	3,96	9,08	13,20	10,60	9,47	7,29
H_2O	53,19	42,05	27,95	6,23	0,52	0,18	0,00
N_2	36,30	39,63	42,35	48,49	52,45	53,53	56,07
Q^s (*кал/м³*)	33	220	530	1 110	1 314	1 332	1 291
кг H_2O на 1 *кг* воздуха	0,728	0,575	0,432	0,198	0,105	0,089	0,064
кг H_2O на 1 *кг* С	7,820	4,670	2,700	0,908	0,459	0,395	0,298
К. п. д. (химический)	7,43	35,48	59,24	79,75	83,66	83,54	81,32
Распределение С по реакциям (в %):							
(A)	94,3	72,6	54,2	39,7	37,8	38,3	40,3
(C)	2,1	13,6	22,1	20,5	14,6	12,9	9,9
(D)	3,6	13,8	23,7	39,8	47,6	48,8	49,8
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Равновесный состав водяного газа, содержащего H_2, CO, CO_2, CH_4 и H_2O, также определяется положением равновесия реакций (1), (4) и (6).

Уравнениями, служащими для определения состава газа, являются пять из шести приведенных выше, а именно: I, II, III, IV и VI.

Преобразование этих уравнений (при $A=1$) дает:

$$\text{I.}\quad \frac{2}{K_{p1}}\cdot P^2_{CO}+P_{CO}=\left(\frac{2K_{p_1}}{K_{p2}\cdot K_{p3}}\cdot P_{H_2}+1\right)P_{H_2}.$$

$$\text{II.}\quad P_{H_2O}=\frac{K_{p_2}}{K_{p_1}}\cdot P_{CO}\cdot P_{H_2}.$$

$$\text{III.}\quad P_{CO_2}=\frac{P^2_{CO}}{K_{p_1}}.$$

$$\text{IV.}\quad P_{CH_4}=\frac{K_{p1}}{K_{p2}\cdot K_{p3}}\cdot P^2_{H_2}.$$

$$\text{V.}\quad P_{CO}+P_{CO_2}+P_{H_2}+P_{H_2O}+P_{CH_4}=P.$$

В табл. 103 приведены данные, характеризующие равновесный состав водяного газа.

Таблица 103

Состав водяного газа при разных температурах по Рейндерсу (в %)

	200°	300°	400°	500°	600°	700°	800°	900°	1 000°
CO	0,00102	0,0437	5,593	3,93	15,1	34,0	45,7	49,1	49,8
CO_2	18,0	22,5	25,0	25,0	19,8	9,45	2,70	0,65	0,18
H_2	0,56	3,43	11,4	24,5	37,7	44,9	47,4	48,5	49,2
CH_4	17,7	20,8	19,6	14,6	8,6	4,0	1,8	0,91	0,52
H_2O	63,7	53,2	43,4	31,9	18,8	7,65	2,4	0,84	0,18

Эти данные вычислены Рейндерсом на основании упрощенных выражений для констант равновесия.

Равновесный состав воздушного газа определяется равновесием реакции (1). В газе должны содержаться CO_2, CO и N_2. В основу расчета может быть положена система из трех уравнений, каковыми могут служить уравнения (III), (V) и (VI) (сср. 462).

3. РАСЧЕТЫ ПО ПРАКТИЧЕСКИМ ДАННЫМ

В основе этого способа расчета лежит знание практического результата газификации данного топлива на данного типа (или аналогичного типа) генераторе и в данных условиях. Если для этих условий известны состав получаемого на практике газа, температура его и выход и состав конденсирующихся продуктов сухой перегонки, а также потеря горючего в шлаке, с помощью формул, приведенных в гл. IX, сравнительно просто могут быть вычислены выход газа, расход первичного воздуха и пара, составлен материальный и тепловой балансы и установлена степень невязки материального баланса и соответствие теплового баланса практическим данным, причем в случее отклонения их от обычно допускаемых небольших границ заданные данные должны быть изменены и расчет повторен.

Пример. Топливо—донецкий длиннопламенный уголь ([198]). Принимаем для расчета следующие данные: зольность топлива—14%; влажность—10%; содержание горючего в провале—20%; выход смолы—6% и пыли—2% от веса топлива; состав смолы: C—90% и H—10%; состав пыли: C—80% и золы—20%; температура паровоздушной смеси 58°; состав газа: CO_2—7,2%; CO—23,3%; H_2—15,1%; CH_4—3,0%; C_2H_4—0,4%; H_2S—0,7% и N_2—50,3%.

Температура газа—500°, воды, подаваемой для питания охлаждающей рубашки, 40°, пара из кожуха, используемого в качестве дутья, 110° и топлива 20°. Принимаем также, что количество примешиваемого к дутью пара со стороны составляет 30% от всего количества пара. Определяем выход газа, расход воздуха и составляем материальный и тепловой балансы.

Материальный баланс

Приходные статьи

1. Топливо. Известно содержание в топливе только золы и влаги. Для определения всего состава топлива воспользуемся составом горючей массы длиннопламенного угля из табл. 64 (см. часть I). Состав горючей массы: C—77,3%; H—5,4%; S—3,8%; N—1,6% и O—11,9%. Состав рабочего топлива:

C . . . . 77,3 · 0,76 = 58,7%
H . . . . . 5,4 · 0,76 = 4,1%
S . . . . . 3,8 · 0,76 = 2,9%
N . . . . . 1,6 · 0,76 = 1,2%
O . . . . 11,9 · 0,76 = 9,1%
Золы 14,0%
Влаги 10,0%
100,0%

Определяем выход сухого газа,

В 1 *кг* топлива содержится 0,587 *кг* углерода. Если принять, что горючее в провале состоит из углерода, и пренебречь уносом золы с пылью, то потеря углерода в провале при зольности топлива в 14% и содержании горючего в провале в 20% составит:

$$C_{ш} = 20\,\frac{14}{100-20} = 3{,}5\%,\ \text{или}\ 0{,}035\ кг.$$

Потеря углерода в смоле и пыли составляет при выходе смоли в 6% и содержании в ней углерода в 90% и при выходе пыли в 2% и содержании в ней углерода в 80%:

$$C_{п+см} = 0{,}06 \cdot 0{,}9 + 0{,}02 \cdot 0{,}8 = 0{,}070\ кг.$$

Выход сухого газа:

$$V_{сг} = \frac{C^{т} - (C_{ш} + C_{п+см})}{0{,}536\,(CO_2^{г} + CO^{г} + CH_4^{г} + 2C_2H_4^{г})} =$$

$$= \frac{0{,}587 - (0{,}035 + 0{,}070)}{0{,}536\,(0{,}072 + 0{,}233 + 0{,}030 + 2 \cdot 0{,}004)} = 2{,}63\ м^3/кг$$

2. Воздух. Расход воздуха составляет:

$$V_{в} = \frac{N_2^{г} \cdot V_{сг} - \frac{N^{т}}{1{,}251}}{0{,}79} = \frac{0{,}503 \cdot 2{,}63 - \frac{0{,}012}{1{,}251}}{0{,}79} = 1{,}66\ м^3/кг,$$

или в весовых единицах, учитывая, что объемный вес воздуха составляет 1,293 *кг*/*м*³, имеем:

$$1{,}66 \cdot 1{,}293 = 2{,}15\ кг/кг.$$

Так как в воздухе содержится по весу 76,8% азота и 23,2% кислорода, получаем, что воздух вносит на 100 *кг* топлива:

$$2{,}15 \cdot 0{,}768 \cdot 100 = 165\ кг\ N$$

и

$$2{,}15 \cdot 0{,}232 \cdot 100 = 49{,}9\ кг\ O.$$

3. Водяной пар. Средняя температура паровоздушной смеси 58°. Согласно таблицам для насыщения 1 *м*³ сухого воздуха (0° и 760 *мм*) при 58° требуется 0,175 *кг* водяного пара. Следовательно на 100 *кг* топлива вводится водяного пара:

$$1{,}66 \cdot 100 \cdot 0{,}175 = 29\ кг,$$

которые вносят:

$$29 \cdot \frac{1}{9} = 3{,}2\ кг\ H$$

и

$$29 - 3{,}2 = 25{,}8\ кг\ O.$$

Расходные статьи

1. Газ. Выше было подсчитано, что выход сухого газа составляет 2,63 *м*³/*кг*. Определяем весовое количество элементов, содержащихся в сухом газе на 100 *кг* топлива, т. е. в 263 *м*³ газа.

Имеем:

$$C: 263 \cdot 0{,}536\,(CO_2^{г} + CO^{г} + CH_4^{г} + 2C_2H_4^{г}) = 48{,}2\ кг;$$
$$H: 263 \cdot 0{,}0899\,(H_2^{г} + 2C_2H_4^{г} + 2CH_4^{г} + H_2S^{г}) = 5{,}3\ »$$
$$O: 263 \cdot 1{,}429\,(CO_2^{г} + 0{,}5CO^{г}) = 70{,}7\ »$$
$$N: 263 \cdot 1{,}251\,N_2^{г} = 165{,}6\ »$$
$$S: 263 \cdot 1{,}429\,H_2S^{г} = 2{,}6\ »$$

Количество водорода, перешедшего во влагу газа, найдем по балансу водорода, а именно:

Внесено топливом: $4{,}1 + \frac{10}{9} =$ . . 5,2 *кг* H

» водяным паром: . . . . . 3,2 » H

Всего в приходе . . . . 8,4 *кг* H

Переходит в сухой газ: 5,3 *кг* H
Переходит в смолу: $6 \cdot 0{,}1 = 0{,}6$ *кг* H } 5,9 *кг* H

Переходит во влагу газа: . 8,4—5,9=2,5 *кг* H

Водород связывает в воду: $2{,}5 \cdot 8 =$ 20,0 » O

Получается влаги: . . . .22,5 *кг*

2. Смола. Выход смолы составляет 6 *кг*. Состав смолы: 90% C и 10% H.

Идет на образование смолы:

$$0{,}9 \cdot 6 = 5{,}4\ кг\ C$$

и

$$0{,}1 \cdot 6 = 0{,}6\ кг\ H.$$

3. Пыль. Выход пыли составляет 2 *кг*. Состав пыли: 80% C и 20% золы.

Переходит в пыль:

$$0{,}8 \cdot 2 = 1{,}6\ кг\ C\ и$$

$$0{,}2 \cdot 2 = 0{,}4\ кг\ золы.$$

4. Остатки (провал). В топливе содержится золы 14 *кг*. Уносится с пылью:

$$2 \cdot 0{,}2 = 0{,}4\ кг.$$

Переходит в провал:

$$14 - 0{,}4 = 13{,}6\ кг\ золы.$$

Количество углерода в провале, как уже было подсчитано, составляет 3,5 *кг*.

В табл. 104 дана сводка материального баланса.

Таблица 104

Материальный баланс на 100 *кг* топлива

Наименование статьи	C	H	O	N	S	Зола	Всего
Приход							
Сухое топливо	58,7	4,1	9,1	1,2	2,9	14,0	90,0
Влага	—	1,1	8,9	—	—	—	10,0
Воздух	—	—	49,9	165,0	—	—	214,9
Водяной пар	—	3,2	25,8	—	—	—	29,0
	58,7	8,4	93,7	166,2	2,9	14,0	343,9
Расход							
Сухой газ	48,2	5,3	70,7	165,6	2,6	—	292,4
Влага газа	—	2,5	20,0	—	—	—	22,5
Смола	5,4	0,6	—	—	—	—	6,0
Пыль	1,6	—	—	—	—	0,4	2,0
Остатки	3,5	—	—	—	—	13,6	17,1
	58,7	8,4	90,7	165,6	2,6	14,0	340,0
Невязка	—	—	3,0[1]	0,6	0,3	—	—

Примечание. Невязка в азоте объясняется неточностью в вычислениях, невязки в кислороде и сере—неточностью принятых данных.

Тепловой баланс

Приходные статьи

1. Теплотворная способность топлива. Теплотворную способность топлива определяем расчетом по составу, пользуясь формулой Менделеева.

Теплотворная способность составляет:

$$81\ C + 300\ H - 26\ (O - S) = 5\ 819\ кал/кг.$$

100 *кг* топлива вносят:

$$5819 \cdot 100 = 581\ 900\ кал.$$

2. Теплосодержание топлива. При теплоемкости, равной 0,3, и температуре 20° теплосодержание топлива составляет:

$$100 \cdot 0,3 \cdot 20 = 600\ кал.$$

[1] Обычно не допускают невязку более 2—4% по отношению к отдельным элементам. При превышении этой величины задаются составом газа, несколько отличным от принятого ранее.

3. Теплосодержание пара. Количество пара—29 *кг*. Температура его 58°. Тепло, внесенное паром, составляет:

$$(595 + 0,48 \cdot 58) \cdot 29 = 18\ 000\ кал.$$

4. Теплосодержание воздуха. Количество воздуха—166 $м^3$. При температуре 58° и теплоемкости 0,313 теплосодержание его равно:

$$166 \cdot 0,313 \cdot 58 = 3\ 000\ кал.$$

Расходные статьи

1. Теплотворная способность газа. Теплотворная способность газа составляет:

$$3\ 021 \cdot CO^{г} + 3\ 050 \cdot H_2^{г} + 9\ 505 \cdot CH_4^{г} + 15\ 239 \cdot C_2H_4^{г} + 5\ 995 \cdot H_2S^{г} = 1\ 558\ кал/м^3.$$

Получающиеся на 100 *кг* топлива 263 $м^3$ газа уносят:

$$1558 \cdot 263 = 410\ 000\ кал.$$

2. Теплосодержание газа. При температуре газа 500° теплоемкость сухого газа составляет:

$$CO_2^{г} \cdot C_{CO_2} + CO^{г} \cdot C_{CO} + H_2^{г} \cdot C_{H_2} + CH_4^{г} \cdot C_{CH_4} + C_2H_4^{г} \cdot C_{C_2H_4} + H_2S^{г} \cdot C_{H_2S} + N^{г}_2 C_{N_2} 0,072 \cdot 0,480 + 0,233 \cdot 0,322 + 0,151 \cdot 0,312 + 0,030 \cdot 0,522 + 0,004 \cdot 0,666 + 0,007 \cdot 0,467 + 0,503 \cdot 0,318 = 0,341.$$

Теплосодержание сухого газа:

$$0,341 \cdot 500 \cdot 263 = 44\ 800\ кал.$$

Теплосодержание влаги газа:

$$(595 + 0,48 \cdot 500) \cdot 22,5 = 18\ 700\ кал.$$

3. Теплотворная способность смолы. Теплотворная способность смолы по формуле Менделеева

$$81C + 300H = 10\ 290\ кал/кг.$$

6 *кг* смолы уносят:

$$10\ 290 \cdot 6 = 61\ 700\ кал.$$

4. Теплосодержание смолы. 6 *кг* смолы при температуре 500°, теплоемкости 0,5 и теплоте испарения 80 *кал/кг* уносят:

$$(80 + 0,5 \cdot 500)\ 6 = 2000\ кал.$$

5. Теплотворная способность пыли. Углерода в пыли—1,6 *кг*. Потеря с углеродом пыли при его теплотворной способности в 7944 *кал/кг* составляет:

$$7944 \cdot 1{,}6 = 12700 \text{ кал}.$$

6. Теплосодержание пыли. При температуре 500° и теплоемкости 0,2 теплосодержание 2 *кг* пыли равно:

$$2 \cdot 0.2 \cdot 500 = 200 \text{ кал}.$$

7. Теплотворная способность шлака. 3,6 *кг* углерода, уносимые шлаком, при теплотворной способности углерода в 7944 *кал/кг* дают потерю в

$$7944 \cdot 3{,}6 = 28600 \text{ кал}.$$

8. Теплосодержание золы и шлака. Принимаем, что зола и шлак удаляются из генератора с температурой 350°, что при их теплоемкости в 0,2 дает величину статьи, равную:

$$17{,}1 \cdot 0{,}2 \cdot 350 = 1200 \text{ кал}.$$

9. Тепло, затрачиваемое на получение водяного пара в кожухе. Количество пара, получаемого в кожухе, составляет:

$$29 \cdot 0{,}7 = 20{,}3 \text{ кг}.$$

Тепло, затраченное на получение пара в кожухе при температуре пара 110° и температуре питательной воды 40°, составляет:

$$(595 + 0{,}48 \cdot 110) \cdot 20{,}3 - 20{,}3 \cdot 40 = 12\,300 \text{ кал}.$$

10. Потеря в окружающую среду. По всем предыдущим расходным статьям израсходовано 592 200 *кал*. Всего в приходных статьях имелось 603 500 *кал*.

По разности потеря в окружающую среду составляет:

$$603\,500 - 592\,200 = 11300 \text{ кал}.$$

Химический к. п. д. равен:

$$\frac{\text{расходная статья 1}}{\text{приходная статья 1}} = \frac{68{,}0}{96{,}4} = 0{,}714, \text{ или } 71{,}4\%.$$

Термический к. п. д. равен:

$$\frac{\text{тепло согласно расходным статьям: } 1+2+3+4+9}{\text{тепло согласно приходной части баланса}} = \frac{68+10{,}5+10{,}2+0{,}3+2{,}0}{100} = 0{,}91, \text{ или } 91{,}0\%.$$

Таблица 105

Тепловой баланс на 100 *кг* топлива

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность топлива	581 900	96,4	Теплотворная способность газа	410 100	68,0
Теплосодержание:			Теплосодержание:		
топлива	600	0,1	сухого газа—44 800		
пара	18 000	3,0	влаги газа—18 700	63 500	10,5
воздуха	3 000	0,5	Теплотворная способность смолы	61 700	10,2
			Теплосодержание смолы	2 000	0,3
			Теплотворная способность пыли	12 700	2,1
			Теплосодержание пыли	200	—
			Теплотворная способность шлака	28 600	4,8
			Теплосодержание золы и шлака	1 200	0,2
			Тепло на получение водяного пара в кожухе	12 300	2,0
			Потери в окружающую среду	11 300	1,9
Всего	603 500	100,0	Всего	603 500	100,0

Аналогичны приведенному расчеты воздушного и водяного газа. Расчет по воздушному газу несколько проще приведенного ввиду отсутствия добавки пара; что же касается расчетов по водяному газу, то они могут быть выполнены различными приемами. При расчетах состава водяного газа практическими методами возможно например вести расчет по следующей схеме. Задаются составами газов воздушного и парового дутья, потерей в провале и уносе и степенью разложения водяного пара; при известном составе кокса определяют расчетом выхода газов и расход пара, после чего составляют тепловые балансы процессов воздушного и парового дутья (как в примере, приводимом ниже) и определяют соотношение количеств топлив, газифицируемых в периоды воздушного и парового дутья. Полученные данные с учетом дополнительных в каждом случае соображений дают все данные, необходимые для дальнейших расчетов.

4. КОМБИНИРОВАННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА

По причинам, указанным выше, при расчетах генераторного процесса прибегают к корректированию показателей, получаемых при чисто теоретических расчетах, в целях приведения их в соответствие

с действительным ходом процессов в газогенераторе, в частности учитывают протекание процесса сухой перегонки.

Из числа предложенных методов следует отметить имеющие у нас распространение способы расчета проф. Н. Н. Доброхотова и проф. В. Е. Грум-Гржимайло, описываемые ниже.

По обоим методам процессы в газогенераторах подразделяются на два: процесс сухой перегонки, протекающий в верхней части генератора, и газогенераторный процесс, протекающий в нижней части генератора. В обоих случаях принимается, что отводимый генераторный газ представляет собой смесь газов, полученных при газификации и при сухой перегонке. Это находит себе полное обоснование в соображениях относительно хода реакций, изложенных в части I, гл. I, и заключающихся в том, что реакции протекают с достаточной скоростью только в реакционной зоне в области высоких температур и что по выходе из этой области их можно считать или практически непротекающими или протекающими в малой степени. По обоим этим методам учитывается тепловой баланс генератора, т. е. количество разлагаемого пара и состав газа определяются в соответствии с имеющимся для этой цели теплом. Вместе с тем имеется и большое различие в методах.

Проф. Доброхотов ([199]) увязывает состав газа, получаемый в реакционной зоне генератора, с величиной соотношения:

$$K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2},$$

основываясь на том, что при высоких температурах в газогенераторе величина этого соотношения устанавливается в определенных пределах и в дальнейшем остается почти неизменной.

Действительно, как указывалось в части I, гл. I, на основании соответствующих опытов было установлено, что в реакционной зоне генератора при температурах 1 000° и выше устанавливается частичное равновесие по реакции водяного газа или же фактическое значение величины

$$K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}$$

приближается к теоретическому.

Кроме того проф. Доброхотов учитывает выхода в зоне сухой перегонки различных продуктов разложения топлива, увязывая их выход с практическими данными, и принимает, что газы, получившиеся в зоне газификации, выходят из генератора в неизменном виде, т. е. не взаимодействуют в верхних слоях топлива между собой или с составными частями топлива, что соответствует практическим данным.

Что касается метода проф. Грум-Гржимайло, то по нему принимается, что газообразные продукты сухой перегонки получаются в результате непосредственного взаимодействия элементов топлива; состав газа в реакционной зоне определяется из теплового баланса без учета получения CO_2, и для приведения в соответствие состава получаемого газа с практическими составами принимается, что в верхних слоях помимо реакций образования соответствующих продуктов происходит взаимодействие CO с H_2O ([151,222]), что является условностью.

В обоих методах имеется также расхождение в отношении выхода сернистых соединений: проф. Доброхотовым принимается образование в газогенераторах сероводорода, а проф. Грум-Гржимайло—образование сернистого газа и элементарной серы (в приводимых ниже данных и примере в целях корректирования принято образование H_2S за счет дополнительных реакций).

Расчет выхода продуктов сухой перегонки часто является недостаточно точным. Он должен основываться на знании свойств топлива и его поведения при термическом разложении в условиях, соответствующих конструкции и режиму генератора.

Вместе с тем газифицирующиеся топлива в ряде случаев недостаточно исследованы с точки зрения хода теоретического разложения, и кроме того при наличии подобных исследований часто имеет место несоответствие между условиями исследования топлива и условиями в газогенераторе.

Неточности могут получиться в зависимости от условий выделения, так как при более высокой температуре разложения и быстром подъеме ее выход смол уменьшается и образуется большее количество газов перегонки.

Приводимые ниже данные Н. Н. Доброхотова и В. Е. Грум-Гржимайло в недостаточной мере учитывают эти обстоятельства и относятся преимущественно к газогенераторам, работающим без швельшахт, в которых топливо сравнительно быстро прогревается и подвергается сухой перегонке. В случае пользования для этих конструкций генераторов данными о сухой перегонке газифицируемых топлив следует брать данные, относящиеся к высокотемпературной перегонке, в соответствии с быстрым прогревом в газогенераторе топлива до высоких температур.

В случае применения газогенераторов со швельшахтами или с высоким слоем топлива следует также учитывать данные по полукоксованию топлива. Некоторые соображения, относящиеся к расчету газа в газогенераторах со швельшахтами или с высоким слоем топлива, приведены ниже.

Ввиду ограниченности имеющихся данных о составе и выходе продуктов термического разложения для топлив СССР ниже приводятся данные о выходе газов сухой перегонки при различных условиях для иностранных топлив (табл. 106) ([37]).

Расчет состава газа по методу проф. Доброхотова

Проф. Доброхотов подразделяет процессы, происходящие в газогенераторе, на две части: процессы, протекающие в верхней части генератора—подсушка и сухая перегонка, и в нижней части—основной генераторный процесс горения углерода кокса, остающегося в результате перегонки.

Таблица 106

Выход и состав газов сухой перегонки при высоких и низких температурах

№ по порядку	Топливо	% горючей массы	Газа из 100 кг рабочего топлива (в м³)	Состав газа							
				H_2S	CO_2	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2
	Высокие температуры										
1	Вестфальский уголь (шахта Плутон)	90,33	29,4	—	0,8	1,7	0,3	6,5	59,9	27,0	3,8
2	Вестфальский уголь (шахта Мон-Сени)	88,66	30,5	—	1,8	3,4	0,4	8,6	56,0	25,0	4,8
3	Саарский уголь (шахта Дельбрюк)	85,38	34,8	—	2,0	3,3	0,5	9,4	51,5	27,7	5,7
4	Саарский уголь (шахта Клейн-Россельн)	90,48	32,0	—	2,9	5,3	0,5	8,9	44,2	32,3	5,9
5	Верхнесилезский уголь (шахта Бранденбург)	93,67	32,8	—	2,4	3,9	0,1	11,6	50,7	29,7	1,6
6	Верхнесилезский уголь (шахта Эмма)	90,29	31,6	—	2,5	2,9	0,9	12,4	49,4	26,0	5,9
7	Нижнесилезский уголь (шахта Фукс)	91,79	31,2	—	2,1	3,0	0,2	8,9	49,4	33,2	3,2
8	Саксонский каменный уголь (шахта Бокка-Гонсдорф)	85,56	30,3	—	2,4	3,0	0,4	9,6	51,7	28,9	4,0
9	Саксонский каменный уголь (шахта Цаукароде)	80,16	29,5	—	2,3	2,0	0,4	9,1	53,1	30,6	2,5
10	Чешский каменный уголь (Литтиц)	87,51	28,5	—	3,0	4,4	—	10,0	45,2	33,0	4,4
11	Чешский слоистый уголь	82,24	30,4	—	3,2	9,9	—	8,3	39,6	37,1	1,9
12	Зибенбургский каменный уголь (шахта Петрошени)	77,18	18,0	—	9,4	2,1	0,8	13,8	43,5	26,5	3,9
13	Альпийский блестящий бурый уголь	76,66	17,0	—	11,8	2,4	0,3	15,5	37,4	31,3	1,6
14	Венгерский бурый уголь (Пилис-Фереснар)	76,66	14,3	5,6	18,4	3,5	0,6	11,0	36,5	31,4	3,1
15	Рейнский буроугольный брикет	78,34	20,5	—	34,7	1,9	0,5	19,5	21,0	19,0	2,4
16	Рейнский бурый уголь	49,70	15,0	—	32,1	1,8	0,8	14,6	31,0	15,0	4,7
17	Торф (старый) из Бухшейдена	76,78	20,6	—	30,4	2,4	1,0	12,0	36,0	13,0	5,2
18	Торф (молодой) из Адмонта	59,10	12,5	—	29,6	2,2	0,9	16,1	28,0	17,5	5,7
19	Лигнит	75'50	14,4	—	17,3	3,2	0,3	12,3	30,8	34,0	2,1
20	Целлюлоза (1)	92,03	13,2	—	47,8	3,7	1,0	29,0	3,0	10,0	5,5

№ по порядку	Топливо	% золы	Газа на 100 кг сухого топлива (в м³)	Состав газа							
				H_2S	CO_2	Непредельные углеводороды	C_2H_6	Co	H_2	CH_4	N_2
	При температурах до 550° C (2)										
21	Жирный уголь (Рейнские провинции)	1,6	6,36	4,8	0,5	3,0	11,0	0,7	22,5	56,1	4,3
22	Газопламенный уголь (Лоберг)	11,0	6,90	4,4	7,0	5,2	10,1	6,2	16,7	47,3	3,1
23	Кеннельский уголь (Лоберг)	15,4	7,26	4,3	16,7	5,5	10,1	2,7	23,9	35,6	2,8
24	Баварский смолистый уголь	14,1	8,55	18,0	20,7	4,1	6,5	11,1	6,5	29,1	4,0
25	Чешский бурый уголь (Брюкс)	2,6	10,87	2,6	33,7	4,6	5,4	15,9	7,6	28,7	4,1
26	Саксонский смолистый уголь (Рибек)	4,5	12,00	11,0	37,9	6,3	5,1	8,1	6,6	21,1	3,8
27	Лаузицкий гнит (Ильзе)	2,3	15,05	2,9	48,0	2,8	2,9	14,6	7,8	15,1	5,8
28	Рейнский буроугольный брикет	2,5	13,92	2,3	55,0	2,9	2,6	13,9	6,9	14,4	2,0
29	Верхнебаварский торф	1,8	12,12	0,8	54,5	2,8	1,8	20,0	3,3	14,5	2,0
30	Западнофрисландский торф (Меппен)	0,6	12,34	1,2	58,5	2,8	1,6	21,0	2,0	10,5	2,4

Примечание. Первые девять анализов получены Газовым институтом в Карлсруэ, два следующих—Биндером и Фишером (Fischers Jahresbericht, 1897, стр. 95); обозначенный цифрой (1) вычислен по опытам Бантлина: обозначенные цифрой (2), полученные в отличие от предыдущих при низких температурах, взяты из обширной работы Фриче (Fritzsche, Br. Ch., т. III, стр. 25).

Процесс сухой перегонки увязывается с практическими данными о выходах газов и смол для различных топлив, а основной генераторный процесс увязывается с уравнениями материального и теплового балансов и со значениями константы равновесия реакции водяного газа:

$$K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}.$$

или с фактическими значениями K по данным опытов.

В дальнейшем принимается, что полученные газы сухой перегонки и основного генераторного процесса смешиваются без последующего изменения состава, что, как указывалось выше, находит себе оправдание в малой скорости реакций при низких температурах.

Образованием метана в реакционной зоне пренебрегают в силу малого его содержания при высоких температурах. Пятью уравнениями, служащими для определения состава газа в реакционной зоне, являются следующие:

1) $CO_2 + CO = C$ (баланс углерода; C — число молей углерода кокса, подвергающегося газификации).

2) $H_2 + H_2O = W$ (баланс водорода; W — число молей вводимого пара, количеством которого задаются).

3) $2CO_2 + CO = \frac{N_2}{1,9} + H_2$ (баланс кислорода; $\frac{N_2}{1,9}$ — число атомов вводимого с воздухом кислорода).

4) $\frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2} = K$ (значение константы равновесия в температурных условиях реакционной зоны; величиной K задаются в пределах 1,7 — 2,5).

5) Уравнение теплового баланса:

Теплотворная способность топлива плюс теплосодержание топлива и паровоздушной смеси минус теплотворная способность и теплосодержание газов сухой перегонки, смол, уноса и провала, потеря в окружающую среду и затрата тепла в охлаждающей рубашке равняется теплотворной способности и теплосодержанию газов, получаемых по основному генераторному процессу.

Теплосодержание газов отнесено к температуре у выхода из генератора; температурой газа при выходе задаются [1].

В более старых руководствах пятое уравнение (теплового баланса) было заменено подсчитанными из теплового баланса соотношениями азота и углерода, а именно принималось, что при паровоздушном дутье на 100 *мол* азота из воздуха сжигается 60—63 *мол* углерода, т. е.

$$\frac{CO + CO_2}{N_2} = 0,6—0,63.$$

[1] Если при подсчете по методу Доброхотова получается отрицательное значение CO_2, то это означает, что температура газа принята слишком низкой и должна быть выше.

При чисто воздушном дутье искомыми составными частями генераторного или полугенераторного [1] газа являются CO, CO_2 и N_2. Для нахождения их могут быть составлены три уравнения: баланса углерода, баланса кислорода и теплового баланса (в зависимости от температуры газа). Возможна при расчете состава генераторного газа замена третьего уравнения соотношением:

$$\frac{CO + CO_2}{N_2} = 0,5 — 0,52,$$

вытекающим из соображения, что в случае образования только CO и содержания в воздухе на 1 *мол* кислорода 3,8 *мол* азота содержание CO в газе должно было бы составить на 100 *мол* азота:

$$\frac{2 \cdot 100}{3,8} = 52,7 \text{ мол.}$$

в действительности же оно несколько меньше.

При расчете состава полугаза, т. е. генераторного газа высокой температуры, величина соотношения

$$\frac{CO + CO_2}{N_2}$$

должна быть значительно меньше.

Несколько скорректированные данные Н. Н. Доброхотова о выходах сухой перегонки и пыли и потерях углерода в остатках, требующие дополнительных коррективов, приведены ниже.

1. Водяные пары. В продукты сухой перегонки кроме механически и коллоидально связанной влаги топлива переходит также в виде водяного пара приблизительно 50% всего связанного кислорода и эквивалентное ему количество связанного водорода топлива. При быстром ходе генератора во влагу переходят 40% всего связанного кислорода, при очень медленном—60%.

2. Углекислота. В углекислоту переходит при сухой перегонке: для торфа—40% всего кислорода, для древесины—30%, для бурого угля—20% и для каменного угля, антрацита и кокса—10% кислорода.

3. Метан. Количество водорода, переходящего в метан, составляет: для древесины и торфа—15—20%, для бурого угля—30%, для каменного угля—40% от всего содержания водорода в топливе.

4. Этилен. В этилен переходит 3—5% всего водорода топлива.

5. Смола. Данные о выходе и составе смол приведены в соответствующих главах. Для случая генераторов с низким слоем топлива и достаточно быстрого хода генератора можно пользоваться мнемоническим правилом проф. Доброхотова: «В смолу уходит по весу столько углерода, сколько находится в топливе водорода». Зная состав смолы, можно рассчитать ее выход.

[1] Полугенераторным газом, или полугазом, называется бессмольный енераторный газ высокой температуры, получаемый в полугазовых топках.

6. Пыль. Данные о выходе пыли приведены в гл. IX.

7. Уксусная кислота и древесный спирт[1]. По данным Доброхотова, в уксусную кислоту и древесный спирт переходит в процентах по весу элементов топлива (см. также гл. I и II):

	С	Н	О
При древесине хвойной породы . . .	3,52	5,67	5,33
» торфе	1,76	3,67	3,78

8. Азот. При обычных расчетах возможно пренебречь выходом аммиака и принять, что азот целиком переходит в газ в виде газообразного азота.

9. Сера. Приблизительно 20% серы остаются в золе, остальные 80% переходят в генераторный газ в виде сероводорода (H_2S) (для отдельных топлив см. соответствующие главы).

10. Водород. Оставшийся за вычетом ушедшего на вышеприведенные продукты водород переходит в газ в виде газообразного водорода.

11. Окись углерода. Оставшийся за вычетом ушедшего на вышеприведенные продукты сухой перегонки кислород переходит в газ в виде окиси углерода.

12. Углерод в золе. Учитывается в соответствии с данными, приведенными в гл. IX.

13. Газифицируемый углерод. Оставшийся углерод подвергается воздействию водяного пара и воздуха.

Пример расчета состава газа по методу проф. Доброхотова.

Топливо—торф состава: C^p—36,71%; H^p—3,89%; O^p—24,50%; N^p—0,44%; W^p—32,64% и A^p—1,82%.

В пересчете на молекулы: С—3,06; Н—1,945; О—0,7656; N—0,0157 и W—1,813.

А. Расчет продуктов сухой перегонки

1. Водяные пары. Принимаем, что в пары воды перейдет 50% всего кислорода.

Расход		Приход	
Кислород	0,7656 · 0,5 = 0,3828 *мол*	Водяные пары от сухого разложения	0,7656 *мол*
Водород	0,3828 . 2 = 0,7656 »	Влага топлива	1,8130 »
			2,5786

2. Углекислота. Принимаем, что в углекислоту переходит 40% всего кислорода.

Расход		Приход	
Кислород	0,7656 · 0,4 = 0,3062 *мол*	Углекислота	0,3062 *мол*
Углерод	0,3062 »		

[1] В дальнейшем объединено термином «уксус».

3. Метан. Принимаем, что в метан переходит 15% всего водорода.

Расход		Приход	
Водород	1,945 · 0,15 = 0,2918 мол.	Метан	0,1459 мол.
Углерод	0,2918 · 0,5 = 0,1459 »		

4. Этилен. Принимаем, что в этилен переходит 5% всего водорода.

Расход		Приход	
Водород	1,945 · 0,05 = 0,0972 мол.	Этилен	0,0486 мол.
Углерод	0,0972 »		

5. Смола. В смолу переходит 3,89 *кг* углерода и состав смолы: С—78%; Н—7,4% и О—14,6%.

Расход		Приход	
Углерод	3,89 *кг* = 0,3240 мол.	Смола	4,99 *кг*
Водород	0,37 » = 0,1850 »		
Кислород	0,73 » = 0,0223 »		

6. Уксус. Принимаем, что в уксус переходит: С—1,76%; Н—3,67% и О—3,78%.

Расход		Приход	
Углерод	36,71 · 0,0176 = 0,646 *кг* = = 0,0539 мол.	Уксус	1,715 *кг*
Водород	3,89 · 0,0367 = 0,143 *кг* = = 0,0715 мол.		
Кислород	24,5 · 0,03 8 = 0,926 *кг* = = 0,0289 мол.		

7. Азот. Принимаем, что весь азот, содержащийся в топливе, перейдет в газ.

Расход		Приход	
Азот	0,0157 мол.	Азот	0,0157 мол.

8. Водород. На все предыдущие реакции израсходовано водорода:

$$0{,}7656 + 0{,}2918 + 0{,}0972 + 0{,}1850 + 0{,}0715 = 1{,}4111 \text{ мол.}$$

Остальной водород выделится в виде газообразного водорода.

Расход		Приход	
Водород	1,9450 — 1,4111 = 0,5339 мол.	Водород	0,5339 мол.

9. Окись углерода. На все предыдущие реакции израсходовано кислорода:

$$0{,}3828 + 0{,}3062 + 0{,}0228 + 0{,}0289 = 0{,}7407 \text{ мол.}$$

Оставшийся кислород пойдет на образование окиси углерода.

Расход		Приход	
Кислород	0,7656 — 0,7407 = 0,0249 мол.	Окись углерода	0,0498 мол.
Углерод	0,0498 »		

10. Углерод в золе. Принимаем, что эта потеря составляет 2% от количества углерода, содержащегося в топливе:

$$3{,}06 \cdot 0{,}02 = 0{,}0612 \text{ мол.}$$

11. Углерод. На все предыдущие реакции израсходовано углерода:

$$0{,}3062 + 0{,}1459 + 0{,}0972 + 0{,}3240 + 0{,}0539 + 0{,}0498 + 0{,}0612 = 1{,}0382 \text{ мол.}$$

В реакционную зону перейдет:

$$3{,}06 - 1{,}0382 = 2{,}0218 \text{ мол.}$$

Таким образом в результате сухой перегонки будем иметь следующие продукты (табл. 107).

Таблица 107

Выход продуктов сухой перегонки

Наименование газа	Количество молекул	Продукты сухой перегонки, %-ное содержание в газе	
		влажном	сухом
CO_2	0,3062	8,3	27,8
CH_4	0,1459	4,0	13,3
C_2H_4	0,0486	1,3	4,4
N_2	0,0157	0,4	1,4
H_2	0,5339	14,5	48,6
CO	0,0498	1,3	4,5
H_2O	2,5786	70,2	—
Итого	3,6787	100,0	100,0

Итого:

Сухого газа:

$$(3{,}6787 - 2{,}5786) \cdot 22{,}4 = 24{,}6 \text{ м}^3.$$

Влаги:

$$2{,}5787 \cdot 18 = 46{,}40 \text{ кг}.$$

Смолы: 4,99 кг.

Уксуса: 1,715 кг.

Б. Расчет горения углерода в нижней части газогенератора

Принимаем, что на 100 кг топлива вводится 15 кг пара (0,835 мол.). Составляем пять уравнений для расчета состава газа по основному генераторному процессу:

$$CO + CO_2 = 2{,}0218. \quad (1)$$

$$H_2 + H_2O = 0{,}835. \quad (2)$$

$$\frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2} = 2. \quad (3)$$

$$2CO_2 + CO = \frac{N_2}{1{,}90} + H_2. \quad (4)$$

Пятое уравнение составляем на основе уравнения теплового баланса всего генераторного процесса, задаваясь температурой газа при выходе из генератора в 170°.

I. Приход тепла.

а) Теплотворная способность топлива:

$$Q = 81\,C + 300\,H - 26\,(O-S) = 3500 \text{ кал/кг}.$$

На 100 кг топлива имеем:

$$3500 \cdot 100 = 350\,000 \text{ кал}.$$

Теплосодержание пара паровоздушного дутья при температуре 55°:

$$(595 + 0{,}48 \cdot 55)\,15 = 9300 \text{ кал}.$$

Пренебрегая теплосодержанием подаваемого в генератор воздуха и топлива, получаем приход тепла в генератор равным:

$$Q_{пр} = 350\,000 + 9300 = 359\,300 \text{ кал}.$$

II. Расход тепла.

Теплотворная способность газов сухой перегонки:

CH_4 — $0{,}1459 \cdot 213\,000 = 31\,100$ кал.
C_2H_4 — $0{,}0486 \cdot 341\,500 = 16\,600$ кал.
H_2 — $0{,}5339 \cdot 68\,350 = 36\,500$ кал.
CO — $0{,}0498 \cdot 67\,700 = 3\,400$ кал.
87 600 кал

б) Теплотворная способность смолы:

$$Q = 81C + 300H - 26O = 8\,150 \text{ кал/кг}.$$
$$8\,150 \cdot 4{,}99 = 40\,700 \text{ кал}.$$

в) Теплотворная способность уксуса:
Состав его:

C — 37,7%, H — 8,3% и O — 54,0%.
$Q = 81C + 300H - 26O = 4\,140$ кал/кг.
$4\,140 \cdot 1{,}715 = 7\,100$ кал.

г) Теплосодержание смолы и уксуса:

$$(80 + 0{,}5 \cdot 170)\,(4{,}99 + 1{,}715) = 1100 \text{ кал}.$$

д) Теплотворная способность углерода шлака:

$$0{,}735 \cdot 7944 = 5840 \text{ кал}.$$

е) Расход тепла на потери в окружающую среду и получение пара в рубашке принимаем равными 3% от теплотворной способности топлива:

$$350\,000 \cdot 0{,}03 = 10\,500 \text{ кал.}$$

ж) Теплосодержание продуктов сухой перегонки:

$$CO_2 - 0{,}3062 \cdot 22{,}4 \cdot 170 \cdot 0{,}426 = 496 \text{ кал.}$$
$$CH_4 - 0{,}1459 \cdot 22{,}4 \cdot 170 \cdot 0{,}414 = 230 \text{ кал.}$$
$$C_2H_4 - 0{,}0486 \cdot 22{,}4 \cdot 170 \cdot 0{,}518 = 96 \text{ кал.}$$
$$CO + N_2 - 0{,}0655 \cdot 22{,}4 \cdot 170 \cdot 0{,}313 = 78 \text{ кал.}$$
$$H_2 - 0{,}5339 \cdot 22{,}4 \cdot 170 \cdot 0{,}31 = 630 \text{ кал.}$$
$$H_2O - (595 + 0{,}48 \cdot 170)\ 46{,}4 = 31\,300 \text{ кал.}$$
$$32\,830 \text{ кал.}$$

Расход тепла:

$$87\,600 + 40\,700 + 7100 + 1100 + 5840 + 10\,500 + 32\,830 = 185\,700 \text{ кал}$$

Разность между приходом и расходом тепла, составляющая теплотворную способность и теплосодержание продуктов основного генераторного процесса, равна:

$$359\,300 - 185\,700 = 173\,600 \text{ кал.}$$

Теплотворная способность продуктов основного генераторного процесса равна:

$$67\,700\ CO + 68\,350\ H_2.$$

Теплосодержание при 170°:

$$CO_2 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}426 \cdot 170 = 1620\ CO_2.$$
$$(CO + N_2) \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}313 \cdot 170 = 1\,190\,(CO + H_2)$$
$$H_2 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}310 \cdot 170 = 1\,180\ H_2$$
$$H_2O \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}362 \cdot 170 = 1\,380\ H_2O.$$

Скрытая теплота испарения $H_2O - 10\,550 H_2O$.
Отсюда составляем пятое уравнение:

$$67\,700\ CO + 68\,350\ H_2 + 1\,620\ CO_2 + 1190\,(CO + N_2) + 1\,180\ H_2 + 11\,930\ H_2O = 173\,600. \quad (5)$$

Решая пять уравнений с пятью неизвестными, получим:

$$CO_2 = 0{,}2200.$$
$$CO = 1{,}8018.$$
$$H_2 = 0{,}6710.$$
$$H_2O = 0{,}1640.$$
$$N_2 = 2{,}9860.$$

Проверяем правильность подстановкой полученных цифр в уравнение (3):

$$\frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2} = \frac{1{,}8018 \cdot 0{,}1640}{0{,}2200 \cdot 0{,}6710} = 2.$$

В. Расчет состава газа из 100 кг торфа

В табл. 108 приведены выход и состав полученного газа.

Таблица 108

Выход и состав газа из 100 кг торфа

Название газа	От сухого разложения	От горения углерода	Всего	В объемных %	
				влажный	сухой
CO_2	0,3062	0,2200	0,5262	5,5	7,8
CO	0,0498	1,8018	1 8516	19,5	27,4
CH_4	0,1459	—	0,1459	1,5	2,2
C_2H_4	0,0486	—	0,0486	0,5	0,7
H_2	0,5339	0,6710	1,2049	12,6	17,7
N_2	0,0157	2,9860	3,0017	31,6	44,2
H_2O . . .	2,5786	0,1640	2,7426	28,8	—
Итого .	3,6787	5,8428	9,5215	100,0	100,0

Выход влажного газа:

$$9{,}5215 \cdot 22{,}4 = 213\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Выход сухого газа:

$$(9{,}5215 - 2{,}7426) \cdot 22{,}4 = 152\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Влажность газа:

$$\frac{2{,}7426 \cdot 18}{152} = 324\ г/м^3.$$

Расход воздуха:

$$\frac{2{,}9860}{0{,}79}\ 22{,}4 = 85{,}2\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Влажность воздуха:

$$\frac{15\,000}{85{,}2} = 176\ г/м^3,$$

что соответствует температуре паровоздушной смеси в 58°.

Температуру газа проверяем по тепловому балансу генератора (табл. 109).

Таблица 109

Тепловой баланс генератора (по верхнему пределу)

Приход		Расход	
Наименование статьи	*кал*	Наименование статьи	*кал*
1) Теплотворная способность 100 *кг* топлива	350 000	Теплотворная способность газа, полученного из 100 *кг* топлива: 1,8516 · 67700 + 0,1459 · 213 000 + +0,0486 · 341 500 + 1,049 · 68 350 =	255 050
2) Теплосодержание паровоздушной смеси: 9 300 + 85,2 · 58 · 0,31 =	10 750	Теплотворная способность и теплосодержание смолы и уксуса: 40 700 + 7 100 + 1 100 =	48 900
		Потери в окружающую среду и на получение пара в рубашке	10 500
		Потери с углеродом в золе . .	5 840
		Нагрев газа (по разности): 360 750 — (255 050 + 48 900 + 10 500 + +5 840) =	40 460
		Тепло испарения влаги: 10 550 · 2,7426 =	28 800
		На нагрев газа и паров воды: 40 460 — 28 800 =	11 660
		Теплосодержание газа: при 100°:	
		CO_2 : 0,5262 · 22,4 · 100 · 0,41 =	483
		(CO + N_2): 4,8533 · 22,4 · 100 · 0,312 =	3 400
		H_2 : 1,2049 · 22,4 · 100 · 0,310 =	835
		CH_4 : 0,1459 · 22,4 · 100 · 0 379 =	124
		C_2H_4 : 0,0486 · 22,4 · 1 0 · 0,469 =	51
		H_2O : 2,7426 · 22,4 · 100 · 0,350 =	2 200
			7 093
		при 200°:	
		CO_2 : 0,5262 · 22,4 · 200 · 0,43 =	1 010
		(CO + N): 4,8533 · 22,4 · 200 · 0,313 =	6 820
		CH_4 : 0,1459 · 22,4 · 200 · 0,414 =	272
		C_2H_4 : 0,0486 · 22,4 · 200 · 0,518 =	114
		H_2 : 1,2049 · 22,4 · 2 0 · 0,310 =	1 670
		H_2O : 2,7426 · 22,4 · 200 · 0,363 =	4 450
Итого . .	360 750	Итого . .	14 336

14 336 — 7 093 = 7 243 *кал*
11 660 — 7 093 = 4 567 »

$$\frac{x}{100} = \frac{4\,567}{7\,243} = 63$$

Температура газа: 100 + 63 = 163°

Таблица 110

Сводка теплового баланса

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность топлива	350 000	97,0	Теплотворная способность газа . .	255 050	70,8
Теплосодержание паровоздушной смеси	10 750	3,0	Теплотворная способность смолы и уксуса	47 800	13,2
			Теплосодержание газа	40 460	11,2
			Теплосодержание смолы и уксуса .	1 100	0,3
			Потери с углеродом в золе	5 840	1,6
			Потери в окружающую среду и на получение пара в рубашке	10 500	2,9
Всего . .	360 750	100,0	Всего . .	360 750	100,0

Расчет состава газа по методу проф. Грум-Гржимайло

В своем алгебраическом методе расчета состава газа проф. Грум-Гржимайло принимает условно, что органическая часть топлива состоит из отдельных элементов, не связанных между собой, за исключением кислорода, соединенного с соответственным количеством водорода (правило Дюлонга, полностью не подтверждающееся).

По алгебраическому методу расчета принимается протекание некоторых реакций в верхней и нижней частях генератора.

В верхней части генератора испаряется влага топлива, и протекают помимо подсушки топлива и выделения конденсирующихся продуктов перегонки[1] реакции:

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 9\,899\ кал. \quad (1)$$

$$C + 2H_2 = CH_4 + 19\,028\ кал. \quad (2)$$

$$2C + 2H_2 = C_2H_4 - 14\,144\ кал. \quad (3)$$

$$FeS_2 = FeS + S - 16\,700\ кал. \quad (4)$$

$$H_2 + S = H_2S + 5\,000\ кал. \quad (5)$$

Степень протекания реакции:

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2$$

[1] В изложении Грум-Гржимайло выход сероводорода и конденсирующихся продуктов не учтен, соответствующие поправки внесены позже (222).

для приведения в соответствие получаемых расчетом составов газа с практическими дается по практическим данным или в виде функции от содержания в топливе конституционной влаги (влага Дюлонга): при бурых углях участвует вся влага, при торфе—половина, при древесине—треть, при каменном угле в CO_2 переходит от $^1/_{10}$ до $^1/_4$ всего углерода. Принимается также, что на образование метана в соответствии со свойствами топлива идет $^1/_8$—$^1/_{50}$ часть углерода топлива, при каменных углях—обычно $^1/_{12}$—$^1/_{20}$ и при антраците и коксе—$^1/_{30}$—$^1/_{50}$; количество углерода, переходящего в этилен и другие тяжелые углеводороды, составляет $^1/_{50}$—$^1/_{100}$. В составе газа сумма $CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4$ составляет для тощих углей примерно 32% и для жирных—до 36%. Количество серы, переходящей в газ, составляет 50—80% общего количества. Удобнее принятие реакции (5) взамен реакций (4), (8) и (9).

В нижней части генератора (в реакционной зоне, у колосников) протекают при паровоздушном дутье следующие реакции:

$$C + \frac{1}{2}O_2 + \frac{79}{42}N_2 = CO + \frac{79}{42}N_2 + 27\,628\ кал. \quad (6)$$

$$C + H_2O = CO + H_2 - 30\,173\ кал. \quad (7)$$

$$FeS + 1{,}5\,O_2 + SiO_2 = FeSiO_3 + SO_2 + 118\,020\ кал. \quad (8)$$

$$SO_2 + 3H_2 = H_2S + 2H_2O + 49662\ кал \quad (9)$$

При расчете по методу Грум-Гржимайло состава смешанного газа задаются или количеством вводимого водяного пара или влажностью газа. В последнем случае сообразуются с содержанием влаги в топливе и в обоих случаях с легкоплавкостью золы.

Количество разлагаемого водяного пара устанавливается из теплового баланса реакционной зоны. В приходной части баланса находятся статьи: теплосодержание кокса ($t \cong 1000°$) и паровоздушной смеси (до 70°) и тепло, выделяемое по реакциям (6), (8) и (9).

В расходной части баланса находятся статьи: теплосодержание газов ($t \geqslant 1000°$), золы и шлака ($t \approx 400$—$500°$), тепло, поглощаемое по реакции (7), и отдача тепла в охлаждающую рубашку и наружу. Задаваясь содержанием в газе неразложенного пара дутья и решая балансовое уравнение, находят количество разлагаемого пара. Температура газа при выходе из генератора устанавливается из теплового баланса генератора. Принятие реакции (1) в верхних слоях несколько уменьшает выделение тепла у колосников и количество разлагаемого пара.

До производства расчета состава газа следует учитывать потери элементов топлива в смоле и шлаке и унос пыли ([222]).

По Грум-Гржимайло при определении теплотворной способности топлив, производимом по Дюлонгу (см. ч. I), для древесины и торфа учитывают теплоту разложения клетчатки, равную 18 400 *кал* на 1 мол. химически связанной влаги. Выделение этого тепла отнесено к реакционной зоне, хотя повидимому вернее отнесение его к области более низких температур.

При чисто воздушном дутье отпадает необходимость составления теплового баланса реакционной зоны, а непосредственно определяется состав конечного газа с учетом образования углекислоты из окиси углерода в количестве, указанном для каждого вида топлива.

При расчете полугенераторного газа задаются температурой газа и определяют из теплового баланса полугазовой топки соотношение количеств углерода, сгорающего в CO_2 и CO. Выхода смол в полугазовых топках не учитывают ввиду высокой температуры газа.

Указанные проф. Грум-Гржимайло ориентировочные величины потери в окружающую среду (20% от выделяемого в реакционной зоне нижней частью генератора и 40% от выделяемого всем генератором тепла) требуют уточнения в каждом отдельном случае (охлаждающие кожухи и размеры генератора).

Пример: расчет состава газа по методу В. Е. Грум-Гржимайло.

Топливо—антрацит состава: C^p—82,29%; H^p—1,49%; O^p—0,59%; S^p—1,79%; N^p—0,60%; A^p—9,13% и W^p—4,11%.

Принимаем, что влажность газа составляет 40 *г/м*³, что 50% серы уходит в шлак, что потеря углерода в шлаке составляет 10% от веса золы и что потеря в окружающую среду и в рубашку составляет для реакционной зоны 4% и для всего генератора—8% от теплотворной способности топлива.

В табл. 111 приведено распределение элементов топлива в газе и шлаке.

Таблица 111

Распределение элементов топлива

Элементы	%	Потеря в шлаке	В пересчете на *кг-мол*	Идет на газификацию по Дюлонгу
C	82,29	0,91	6,773	6,773
H	1,49	—	0,745	0,709
O	0,59	—	0,018	—
N	0,60	—	0,022	0,022
S	1,79	0,90	0,028	0,028
A	9,13	9,13	—	—
W	4,11	—	0,228	0,264

Расчет состава генераторного газа приведен ниже (табл. 112).

Для определения количества пара, разложенного на колосниках, и состава газа составляем тепловой баланс реакционной зоны, полагая, что кокс поступает в эту зону с температурой 1000° С, паровоздушная смесь подается при ориентировочной температуре 50°, газ уходит с температурой 1000° С, очажные остатки уходят с температурой 400° и потери тепла в окружающую среду составляют 4% от теплотворной способности топлива.

Таблица 112

Определение состава генераторного газа

Название газа	Реакции и вычисления	Состав газа: на колосниках	Состав газа: в газопроводе
CH_4	Полагая, что на образование CH_4 идет $\frac{1}{30}$ всего C, имеем:		
	$\frac{1}{30} \cdot 6{,}773 = 0{,}226$.	—	0,226
CO_2	На образование CO_2 идет $\frac{1}{10}$ всего C:		
	$\frac{1}{10} \cdot 6{,}773 = 0{,}677$.	—	0,677
CO	CO определится по разности между всем C и частью, ушедшей на образование CH_4 и CO_2:		
	$6{,}773 - 0{,}226 = 6{,}547$.	6,547	—
	$6{,}547 - 0{,}677 = 5{,}870$.	—	5,870
H_2S	От разложения FeS_2 на FeS и S получаем S:		
	$\frac{0{,}028}{2} = 0{,}014$.		
	По реакции:		
	$H_2 + S = H_2S$		
	получаем 0,014	—	0,014
	По реакциям:		
	$FeS + 1{,}5O_2 + SiO_2 = FeSiO_3 + SO_2$		
	$SO_2 + 3H_2 = H_2S + 2H_2O$.		
	получаем:		
	$\frac{0{,}028}{2} = 0{,}014$.	0,014	0,014

Продолжение таблицы 112

Название газа	Реакции и вычисления	Состав газа: на колосниках	Состав газа: в газопроводе
H_2	По реакциям:		
	1) $C + H_2O_{пар} = CO + H_2$ x		
	2) $CO + H_2O_{пар} = CO_2 + H_2$. 0,677		
	3) Водород из антрацита . 0,709		
	$1{,}386 + x$		
	идет на образование CH_4:		
	$0{,}226 \cdot 2 = 0{,}452$		
	Идет на образование H_2S:		
	на колосниках . . $3 \cdot 0{,}014 = 0{,}042$	$x - 0{,}042$	—
	в верхней части слоя 0,014		
	$0{,}878 + x$	—	$0{,}878 + x$
N_2	По реакции:		
	$C + {}^1/_2O_2 + 1{,}881N_2 = CO + 1{,}881N_2$		
	поступает с воздухом:		
	$(6{,}547 - x) \cdot 1{,}881 = 12{,}309 - 1{,}881\,x$;		
	вместе с воздухом для горения серы поступает:		
	$1{,}5 \cdot 0{,}014 \cdot 3{,}762 = 0{,}079$		
	$12{,}388 - 1{,}881x$	$12{,}388 - 1{,}881x$	
	из топлива переходит . 0,022		
	$12{,}410 - 1{,}881x$	—	$12{,}410 - 1{,}881x$
	Объем сухого газа в газопроводе .	—	$20{,}089 - 0{,}881x$

Продолжение таблицы 112

Название газа	Реакции и вычисления	Состав газа: на колосниках	Состав газа: в газопроводе
H_2O	При принятой влажности сухого газа в 40 *г/м³* приходится на один молекулярный объем газа: $\frac{0{,}040 \cdot 22{,}4}{18} = 0{,}0498$ мол.		
	Всего влаги в газе:		
	$0{,}0498\ (20{,}089 - 0{,}881x) = 1{,}004 - 0{,}044x$	—	$1{,}004 - 0{,}044x$
	Для реакции: $C + H_2O_{пар} = CO + H_2$		
	необходимо влаги x		
	Для реакции: $CO + H_2O_{пар} = CO_2 + H_2$ . . . 0,677		
	Всего необходимо влаги: $1{,}681 + 0{,}956x$		
	Имеется в топливе . . . 0,264		
	Получается по реакции: $SO_2 + 3H_2 = H_2S + 2H_2O$ . . . 0,028		
	Нужно доставить под колосники: $1{,}389 + 0{,}956x$		
	На колосниках разлагается . . . x		
	На колосниках остается: $1{,}389 - 0{,}044x$	$1{,}389 - 0{,}044x$	—

Приход тепла

	кал
1) Теплосодержание кокса при 1000°: $6{,}547 \cdot 12 \cdot 0{,}363 \cdot 10\,0 =$	28 500
2) Теплосодержание паровоздушной смеси:	
воздуха: $\frac{(12{,}388 - 1{,}881x)}{0{,}79} \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}337 \cdot 50 =$	$5\,480 - 832x$
пара: $(1{,}389 + 0{,}956x) \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}41 \cdot 50 =$	$580 + 398x$
	$6\,060 - 434x$
3) Реакции на колосниках выделяют тепла:	
$C + {}^1/_2O_2 = CO + 27\,678$ *кал*	
$(6{,}547 - x)\ 27\,678 =$	$181\,000 - 27\,628x$
$C + H_2O_{пар} = CO + H_2 - 30\,173$ *кал*	
$x \cdot (-30\,173) =$	$-30\,173x$
$FeS + 1{,}5O_2 + SiO_2 = FeSiO_3 + SO_2 + 118\,020$	
$0{,}014 \cdot 118\,020 =$	1 650
$SO_2 + 3H_2 = H_2S + 2H_2O + 49\,662$ *кал*	
$0{,}014 \cdot 49\,662 =$	690
	$183\,340 - 57\,801x$
Всего в приходе .	$217\,900 - 58\,235x$

Расход тепла

1) Теплосодержание газов при 1000°	
CO: $6{,}547 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}37 \cdot 1000$ . . .	49 300
H_2: $(x - 0{,}042)\ 22{,}4 \cdot 0{,}315 \cdot 1000$ . .	$-300 + 7\,060x$
N_2: $(12{,}388 - 1{,}881x)\ 22{,}4 \cdot 0{,}333 \cdot 1000$	$92\,800 - 14\,000x$
H_2S: $0{,}028 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}511 \cdot 1000$ . . .	320
H_2O: $(1{,}389 - 0{,}044x)\ 22{,}4 \cdot 0{,}41 \cdot 1000$	$12\,800 - 405x$
	$154\,920 - 7345x$
2) Потеря в окружающую среду на колосниках $708\,500 \cdot 0{,}04$	28 300
3) Теплосодержание очажных остатков при 400° $10{,}94 \cdot 0{,}3 \cdot 400$	1 300
Всего в расходе .	$184\,520 - 7\,345x$

Приравнивая приход расходу, имеем:

$$217\,900 - 58\,235x = 184\,520 - 7345x,$$

откуда:

$$x = \frac{217\,900 - 184\,520}{58\,235 - 7\,345} = \frac{33\,380}{50\,890} = 0{,}65.$$

Состав газа в газопроводе *Таблица 113*

Наименование газа	Количество кг-мол	% по объему	
		влажный газ	сухой газ
CH_4	0,226	1,11	1,16
CO_2	0,677	3,30	3,48
CO	5,870	28,68	30,10
H_2	1,528	7,47	7,85
H_2S	0,028	0,02	0,02
N_2	11,190	54,66	57,39
H_2O	0,975	4,76	—
	20,494	100,00	100,00

Выход влажного газа:

$$20{,}494 \cdot 22{,}4 = 460\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Выход сухого газа:

$$19{,}519 \cdot 22{,}4 = 437\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Расход первичного воздуха:

Подведено N_2 из воздуха: $12{,}388 - 1{,}881\,x = 11{,}168$

„ O_2 „ „ $11{,}168 : 3{,}762 = 2{,}970$

$14{,}138$

или

$$14{,}138 \cdot 22{,}4 = 317\ м^3 \text{ на } 100\ кг \text{ топлива.}$$

Расход пара:

$$1{,}389 + 0{,}956x = 2{,}01,$$

что составляет:

$$2{,}01 \cdot 18 = 36{,}2\ кг \text{ на } 100\ кг \text{ топлива}$$

и соответствует:

$36{,}2 : 317 = 0{,}114\ кг/м^3$ воздуха и температуре паровоздушной смеси 50° С.

Температура генераторного газа определяется из учета теплот реакций, протекающих в газогенераторе, теплоты, вводимой паровоздушной смесью, затраты тепла на получение пара в кожухе и потерь тепла в окружающую среду.

Тепло, выделенное на колосниках:

$$183\,340 - 57\,801\,x = 145\,745\ кал.$$

Теплосодержание паровоздушной смеси:

$$317 \cdot 0{,}310 \cdot 50 = 4\,970\ кал.$$
$$36{,}2 \cdot 0{,}44 \cdot 50 = 796\ кал.$$

Тепло образования метана:

$$0{,}226 \cdot 19\,028 = 4\,290\ кал.$$

Тепло образования углекислоты по реакции:

$$CO + H_2O_{пар} = CO_2 + H_2 + 9\,899\ кал:$$
$$0{,}677 \cdot 9\,899 = 6\,700\ кал.$$

Тепло образования сероводорода:

$$H_2 + S = H_2S + 5\,000\ кал.$$
$$0{,}014 \cdot 5\,000 = 70\ кал.$$

Тепло разложения FeS_2 по реакции:

$$FeS_2 = FeS + S - 16\,700\ кал:$$
$$-16\,700 \cdot 0{,}014 = -234\ кал.$$

Тепло, затрачиваемое на испарение влаги угля:

$$-0{,}264 \cdot 10\,550 = -2\,790\ кал.$$

Потери во внешнюю среду и на получение пара в рубашке:

$$708\,560 \cdot 0{,}08 = -56\,600\ кал.$$

Остается на нагрев газа 102 947 *кал*.

Определяем температуру выходящего генераторного газа [1].

Генераторный газ содержит:

при 600°

CH_4 $0{,}226 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}557 \cdot 600$	= 1 695 *кал*
$CO_2 + H_2S$: $0{,}705 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}492 \cdot 600$	= 4 665 »
CO: $5{,}870 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}323 \cdot 600$	= 25 600 »
N_2: $11{,}190 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}322 \cdot 600$	= 48 500 »
H_2: $1{,}528 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}313 \cdot 600$	= 6 450 »
H_2O : $0{,}975 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}384 \cdot 600$	= 5 030 »
	91 940 *кал*

при 700°

CH_4 $0{,}226 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}593 \cdot 700$	= 2 100 *кал*
$CO_2 + H_2S$: $0{,}705 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}503 \cdot 700$	= 5 560 »
CO: $5{,}870 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}327 \cdot 700$	= 30 300 »
N: $11{,}190 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}314 \cdot 700$	= 57 000 »
H_2: $1{,}528 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}313 \cdot 700$	= 7 540 »
H_2O: $0{,}975 \cdot 22{,}4 \cdot 0{,}391 \cdot 700$	= 5 970 »
	108 470 *кал*

$$108\,470 - 91\,940 = 16\,530$$
$$102\,947 - 91\,940 = 11\,007$$
$$16\,530 - 100$$
$$11\,007 - x$$
$$x = \frac{11\,007}{16\,530} \cdot 100 = 66°.$$

Температура газа равна $600 + 66 = 666°$.

[1] Теплота конденсации водяного пара не учитывается, так как тепловые эффекты принятых в расчете реакций относятся к водяному пару.

Тепловой баланс на 100 *кг* топлива (по верхнему пределу) *Таблица 114*

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность топлива:			Теплотворная способность газа:		
C : 6,86 · 95 323 =	655 000		CH_4: 0,226 · 213 000 =	48 100	
H : 0,709 · 68 350 =	48 500		CO : 5,870 · 67 700 =	397 400	
S : 0,056 · 90 477 =	5 060		H_2: 1,523 · 68 350 =	104 400	
			H_2S: 0,028 · 134 290 =	3 750	
	708 560	96,3		553 650	75,2
Теплосодержание паровоздушной смеси при 50°:			Теплосодержание сухого газа:		
теплосодержание пара:			102 947—0,975 · 22,4 · · 0,383 · 666 =	97 500	13,2
36,2 (595 + 0,48 · 50) =	22 400		Теплосодержание влаги газа		
теплосодержание воздуха:			0,975 · 18 (595 + +0,48 · 666) =	16 000	2,2
317 · 0,310 · 50 =	4 950		Потеря горючего в шлаке и теплосодержание шлака:		
	27 350	3,7	1 300 + 7 944 · 0,91 +		
			$+ 0{,}9 \frac{90\,477}{32} =$	11 050	1,5
			Потеря в окружающую среду и на получение пара в рубашке	56 600	7,7
			Невязка	1 110	0,2
	735910	100,0		735910	100,0

Расчет генераторного процесса при наличии перегонных камер.

Применение швельшахт или внутренних перегонных камер связано с необходимостью в целях увеличения выхода смол и улучшения их качества выделения камеры или шахты, в которой сухая перегонка протекает достаточное время при низких температурах.

При достаточно детальных подсчетах в этих случаях требуется учет особенностей работы этих газогенераторов сравнительно с обычными.

При наличии данных о полукоксовании топлива расчет может быть проведен по следующей схеме. Определяется выход из топлива продуктов полукоксования и составляются материальный и тепловой балансы перегонной камеры с учетом тепла, отдаваемого газами, получившимися в основной шахте газогенератора. Расчет же процессов перегонки и газификации полукокса, протекающих в основной шахте газогенератора, может быть проведен указанными выше методами.

Подобным образом производится расчет как при получении смешанного, так и при получении двойного водяного газа; в последнем случае такой метод является более необходимым.

Достаточных данных, могущих характеризовать применимость к расчетам генераторного процесса данных по перегонке в той или иной аппаратуре, нет. Возможно высказать предположение, что к условиям в швельшахтах вследствие большей равномерности распределения зон и меньшей вероятности разложения смол более или менее близки условия перегонки в алюминиевой реторте Фишера, тогда как к условиям работы в газогенераторе с повышенным слоем более близки условия перегонки во вращающейся реторте.

Пример расчета генератора со швельшахтой для получения двойного газа приведен ниже. Аналогично применение его и в случае смешанного газа.

Расчеты по водяному газу

Аналогичны предыдущим расчеты и по водяному газу, с той разницей, что ввиду разновременного периодического дутья пара и воздуха надлежит в каждом случае производить два расчета состава газа и в дальнейшем увязать их уравнением теплового баланса. Расчеты каждого отдельного процесса (воздушного или парового дутья) можно производить, пользуясь вышеприведенными приемами, с учетом продуктов, получаемых в верхней и нижней частях слоя топлива, и с учетом особенностей каждого отдельного случая. Составом газов воздушного дутья или задаются или же рассчитывают его как воздушный газ, приближающийся по составу к полугенераторному газу.

Процесс воздушного дутья ведут с расчетом получения газов, близких к топочным, для чего вводят воздух с достаточной интенсивностью, а иногда и в различных слоях топлива и над ним.

Газ, направляемый к потребителю, представляет собой смесь водяного газа и небольшого количества продуктов воздушного дутья; в продуктах воздушного дутья, наоборот, содержится небольшое количество водяного газа. Практические данные о содержании азота в водяном газе дают возможность подсчитать действительные составы и выхода газов. Возможно также в соответствии с размерами аппаратуры и продолжительностью переключений клапанов и продувок

заранее установить объемы водяного газа, примешиваемого к продуктам воздушного дутья, и наоборот, и вводить соответствующие коррективы.

Пример: расчет состава водяного газа.

Топливо—донецкий металлургический кокс состава:

C^p — 77,0%; H^p — 0,5%; N^p — 0,5%; O^p — 1%; S^p — 1,5%;

W^p — 7,5%; A^p — 12,0% и Q_s — 6 400 *кал/кг*.

Принимаем, что потеря углерода в уносе и в остатках составляет 4% от содержания его в топливе, т. е. на 100 *кг* топлива газифицируется:

$$77 - 0{,}04 \cdot 77 = 74 \text{ кг углерода.}$$

Состав топлива (в молях):

C: 74,0 : 12 = 6,16
H: 0,5 : 2 = 0,25
O: 0,5 : 32 = 0,02
N: 1,0 : 28 = 0,04
S: 1,5 : 32 = 0,05
W: 7,5 : 18 = 0,42

Воздушное дутье

Процессы при сухой перегонке

Принимаем, что при сухой перегонке 50% кислорода топлива переходят во влагу и 50%—в CO; что 80% серы переходят в H_2S и 20%—в шлак и что 50% водорода переходят в CH_4, а остальной выделяется в газообразном состоянии. Получаем:

1. Метан

Расход	Приход
H_2 : 0,25 · 0,5 = 0,12	CH_4 — 0,06
C— 0,06	

2. Водяные пары

Расход	Приход
O_2 : 0,02 · 0,5 = 0,01	H_2O— 0,02
H_2— 0,02	Влага топлива—0,42
	0,44

3. Окись углерода

Расход	Приход
O_2 : 0,02 · 0,5 = 0,01	CO—0,02
C— 0,02	

4. Сероводород

Расход	Приход
S : 0,05 · 0,8 = 0,04	H_2S — 0,04
H_2— 0,04	

5. Водород

Израсходовано:

$$0{,}12 + 0{,}02 + 0{,}04 = 0{,}18 \text{ мол.}$$

Остается и выделяется в виде газообразного H_2:

$$0{,}25 - 0{,}18 = 0{,}07 \text{ мол.}$$

6. Азот

Переходит в газ—0,04 мол.

7. Углерод

Израсходовано:

$$0{,}06 + 0{,}02 = 0{,}08 \text{ мол.}$$

Газифицируется:

$$6{,}16 - 0{,}08 = 6{,}08 \text{ мол.}$$

Процессы в реакционной зоне

Принимаем, что 30% всего углерода сгорают в CO и 70%—в CO_2. Имеем:

$$CO_2 + CO = 6{,}08;$$

$$CO_2 = \frac{70}{30} CO = 2{,}3CO;$$

$$CO = 1{,}84 \text{ мол.};$$

$$CO_2 = 4{,}24 \text{ мол.}$$

Кислорода в газах:

$$1{,}84 + 2 \cdot 4{,}24 = 10{,}32 \text{ атомов—}5{,}16 \text{ мол.}$$

Введено азота:

$$10{,}32 \frac{79}{42} = 19{,}44 \text{ мол.}$$

Введено воздуха:

$$\frac{10{,}32 \cdot 100}{42} = 24{,}60 \text{ мол.}$$

Таблица 115а

Выход и состав газов воздушного дутья

Наименование газа	Выход продуктов: сухой перегонки	Выход продуктов: газификации	Всего	Состав газа (в %): влажного	Состав газа (в %): сухого
H_2S	0,04	—	0,04	0,15	0,15
CO_2	—	4,24	4,24	16,20	16,48
CO	0,02	1,84	1,86	7,11	7,23
CH_4	0,06	—	0,06	0,23	0,23
H_2	0,07	—	0,07	0,27	0,27
N_2	0,04	19,44	19,48	74,36	75,64
H_2O	0,44	—	0,44	1,68	—
	0,67	25,52	26,19	100,00	100,00

Выход сухих газов:

$$(26{,}19 - 0{,}44) \cdot \frac{22{,}4}{100} = 5{,}75 \ м^3/кг.$$

Выход влажных газов:

$$26{,}19 \cdot \frac{22{,}4}{100} = 5{,}85 \ м^3/кг.$$

Расход воздуха:

$$24{,}60 \cdot \frac{22{,}4}{100} = 5{,}51 \ м^3/кг.$$

Высшая теплотворная способность газа:

$3\,021 \cdot 0{,}0711 + 9\,505 \cdot 0{,}0023 + 3\,050 \cdot 0{,}0027 = 245 \ кал/м^3$.

При теплотворной способности кокса в 6 400 *кал/кг*, температуре кокса и воздуха 20°, температуре газов воздушного дутья 800° и теплоемкости сухих газов 0,36 *кал/м³* получаем (табл. 115б).

Таблица 115б

Тепловой баланс периода воздушного дутья на 100 *кг* кокса (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность кокса:			Теплотворная способность газов:		
6 400 · 100 =	640 000	99,4	245 · 585 =	143 500	22,3
Теплосодержание кокса:			Теплосодержание сухих газов:		
0,3 · 20 · 100 =	600	0,1	585 · 0,36 · 800 =	168 000	26,1
Теплосодержание воздуха:			Теплосодержание влаги газа:		
551 · 0,312 · 20 =	3 400	0,5	(595+0,48 · 800) · · 0,44 · 18=	7 800	1,2
			Потеря с горючим в провале и уносе:		
			3 · 7 944 =	23 800	3,7
			Теплосодержание остатков при 400°:		
			0,3 · 400 · 15 =	1 800	0,3
			Потеря в окружающую среду и в рубашку (6% от прихода)	38 600	6,0
			Аккумулируется слоем топлива . .	260 500	40,4
Всего . .	644 000	100,0	Всего . .	644 000	100,0

Паровое дутье

Процессы при сухой перегонке

Принимаем те же допущения, что и в случае воздушного дутья, что оправдывается малым содержанием летучих и следовательно незначительностью количества выделяющихся продуктов; выходом азота пренебрегаем.

Процессы в реакционной зоне

Принимаем, что степень разложения водяного пара составляет 70% и что

$$1)\ K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2} = 2{,}5.$$

Возможно составить также следующие уравнения:

$$2)\ CO_2 + CO = 6{,}08.$$

$$3)\ 2CO_2 + CO = H_2.$$

$$4)\ H_2 : H_2O = 0{,}75 : 0{,}25.$$

Решение уравнений дает:

$CO_2 = 0{,}88$; $CO = 5{,}20$; $H_2 = 6{,}96$ и $H_2O = 2{,}32$.

В табл. 116 приведены результаты расчета.

Таблица 116

Выход и состав водяного газа

Наименование газа	Выход продуктов		Всего	Состав (в %)	
	сухой перегонки	газификации		влажного	сухого
H_2S	0,04	—	0,04	0,25	0,30
CO_2	—	0,88	0,88	5,50	6,55
CO	0,02	5,20	5,22	32,65	39,50
CH_4	0,06	—	0,06	0,38	0,46
H_2	0,07	6,96	7,03	43,96	53,19
H_2O	0,44	2,32	2,76	17,26	—
	0,63	15,36	15,99	100,00	100,00

Выход сухих газов:

$$(15{,}99 - 2{,}76) \cdot \frac{22{,}4}{100} = 2{,}96 \ м^3/кг.$$

Выход влажных газов:

$$15{,}99 \cdot \frac{22{,}4}{100} = 3{,}58 \ м^3/кг.$$

Расход пара: $(6{,}96+2{,}32)\frac{18}{100}=1{,}76$ *кг/кг*.

Теплотворная способность:
влажного газа:
$3021 \cdot 0{,}3265+9505 \cdot 0{,}0038+3050 \cdot 0{,}4396=2363$ *кал/м*³,
сухого газа:
$3021 \cdot 0{,}3950+9505 \cdot 0{,}0046+3050 \cdot 0{,}5319=2858$ *кал/м*³.

Тепловой баланс на 100 *кг* кокса

При тех же условиях, что и в случае баланса для процесса воздушного дутья, температуре перегретого пара 500°, температуре газов 700° и теплоемкости их 0,35 получаем тепловой баланс на 100 *кг* кокса (табл. 117).

Таблица 117

Тепловой баланс периода парового дутья на 100 *кг* кокса (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность кокса:			Теплотворная способность газов:		
6 400 . 100 =	640 000	81,3	2858 · 296 =	845 500	107,4
Теплосодержание кокса:			Теплосодержание сухих газов:		
100 · 0,3 · 20 =	600	0,1	296 · 0,35 · 700 =	72 500	9,2
Теплосодержание пара:			Теплосодержание влаги газа:		
(595+0,48 · 500) · · 176 =	147 000	18,6	(595+0,48 · 700) · · 2,76 · 18 =	46 200	5,9
			Потеря с горючим в провале и уносе:		
			3 · 7 944 =	23 800	3,0
			Теплосодержание остатков при 400°:		
			15 · 0,3 · 400 =	1 800	0,2
			Потеря в окружающую среду и в рубашку (6% от прихода)	47 200	6,0
			Отдается слоем топлива	— 249 400	—31,7
Всего . .	787 600	100,0	Всего . .	787 600	100,0

Таблица 118

Тепловой баланс процесса в целом на 100 *кг* кокса

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность кокса . .	640 000	89,3	Теплотворная способность водяного газа	432 000	60,2
Теплосодержание кокса	600	0,1	Теплосодержание сухого водяного газа	37 000	5,2
Теплосодержание воздуха	1 700	0,2	Теплосодержание влаги водяного газа	23 600	3,3
Теплосодержание пара	75 000	10,4	Теплотворная способность газов воздушного дутья	70 300	9,8
			Теплосодержание сухих газов воздушного дутья. .	82 300	11,5
			Теплосодержание влаги газов воздушного дутья . .	3 800	0,5
			Потеря с горючим в провале и уносе	23 800	3,3
			Теплосодержание остатков при 400°.	1 800	0,2
			Потеря в окружающую среду	47 200	6,6
			Невязка	— 4 500	—0,6
Всего . .	717 300	100,0	Всего . .	717 300	100,0

Процесс в целом

Количество кокса, газифицирующегося при воздушном и паровом дутье, определяется из уравнения теплового баланса.

Если на 100 *кг* кокса при воздушном дутье газифицируется x *кг*, а при паровом—(100—x), то должно существовать равенство:

$$x \cdot 260\,500 = (100 - x) \cdot 249\,400,$$

откуда

$$x = 48{,}9,$$

и следовательно при воздушном дутье газифицируется 48,9% кокса и при паровом—51,1%.

Показатели по процессу в целом:

На 100 *кг* кокса

Поступает воздуха при воздушном дутье. . . . . 269 *м*³
» пара » паровом » . . . . 90 *кг*

Получается газов при воздушном дутье:
влажных . . . . . 286 $м^3$
Сухих . . . . . 281 »
Получается газов при паровом дутье:
влажных . . . . . 183 »
сухих . . . . . 151 »
Теряется углерода в золе и коксе . . . . . 3 *кг*

Тепловой баланс процесса в целом приведен в табл. 118.

Расчет состава двойного водяного газа

Аналогично расчетам по водяному газу расчеты по двойному водяному газу базируются на раздельном подсчете состава газов воздушного и парового дутья и установлении их соотношения по уравнению теплового баланса. Отличием является необходимость учета более сложных процессов при сухой перегонке топлива в швельшахте и полукокса в основной шахте. Недостаточность данных, а в некоторых случаях—малое значение отдельных величин и желание упростить расчеты вынуждают к принятию допущений, не всегда в достаточной мере обоснованных.

Пример расчета состава двойного водяного газа из бурого угля.

Топливо—челябинский уголь состава: C^p—48,34%; H^p—3,47%; O^p—10,56%; N^p—1,08%; $S^p_{об}$—1,07%; W^p—20,01%; A^p—15,47% и $Q^p_в$—4750 *кал/кг*.

Принимаем для расчета процессов в швельшахте данные о полукоксовании челябинского угля во вращающейся реторте, а именно: полукокса—62,24%, газа—9,01%, смол—4,36%, подсмольной воды—24,39%. Состав газа: CO_2—27%; H_2S—2%; C_2H_4—2%; CO—12%; CH_4—36%; H_2—18%; N_2—3%. Состав смолы: C—78,7%; H—7,54%; S—0,46%; O—11,9%; N—1,4% и $Q^c_в$—8350 *кал/кг*.

Швелевание

Принимаем, что вес пыли, уносимой с газами, составляет 1% от веса топлива и что состав ее соответствует составу сухого топлива.

Вес 1 $м^3$ газа:

$$1{,}977 \cdot 0{,}27 + 1{,}54 \cdot 0{,}02 + 1{,}26 \cdot 0{,}02 + 1{,}25 \cdot 0{,}12 + 0{,}715 \cdot 0{,}36 + 0{,}0899 \cdot 0{,}18 + 1{,}25 \cdot 0{,}03 = 1{,}05 \ кг.$$

Выход газа на 100 *кг* рабочего топлива:

$$\frac{9{,}01}{1{,}05} = 8{,}58 \ м^3.$$

Выход газа составляет (в молях):

CO_2: $8{,}58 \cdot 0{,}27 : 22{,}4 = 0{,}103$.
H_2S: $8{,}58 \cdot 0{,}02 : 22{,}4 = 0{,}008$.
C_2H_4: $8{,}58 \cdot 0{,}02 : 22{,}4 = 0{,}008$.
CO: $8{,}58 \cdot 0{,}12 : 22{,}4 = 0{,}046$.
CH_4: $8{,}58 \cdot 0{,}36 : 22{,}4 = 0{,}138$.
H_2: $8{,}58 \cdot 0{,}18 : 22{,}4 = 0{,}069$.
N_2: $8{,}58 \cdot 0{,}03 : 22{,}4 = 0{,}012$.
H_2O: $24{,}39 : 18 = 1{,}356$.

Переходит из 100 *кг* топлива в газ (в *кг*):

C: $0{,}536(27+2 \cdot 2+12+36) \cdot 0{,}0858 = 3{,}63$
H: $0{,}0899(2+2 \cdot 2+2 \cdot 36+18) \cdot 0{,}0858 = 0{,}74$
O: $1{,}429(27+0{,}5 \cdot 12) \cdot 0{,}0858 = 4{,}08$
N: $1{,}251 \cdot 3 \cdot 0{,}0858 = 0{,}32$
S: $1{,}429 \cdot 2 \cdot 0{,}0858 = 0{,}24$
9,01

Переходит из 100 *кг* топлива в смолу (в *кг*):

C: $4{,}36 \cdot 0{,}787 = 3{,}43$
H: $4{,}36 \cdot 0{,}0754 = 0{,}33$
O: $4{,}36 \cdot 0{,}119 = 0{,}52$
N: $4{,}36 \cdot 0{,}014 = 0{,}06$
S: $4{,}36 \cdot 0{,}0046 = 0{,}02$
4,36

Распределение элементов топлива при швелевании приведено в табл. 119.

Таблица 119

Материальный баланс процесса швелевания на 100 *кг* угля

Вы — Рабочее топливо	C	H	O	N		A	W	Σ
	48,34	3,47	10,56	1,08	1,07	15,47	20,01	100,0
Смола	3,43	0,33	0,52	0,06	0,02	—	—	4,36
Влага топлива	—	—	—	—	—	—	20,01	20,01
Влага пирогенетическая	—	0,49	3,89	—	—	—	—	4,38
Швельгаз	3,63	0,74	4,08	0,32	0,24	—	—	9,01
Потери при швелевании	0,61	0,05	0,13	0,01	0,01	0,19	—	1,00
Остается в полукоксе	40,67	1,86	1,94	0,69	0,80	15,28	—	61,24

Состав полукокса: C—66,5%; H—3,0%; O—3,1%; N—1,1%; S—1,3% и *A*—25%.

Воздушное дутье

Принимаем следующие данные: в шлак переходит—углерода 25% от веса золы и 40% всей серы; вес пыли, уносимой с газами, составляет 2% от веса полукокса; состав пыли соответствует составу полукокса; 60% серы переходит в H_2S; $^1/_{50}$ углерода полукокса переходит в CH_4; кислород полукокса переходит в CO; соотношение CO и CO_2, получающихся за счет кислорода воздуха, равно 1; температура газов составляет 750°, полукокса, поступающего из швельшахты, 500° и шлака 600°; потеря тепла в окружающую среду и на получение пара в рубашке составляет 4% от теплотворной способности исходного топлива.

Табл. 120 характеризует распределение элементов полукокса в шлаке, пыли и газе.

Таблица 120

Материальный баланс процесса воздушного дутья на 100 *кг* угля

Элементы	Содержится в полукоксе	Расход		Переходит в газ	
		в шлаке	в пыли	*кг*	*кг-мол*
C	40,67	3,82	0,81	36,04	3,003
H	1,86	—	0,04	1,82	0,91
O	1,94	—	0,04	1,90	0,059
N	0,69	—	0,01	0,68	0,024
S	0,80	0,32	0,01	0,47	0,014
A	15,28	14,97	0,31	—	—
Всего	61,24	19,11	1,22	40,91	—

1. Сероводород

Переходит из полукокса:
серы —0,014 мол.;
водорода—0,014 мол.
Получается сероводорода 0,014 мол.

2. Метан

Переходит из полукокса:

$$\text{углерода} — \frac{3,003}{50} = 0,06 \text{ мол;}$$

водорода—0,12 мол.
Получается метана 0,06 мол.

3. Водород

Переходит в газ:

$$0,91 - (0,014 + 0,12) = 0,776 \text{ мол.}$$

4. Окись углерода

Переходит из полукокса:
кислорода—0,059 мол.
углерода —0,118 »
Получается окиси углерода 0,118 мол.
Остающийся углерод:

$$3,003 - (0,06 + 0,118) = 2,825 \text{ мол.}$$

расходуется в количестве:

$$2,825 : 2 = 1,4125 \text{ мол.}$$

на образование CO и в количестве 1,4125—на образование CO_2.
Получается:
окиси углерода—1,4125 мол.
углекислоты —1,4125 »
С воздухом вводится:
кислорода:

$$\frac{1,4125}{2} + 1,4125 = 2,12 \text{ мол.,}$$

азота:

$$\frac{2,12}{0,21} 0,79 = 7,97 \text{ мол.,}$$

Состав газов воздушного дутья:

CO_2 —	1,4125 мол.	или	12,0%
H_2S —	0,0140 »	»	0,1%
CO : 1,4125 + 0,118 =	1,5305 »	»	13,0%
CH_4 —	0,0600 »	»	0,5%
H_2 —	0,7760 »	»	6,6%
N_2 : 0,024 + 7,970 =	7,9940 »	»	67,8%
Всего . . .	11,7870 мол.,	или	100,0%

Выход газа:

$$11,787 \cdot 22,4 = 264 \text{ } м^3 \text{ на 100 } кг \text{ топлива.}$$

Расход воздуха:

$$(2,12 + 7,97) \cdot 22,4 = 226 \text{ } м^3 \text{ на 100 } кг \text{ топлива.}$$

Тепловой баланс периода воздушного дутья приведен в табл. 121.

Паровое дутье

Принимаем следующие данные: в шлак переходит углерода 25% от веса золы и 40% всей серы; 60% всей серы переходит в H_2S; 25% водорода полукокса переходит в CH_4 и 10%—в C_2H_4; 50% кислорода переходит в H_2O и 50%—в CO; температура газов составляет 650°, полукокса 500°, шлака 600° и пара 500°; потеря тепла в окружающую среду и в рубашку—4%; степень разложения водяного

пара—60%; Пыль во внимание не принимается как задерживаемая слоем топлива в швельшахте.

Таблица 121

Тепловой баланс периода воздушного дутья на 100 *кг* рабочего топлива (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность полукокса:			Теплотворная способность газа:		
$Q=81 \cdot 66{,}5+300 \cdot 3{,}0-26(3{,}1-1{,}3)=6\,243$ *кал*			$3\,021 \cdot 0{,}130+9\,505 \cdot 0{,}005+3\,050 \cdot 0{,}066+5\,995 \cdot 0\,001=650$ *кал/м³*		
$6\,243 \cdot 61{,}24=$	382 000	97,5	$650 \cdot 264=$	171 200	43,6
Теплосодержание полукокса при 500° (теплоемкость—0,3):			Теплосодержание газа при 750° (теплоемкость—0,36):		
$61{,}24 \cdot 0{,}3 \cdot 500=$	9 200	2,3	$264 \cdot 0{,}36 \cdot 750=$	71 300	18,2
Теплосодержание воздуха при 15°:			Теплотворная способность уноса:		
$226 \cdot 0{,}31 \cdot 15=$	1 100	0,2	$6\,243 \cdot 1{,}22=$	7 500	1,9
			Теплосодержание уноса при 750° (теплоемкость—0,3):		
			$1{,}22 \cdot 0{,}3 \cdot 750=$	300	0,1
			Теплотворная способность углерода в шлаке:		
			$3{,}82 \cdot 7\,944=$	30 400	7,7
			Теплосодержание шлака при 600° (теплоемкость—0,3):		
			$19{,}11 \cdot 0{,}3 \cdot 600=$	3 400	0,9
			Потеря в окружающую среду и на получение пара в рубашке:		
			$4\,750 \cdot 100 \cdot 0{,}04=$	18 800	4,8
			Аккумулировано в слое (по разности)		
			$392\,300-302\,900=$	89 400	22,8
Всего . .	392 300	100,0	Всего . .	392 300	100,0

Сухая перегонка

1. Водяные пары
   Переходит из топлива:
   $O_2: 0{,}059 \cdot 0{,}5=0{,}0295$ мол.
   H_2— 0,0590 „
   Переходит в газ H_2O—0,0590 мол.
2. Сероводород
   Переходит из топлива:
   S — 0,014 мол.
   H_2— 0,014 „
   Переходит в газ H_2S 0,014 мол.
3. Этилен
   Переходит из топлива:
   $H_2: 0{,}91 \cdot 0{,}1=0{,}091$ мол.
   C— 0,091 „
   Переходит в газ C_2H_4 0,046 мол.
4. Метан
   Переходит из топлива:
   $H_2: 0{,}91 \cdot 0{,}25=0{,}23$ мол.
   C— 0,115 „
   Переходит в газ CH_4 0,115 мол.
5. Окись углерода
   $O_2: 0{,}059 \cdot 0{,}5=0{,}0295$ мол.
   $C: 0{,}0295 \cdot 2=0{,}0590$ „
   Переходит в газ CO 0,059 мол.
6. Водород
   Выделяется в свободном виде:
   $$0{,}91-(0{,}059+0{,}014+0{,}091+0{,}23)=0{,}607 \text{ мол.}$$
7. Азот
   Выделяется в свободном виде 0,024 мол.

Газификация

Углерода газифицируется с учетом потерь в шлаке:

$$\frac{40{,}67-3{,}82}{12}-(0{,}091+0{,}115+0{,}059)=2{,}81.$$

Состав газа, получаемого в реакционной зоне, определится, если принять:

$$K=\frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}=2{,}2$$

из нижеследующих уравнений:

$$CO_2 + CO = 2{,}81.$$
$$2CO_2 + CO = H_2.$$
$$\frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2} = 2{,}2.$$
$$H_2 : H_2O = 1{,}5.$$

Решая уравнения, получаем: $H_2O = 2{,}31$; $H_2 = 3{,}46$; $CO = 2{,}16$ и $CO_2 = 0{,}65$.

Состав водяного газа определяется путём суммирования продуктов, получаемых в процессе сухой перегонки и газификации; он подсчитан в табл. 122.

Таблица 122

Состав и выход водяного газа

Наименование газа	Получено				
	при сухой перегонке мол	при газификации мол	Всего мол	Всего % влажного	Всего % сухого
CO_2	—	0,65	0,650	6,9	9,2
H_2S	0,014	—	0,014	0,2	0,2
C_2H_4	0,046	—	0,046	0,5	0,6
CO	0,059	2,16	2,219	23,4	31,2
CH_4	0,115	—	0,115	1,2	1,6
H_2	0,607	3,46	4,067	42,8	57,2
H_2O	0,059	2,31	2,369	25,0	—
Всего	0,900	8,58	9,480	100,0	100,0

Выход сухого газа: $7{,}111 \cdot 22{,}4 = 159{,}1$ *м*³ на 100 *кг*.

Выход влажного газа: $9{,}480 \cdot 22{,}4 = 212{,}4$ *м*³ на 100 *кг*.

Расход пара: $(2{,}31 + 3{,}46) \cdot 18 = 103{,}8$ *кг* на 100 *кг*.

Теплотворная способность сухого газа—2942 *кал/м*³.

Теплотворная способность влажного газа—2215 *кал/м*³.

Тепловой баланс периода парового дутья приведен в табл. 123.

Процесс получения водяного газа в целом

Соотношение количеств углерода, газифицирующегося при воздушном и паровом дутье, находим из уравнения теплового баланса. Если на 100 *кг* рабочего топлива газифицируется x *кг* при воздушном дутье и $(100-x)$—при паровом, то балансовое уравнение примет следующий вид:

$$x \cdot 89\,400 = (100 - x)\ 118700,$$

откуда:

$$x = 56{,}4 \text{ кг}.$$

Таблица 123

Тепловой баланс периода парового дутья на 100 *кг* рабочего топлива (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность полукокса	382 000	80,0	Теплотворная способность газа: 159,1 · 2 942 =	468 000	97,9
Теплосодержание пара при 500°: (595+0,48·500) 103,8=	86 600	18,1	Теплосодержание сухого газа при 650° (теплоемкость 0,36): 159,1 · 0,36 · 650=	37 200	7,8
Теплосодержание полукокса	9 200	1,9	Теплосодержание влаги газа при 650°: (595+0,48 · 650) · · 2,369 · 18=	38 700	8,1
			Теплотворная способность углерода в шлаке	30 400	6,4
			Теплосодержание шлака при 600° . .	3 400	0,7
			Потеря в окружающую среду и на получение пара в рубашке	18 800	3,9
			Отдается слоем топлива	— 118 700	—24,8
Всего . .	477 800	100,0	Всего . .	477 800	100,0

Следовательно на 100 *кг* топлива при воздушном дутье газифицируется полукокс из 56,4 *кг* топлива (56,4%) и при паровом—из 43,6 *кг* топлива (43,6%).

Таким образом на 100 *кг* топлива в период парового дутья в швельшахту поступит (в мол.):

$$CO_2 : 0{,}650 \cdot 0{,}436 = 0{,}283$$
$$H_2S : 0{,}014 \cdot 0{,}436 = 0{,}006$$
$$C_2H_4 : 0{,}046 \cdot 0{,}436 = 0{,}020$$
$$CO : 2{,}219 \cdot 0{,}436 = 0{,}968$$
$$CH_4 : 0{,}115 \cdot 0{,}436 = 0{,}050$$
$$H_2 : 4{,}067 \cdot 0{,}436 = 1{,}772$$
$$H_2O : 2{,}369 \cdot 0{,}436 = 1{,}031$$
$$9{,}480 \cdot 0{,}436 = 4{,}130$$

Состав и выход двойного водяного газа

При движении водяного газа и неразложенного водяного пара в швельшахте в силу каталитических свойств бурого угля возможна конверсия некоторого количества CO в CO_2. Опытных данных о возможной степени протекания реакции:

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2$$

не имеется. Делаем предположение, что 10% всего CO реагирует по приведенной реакции. Следовательно имеем в газе убыль содержания CO и H_2O на 0,097 мол. и увеличение содержания CO_2 и H_2 на 0,097 мол. Таким образом на 100 *кг* рабочего топлива в швельшахту будет поступать водяного газа:

CO_2 : 0,283 + 0,097	= 0,380	мол.
H_2S —	0,006	»
C_2H_4 —	0,020	»
CO : 0,968 — 0,097	= 0,871	»
CH_4 —	= 0,050	»
H_2 : 1,772 + 0,097	= 1,869	»
H_2O : 1,031 — 0,097	= 0,934	»
	4,130	мол.

Пренебрегая потерей водяного газа и примесью продуктов воздушного газа, связанными с продувками, определяем по табл. 124 количество и состав двойного водяного газа.

Состав и выход газа

Таблица 124

Наименование газа	Получено				
	водяного газа	швельгаз	двойного водяного газа		
	мол.	мол.	мол	влажного %	сухого %
CO_2	0,380	0,103	0,483	8,2	13,5
H_2S	0,006	0,008	0,014	0,2	0,4
C_2H_4	0,020	0,008	0,028	0,5	0,8
CO	0,871	0,046	0,917	15,7	25,6
CH_4	0,050	0,138	0,188	3,2	5,3
H_2	1,869	0,069	1,938	33,0	54,1
N_2	—	0,012	0,012	0,2	0,3
H_2O	0,934	1,356	2,290	39,0	—
	4,130	1,740	5,870	100,0	100,0

Теплотворная способность сухого двойного газа—3 073 *кал/м³*.

Выход сухого двойного газа:

$$3{,}580 \cdot 22{,}4 = 80{,}2 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Выход влажного двойного газа:

$$5{,}870 \cdot 22{,}4 = 131{,}5 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Выход сухого водяного газа:

$$0{,}436 \cdot 159{,}1 = 69{,}4 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Выход влажного водяного газа:

$$0{,}436 \cdot 212{,}4 = 92{,}6 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Расход пара:

$$0{,}436 \cdot 103{,}8 = 45{,}2 \ кг \text{ на } 100 \ кг.$$

Выход продуктов воздушного дутья:

$$0{,}564 \cdot 264 = 149 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Расход воздуха:

$$0{,}564 \cdot 226 = 127{,}3 \ м^3 \text{ на } 100 \ кг.$$

Тепловой баланс швельшахты на 100 *кг* рабочего топлива

Таблица 125

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность угля	475 000	66,6	Теплотворная способность двойного водяного газа: 3 073 · 80,2 =	246 000	34,5
Теплосодержание угля: 100 · 0,3 · 15 =	500	0,1	Теплотворная способность смолы: 8 350 · 4,36 =	36 400	5,1
Теплотворная способность водяного газа: 468 000 · 0,436 =	204 000	28,6	Теплотворная способность полукокса	382 000	53,6
Теплосодержание сухого водяного газа: 87 200 · 0,436 =	16 200	2,3	Теплосодержание полукокса при 500°	9 200	1,4
Теплосодержание влаги газа: 38 700 · 0,436 =	16 900	2,4	Потеря с уносом: 4 750 : 0,7999 =	5 900	0,8
			Потеря в окружающую среду (0,5%)	3 600	0,5
			Теплосодержание газа (по разности)[1]	29 500	4,1
Всего	712 600	100,0	Всего	712 600	100,0

[1] Теплосодержание газа соответствует температуре газа в 100°.

Таблица 126

Сводный тепловой баланс газогенератора (по верхнему пределу)

Приход			Расход		
Наименование статьи	*кал*	%	Наименование статьи	*кал*	%
Теплотворная способность угля . .	475 000	92,4	Теплотворная способность двойного водяного газа . .	246 000	47,8
Теплосодержание угля	500	0,1	Теплотворная способность смолы и пыли	42 300	8,2
Теплосодержание пара: 86 600 . 0,436 =	37 800	7,4	Теплосодержание влажного двойного водяного газа, смолы и пыли . . .	29 500	5,7
Теплосодержание воздуха: 1 100 · 0,564 =	600	0,1	Теплотворная способность продуктов воздушного дутья: 171 200 · 0,564 =	96 500	18,8
			Теплосодержание продуктов воздушного дутья: 71 300 · 0,564 =	40 200	7,8
			Теплотворная способность и теплосодержание уноса при воздушном дутье: 7 800 · 0,564 =	4 400	0,9
			Теплотворная способность горючего в шлаке	30 400	5,9
			Теплосодержание шлака	3 400	0,7
			Потеря в окружающую среду и на получение пара в рубашке	22 400	4,4
			Невязка	—1 100	—0,2
Всего . .	513 900	100,0	Всего . .	513 900	100,0

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И РАЗМЕРОВ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Число газогенераторов устанавливается в зависимости от количества газифицируемого топлива, связанного с количеством требуемого газа или тепла в газе.

Если газ применяется в целях использования его тепловой энергии, то расход топлива устанавливается из выражения:

$$B = \frac{Q \cdot 100}{\eta \cdot Q_m},$$

где: B — расход твердого топлива в *кг/час*,
Q — расход потребителем тепла в *кал/час*,
η — коэфициент отдачи потребителю тепла в % от внесенного топливом,
Q_m — теплотворная способность топлива в *кал/кг*.

Если газ применяется в качестве химического сырья, расход топлива определяется по требуемому количеству, составу и выходу газа.

Число газогенераторов определяется в зависимости от выбранных размеров их.

Если F—площадь сечения газогенератора в $м^2$, K—интенсивность газификации в $кг/м^2$ *час* и u—число резервных генераторов, то полное число газогенераторов m устанавливается из выражения:

$$m = \frac{B}{KF} + u.$$

Число резервных газогенераторов при получении смешанного газа берется равным: при количестве генераторов до 7—1 шт., до 15—2 и до 25—3 шт.

Данные об интенсивности газификации для различных топлив в газогенераторах различных конструкций приведены в части I, табл. 46.

Возможная интенсивность газификации в значительной мере зависит от свойств топлива и ухода за генератором. Если внимательно наблюдать за равномерностью размера кусков топлива, своевременно устранять прогары и шлакование, внимательно контролировать режим и состояние отдельных частей генератора, то при благоприятных свойствах топлив можно получить очень высокие показатели газификации, значительно превышающие обычные для наших газогенераторных станций, приведенные в гл. I—VII.

Гербордтом [207,208] предложено для расчета производительности генераторов с вращающейся решеткой брать за основу свойства топлива: содержание нелетучего углерода, летучих, золы и влаги. Для топлив определенного состава с кусками размером 17—40 *мм* и зольностью 3—4% принимается определенная интенсивность газификации.

С увеличением зольности, уменьшением размера кусков и увеличением содержания более мелких кусков интенсивность газификации соответственно падает.

Данные Гербордта недостаточно верны вследствие игнорирования фактора плавкости золы и следовательно возможности интенсификации процесса, недооценки значения сортировки топлива и переоценки достоинств топлив с кусками размером 17—40 и 40—50 *мм* (при однородном более мелком топливе может оказаться бо́льшая или такая же производительность).

Предлагается также вести расчеты производительности генераторов по количеству действительно газифицирующейся части топ-

лива, т. е. по количеству содержащегося в топливе нелетучего углерода, что вполне обосновано.

Генераторы с вращающимися решетками обычно выбираются диаметром до 3,6 *м*. Круглые генераторы с неподвижной решеткой (Моргана) обычно выбирают диаметром до 2,6 *м*.

Наиболее употребительные размеры прямоугольных газогенераторов следующие: для дров в виде поленьев в 0,7—1 *м* площадь сечения шахты—1,6—1,8×2,5—3 *м* (одна загрузочная коробка) и 2×4,5 *м* (две загрузочные коробки); для каменного и бурого угля и антрацита при крышеобразной решетке площадь сечения—1,3—2×× 1,5—2 *м* и для торфа—до 2,2×2,5 *м*; для каменного угля при генераторах Сименса площадь решетки составляет 1—2×1,7—2 *м*.

При выбранном сечении генератора высота его определяется требуемой высотой слоя топлива.

Иногда вводят понятие «время пребывания топлива в газогенераторе» и определяют полезный объем его по этому времени или, наоборот, по полезному объему генератора определяют время пребывания топлива в генераторе.

Следует различать фиктивное время пребывания топлива в газогенераторе и истинное. Фиктивное время пребывания вычисляется в предположении, что топливо в газогенераторе не меняет своего объема; при исчислении же истинного времени пребывания учитывают уменьшение объема топлива при подсушке, сухой перегонке и горении.

Для определения фиктивного времени пребывания Z в часах делят объем, занятый топливом в генераторе V_m, на объем часового расхода топлива:

$$\frac{B_1}{\gamma_н},$$

где: B_1 — часовой расход топлива в генераторе в *кг*,

$\gamma_н$ — насыпной вес 1 $м^3$ топлива в *кг*,

и получают время пребывания Z:

$$Z = \frac{V_m \cdot \gamma_н}{B_1}.$$

Приводим пример подсчета истинного времени пребывания топлива в газогенераторе.

Диаметр генератора—2,6 *м*, площадь—5,3 $м^2$ и высота слоя топлива—4,5 *м*. Топливо—торф с W^p — 40% и A^p — 5%. Производительность генератора—40 *т/сутки* (1660 *кг/час*). Определить истинное время пребывания топлива в генераторе. Объем, занимаемый топливом в генераторе, составляет:

$$4{,}5 \cdot 5{,}3 = 23{,}8\ м^3.$$

Принимаем, что $^1/_2$ высоты слоя топлива занята сохнущим торфом, $^1/_6$ высоты—сухим торфом, переходящим в кокс, и $^1/_3$—торфяным коксом. Таким образом при этом предположении объем, занимаемый сохнущим торфом, составляет:

$$\frac{1}{2} \cdot 23{,}8 = 11{,}9\ м^3;$$

сухим перегоняющимся торфом:

$$\frac{1}{6} \cdot 23{,}8 = 4{,}0\ м^3$$

и коксом:

$$\frac{1}{3} \cdot 23{,}8 = 7{,}9\ м^3.$$

Часовой объем загружаемого торфа при весе его в 400 *кг/м³* составляет:

$$\frac{1\,660}{400} = 4{,}2\ м^3;$$

абсолютно сухого торфа при весе его в 275 *кг/м³*:

$$\frac{1\,660 \cdot 0{,}6}{275} = 3{,}6\ м^3;$$

торфяного кокса при выходе его в 35% от горючей массы и весе в 200 *кг/м³*:

$$\frac{1\,660 \cdot 0{,}55 \cdot 0{,}35}{200} = 1{,}6\ м^3;$$

золы и шлака с учетом содержания 20% горючего и веса в 1 200 *кг/м³*:

$$\frac{1\,660 \cdot 0{,}05}{0{,}8 \cdot 1\,200} = 0{,}1\ м^3.$$

Таким образом средний часовой объем сохнущего торфа:

$$\frac{4{,}2 + 3{,}6}{2} = 3{,}9\ м^3;$$

перегоняющегося торфа:

$$\frac{3{,}6 + 1{,}6}{2} = 2{,}6\ м^3;$$

газифицирующегося кокса:

$$\frac{1{,}6 + 0{,}1}{2} = 0{,}8\ м^3$$

и время пребывания в соответственных зонах:

$$\frac{11{,}9}{3{,}9} = 3{,}1 \text{ часа}, \quad \frac{4{,}0}{2{,}6} = 1{,}5 \quad \text{и} \quad \frac{7{,}9}{0{,}8} = 9{,}9 \text{ часа}.$$

Истинное время пребывания торфа в генераторе:

$$3{,}1 + 1{,}5 + 9{,}9 = 14{,}5 \text{ часов}.$$

Фиктивное время пребывания топлива в этом случае получилось бы равным:

$$\frac{V \cdot \gamma_н}{B_1} = \frac{23{,}8 \cdot 400}{1\,660} = 5{,}7 \text{ часа}.$$

Глава одиннадцатая

ВИДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

1. ВЫБОР ТИПА ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

При выборе типа газогенераторных установок руководствуются совокупностью соображений о способах использования имеющихся в распоряжении топлив, степени необходимости механизации процессов, надежности конструкций, сложности ухода за генераторами, наличии квалифицированной рабочей силы, возможности получения или выполнения соответствующих конструкций, целесообразности улавливания побочных продуктов, необходимости и степени очистки газа и способе осушки его, срочности сооружения, требуемом качестве газа, перспективах снабжения установки топливом, необходимости предусмотрения расширения станции, равномерности расхода газа и т. д.

Выбор вида газа

При намечении типа установок прежде всего ставится вопрос о выборе вида газа, определяющего в значительной мере и характер станции.

Из газов, получаемых путем газификации практически испытанными методами, в этих случаях могут быть рассмотрены: воздушный, смешанный, водяной, двойной водяной, регенеративный, парокислородный и нефтяной (масляный, дегтярный).

В тех случаях, когда к газу не предъявляется специальных требований в отношении состава или высокой теплотворной способности, наиболее часто применяется смешанный газ. Смешанный газ по сравнению с газами с высокой теплотворной способностью имеет преимущества в смысле меньших капиталовложений и эксплоатационных расходов, простоты и непрерывности получения, лучшего использования топлива (к. п. д.) и применения менее ценных его сортов. По сравнению с воздушным газом он имеет преимущество более высокой теплотворной способности, кроме того его можно получать из топлив, более зольных и с менее тугоплавкой золой. При отсутствии пара, использовании топлив с тугоплавкой золой и применении генераторов с жидким шлакоудалением в отдельных случаях может оказаться целесообразным применение воздушного газа.

Смешанный и воздушный газы, содержащие большое количество балласта в виде азота, в ряде случаев не могут дать требуемую температуру пламени; поэтому применяется подогрев вторичного воздуха, а иногда и газа. Подогрев газа и воздуха обычно производится за счет тепла продуктов горения. При использовании газа в двигателях внутреннего сгорания смешанный и воздушный газы имеют еще дополнительные значительные технологические преимущества.

Сравнение себестоимости смешанного газа из различных видов топлива показывает, что в соответствии со стоимостью топлива наиболее дорогим в настоящее время является газ из торфа (до 1,5—2 коп. за 1000 *кал*), наиболее дешевым—газ из антрацита (0,6—0,8 коп. за 1000 *кал*[1]) и газовых углей. Наиболее дешев газ при отсутствии мокрой очистки (0,5—0,7 коп. за 1000 *кал*).

По указанным выше причинам для целей отопления и получения энергии (силовой газ) в СССР и за границей применяется почти исключительно смешанный генераторный газ и в отдельных случаях—воздушный.

В некоторых случаях применения генераторного газа для целей отопления или обогрева смешанный газ не удовлетворяет требованиям вследствие низкой температуры горения, невозможности или затруднительности подогрева воздуха, а также отсутствия специальных свойств пламени, непригодности газа для использования в специальных горелках[2] и т. д. В таких случаях прибегают к получению других видов генераторного газа—с высокой теплотворной способностью. При использовании газа в качестве химического сырья также приходится часто прибегать к получению этих видов газа.

В качестве газа, дающего пламя высокой температуры, для целей обогрева, а также в качестве химического сырья в СССР применяют преимущественно водяной и нефтяной. Двойной водяной газ, хотя он и может быть получен из местных топлив, до сих пор в СССР не используют. Он требует применения более дорогого и громоздкого оборудования, получение его в СССР не освоено, очень влажные топлива (торф, бурый уголь) для получения двойного газа могут быть использованы лишь при условии предварительной достаточной подсушки, и применение распадающихся топлив (бурых углей) по-видимому в этих случаях нерационально, и требуется их смешение со спекающимися углями. Таким образом применение двойного водяного газа требует дополнительной опытной и техно-экономической проверки, и получение его намечается пока в качестве опыта.

[1] Повышение цен на антрацит в 1936 г. повышает стоимость газа на 40—50%.

[2] При большом содержании балласта в газе (больше 30—25%) происходит отрыв пламени от горелок.

Сравнение водяного и нефтяного газов с точки зрения стоимости установки и эксплоатации и надежности работы указывает на значительные преимущества водяного газа. Получение водяного газа вполне освоено. Он получается из топлива, значительно менее дефицитного, чем нефтетопливо,—из кокса или антрацита. Применение нефтяных установок может быть допущено лишь в случаях требования газа с повышенной сравнительно с водяным теплотворной способностью, обладающего значительной излучательной способностью, и при малой производительности. При большой производительности может быть применен в случае соответствующих требований к газу водяной карбюрированный газ.

В отдельных случаях соображением в пользу применения нефтяного газа является предположение об использовании для его получения генераторной смолы. Соответствующего опыта применения последней в СССР нет; очевидно смола до применения должна быть в достаточной мере очищена от пека и свободного углерода и обезвожена.

Получение парокислородного или регенеративного газа не представляет особых трудностей; однако получение их связано с установкой более дорогого и громоздкого оборудования. Применение этих видов газа для целей отопления и нагрева может иметь место или в случае наличия кислорода и углекислоты в качестве отходов или отбросов других производств, или в случае специальных требований к составу и свойствам газов. При получении больших количеств газа, содержащего окись углерода и не содержащего водорода, повидимому, более целесообразным является получение регенеративного газа непрерывным процессом при добавке CO_2 к воздуху или периодическим дутьем попеременно CO_2 и воздухом, чем применение специальной установки для получения кислорода при парокислородном дутье.

Выбор типа установки

Вид применяемого или имеющегося в наличии топлива в значительной мере влияет на выбор вида газа, характера установки и типа газогенератора. Топлива с высоким содержанием летучих дают газ с более высокой теплотворной способностью, и пламя газа обладает сильным лучеиспусканием. Эти обстоятельства иногда могут определить пригодность топлива и данного вида газа, а также характер установки (смешанный, водяной, карбюрированный газы). Влияние излучения газового пламени и возможность применения в тепловых установках газов, дающих несветящееся пламя, рассмотрены ниже.

Отдельные составные части топлива могут вызвать необходимость в тщательной очистке газа (сера) или сделать его непригодным для данного производства (углеводороды и водород в некоторых химических производствах).

Содержание в топливе большого количества влаги вызывает необходимость в подсушке топлива (естественной или искусственной),

содержании на складах больших запасов его и в мокрой очистке газа в целях его осушки.

Выделение при сухой перегонке топлива различных продуктов (смол, уксусной кислоты), с одной стороны, представляющих значительную ценность, с другой—засоряющих газоходы и клапаны, вызывает необходимость в мокрой очистке газа в целях улавливания смол. Подобная же очистка газа вызывается необходимостью очистки от сероводорода.

В зависимости от свойств топлива и места его добычи топливное хозяйство принимает тот или иной вид в смысле размеров и содержания складов, требуемой подготовки топлива, механизации транспорта, наличия отходов и т. д.

На характер станции могут влиять и свойства золы топлива: например в генераторах с выпуском жидкого шлака последний подвергается соответствующей обработке.

Соответствующими требованиями, предъявляемыми различными видами производств к применяемому для получения газа топливу, возможно предупредить необходимость излишнего осложнения устройства газогенераторных установок и добиться достаточно высокого к. п. д. их работы.

Установки малого и среднего размеров при получении непрерывным процессом смешанного и воздушного газов с высокой температурой, при возможности использования тепла горения смолистых веществ и физического тепла газа потребителем, а также при допустимости расположения установки вблизи потребителя могут выполняться без мокрой очистки газа; это удешевляет стоимость станции, а часто и стоимость газа, упрощает обслуживание, уменьшает размеры станции, часто сокращает расход топлива вследствие использования непосредственно потребителем физического тепла газа и потенциального тепла смол и устраняет затруднения со спуском сточных вод, содержащих фенолы, отравляющие водоемы. Наиболее часто подобные установки (на больших заводах—из нескольких станций) применяют для смешанного газа из каменных углей, который имеет высокую температуру, содержит мало влаги и очистка которого сложна. В ряде случаев для упрощения и удешевления прибегают к выполнению подобных установок для смолистых топлив, дающих газ с невысокой температурой (дрова, торф и бурый уголь).

Если газ подвергается только сухой очистке, потребитель получает газ почти в таком же виде, в каком он выходит из генератора; из газа выделяется только часть взвешенных в нем веществ и кроме того газ подвергается некоторому охлаждению. К потребителю вместе с газом попадают содержащиеся в нем смолистые вещества, пыль, сажа и влага.

Недостатки подобных установок следующие: отсутствие осушки газа, желательной или даже необходимой при влажных топливах, невозможность улавливания смолистых и других веществ (уксусная кислота, сера), могущих представить собой ценный продукт, невозможность очистки газа от отдельных нежелательных составляющих

смесь газов (сероводород), засорение трубопроводов, заставляющее предусматривать возможность чистки их на ходу, а иногда и выключение для чистки, и, наконец, получение недостаточно чистого пламени.

При газификации больших количеств топлива, наличии длинных и разветвленных сетей, соответствующих требований потребителя в части очистки газа, целесообразности и необходимости улавливания побочных продуктов: смолы, уксусной кислоты и серы, и значительной влажности топлива применяют мокрую очистку газа и получают холодный очищенный газ. Подобные станции более дороги и сложны. При их эксплоатации выявляется много затруднений и осложнений, не встречающихся в работе станций, получающих горячий газ, а именно: обслуживание канализационного и смоляного хозяйств, необходимость очистки фенольных вод перед спуском, выделение из вод в атмосферу дурно пахнущих газов и паров, коррозия трубопроводов и т. д. Подобные станции занимают много места и требуют для обслуживания большого штата. Вместе с тем применение мокрой очистки в ряде случаев (при большой влажности топлива, ценности побочных продуктов, получаемых в значительном количестве, необходимости подачи очищенного от пыли, смолы и отдельных составляющих газа, значительно упрощающего распределение газа и обеспечивающего непрерывность снабжения и пр.) является совершенно необходимым. Поэтому стремления должны быть направлены в сторону изыскания способов наиболее целесообразного оборудования этих установок и разрешения возникающих при их эксплоатации трудностей.

Мокрая очистка бессмольного газа от пыли является сравнительно простой. В случае требований тонкой очистки помимо промывки газа применяют дополнительно специальные очистители и фильтры с различными наполнителями. При смолистом газе обычно устанавливают специальные смолоотделители, причем при требовании в тонкой очистке газа применяют две ступени смолоотделителей[1]. Очистка фенольных сточных вод на подобных заводах является еще недостаточно разрешенной задачей. Уменьшение количества фенольных вод достигается путем применения поверхностных холодильников для охлаждения газа.

Из аппаратов, применяемых для отделения смолы, распространение получили аппараты Тейсена и электрофильтры. Несмотря на значительно больший расход электроэнергии аппаратами Тейсена, их следует рекомендовать в ряде случаев малых установок и установок средних размеров ввиду их простоты, надежности, малой стоимости и малой занимаемой площади. В малых установках иногда не устанавливают аппаратов для смолоотделения, ограничиваясь промывкой газа и отстаиванием смолы в смолоотделителях.

Расход электроэнергии составляет в случае станций с очисткой газа примерно 12—15 *квт-ч* на 1000 $м^3$ газа и в случае станции горячего газа примерно 2,8—3,0 *квт-ч*.

[1] Или устанавливают одну ступень за холодильниками.

По германским данным расход энергии в *квт-ч* на тонну газифицируемого топлива на различных станциях смешанного газа распределяется следующим образом:

	Топливоподача	Подача воздуха (350 *мм*)	Привод решетки	Очистка и подача газа	Подача охлажд. воды	Всего
1. Холодный газ:						
брикеты бурого угля	0,2—0,6	2—5	0,2—1,2	5—10	1—4	8—20
бурый уголь	0,2—0,6	1—3	0,1—0,8	4,5—8	1—4	7—16
2. Горячий газ:						
брикеты бурого угля	0,2—0,6	2—5	0,3—1,2	—	—	2,5—6,8
бурый уголь	0,2—0,6	1—3	0,2—0,8	—	—	1,4—4,4

При мокрой очистке газа непосредственным потребителем иногда используется меньшая часть потенциальной энергии топлива, и расход топлива увеличивается. Для повышения экономичности использования топлива в установках часто предусматривают помимо улавливания смолы использование физического тепла газа. В установках воздушного и смешанного газов это использование производится путем установки котлов-утилизаторов (обычно индивидуальных) или путем использования тепла охлаждающей воды. Количество получаемого в котлах пара превышает необходимое, и он может быть использован на стороне. В установках водяного газа этот вопрос имеет большее значение, чем в установках смешанного или воздушного газа, так как использование теряющегося тепла может повысить к. п. д. иногда почти на 20%; для использования тепла газов воздушного дутья и физического тепла водяного газа устанавливают котлы-утилизаторы, пароперегреватели и испарители.

Ввиду периодичности работы генераторов водяного газа, большой стоимости котлов и здания для них и тяжелых условий их работы иногда предусматривают установку групповых котлов.

Основной трудностью при выборе типа технологической схемы большой станции водяного газа является выбор схемы использования физического и химического тепла продуктов воздушного дутья и физического тепла водяного газа.

Обычно рассматривают два варианта:

1) с использованием тепла газов горячего дутья в общей котельной, куда газ подается по общему газопроводу, и физического тепла водяного газа в индивидуальных пароперегревателях, работающих во время прохождения водяного газа, и

2) с использованием тепла в пароперегревателях и индивидуальных котлах.

Преимущества первого варианта—меньшие количество и стоимость котлов, вынос их в отдельное помещение, возможность применения обычных котлов ввиду отсутствия резких колебаний температур и более удобная компоновка станции; недостаток—возможность засорения газопровода для продуктов воздушного дутья.

Преимущества второго варианта—отсутствие длинных газопроводов и меньшее значение для установки аварии котла.

В больших установках водяного газа получают значительно большее количество водяного пара, чем требуется для нужд станции.

В малых установках водяного газа тепло продуктов воздушного дутья или не используют вовсе или используют лишь в малой степени (например для перегрева пара).

Выбор типа газогенератора

Выбор типа газогенератора определяется в значительной мере родом топлива, видом газа и типом установки.

Влияние свойств топлива отражается на производительности генератора (реакционная способность, размер кусков, прочность), конструкции их (для улавливания смол, для разложения смол) и на их размерах (зависимость высоты от влажности топлива и т. д.).

Для больших установок выбирают единицы возможно большей производительности с тем, чтобы уменьшить количество генераторов, причем обычно применяют газогенераторы с механическим удалением золы, т. е. с вращающимися решетками, для увеличения производительности, улучшения работы и уменьшения затраты ручного труда.

Много споров вызывает тип вращающейся решетки: с центральной подачей дутья, равномерной по сечению, секционной и т. п.; вопрос целесообразности применения того или иного типа решетки не нашел окончательного разрешения. Для генераторов диаметром до 3 *м* часто выбирают центральные решетки. Для газификации мелких топлив могут быть применены решетки с мелкими многочисленными отверстиями, имеющие большое сопротивление и равномерно распределяющие дутье.

Для генераторов диаметром в 2,6 *м* в СССР приняты решетки типа Керпели и центральные фрезерные; для генераторов диаметром в 3 *м* для древесины и торфа—фрезерные центральные и для других топлив—типа Керпели; для генераторов диаметром в 3,6 *м* приняты решетки типа Рамбуша.

Вследствие ограниченности размеров и производительности генераторов на больших станциях приходится устанавливать большое количество газогенераторов.

Увеличение производительности намечается путем применения генераторов большого диаметра, с выпуском жидкого шлака, путем использования автоматических шуровочных приспособлений и газификации топлива во взвешенном состоянии или в интенсивном токе газов. Освоенными и достаточно проверенными на практике являются генераторы с автоматическими шуровочными приспособлениями и с выпуском жидкого шлака, которые могут быть применены в ряде случаев. Они запроектированы для ряда больших станций. Газификация мелкозернистого топлива находится в стадии исследований. Что касается генераторов большого диаметра, то в СССР максимальным размером является диаметр в 3,6 *м*, за границей же работают генераторы обычных конструкций диаметром до 4,5—5 *м*. До сих пор в СССР при проектировании больших станций шли по линии строительства большого количества мелких единиц, что является нецелесообразным. Существуют мнения, что с увеличением диаметра генератора уменьшается интенсивность газификации (см. ч. I, рис. 66). Однако эти мнения не являются обоснованными, опровергаются фактами и во всяком случае могут относиться к обычным конструкциям, но очень большого диаметра, в которых не принято специальных мер для улучшения распределения топлива и дутья и удаления шлака по сечению генератора сравнительно с обычными конструкциями.

Данные о работающих газогенераторах большого диаметра за границей даже обычных конструкций не дают возможности сделать вывод о значительном снижении в них интенсивности газификации.

Большая интенсивность работы имеет место в генераторах с автоматическими шуровочными приспособлениями, особенно в генераторах с шуровочными ломами и с вращающимися шахтами, в которых топливо подвергается интенсивному перемешиванию (см. гл. IV—данные по американским генераторам). Применение этих генераторов возможно лишь для отдельных сортов каменных углей, антрацита и кокса, т. е. для топлив достаточно прочных, и может быть в этих случаях рекомендовано.

В установках с улавливанием смол применяются газогенераторы со швельшахтами, допускающими увеличение выхода и улучшение качества смол. Имеет значение и повышение качества газа в этих газогенераторах. В соответствующих местах отмечалось, что целесообразность применения генераторов со швельшахтами для легко распадающихся топлив является спорной. Преимущественно они применяются при газификации древесины, торфа и брикетов бурого угля.

При необходимости тщательной очистки газа от смол и нерентабельности или нецелесообразности улавливания их (малые установки для получения силового газа) применяют специальные конструкции генераторов, в которых смола разлагается.

Газогенераторы с вращающимися решетками обычно снабжаются охлаждающими кожухами в целях уменьшения шлакования и избежания приваривания шлака к стенкам. Получаемый в кожухах пар используется.

Газогенераторы средних и больших размеров снабжаются автоматическими питателями, если только топливо допускает их применение. Это уменьшает ручное обслуживание и делает работу генератора более равномерной.

Генераторы с выпуском жидкого шлака, допускающие большую производительность, уменьшение количества устанавливаемых единиц и стоимости станции, использование многозольных топлив с легкоплавкой золой, получение ценных побочных продуктов (чугуна, шлака, возгоняющихся металлов), а также работу на дутье без пара и получение газа требуемого состава, могут быть применены при

соответствующих свойствах топлива (прочность в холодном и горячем состоянии).

Почти исключительное применение имеют генераторы с искусственным дутьем вследствие их большой производительности и возможности достижения большого давления в газопроводе. В известных случаях, особенно при обслуживании двигателей внутреннего сгорания, допускают работу на всасывании, связанную с опасностью засоса воздуха.

В отдельных случаях в установках небольших размеров без мокрой очистки газа допускается применение газогенераторов с естественной тягой. Преимущественно это имеет место в случае газификации дров в виде поленьев вследствие малого сопротивления слоя в генераторе и сравнительно большой производительности этих генераторов.

В малых установках или при очень малозольном топливе применяют генераторы с неподвижными решетками. Для установок средней производительности это имеет значение в смысле удешевления и упрощения установок и часто обосновывается отказом от металлических кожухов и применением генераторов прямоугольной или квадратной формы в блоке.

Колосниковые решетки в подобных генераторах должны давать возможность легкой очистки. Применяют преимущественно крышеобразные, ступенчатые, круглые и иногда горизонтальные решетки.

В установках водяного газа в зависимости от производительности станции принимается установка или малых генераторов с ручными золоудалением, загрузкой топлива и управлением задвижками или же установка больших современных генераторов с вращающимися решетками, механическими питательными приспособлениями и автоматическим управлением работой клапанов, а также генераторов промежуточного типа. При проектировании установок всегда следует иметь в виду достаточный резерв генераторов (10—20%). При малом количестве генераторов резерв ложится относительно большим расходом, чем при большом количестве их.

Газогенераторы с вращающейся решеткой устанавливают как с индивидуальным, так и с общими (трансмиссионными) приводами.

Преимуществом трансмиссионных приводов являются: возможность установки резервного мотора, меньшая мощность устанавливаемого мотора ввиду несовпадения пик нагрузок отдельных генераторов и расположение моторов и редукторов в постоянно обслуживаемом помещении. Индивидуальные моторы устанавливают или в случае вполне самостоятельных работы и обслуживания отдельных генераторов и их оборудования или в случае частой возможности выключения большей части газогенераторов, при котором мотор, обслуживающий трансмиссию, работает со значительной недогрузкой.

Применение горючих газов, дающих несветящееся пламя

Возможность применения генераторного газа из антрацита и кокса представляет большой интерес в силу того, что антрацит и кокс являются топливами, менее дефицитными, более транспортабельными и лучше сохраняющимися, чем другие виды топлива.

Свечение пламени является результатом разложения при нагревании содержащихся в газе углеводородов с выделением мельчайших частиц (0,0003 *мм*) углерода (сажи), интенсивно лучеиспускающих.

Как известно, длина волны от 0,02 до 0,4 μ соответствует ультрафиолетовым лучам, от 0,4 до 0,76 μ —световым лучам и от 0,76 до 342 μ —инфракрасным (тепловым) лучам.

Наибольшее количество энергии излучения соответствует инфракрасной части спектра, тогда как видимая радиация ограничивается узкой полосой в фиолетовой части спектра. Общая энергия видимой полосы (свечение пламени) является лишь до известной степени показателем общего излучения, однако часто достаточным в обычных заводских условиях.

Пламя газа, содержащего углеводороды, обладает светимостью при недостаточном смешении газа и воздуха и выделении вследствие разложения углеводородов частиц углерода, короткое время витающих в пламени. Несветящееся пламя получается во всех случаях хорошего смешения газа и воздуха; при этом пламя прозрачно и менее лучеиспускает. В несветящемся пламени преобладает лучеиспускание водяного пара и углекислоты; в светящемся пламени к этому добавляется лучеиспускание частиц углерода.

В светящемся пламени содержится большое количество частиц углерода, и лучеиспускание отдельных частиц углерода, расположенных друг за другом, суммируется. Хотя они сами поглощают часть лучистой энергии, но они и сильнее лучеиспускают. Таким образом лучеиспускание светящегося пламени зависит, как это имеет место для углекислоты и водяного пара, от толщины пламени. С увеличением толщины слоя пламени и числа частиц углерода в нем значение коэфициента излучения его будет приближаться к значению коэфициента излучения абсолютно черного тела. Отношение коэфициента излучения слоя пламени C к коэфициенту излучения абсолютно черного тела 4,95 называется степенью черноты пламени P_F:

$$P_F = \frac{C}{4{,}95}.$$

Малое содержание углеводородов в генераторном газе из антрацита и кокса затрудняет получение излучающего светящегося пламени из этого газа, и имеется много противников применения его для печей, что мотивируется меньшей передачей тепла нагреваемым материалам при несветящемся пламени и большей затруднительностью регулирования температуры по длине пламени.

Исследования, произведенные Ральфом Шерманом ([200]) над отдачей тепла пламенем с различной излучательной способностью, в значительной степени рассеивают опасения в отношении малой отдачи тепла от пламени.

В пламенных печах тепло передается как лучеиспусканием (преимущественно) и конвекцией от пламенных газов, так и лучеиспу-

скапием свода и стен. Если степень черноты излучающего газа составляет величину P_F, то излучение стен и свода к нагреваемым в печи материалам соответствует части величины $1-P_F$. Работа Шермана дает возможность оценить зависимость суммарного излучения свода, стен и пламени от характера пламени.

В опытах Шермана сжигались естественный газ и угольная пыль. Для измерения величины излучения служило специальное приспособление, позволявшее измерять отдельно излучение пламени, суммарное излучение стенки и пламени и излучение только стенки. Это приспособление состояло из термоэлемента, находившегося в трубке, снабженной диафрагмами и охлаждавшейся водой. Напротив отверстия трубки находился охлаждаемый водой медный шар, благодаря которому воспринималось только излучение слоя газа, находившегося между шаром и трубкой. При удалении шара воспринималось излучение газа и стенки и при внезапных выключениях газа—только излучение стенки. В табл. 127 и 128 приведены данные исследований.

Таблица 127

Результаты измерений при несветящемся пламени естественного газа. Избыток воздуха—0

Расстояние от горелки в *м*	Толщина слоя пламени	Лучеиспускание (в *кал/м² час*)	Средняя температура пламени. T (в °С)	Черное лучеиспускание при температуре t_F (в *кал/м² час*)	Степень черноты пламени p_F	Коэфициент поглощения пламени K
0,15	0,224	22 000	1 425	409 000	0,054	0,0216
	0,381	33 100			0,081	0,0228
	0,508	48 500			0,119	0,0256
	0,762	63 200			0,154	0,0216
	0,890	69 100			0,169	0,0209
1,06	0,254	25 200	1 450	434 000	0,058	0,0236
	0,381	41 200			0,095	0,0264
	0,508	54 200			0,125	0,0264
	0,762	76 800			0,176	0,0256
	0,890	84 000			0,193	0,0209
2,28	0,254	30 600	1 480	401 000	0,077	0,0319
	0,381	41 800			0,115	0,0291
	0,508	51 100			0,128	0,0272
	0,761	70 000			0,175	0,0244
	0,890	83 400			0,208	0,0264
3,51	0,254	23 600	1 309	310 000	0,076	0,0311
	0,381	30 600			0,099	0,0280
	0,508	39 800			0,128	0,0272
	0,762	50 900			0,180	0,0280
	0,890	64 900			0,209	0,0264

Таблица 128

Сравнение степени черноты и чисел поглощения K[1] для различного пламени. Избыток воздуха—0. Толщина слоя пламени—0,89 *м*

Расстояние от горелки (в *м*)	Угольная пыль		Естественный газ					
			несветящееся пламя		полусветящееся пламя		светящееся пламя	
	p_F	k	p_F	k	p_F	k	p_F	k
0,15	0,63	0,0981	0,17	0,0209	0,19	0,0236	0,72	0,144
1,06	0,47	0,0626	0,19	0,0209	0,21	0,0264	0,44	0,0875
2,28	0,42	0,0535	0,21	0,0264	0,31	0,0417	0,69	0,135
3,5	0,43	0,0555	0,21	0,0264	0,26	0,0335	0,68	0,128

Исследования показали, что слой светящегося пламени толщиной в 0,89 *м*, полученный при пылеугольном топливе, излучает 63% и при естественном газе—72% от равно нагретого абсолютно черного тела; что с увеличением толщины пламени значительно возрастает его излучение; что светящееся пламя излучает значительно больше тепла, чем полусветящееся при тех же температурах, и что при несветящемся пламени температура в печи выше, чем при светящемся.

Опытами был также установлен чрезвычайно важный факт, что при уменьшении излучения пламени сильно увеличивается излучение стен и свода, и наоборот, т. е. что при сильном изменении излучения факела суммарная теплопередача, т. е. тепло, получаемое нагреваемым материалом от пламени, стен и свода, меняется в значительно меньшей мере. Опытами доказано, что если степень черноты пламени увеличивается от 0,2 до 0,8 и соответственно количество тепла, излучаемого газом, повышается от 100 000 до 400 000 *кал/м² час*, суммарная теплопередача изменяется в значительно меньших пределах—от 290 000 до 480 000 *кал/м² час*. Однако это имеет место в том случае, если температура остается неизменной, в действительности же температура газов при светящемся пламени вследствие постоянного и неполного горения ниже, чем при несветящемся пламени, что еще более снижает выгоду светящегося пламени. При одном опыте даже оказалось, что общее лучеиспускание при увеличении черноты пламени и следовательно его свечении уменьшилось вследствие уменьшения температуры.

[1] Значение K определяется из выражения $Q=Q_0(1-e^{-KL})$, где: Q—действительная величина излучения, Q_0—излучение газа при толщине слоя, равной ∞, и L—действительная толщина слоя газа.

По данным Шермана при равном расходе топлива общая теплопередача в печи при сжигании газа в горелке с предварительным смешением, примерно, на 10% больше, чем при сжигании газа в горелке, дающей светящееся пламя, так как при горелках со светящимся пламенем скорости движения газов в печи меньше, чем при беспламенных, и следовательно меньше теплопередача конвекцией; кроме того температура пламени при беспламенной горелке выше, чем при горелке со светящимся пламенем.

Преимущества светящегося пламени не в большей теплопередаче, а в более равномерном ее распределении по длине в результате медленного горения газов и постепенного выделения тепла. Уменьшается также опасность перегрева материала вследствие более низкой температуры.

При исследовании В. Ф. Копытовым и П. В. Сорокиным [201] влияния состава печных газов на теплопередачу лучеиспусканием путем нагрева шаровых зондов в электрической, нихромовой, нефтяной и газовой печах нагретая печь выдерживалась при определенной температуре и в нее помещался зонд. Температура измерялась платиновой термопарой. В результате измерений пришли к выводу, что если нагреваемый предмет поместить в камеру с раскаленными стенками, имеющими равномерную температуру нагрева, то независимо от того, наполнена ли камера теплопрозрачным газом (воздухом) или непрозрачными для тепловых лучей газами (например продуктами горения топлива), в случае малой разницы между температурами стенок и газа количество тепла, передаваемого телу в единицу времени излучением, одинаково. Это объясняется тем, что суммарный коэфициент излучения от газов и стенок к телу не изменяется. Разница состоит только в том, что при светящемся нетеплопрозрачном пламени на тело падают тепловые лучи, излучаемые факелом, и в меньшей мере тепловые лучи от стенок печи; при заполнении печи теплопрозрачным газом, например воздухом, в электрических печах излучают только стенки печи.

2. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В СССР газогенераторные установки применяются преимущественно в следующих отраслях промышленности: стекольной, керамической, металлургической и химической. Широко внедряться генераторный газ начинает и в областях бытового потребления, металлообработки и энергетической (газовые двигатели). В большинстве вышеперечисленных случаев газ применяется главным образом как источник тепловой энергии, и только в химической промышленности он преимущественно применяется в качестве химического сырья. Применение генераторного газа в качестве источника тепла в ряде случаев связывается с химическим воздействием продуктов горения газа.

Применение газа в стекольной промышленности

В основном тепловые установки стекольной промышленности можно разбить по следующим видам производства:

1. Производство листового стекла.
2. Производство полого стекла.
3. Производство специальных сортов изделий.
4. Обработка стекла для различных нужд.

Табл. 129 характеризует температуры в различных тепловых установках.

Таблица 129

Температуры в различных тепловых установках

Вид производства	Температура (в °С)			
	пламенных газов	стекла или материала	подогрева	
			газа	воздуха
Листовое стекло				
Ручное производство				
Отжигательная печь	1 000	550	—	—
Троммель	1 250	700—800	—	800
Прямильня	1 100	650—700	—	—
Механизированное производство				
Канал Фурко	1 200	1 030	—	550—750
Полое стекло				
Фидер	1 350	1 150	—	—
Вращающаяся ванна	1 350	1 100	—	800
Отжигательная печь	900—1 100	600	—	—
Все виды стекла				
Ванная печь на генераторном газе	1 600—1 700	1 400—1 450	1 000—1 150	1 000—1 150
Ванная печь на мазуте	1 600—1 700	1 400—1 450	—	1 100—1 250
Горшковая печь	1 600—1 700	1 400—1 450	900—1 000	900—1 000
Сушилка для мела и песка	800	120	—	—
Печь для обжига шамота и глины	1 450	1 350	—	до 800

Предприятия стекольной промышленности применяют для производственных нужд почти все виды твердых топлив, жидкие топлива (мазут, бензин и керосин) и газообразные топлива (генераторный, нефтяной, масляный и естественный газы).

Основным потребителем тепла на стекольном заводе являются стекловаренные печи, обычно отапливаемые газообразным (преимущественно) или (редко) нефтяным топливом. Вспомогательные печи для отжига, отделки стекла и обжига отапливаются как газообразным, так и жидким и твердым топливом.

Каналы Фурко для выработки листового стекла механизированным способом и вращающиеся ванны вакуумных машин отапливаются газообразным или жидким топливом.

Приспособления для обработки стекла (отколка, затопка, стеклодувные работы), в которых требуются высокие температуры и отсутствует подогрев воздуха, обычно обслуживаются жидким топливом—бензином, керосином, а иногда высококалорийным газом—нефтяным, водяным и светильным. Фидеры, подающие порции стекла в машины, отапливаются нефтяным топливом.

Жидкое топливо для отопления стекловаренных печей обычно применяется в виде мазута, редко—в виде нефти. Хотя применение нефтяного топлива в стекловаренных печах довольно распространено, но оно должно в условиях существующего дефицита ограничиваться местами добычи и обработки нефти; на заводах же, расположенных вдали от мест добычи нефтяного топлива, этот вид топлива должен быть заменен другим, в частности генераторным газом.

Точно так же должно быть устранено применение жидкого топлива для обработки стекла в фидерах и вспомогательных печах. В случае потребности в высококалорийном газе (для замены жидкого топлива) он может быть получен в виде водяного, нефтяного и дегтярного газов.

В условиях работы стекловаренных регенеративных печей с подогревом газа и воздуха вполне возможно использование для целей отопления более дешевого смешанного газа. Поэтому смешанный газ является основным топливом в стекольной промышленности.

Вспомогательные печи, а также отдельные части тепловых установок, обслуживающие механизированную выработку, в соответствии с невысокими требуемыми температурами или же наличием подогревателей воздуха могут быть также обслужены смешанным генераторным газом. Только для фидеров, так же как и для обработки стекла, требуется применение газа с большей теплотворной способностью, чем смешанного газа.

Большинству стекол при высоких температурах, соответствующих температуре варки, содержание серы в газах не вредит; чувствительными являются лишь свинцовые и бариевые стекла. Влияние серы, содержащейся в виде SO_2 в продуктах горения, проявляется при более низких температурах: происходит взаимодействие серы с силикатами, образующими стекло.

Это влияние наблюдается при понижении температуры в канале Фурко и выражается в образовании щелоков; оно проявляется также

при нагреве стекла для отделки в виде матового налета на нагреваемой части и при обработке стекла—в виде мути.

При окислительном пламени действие серы на стекло повидимому слабее, чем при восстановительном.

При варке свинцовых и бариевых стекол газ должен быть очищен от сернистых соединений. В газе, питающем части ванных печей для студки, каналы Фурко, отделочные и отжигательные печи, в которых стекло соприкасается с газами, не должно содержаться значительного количества серы—ориентировочно (считая безвредным торфяной газ) не более 1—2 $г/м^3$ H_2S, что соответствует содержанию серы в буром угле в 0,7% и в каменном угле в 1%.

Потребители, работающие при высоких температурах, не ставят ограничений производственного порядка по содержанию серы в газе и топливе.

В газе, служащем для обработки стекла, затопки, отколки и т. п., содержание сернистых соединений должно быть минимальным.

Приведенные в табл. 129 необходимые для варки стекла температуры пламени относятся к светящемуся пламени. Генераторный газ из топлив, богатых летучими,—древесины, торфа, бурых и пламенных углей,—применяемых в настоящее время на стекольных заводах, дает светящееся пламя. Генераторный газ из антрацита и кокса, бедный углеводородами и дающий мало светящееся пламя, в стекольном производстве пока не применяется, несмотря на некоторые ценные достоинства этих топлив.

Применение несветящегося пламени. Применение газа из антрацита и кокса для отопления печей встречает сопротивление вследствие несветимости и малого излучения пламени, получаемого из этих газов, а также вследствие предположения о затруднительности получения факела с достаточно постоянной температурой.

Описанными выше опытами Шермана и др. установлено, что количество передаваемого тепла в меньшей, чем это предполагают, степени зависит от характера пламени.

Что касается затруднительности регулирования температуры по длине мало светящегося пламени вследствие малой светимости его, то подобного рода трудность вряд ли является непреодолимой.

Недостаточно изучен вопрос о влиянии характера пламени на пропускание стеклом различных лучей при высокой температуре.

При комнатной температуре почти все стекла непрозрачны для волн длиной выше 3—4 μ. Интенсивность радиации, пропускаемой листом оконного стекла толщиной в 2,11 *мм* при 1330° в предположении, что пропускание стеклом лучей будет такое же, как и при комнатной температуре (для каковой пропускание стеклом энергии было замерено Кобленцом), составляет только 48% от поступающей в стекло. Так как пропускание лучей расплавленным стеклом повидимому отлично от пропускания лучей холодным стеклом и толщина слоя стекла в ванных печах значительно больше, чем в приведенном примере, следует полагать, что действительная прозрачность стекла значительно отличается от приведенной. Зависимость количества

поглощаемого тепла Q от толщины L для стекла, так же как и для газов, может быть определена из выражения:

$$Q = Q_0\ (1 - e^{-KL}),$$

где: Q_0—количество поступающего тепла,

K—коэфициент поглощения.

При $K = 0$, т. е. при совершенно прозрачном для всех лучей стекле, $Q = 0$, и при любой толщине стекла не было бы поглощения излучающегося тепла. Все тепло было бы поглощено дном и передавалось стеклу теплопроводностью и конвекционными потоками. Вследствие малой теплопроводности стекла нагрев его был бы неинтенсивным. При $K = \infty$ стекло при любой его толщине поглощало бы все лучи, и в результате прогрев стекла происходил бы также лишь за счет теплопроводности и конвекционных потоков стекла.

Передача тепла конвекционными потоками стекла может иметь значение лишь при достаточно малой вязкости стекла и следовательно при достаточно высокой его температуре. При конвекционной теплопередаче от пламени тепло сообщается только поверхности стекла, аналогично случаю нагрева стекла при его полной непрозрачности.

При плавлении стекла, так же как и при отжиге, является желательным нагревать его по всей толще, что и происходит вследствие того, что волны различной длины различно поглощаются стеклом и коэфициент поглощения имеет какое-то значение, большее нуля, величина которого должна быть установлена.

Не исключена возможность, что преимущества, приписываемые применению сильно излучающего пламени, заключаются в более равномерном распределении в этом случае температуры и более равномерном прогреве стекла. Последнее позволяет избегать образования местных участков или с высокой температурой и жидким стеклом или с низкой температурой и вязким стеклом.

На преимущества работы стекловаренных печей с сильно излучающим пламенем указывает П. Вильямс, работавший с диффузионными горелками и длинным пламенем и достигший повышенной проварочной способности при пониженных температурах, меньшем разъедании стеклоприпаса и меньшей температуре отходящих газов. Степень черноты пламени Вильямсом была определена для диффузионных горелок равной 0,4—0,6. Вильямс отмечает, что при диффузионных горелках пламя сохраняет практически постоянную величину излучения для всей его длины ([223]).

Из практики автора можно привести пример наблюдения над работой печей Сименса с значительно излучающим и с менее излучающим пламенем. Наблюдения производились над печами Сименса с подводом газа над воздухом (завод «Красное эхо»—печь для бутылочного стекла длиной в 8,2 *м* и шириной в 4,35 *м*) и воздуха над газом (Первомайский завод—печь для оконного и бутылочного стекла длиной в 9,2 *м* и шириной в 3,9 *м* и Воргинский завод—печь для оконного стекла длиной в 12,8 *м* и шириной в 4,7 *м*).

При подводе над воздухом газ вследствие содержания в нем CO_2, H_2O и сажа интенсивнее прогревается, остается наверху и не смешивается с воздухом, в результате чего подковообразное пламя сильно светится вплоть до отсасывающей горелки; в отходящих газах содержится значительное количество горючих составных частей. При подводе воздуха над газом последний в печи интенсивно прогревается и вследствие уменьшения его плотности пронизывает воздух, и в результате выгорание газа происходит быстрее и полнее, температура в печи выше, и пламя в участке обратной ветви подковы обычно не бывает светящимся.

Сравнение работы этих печей показало, что в печи с длинным светящимся факелом при меньших температурах (завод «Красное эхо») снималось 475 *кг* стекломассы с 1 $м^2$ общей площади, а в печах с менее светящимся факелом (заводы Первомайский и Воргинский)—только 320 $кг/м^2$. Переделка горелки на заводе «Красное эхо» и подвод воздуха выше газа ухудшили работу печи.

Вопрос о влиянии характера факела на работу печи в достаточной мере исследован не был.

Несмотря на наличие некоторых данных, доказывающих положительное влияние сильно излучающего пламени в стекловаренных печах, все же результаты опытов Шермана, свидетельствующие о незначительном влиянии характера пламени на суммарную теплопередачу, столь убедительны, что позволяют предполагать полную возможность работы на стекловаренных печах с мало излучающим пламенем газа из антрацита и кокса.

Эквиваленты различных топлив. В дальнейшем из используемых топлив рассматриваются мазут и смешанный генераторный газ как наиболее часто применяющиеся для отопления основного потребителя тепла—стекловаренных печей.

Мазут и другие жидкие топлива имеют преимущества в смысле удобства хранения, транспортировки, регулирования, высокого пирометрического эфекта и хорошего использования—без потерь, неизбежных при использовании твердых топлив.

Некоторым неудобством применения вязких сортов мазута является необходимость подогрева его; кроме того использование нефтяного топлива обычно влечет за собой применение приспособлений для его распыления и установку котлов или воздушных компрессоров, вентиляторов и нефтяных насосов.

Если понятие «мазут» довольно определенно характеризует топливо, то этого нельзя сказать про генераторный газ, качество и свойства которого меняются в зависимости от вида газифицируемого топлива и от типа генераторных станций, на которых он получается.

Для оценки рентабельности газификации и очистки различных видов газов с точки зрения расхода топлива на основного потребителя ниже приведены расчеты использования тепла топлива в стекловаренных печах (основные потребители тепла) в различных случаях. Кроме того для оценки величины достижимой температуры подсчитаны теоретические температуры горения ([202]).

Определение расхода топлива в печной установке может быть произведено по тепловому балансу путем подсчета оста-

Основные показатели по топливу, газу, вторичному воздуху и продуктам горения

Таблица 130

Показатели	Торф [1]	Торф [2]	Торф [3]	Торф [4]	Бурый уголь [5]	Бурый уголь [6]	Каменный уголь [7]	Каменный уголь [8]	Антрацит [9]	Антрацит [10]	Мазут [11]
Топливо											
Влажность (в %)	30,0	45,0	30,0	45,0	28,0	28,0	3,4	3,4	5,0	5,0	2,0
Зольность (в %)	2,6	2,2	2,6	2,2	20,0	20,0	6,2	6,2	14,0	14,0	—
Теплотворная способность (низшая) (в *кал/кг*)	3 160	2 345	3 160	2 345	3 040	3 040	7 160	7 160	6 550	6 550	10 022
Выход сухого газа (в *м³/кг*)	1,64	1,37	1,64	1,37	1,22	1,22	3,85	3,85	4,35	4,35	—
Газ											
Состав (в объемных процентах)											
CO_2	7,0	11,5	7,0	11,5	6,0	6,0	6,5	6,5	6,6	6,6	—
C_mH_n	—	—	—	—	0,4	0,4	0,5	0,5	0,2	0,2	—
O_2	—	—	—	—	—	—	0,2	0,2	0,2	0,2	—
CO	27,0	20,0	27,0	20,0	27,5	27,5	23,6	23,6	22,5	22,5	—
CH_4	2,0	2,5	2,0	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	0,9	0,9	—
H_2	14,0	13,0	14,0	13,0	15,0	15,0	13,9	13,9	14,5	14,5	—
N_2	50,0	53,0	50,0	53,0	48,6	48,6	52,6	52,6	55,1	55,1	—
Влажность (в *г/м³*)	258	365	47	47	200	47	58	47	114	47	—
Теплотворная способность сухого газа (в *кал/м³*)	1 372	1 157	1 372	1 157	1 584	1 584	1 379	1 379	1 170	1 170	—
Смолистые вещества, попадающие в печь											
Количество на сухой газ (в *г/м³*)	22	12	—	—	23	—	9,9	—	—	—	—
Теплотворная способность на сухой газ (в *кал/м³*)	198	175	—	—	192	—	84	—	—	—	—
Расход воздуха на горение при $\alpha = 1{,}1$											
Количество на сухой газ с смолами (в *м³/м³*)	1,51	1,31	1,29	1,13	1,82	1,58	1,45	1,33	1,09	1,09	12,0
Продукты горения				2,03	2,86	2,41	2,34	2,22	2,04	1,97	12,8
Выход влажных продуктов горения на сухой газ (в *м³/м³*)	2,65	2,60	2,14								
Состав (в объемных процентах)											
CO_2+SO_2	14,9	14,1	16,9	16,8	14,6	15,9	15,1	15,3	14,9	15,5	12,4
O_2	1,1	1,0	1,1	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,1	1,8
N_2	64,0	60,1	70,9	70,4	66,9	71,2	71,3	71,2	69,0	71,8	74,5
H_2O	20,0	24,8	11,1	11,8	17,3	11,7	12,4	12,3	15,1	11,6	11,3

[1] Газ без осушки. [2] Газ без осушки. [3] Осушенный газ. [4] Осушенный газ. [5] Газ без осушки. [6] Осушенный газ. [7] Газ без осушки. [8] Осушенный газ или без осушки при малой добавке пара. [9] Газ без осушки при значительном содержании влаги. [10] Осушенный газ. [11] Расчет на 1 *кг* мазута при паровом распылении.

Таблица 131

Теоретические температуры горения и использование тепла топлива в генераторах и в печи и газа в печи

№ по порядку	Данные по газу и воздуху	$t°$ отходящих газов	$t°$ теоретическая	Использование тепла в печном пространстве (в %)	% использования в печи теплотворной способности газа и смол	% использования теплотворной способности топлива: в теплотворной способности газа и смолы	% использования теплотворной способности топлива: в установке
1	Горячий каменноугольный газ. Газ и воздух подогреты до 1100°	1 500	2 530	44,6	73,8	78,5	58,0
2	То же. Газ и воздух подогреты до 1150°	1 600	2 560	41,6	70,0	78,5	54,9
3	Очищенный каменноугольный газ. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 520	2 460	41,8	66,9	74,1	49,5
4	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 620	2 500	39,0	63,6	74,1	47,1
5	Горячий антрацитовый газ с влажностью в 48 $г/м^3$. Газ и воздух подогреты до 1100°	1 550	2 460	41,5	70,5	77,7	54,8
6	То же. Газ и воздух подогреты до 1150°	1 650	2 490	38,3	65,8	77,7	51,1
7	Горячий антрацитовый газ с влажностью в 114 $г/м^3$. Газ и воздух подогреты до 1100°	1 550	2 390	39,8	68,8	77,7	53,3
8	То же. Газ и воздух подогреты до 1150°	1 650	2 430	36,6	64,7	77,7	50,2
9	Очищенный антрацитовый газ с влажностью 48 $г/м^3$. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 550	2 380	39,2	63,8	77,7	49,5
10	**То же. Газ и воздух подогреты до 1050°**	**1 650**	**2 410**	**36,4**	**59,8**	**77,7**	**46,5**

11	Горячий буроугольный газ. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 500	2 400	42,0	67,3	71,4	48,0
12	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 600	2 430	38,9	63,5	71,4	45,3
13	Очищенный буроугольный газ. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 520	2 500	43,5	68,5	63,5	43,5
14	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 620	2 260	40,5	65,2	63,5	41,4
15	Горячий торфяной газ при влажности торфа в 30%. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 500	2 330	40,0	64,4	81,5	52,3
16	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 600	2 370	36,8	60,5	81,5	49,2
17	Очищенный торфяной газ. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 520	2 450	44,0	70,0	71,2	49,8
18	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 620	2 500	40,8	66,4	71,2	47,2
19	Горячий торфяной газ при влажности торфа в 45%. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 500	2 150	34,1	58,0	78,0	45,2
20	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 600	2 200	30,7	53,4	78,0	41,6
21	Очищенный торфяной газ. Газ и воздух подогреты до 1000°	1 520	2 310	38,9	65,5	67,6	44,3
22	То же. Газ и воздух подогреты до 1050°	1 620	2 350	36,3	61,4	67,6	41,5
23	Мазут. Воздух подогрет до 1150°	1 500	2 710	49,8	72,7	100,0	72,7
24	То же. Воздух подогрет до 1200°	1 600	2 740	46,8	69,5	100,0	69,5

вляемого в пламенном пространстве тепла, которое может быть принято как необходимое и исходное для расчета. В произведенных подсчетах величина физического тепла газа учтена соответствующим изменением принимаемой температуры подогрева газа и воздуха. Что касается смолистых веществ, то содержание их в газе, попадающем к потребителю, принималось на основании соответствующих исследований и наблюдений над количеством смол, оседающих в газопроводе при отсутствии мокрой очистки, а именно: принималось, что в случае низкой температуры газов с ними вносится в печь 50% от начального содержания в газе смол; эта величина является несколько преуменьшенной по сравнению с действительной.

Положенные в основу расчетов данные по составу и теплотворной способности генераторного газа, содержанию смолистых веществ в газе, попадающем к стекловаренным печам, расходу вторичного воздуха, выходу и составу продуктов горения сведены в табл. 130 (стр. 536—537).

Данные для газа из древесины не приведены, так как они аналогичны таковым для торфяного газа.

Состав и выход газа и смол для торфа приняты в соответствии с условиями получения в генераторе без швельшахты, чтобы иметь возможность оценить применение установки на торфяном газе при отсутствии мокрой очистки.

В табл. 131 (стр. 538—539) показаны результаты подсчетов теоретических температур горения газа и соотношение использования в печи тепла для различных случаев[1].

Наиболее высокая температура горения газообразного топлива получается при каменноугольном газе вследствие того, что физическое тепло газа и смолистые вещества вносят в печь дополнительное тепло.

Теоретическая температура горения очищенного каменноугольного газа значительно ниже, чем неочищенного, причем в случае горячего газа, хорошей работы генератора и небольшой влажности газа она равна теоретической температуре горения газа из антрацита.

Несколько ниже температура горения очищенного антрацитового газа, что связано с потерей физического тепла газа, составляющего довольно значительную величину. При осушке торфяного и бурогольного газов, несмотря на то, что для потребителя теряется некоторое количество смолистых веществ, теоретическая температура горения повышается.

Теоретическая температура горения мазута значительно выше, чем смешанного генераторного газа.

Для учета потерь в газогенераторной установке в табл. 131 показано использование тепла топлива в теплотворной способности газа и смолистых веществ, попадающих в печь. Последняя графа табл. 131 дает использование тепла топлива в установке: генераторы—печь. Оно велико в случае неочищенного каменноугольного газа вследствие использования потребителем тепла горения смолистых веществ и физического тепла газа; значительно ниже оно при очищенном каменноугольном газе. В случае антрацита использование значительно, причем для горячего газа оно выше, т. е. осушка антрацитового газа несколько увеличивает расход топлива. Для бурого угля осушка газа вызвала увеличение расхода топлива вследствие происходящей при удалении влаги потере смолы. При газе из более сухого бурого угля осушка газа еще более увеличивает расход топлива. Расход торфа с влажностью в 30% при неочищенном торфяном газе превышает расход топлива сравнительно со случаем того же торфа и очистки газа. При торфе с влажностью в 45% расход топлива почти не изменяется при очистке газа. При влажности больше 45% расход торфа будет уменьшаться при осушке газа. Значительное влияние имеет ухудшение качества газа при дальнейшем увеличении влажности топлива, а также понижение теоретической температуры горения с увеличением влажности газа.

[1] За использованное принято тепло, оставляемое газом в пламенном пространстве.

Преимущества жидкого топлива, как видно из табл. 131, несомненны: потери газогенераторных установок для него равны нулю, и использование его в печи высоко.

Применение газа в огнеупорно-керамической промышленности

Производство огнеупорных изделий можно разбить на следующие группы: производство шамотных изделий, динасовых, металлургического и каустического магнезита, канализационных труб и кислотоупорных изделий.

В табл. 132 приведены данные о температурах обжига и пламени в тепловых установках различных видов производств.

В огнеупорной промышленности применяют преимущественно смешанный, иногда воздушный генераторный газ. Это однако не исключает возможности в отдельных случаях потребности в высоких температурах, достигаемых в настоящее время путем сжигания жидкого топлива и применения газов с высокой теплотворной способностью.

Смешанный генераторный газ, рассматриваемый ниже, не является равноценным во всех случаях, и качество его зависит от свойств топлива и характера очистки. Газ, пригодный для одних установок огнеупорной промышленности, является непригодным для других, что выявляется с помощью приводимых ниже расчетов. В этих расчетах подсчитывались применительно к условиям работы отдельных печей теоретические температуры горения и соотношения расхода тепла в газе и смоле для различных топлив по способу, предложенному проф. Грум-Гржимайло,—по падению температуры в единицу времени и по времени пребывания газов в печи. Указанный способ не является достаточно верным и принят лишь для ориентировочных сравнительных подсчетов.

В основу расчетов положены данные о составе газа из различных топлив (см. табл. 130) и соображения о том, что при неочищенном газе с низкой температурой используется 50% всех смолистых веществ, а остальные оседают в газоходах; что температура подогрева воздуха в газокамерных печах составляет при обжиге шамотных

Таблица 132

Теоретические температуры горения, расход и использование тепла

Газ	Печь	Шамот				Динас				Магнезит				% использования теплотворной способности топлива в теплотворной способности газа и смолы
		$t°$ теоретического горения	$t°$ пламени	$t°$ обжига	Требуемое на 1 $м^3$ зоны обжига[1] количество тепла τ (в кал/$м^3$ сек)	$t°$ теоретического горения	$t°$ пламени	$t°$ обжига	Требуемое на 1 $м^3$ зоны обжига[1] количество тепла: τ (в кал/$м^3$ сек)	$t°$ теоретического горения	$t°$ пламени	$t°$ обжига	Требуемое на 1 $м^3$ зоны обжига[1] количество тепла: τ (в кал/$м^3$ сек)	
Горячий каменноугольный	Газокамерная	2 160	1 430	1 380	0,137	2 200	1 530	1 480	0,141	2 250	1 650	1 600	0,147	78,5
Очищенный, тоже	»	2 060	1 450	1 380	0,162	2 080	1 550	1 480	0,176	2 100	1 670	1 600	0,203	74,1
Горячий »	Шахтная	2 270	1 430	1 380	0,119	—	—	—	—	2 060	1 730	1 680	0,258	78,5
Очищенный »	»	2 170	1 450	1 380	0,137	—	—	—	—	1 910	1 750	1 680	0,524	74,1
Горячий »	Тоннельная	1 920	1 430	1 380	0,184	1 920	1 530	1 480	0,219	—	—	—	—	78,5
Очищенный »	»	1 880	1 450	1 380	0,219	1 880	1 550	1 480	0,269	—	—	—	—	74,1
Горячий антрацитовый[2]	Газокамерная	1 970	1 480	1 380	0,179	2 000	1 580	1 480	0,198	2 030	1 700	1 600	0,237	77,7
Очищенный тоже	»	1 950	1 480	1 380	0,197	1 975	1 580	1 480	0,222	2 000	1 700	1 600	0,275	77,7
Горячий »	Шахтная	2 090	1 480	1 380	0,144	—	—	—	—	1 860	1 780	1 680	0,938	77,7
Очищенный »	»	2 060	1 480	1 380	0,160	—	—	—	—	1 820	1 780	1 680	—	77,7
Горячий »	Тоннельная	1 760	1 480	1 380	0,373	1 760	1 580	1 480	0,461	—	—	—	—	77,7
Очищенный »	»	1 825	1 480	1 380	0,273	1 825	1 580	1 480	0,365	—	—	—	—	77,7
» буроуг.	Газокамерная	2 170	1 450	1 380	0,144	2 195	1 550	1 480	0,153	2 220	1 670	1 600	0,168	63,5
» »	Шахтная	2 220	1 450	1 380	0,135	—	—	—	—	2 020	1 750	1 680	0,328	63,5
» »	Тоннельная	1 970	1 450	1 380	0,200	1 970	1 550	1 480	0,234	—	—	—	—	63,5

[1] Свободного пространства зоны.
[2] Принят газ с повышенной влажностью.

изделий 1000° и при обжиге магнезита 1100°; что в шахтных печах тепло остывающего шамота или магнезита используется для подогрева воздуха (температура выгружаемого шамота 200°, магнезита 300°; потеря в окружающую среду—25% от оставляемого тепла) и что температура подогрева воздуха в тоннельных печах составляет 400° и очищенного газа 300°; температура горячего газа при входе в печь принималась равной для каменного угля в 400° и для антрацита—в 300°. Дровяной и торфяной газы аналогичны буроугольному.

Результаты произведенных подсчетов, а также данные о температурах пламени и обжига сведены в табл. 132, в которой под величиной τ понимается падение температуры в 1 сек. В последней графе таблицы приведены данные о величине использования теплотворной способности топлива в теплотворной способности газа и смол, используемых потребителем.

Если учесть тепло (a%), уносимое отходящими газами из печи (с учетом присоса воздуха и неполноты горения), то умножение данных последней графы табл. 132 на (1—0,01a) дает величину использования в печи теплотворной способности топлива (аналогично последней графе табл. 131).

Помимо влияния состава газа на его теплотворную способность отдельные составляющие газы или продукты их горения могут вредно влиять на обжигаемый продукт. Это относится к сероводороду или к продукту горения его—сернистому газу. Зегер ([203]) указал на покраснение желтых кирпичей, объясняемое поглощением серного ангидрида из продуктов горения. Кроме того сернистый газ может оказать вредное влияние на глазури вследствие образования сульфата при окислительном пламени. Боле и Джексон указывают, что при температуре ниже 100° под влиянием водяного пара поглощаются SO_2 и SO_3. Образуется $Fe_2(SO_4)_3$, которое при 600° разлагается. Другие промежуточные соединения разлагаются при 800°. В общем же, согласно этим исследованиям, поглощается очень мало серы даже при продолжительном обжиге и большом содержании SO_2 в газах. Ортман находил в бракованной глазури, обожженной при 700—875°, до 4% SO_3, вытесняющего SiO_2 и B_2O_3, что вызывает отслоение глазури. Содержание SO_2 в продуктах горения составляло при этом 1,2 $г/м^3$ при угольном отоплении и 0,7 $г/м^3$—при газовом.

Гехт установил, что в свинцовой глазури (из свинцовых белил) вначале образуется $PbSO_4$, который при плавлении глазури разлагается.

Достаточных опытов в отношении влияния составных частей газа на глазурь не производилось, и этот вопрос в случае применения содержащих серу топлив должен быть подвергнут специальному исследованию. Некоторые виды огнеупорных изделий, как например динасовые и кислотоупорные, требуют в некоторых стадиях обжига восстановительной атмосферы. Вопрос о том, в какой мере газ, содержащий мало углеводородов, может обеспечить восстановительное пламя, является недостаточно исследованным.

Рассматривая отдельные группы производства, можно, пользуясь

вышеприведенными подсчетами и соображениями, охарактеризовать требования, предъявляемые к газам при различных типах печей.

Для целей обжига изделий и глины на шамот пригодны все виды угольных газов. В случае антрацитового или коксового газа и обжига шамота в тоннельных печах ввиду малой величины теоретической температуры горения газ должен обладать особо хорошими качествами.

В силу чувствительности тоннельных печей к остановкам для чистки и прожига каналов они отапливаются очищенным газом. Удобства чистки ходов в газокамерных печах и возможность поддержания в них температуры во время чистки путем засыпки твердого топлива позволяют применять горячий газ, причем применение каменноугольного топлива сулит экономические выгоды и упрощает генераторную станцию. Применение горячего антрацитового или коксового газа не дает заметных преимуществ перед очищенным, а в некоторых случаях, например при тоннельных печах, при неполадках режима генератора, является даже невыгодным (большая влажность). Буроугольный, торфяной и дровяной газы применяются обычно осушенными.

Шахтные печи для обжига шамота могут отапливаться всеми видами газов, причем применение горячего газа дает известную экономию.

Сушилки (подовые и барабанные) могут снабжаться любым видом газа. Периодические печи могут быть переведены на газ; однако вопрос о требуемом газе при данной конструкции печи или же о требуемой конструкции печи при данном газе должен быть разрешен в каждом отдельном случае самостоятельно.

Обжиг динаса может производиться любым топливом только в газокамерных печах. В тоннельных печах обжиг динаса на антрацитовом или коксовом газе повидимому невозможен.

В тоннельных печах обжиг производится на очищенном газе. В газокамерных печах использование каменноугольного газа без мокрой его очистки сулит уменьшение расхода топлива и упрощение оборудования станции, что повидимому должно перекрыть неудобства, связанные с очисткой газоходов. Только в больших установках, при наличии нескольких газокамерных печей, может возникнуть вопрос о применении мокрой очистки каменноугольного газа. Таким образом, за исключением случая отопления газокамерных печей каменноугольным газом, динасовые заводы могут обслуживаться центральными станциями с мокрой очисткой газа.

Периодические печи для обжига динаса, снабженные рекуперативными устройствами, повидимому могут быть приравнены по требованию к газу к газокамерным печам при условии достаточно удовлетворительной конструкции рекуператора. Подобные печи предполагается в будущем осуществить.

Обжиг магнезита намертво производится или на жидком (в шахтных печах), или на пылевидном (трубопечи) топливе. С пылевидным топливом газ конкурировать не может в силу больших потерь в самих газогенераторах (к.п.д. генератора—63—80%). Что касается замены жидкого топлива в шахтных печах, то, как показывают приведенные

выше расчеты, она возможна лишь в случаях горячего каменноугольного газа (при условии предоставления хорошего топлива с высоким содержанием летучих) или хорошего буроугольного газа, а также при условии соответствующей конструкции печи с сильно развитым холодильником, обеспечивающим хорошее использование тепла обожженного магнезита для подогрева вторичного воздуха. Антрацитовый и коксовый газы в этом случае неприменимы; маловероятна и возможность применения очищенного каменноугольного газа.

Что касается отопления генераторным газом трубопечей для обжига каустического магнезита, то таковое является возможным при любом газе в силу низкой температуры обжига каустического магнезита.

Для обжига кислотоупорных и канализационных изделий в силу низких температур обжига возможно применение всех видов газов. В случае специальных глазурей может быть поставлен вопрос об очистке газа от сероводорода. До сих пор обжиг кислотоупорных изделий и канализационных труб на генераторном газе не производится; поэтому вопрос о типе печных установок и генераторных станций для них остается открытым.

При сильном охлаждении продуктов горения в печах возможна конденсация влаги из них. Во избежание происходящей при этом коррозии металлических частей (дымоходы, дымососы) следует отопительный газ очищать от сероводорода.

Применение газа в химической промышленности

В химической промышленности генераторный газ применяется преимущественно в качестве сырья и сравнительно в малой степени для целей отопления. В качестве сырья используется водяной газ или смесь водяного газа со смешанным, а в некоторых случаях—газ с высоким содержанием окиси углерода. В ряде случаев предъявляется требование малого содержания сероводорода и углеводородов в газе, используемом в качестве химического сырья. Уменьшение содержания сероводорода в газе в случае невозможности получения топлива с достаточно малым содержанием серы достигается путем соответствующей очистки газа. Малое содержание углеводородов может быть достигнуто путем применения топлив с малым содержанием летучих—антрацита или же достаточно хорошо выжженного кокса. Иногда предъявляется требование отсутствия или малого содержания в газе водорода; в этих случаях топливом служит хорошо выжженный кокс, и могут быть успешно применены генераторы с жидким шлакоудалением.

В качестве газа с высоким содержанием окиси углерода может служить газ, получаемый с помощью кислородного дутья, или же регенеративный газ, получаемый непрерывно путем вдувания смеси воздуха или кислорода и углекислоты или периодически путем попеременного вдувания углекислоты и воздуха. В последнем случае избегается применение установок для получения кислорода.

Водяной газ [1] является сырьем для большого количества промышленных синтезов. Получение аммиака, альдегидов, спиртов (метанол и высшие спирты), кислот производится при высоком давлении (более 50 *ат*) и углеводородов—при атмосферном (метан и жидкие углеводороды—бензин, парафин, олефины) и при невысоком (около 10 *ат*) давлении (твердый парафин, ароматические углеводороды) ([223])

В азотной промышленности смесь смешанного и водяного газа (примерный состав: CO_2—5,5%; CO—35%; H_2—38%; CH_4—0,5%, H_2—21,0%) применяется как сырье для получения азотно-водородной смеси для синтеза аммиака. К применяемому газу предъявляется требование почти полного отсутствия сернистых соединений, особенно органических, и минимального содержания метана (до 0,5—0,6%).

В азотной и гидрогенизационной промышленности водяной газ применяется также в водородных печах (генераторах) в качестве восстановителя окислов железа. В этом случае предъявляется требование чистоты газа в части сернистых соединений.

Большой областью производства является получение и применение газа, содержащего до 50% CO и 50% H_2 для синтеза спиртов: метанола и высших. Присутствие сернистых соединений в применяемом газе недопустимо. Примеси азота и углеводородов являются балластом и загрязняют циркуляционные газы.

Применение кислородного дутья и непрерывное получение газа или же соответствующие продувки в генераторах водяного газа позволяют избежать излишнего примешивания азота.

Газ с высоким содержанием CO, минимальным H_2,CO_2 и углеводородов и особенно сернистых соединений применяется при получении хлористого алюминия из каолинов (воздействием CO и Cl) и синтезе муравьиной кислоты, фосгена и других продуктов.

При получении уксусной кислоты и бензинов количество сернистых соединений в газе должно быть минимальным.

При получении серы из сернистого газа по способу проф. Юшкевича смешанный или воздушный генераторный газ служит восстановителем. Газ должен содержать максимальное количество окиси углерода, небольшое—водорода и метана и минимальное—смолистых веществ (загрязнение серы).

Газы с высоким содержанием CO применяются также для получения карбонилов железа, никеля и кобальта.

Окись углерода может быть использована для получения сажи.

Применяемые в химической промышленности смеси газов—водяного и смешанного—могут быть заменены полностью или частично газами, имеющими близкий состав к составу смеси, но получаемыми в одном аппарате, например с помощью парокислородной смеси или путем добавления к паровому дутью воздуха.

К газу, применяемому для целей отопления, в силу невысоких

[1] Составлено совместно с инж. М. С. Пеклер.

температур в тепловых установках химической промышленности не предъявляется особых требований в части теплотворной способности; возможно применение смешанного газа из любого вида топлива.

Применение газа для силовых нужд

Для силовых нужд применяются воздушный и смешанный генераторные газы. Другие виды генераторного газа не применяются в силу более высокой стоимости, а в некоторых случаях, при высоком содержании водорода,—вследствие меньшего допустимого сжатия. Высокое содержание водорода и сероводорода может также вызвать перебои в работе двигателя.

К. п. д. газовых двигателей при полной нагрузке—около 25% и сильно снижается с уменьшением нагрузки. Экономичность двигателя возрастает с увеличением сжатия. При сжатии горючей смеси в цилиндре двигателя температура ее возрастает, и температура воспламенения смеси определяет допустимое сжатие. Температура воспламенения различных газов в смеси с воздухом приведена в табл. 134.

Практика показывает, что газ с высоким содержанием окиси углерода и низким содержанием водорода может быть сжат сильнее, чем газ с высоким содержанием водорода. Температура воспламенения также меняется с изменением концентрации и других газов в горючей смеси. Как показывает практика, колебания в составе газа (даже увеличение содержания метана) являются главнейшим фактором, лимитирующим сжатие смеси.

Очень важным является получение газа постоянного состава, так как при этом не только не имеют места случаи преждевременного воспламенения, но появляется возможность так отрегулировать газовые и воздушные клапаны, что в отходящих газах будет содержаться наименьшее количество избыточного воздуха. В отдельных газах хорошо работающего газового двигателя должно содержаться не более 2—2,5% кислорода и совершенно не содержаться окиси углерода.

Газ, применяемый для силовых нужд, должен содержать минимальное количество взвешенных частиц, а также сероводорода. По этой причине в качестве топлив для получения силового газа в значительной мере применяют антрацит и кокс—топлива, не дающие смол, тщательная очистка газа из которых проста; в случае же смолистых топлив—древесины, торфа, углей—применяют генераторы с разложением смол или же предусматривают соответствующую очистку газа.

Выбор конструкции генератора в значительной мере определяется характером и размерами установки.

В газогенераторах, применяемых на автотранспорте, преследуются цели максимального удешевления, облегчения и упрощения установок; газогенераторы же стационарного типа могут быть применены более дорогие, громоздкие и сложные, но вместе с тем и более экономичные.

Значение очистки газа во избежание коррозии переоценивают: коррозия сернистым газом частей двигателя и трубопроводов происходит при конденсации из газа водяного пара или наличии влажных поверхностей, что далеко не всегда имеет место.

Применение газа в металлургической и машиностроительной промышленности

Металлургическая промышленность в основном базируется на использовании смесей доменного и коксовального и генераторного и коксовального газов. Схема энергетического хозяйства новых металлургических заводов в значительной мере построена на базе использования коксового и доменного газов в связи со строительством при новых заводах коксохимических установок и выгодностью применения газа с повышенной теплотворной способностью.

Большинство машиностроительных заводов в настоящее время работает на нефти, незначительная часть—на газе. Перевод заводов на газ является важной и очередной задачей для машиностроения.

В металлургии и металлообработке газ применяется для плавления и нагрева металла, причем он оказывает на металл тепловое и химическое воздействие.

Тепловое влияние в мартеновских печах заключается в передаче от газов к металлу тепла преимущественно излучением, так же как и в случае других печей, работающих с высокими температурами (1600—1700°).

Теоретическая температура горения газа должна быть достаточно высокой (более 2000°). В этих печах подвергаются нагреву и газ и воздух или один воздух (при высококалорийном газе).

По изложенным уже выше соображениям металлурги обычно предъявляют требования применения газа из топлив с достаточно высоким содержанием летучих, имеющего достаточно высокую теплотворную способность (1400 *кал/м*^{3} и больше) и дающего сильно излучающее пламя (см. выше табл. 130, 131 и др. данные).

Химическое влияние пламени может выразиться во взаимодействии сероводорода газа с металлом или шлаком и в окислении металла и углерода.

При плавлении непосредственное влияние на металл имеет место только до тех пор, пока он не покроется слоем шлака, после чего газ оказывает только косвенное влияние на металл путем соответствующего воздействия на слой шлака.

При наличии слоя шлака химическое воздействие газов на металл зависит от свойств шлака. Газ может взаимодействовать с отдельными компонентами шлака, в результате чего шлак воздействует на металл. Это относится к влиянию серы и ее переходу в шлак и металл.

При наличии слоя шлака и содержании в печных газах серы в количестве 2—5 *г/м*^{3}, т. е. в пределах содержаний, имевших место в опытах Ф. Айзенштекена и Е. Шульца, сера в газе не влияет на состав ванны.

По указанным причинам инж. Г. М. Чиликиным[1] предложено для плавки металла применять угли с содержанием серы не более 2% (для каменных углей); в этом случае можно не устанавливать аппаратов для сероочистки.

[1] Доклад Г. М. Чиликина на тему «Требования к углям, предназначенным для газогенераторного процесса в металлургии и металлообработке».

В нагревательных печах продукты горения также воздействуют на металл в тепловом и химическом смысле.

В зависимости от производительности печи и требуемого нагрева металла: для поковок, штамповки и проката—до 1000—1300° и до 600—800°—для отжига и закалки,—и от конструкции печей (наличие воздухоподогревателей) может быть использован различный газ.

Известное значение при выборе вида газа для нагревательных печей может иметь характер регулирования соотношения газа и воздуха. При хорошем регулировании, позволяющем работать с теоретическим количеством воздуха или с небольшим его избытком, возможно подчас применить газ с более низкой теплотворной способностью, чем при отсутствии регулирования. Хорошим регулятором являются инжекционные горелки, в которых струя газа засасывает соответственное количество воздуха и автоматически поддерживается горение с теоретическим количеством воздуха.

В нагревательных печах ([31]) с температурой подогрева металла в 1150° и выше в некоторых случаях газ с низкой теплотворной способностью не может обеспечить получения нужных температур, тогда как при наличии подогрева воздуха, а иногда и газа, возможно достижение необходимых температур даже и при газе с низкой теплотворной способностью (1100—1200 *кал/м*^{3}).

Кузнечные печи, для которых теоретическая температура горения должна быть не ниже 1700—1800°, при отсутствии подогрева газа и воздуха не удается пустить на газе с теплотворной способностью ниже 1200 *кал/м*^{3}. При размере поковок выше 100 *мм* и отсутствии подогрева газа и воздуха минимальная теплотворная способность должна составлять 1400—1500 *кал/м*^{3}.

Применение нагревательных приспособлений для малых печей часто является громоздким и неудобным.

Сушила литейных обычно возможно обслуживать газом с низкой теплотворной способностью. В некоторых специальных конструкциях без отдельных камер горения требуется газ с высокой теплотворной способностью.

Большинство печей для термической обработки работает с низкими температурами (600—950°). В подобных печах может быть применен любой газ с теплотворной способностью выше 1100 *кал/м*^{3}. В некоторых печах—для термической обработки специальных сталей—требуются более высокие температуры. В этих случаях или должен быть применен подогрев газа и воздуха, или применен газ с высокой теплотворной способностью.

Таким образом в большинстве случаев в печах металлургической и машиностроительной промышленности в силу низких требуемых температур или подогрева воздуха и газа, или же применения специальных конструкций горелок и регуляторов может быть применен более дешевый смешанный генераторный газ.

При необходимости высоких температур или невозможности по-

догрева воздуха и газа приходится применять более дорогой водяной газ или же смешанный газ использовывать в смеси с коксовальным.

Излучаемости пламени в нагревательных печах часто приписывают большое значение, что опровергается изложенными выше соображениями.

Химическое воздействие пламени на нагреваемый металл выражается в окислении металла и образовании окалины и переходе серы в металл. Во избежание окисления металла в печах поддерживают нейтральную или восстановительную атмосферу или же предохраняют металл путем ввода слоев защитных инертных или восстановительных газов (например путем введения продуктов разложения аммиака).

Восстановительный характер пламени очень удобно поддерживать путем применения диффузионных горелок, в которых струи газа подаются, чередуясь со струйками воздуха, и в результате пламя получается грубослоистое, что дает возможность применить защитный газовый слой.

В случае содержания сернистых соединений в газе сера переходит в металл, причем в большей степени при низких температурах (менее 1100°) и при легированных сталях, содержащих никель.

Некоторые металлургические заводы работают на газе из многосернистого угля, без сероочистки, причем на металле образуется толстый слой окалины, удаляемый при прокатке, который предохраняет металл от действия серы, влияющей только в смысле увеличения угара.

В основном металлообрабатывающая промышленность предъявляет требования почти полной очистки газа от сероводорода ввиду порчи изделий при поглощении серы.

Г. М. Чиликин указывает, что при содержании в угле не более 0,5% серы нет необходимости очищать от сероводорода газ, применяемый для нужд тепловой обработки качественного металла.

3. РАСПОЛОЖЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Расположение газогенераторной установки зависит от расположения мест потребления газа, характера газа, вида топливоподачи, расположения склада топлива и цехов завода, обслуживаемых установкой, и рельефа местности.

При применении горячего газа необходимо возможно более близкое расположение газогенераторов к местам потребления газа во избежание потерь тепла, быстрого засорения газопроводов и неудобств, связанных с их чисткой. При расположении мест потребления на значительном расстоянии друг от друга во избежание устройства длинных газопроводов горячего газа приходится устанавливать две или большее количество газогенераторных установок, в зависимости от мест расположения потребителя. В подобных случаях, часто встречающихся на практике, особенно на старых и реконструированных заводах, топливное хозяйство усложняется, и появляется потребность в периодическом выключении газопроводов и генераторов при чистке

газопроводов. К применению подобных установок прибегают для избежания удорожаний и усложнений, связанных с использованием очищенного газа из смолистых топлив, и особенно часто—при газификации каменного угля.

Газогенераторные установки горячего газа располагают на расстоянии 12—14 *м* от зданий, в которых размещаются потребители. Это расстояние определяется величиной, требуемой для пожарного проезда, и в старых установках принималось значительно меньшим. Нередко встречаются случаи необходимости снабжения отдельных потребителей очищенным газом, что может вызываться или дальностью расположения этих потребителей или же соответствующими технологическими требованиями. Если требуемое количество очищенного газа значительно, то возможно применение отдельной установки для этой цели; если же количество газа не велико, то во избежание излишних усложнений возможна очистка небольшого количества газа, получаемого в установке горячего газа. При обслуживании например газогенераторной установкой, питаемой сернистым углем, стекловаренной печи для производства листового стекла и канала Фурко установка располагается вблизи ванной печи и обслуживает ее горячим газом. Для питания канала Фурко требуется очищенный газ во избежание воздействия на стекло содержащих сернистые соединения газов и перебоев, связанных с очисткой газоходов. Во избежание сооружения специальной установки с самостоятельными топливоподачей и обслуживанием возможны очистка небольшого количества газа основной установки и подача его к каналу Фурко. Для питания канала в период чистки газоходов в таких случаях следует предусматривать возможность присоединения газопровода к каналу Фурко как к коллектору, так и к отдельному генератору. Подобное ответвление к каналу Фурко снабжается промывным устройством и газовым вентилятором (желательно применение взамен вентилятора смолоотделителя типа Тейсена), а возможно и небольшим газгольдером.

В случае применения очищенного газа нет необходимости в расположении индивидуальных газогенераторных установок у отдельных, находящихся на значительном расстоянии друг от друга потребителей. Получение газа для нужд завода и всех потребителей может быть сосредоточено на одной центральной станции. Расположение станции может быть выбрано наиболее выгодное с точки зрения транспорта топлива, наличия свободных участков и увязки с грузопотоками и технологическими особенностями отдельных цехов и завода в целом.

Центральную газогенераторную установку можно расположить на достаточном расстоянии от других заводских цехов—40 *м* и более (требование, предъявляемое органами пожарной охраны) при надлежащей увязке с топливным складом и с учетом особенностей рельефа местности, имеющего значение в отношении подачи топлива, удаления золы, спуска вод и потребных работ для планирования местности. Газогенераторные установки должны располагаться в отношении направления ветров таким образом, чтобы выделяющиеся на территории станции газы и пары не уносились к другим цехам или жилым

помещениям и чтобы отдельные здания газогенераторной станции свободно продувались воздухом.

Установки горячего газа часто располагаются в центре завода и не удовлетворяют вышеуказанным требованиям.

Расположение оборудования

Расположение оборудования газогенераторных установок зависит от характера и размеров станции, размеров, площади и рельефа местности. Наиболее компактными являются станции горячего газа. Все оборудование этих станций сосредоточивается в одном месте и может быть помещено в одном здании с газогенераторами. Установка горячего газа обычно не имеет особо больших размеров, что было бы связано с затруднениями в очистке и с значительным охлаждением газа (возможна установка нескольких станций). Газогенераторы в этих установках располагаются в один ряд и на одной оси, что удобно в отношении питания их топливом, удаления золы, связи с коллектором газа и хорошей освещенности при наличии здания. Оборудование этих установок состоит из воздушных вентиляторов, резервных инжекторов, водопроводных, паровых и канализационных магистралей, а также механизмов топливоподачи и бункеров. Предусматривается ввод пара со стороны—из заводской котельной или ТЭЦ; довольно часто сооружается специальная котельная для обслуживания газогенераторной, располагаемая вблизи газогенераторов.

Примитивные установки горячего газа в местах с мягким, а иногда и суровым климатом, располагались под открытым небом, что следует считать ошибочным вследствие сильного влияния на обслуживание атмосферных и других явлений (солнце, дождь, снег).

В местах с более суровым климатом иногда ограничивались устройством над газогенераторами навеса, снабженного фонарем. Это до известной степени предохраняло обслуживающий персонал от атмосферных осадков, но не защищало от холода. Недочетом применения закрытых зданий в газогенераторных установках являлась слабая их вентиляция и следовательно скопление в помещениях газа, отравляющего персонал.

Газогенераторные установки горячего газа в настоящее время в местах с суровым климатом располагают в зданиях, причем предусматривают во всю длину перекрытия здания устройство вытяжных фонарей, над загрузочными коробками—вытяжных труб и кроме того устройство поворотных оконных рам или проемов в стенах, перекрываемых щитами, с регулированием их открытия. В местах с мягким климатом здания снабжаются боковыми стенами, доходящими сверху только до уровня человеческого роста (для лучшей вентиляции).

В здании предусматриваются лестницы для обслуживания генераторов и оборудования в различных этажах. При значительной длине здания лестницы должны устраиваться с обоих торцов здания. В этом же здании располагаются комната заведующего станцией и дежурных, аппаратурная, контора станции и прочие служебные и вспомогательные помещения. Коллектор и клапаны обычно располагаются вне здания. В некоторых случаях склад топлива располагается у самого помещения газогенераторной.

Более старые, примитивные установки часто располагают таким образом, чтобы площадка для обслуживания находилась на уровне земли или на незначительной высоте. Это преследует цель упрощения топливоподачи, которая может производиться с помощью вагонеток или тачек с выгрузкой топлива непосредственно на площадку у загрузочных коробок.

В установках с самодувными генераторами стремились расположить генераторы возможно ниже, что обычно лимитируется уровнем грунтовых вод, в целях создания возможно большей силы, выдавливающей газ в потребляющую установку, соответствующей разности уровней между колосниковой решеткой газогенератора и влетным окном в печь.

При таких устройствах затруднительнее подача золы и шлака на поверхность и обслуживание генератора в нижней части. В связи с применением более совершенных конструкций генераторов с вращающимися решетками, при которых требуется достаточно тщательное наблюдение за нижней частью их, а также стремлением улучшить условия работы персонала и вынести процессы обслуживания на уровень поверхности земли, где возможны лучшие вентиляция и освещение, подобные устройства сохранились лишь в примитивных установках.

Станции очищенного газа имеют значительно более сложное оборудование, чем станции горячего газа. Эти станции могут быть и очень больших размеров. В малых установках очищенного газа стремятся сосредоточить все оборудование в одном здании, в больших же вспомогательное оборудование является столь громоздким и сложным, что требуется выделение его в отдельные группы, располагаемые в специальных зданиях или в отдельной части здания.

Удобства расположения газогенераторов на одной оси, отмеченные в случае горячего газа, имеют место и для очищенного газа. В больших установках, в которых однорядное расположение газогенераторов вызывает необходимость в участке слишком большой длины и неудобное расположение газопроводов и оборудования, газогенераторы устанавливают в два ряда, что несколько усложняет коммуникацию газопроводов и конструкцию здания и затемняет помещение. При очень большом количестве газогенераторов (больше 20—25 штук) во избежание громоздкости станции их располагают двумя или большим количеством блоков.

При 6—10 газогенераторах возможно расположение всего оборудования—газогенераторов, воздушных и газовых вентиляторов, насосов, аппаратов-смолоотделителей, котлов-утилизаторов, коммуникаций, скрубберов и механизмов топливоподачи—в одном помещении, что преследует цели удобства обслуживания; при большем количестве газогенераторов, а иногда и при указанном выделяют помещение вентиляторной, насосной и смолоотделителей, располагая их или

в непосредственной близости от здания газогенераторов[1] или, в соответствии с требуемыми пожарными проездами, относя их на соответствующие расстояния от газогенераторной.

Вынесение оборудования в специальное здание значительно увеличивает требуемую для газогенераторной площадь. Вынесение вентиляторов в специальное здание нежелательно и по причине неудобств обслуживания. По возможности следует и аппараты для смолоотделения располагать в непосредственной близости от газогенераторов. При применении механических смолоотделителей это не представляет особых затруднений; при электрофильтрах это возможно при предусмотрении соответствующих мер безопасности. В отношении характера здания для газогенераторов в установках с очисткой применимы те же соображения, что и в случае горячего газа. При генераторах со швельшахтами эти здания имеют дополнительный этаж на уровне швельшахты, который должен хорошо вентилироваться ввиду выделения газа через шуровочные отверстия.

По возможности все вспомогательное оборудование газогенераторов располагается в здании. Скрубберы и электрофильтры выносят наружу, располагая их под открытым небом. В местах с суровым климатом следует предусматривать предохранение мест, где сосредоточено обслуживание, от атмосферных воздействий и утепление водо- и паропроводов и задвижек.

В установках с очисткой газа значительную площадь занимают бассейны для охлаждающей воды, градирни, брызгальные бассейны, смоляные ямы, фильтры, дефеноляционные установки и отстойники. Эти же места являются источниками выделения дурно пахнущих веществ. Сооружения сероочистки располагаются за газогенераторной установкой в отдельных зданиях, а в отдельных случаях—в установках малых размеров—в смежном помещении.

При намечании плана расположения оборудования учитывают как требуемое направление движения газа, так и направление движения циркуляционных и сточных вод. Располагают водяные ямы таким образом, чтобы по возможности использовать естественный уклон почвы для движения вод.

Водопроводно-канализационное хозяйство

В газогенераторных установках предусматривается подача воды для производственных, бытовых и противопожарных нужд. Обычно основным источником снабжения водой является насосная станция завода, в отдельных случаях возможно самостоятельное использование для нужд газогенераторной станции отдельных источников воды (река, пруд, артезианские колодцы). Питание водой производится с помощью замкнутых водопроводных колец, обычно разбитых на два полукольца, соединяющиеся в случае аварии; в последнем

[1] Помещения вентиляторов и аппаратов очистки в большинстве случаев смежные с помещениями газогенераторов.

случае аварийный участок выключается для ремонта, а ответственные потребители воды всегда обеспечены водой. В установках горячего газа питание водой производится от заводских водопроводов; расход воды ограничивается небольшими производственными расходами, главным образом в котельной, на пароводяные кожухи и расходом воды на бытовые нужды. В случае применения водяных кожухов и охлаждаемых водой механических шуровочных и других приспособлений во избежание необходимости очистки воды, требующейся в довольно значительных количествах, предусматривают замкнутый цикл: генератор—бассейн горячей воды—насосная—градирня или бассейн с брызгалами—бассейн холодной воды—насосная—бак для воды—генератор. В случае питания водяных кожухов и шуровочных и прочих приспособлений очищенной или достаточно мягкой водой избегается необходимость в перечисленном оборудовании; желательным является предусмотрение резервного напорного бака.

В установках с очисткой газа большим дополнительным расходом воды является расход на охлаждение и промывку газа. В установках значительных размеров предусматривают оборотный цикл воды, что имеет целью экономию расхода воды, удешевление водоприемных устройств, водоводов и канализационной системы и уменьшение количества должной быть очищенной при спуске воды. Большое значение имеют мощность водопровода и возможность сброса отработанных вод. Для небольших станций (до 4—5 генераторов) на бессмольном топливе возможен отвод вод из скрубберов в городскую или заводскую канализацию после предварительной очистки от пыли. При 2—3 генераторах на смолистом топливе вопрос о циркуляционной системе определяется возможностью сброса неочищенных подсмольных фенольных вод (болото, пруд).

В отдельных случаях на заводах имеется большое количество сбросовых не загрязненных вод. Эту воду можно использовать для охлаждения газа.

Отделение газоочистки при наличии циркуляционной системы имеет самостоятельную насосную. Если для подачи воды в скрубберы требуется более высокое давление, чем имеющееся в заводской водопроводной магистрали, то и при отсутствии циркуляционной системы устанавливают отдельную насосную.

В циркуляционных системах схема движения воды следующая: скруббер—смоло- или пылеотстойники и фильтры—бассейн горячей воды—насосная—градирня или бассейн с брызгалами—насосная—скруббер.

В некоторых случаях при опасности выделения из промывных вод заражающих воздух веществ охлаждение промывной воды производят в поверхностных трубчатых холодильниках.

Добавка воды в циркуляционную систему производится из заводского водопровода.

Предусматривается возможность работы, минуя отстойные ямы, с отводом воды непосредственно в канализационную сеть, а также воз-

можность на зимнее время полного или частичного (ступенчатого) выключения градирен и бассейнов для охлаждения воды.

Канализация сточных вод в установках горячего газа сравнительно проста и заключается в отводе незагрязненных трудно отделимыми примесями фекальных вод—от умывальников, душей и уборных—и вод из гидравлических затворов и охлаждающих кожухов и других охлаждающих приспособлений.

В установках с мокрой очисткой газа предусматривается устройство системы лотков и колодцев, обслуживающих циркуляционную систему и спуск сточных вод скрубберов на сторону. Лотки для этих вод делают деревянными или бетонными и в случае опасения их разъедания—керамиковыми; лотки располагают с небольшим уклоном для стока вод. Как уже указывалось выше, расположение отдельных сооружений очистки выбирают таким образом, чтобы использовать для движения воды естественный уклон местности; в случае отсутствия такового соответствующим образом планируют участок.

Ввиду ограниченности допустимой длины водопровода на всасывании в случае расположения насосов в здании газогенераторной и отдаленности бассейна горячей или холодной воды у насосов предусматривается устройство приемного колодца, в который подается вода из бассейна по заглубленному лотку, что представляет некоторое неудобство.

В помещении насосной устанавливаются насосы первого подъема для подачи воды на градирню и второго подъема—для подачи в скрубберы. При скрубберах с насадкой или брызгалами требуемый напор для подачи на градирню и скрубберы почти одинаков, и применяемые центробежные насосы выбираются одинаковыми, являются взаимозаменяемыми и могут иметь общий резерв. При скрубберах с распылителями—форсунками требуемый напор воды для скрубберов больше и насосы устанавливаются разнотипные, с самостоятельным резервом.

На небольших станциях бессмольного газа пыль из отстойников извлекается вручную и отвозится в отвал или на фильтрационные площадки. На больших станциях пыль разжижают сильной струей воды и перекачивают насосами.

Фильтры для пыли регенерируют путем промывки извлекаемого фильтрационного материала сильной струей воды.

Помимо описанных в части I, гл. VI, бассейнов и фильтров для очистки вод от пыли иногда применяют отстойные бассейны системы Дорра. Бассейны Дорра имеют круглую форму; вода в них поступает по желобу в центр бассейна. Дно бассейна заглублено к середине, и в бассейне медленно вращается мешалка, способствующая перемещению оседающих из воды частиц. Очищенная вода отбирается по периферии бассейна кольцевым жолобом и через колодец и насос подается в бассейн горячей воды или на охлаждение. Собирающийся в углубленной части бассейна шлам откачивается насосом в специальные фильтры, в которых он прессуется в брикеты и направляется на склад. На 1 $м^2$ бассейна может быть очищено 4,5 $м^3$ в шлама сутки.

Для перекачки шлама из отстойных бассейнов в фильтры служат поршневые насосы.

В некоторых случаях циркуляционные воды станций с мокрой очисткой бессмольного газа обладают резко выраженным кислотным характером и сильно корродируют аппаратуру и трубопроводы. В таких случаях предусматривают нейтрализацию этих вод, для чего устраивают специальные нейтрализаторные для приготовления соответствующих растворов.

Отстойники и другие устройства, применяющиеся для отделения смолистых веществ, описаны в части I, гл. VI. Сточные воды, спускаемые на сторону, подвергаются соответствующей очистке от фенолов и взвешенных частиц, после чего могут быть удалены за пределы завода. Должна учитываться возможность небольшого сброса фенольных вод в городскую канализацию при расположении станции у городов с мощной канализацией.

Спуск фенольных вод без очистки возможен также в замкнутые водоемы, не используемые для питья.

Фекальные воды по бетонным или керамиковым лоткам направляются в общезаводскую канализацию фекальных вод для соответствующей очистки.

На площадках газогенераторных установок предусматривают также устройство лотков или труб для отвода атмосферных вод.

Питание котлов, пароводяных кожухов и других охлаждающих устройств газогенератора производится умягченной водой, если неочищенная вода не является достаточно мягкой. В случае отсутствия соответствующей установки для очистки воды на заводе она устанавливается в газогенераторной станции. При наличии на заводе конденсационных вод возможно питание ими котлов и рубашек газогенераторной установки. Воду охлаждающих устройств возможно замкнуть в циркуляционную систему, как описано выше для установок горячего газа.

Ввиду опасности перебоя в питании водой котельных установок и кожухов газогенераторов целесообразно предусмотрение напорных питательных баков. Запасные баки для питания охлаждающих кожухов и автоматических шуровочных приспособлений в случае наличия одного водопровода являются обязательными. Запас воды в баке берется на 2 часа и больше. Дно бака при пароводяных котелках располагается на высоте не менее 11 $м$ от штуцера котелка.

Смоляное хозяйство

Смоляное хозяйство газогенераторной установки состоит из смоляных бассейнов, смоляных насосов, системы лотков и соответствующих коммуникаций. Смоляные бассейны обычно делаются железобетонными.

Помимо смоляных бассейнов, обслуживающих непосредственно производство, предусматривается устройство аварийных бассейнов, в которые смола подается в случае продолжительного отсутствия тары. Смоляные бассейны снабжаются подогревательными устройствами

для разогрева смолы при необходимости ее перекачки. Разогрев смолы также способствует лучшему отстаиванию влаги.

Смоляные бассейны обычно располагают под землей и перекрывают железобетоном. Для удаления выделяющихся паров и газов предусматривают устройство вытяжек. Смоляное хозяйство из противопожарных соображений часто не располагают у самих зданий газогенераторов или электрофильтров. Из-за большой длины лотков смоляные ямы значительно заглубляют.

Смоляные лотки делаются бетонными, деревянными и в случае опасности их разъедания—керамиковыми. Во избежание сильного охлаждения они подогреваются с помощью паровых труб.

Трубопроводы для перекачки смолы бассейнов в тару делают надземными и при большой протяженности располагают на стойках.

Насосы применяют скальчатые и располагают их вблизи смоляных бассейнов. При отдаленности производственного и аварийного смоляных бассейнов друг от друга их обслуживают отдельными насосными. В больших установках подобными же насосами пользуются для перекачки масел из ловушек; в небольших—для этой цели пользуются ручными насосами.

Паровое хозяйство

В газогенераторных установках пар применяется для дутья, завес шуровочных затворов и загрузочных коробок, обогрева затворов, смоляных бассейнов и лотков, продувки и пропаривания аппаратуры, для целей отопления и для получения энергии (привод насосов и турбин).

В установках, не снабженных котлами-утилизаторами, часто имеет место отсутствие или недостача пара (пар из охлаждающих кожухов), и он подводится из заводской или специальной котельной. При наличии котлов-утилизаторов количество получаемого на станциях пара превышает требуемое, он может быть отпущен для нужд завода, и его параметры в этих случаях выбирают в соответствии с параметрами используемого на заводе пара.

Пар, подаваемый из заводской или специальной котельной, подводится в распределитель, снабженный соответствующей арматурой, водоотделителем и конденсационным горшком. Из распределителя пар отводится к отдельным местам потребления.

В части I, гл. IV, указывалось, что в подобных случаях на станции имеются две паровые магистрали: одна—высокого и другая—низкого давления для пара из кожухов, причем недостающий в магистрали низкого давления пар может быть подан в нее через редукционный вентиль.

В котлах-утилизаторах получают пар высокого давления, и в этом случае в газогенераторных установках также предусматривается устройство двух паровых магистралей—высокого и низкого давления. Паровые магистрали изолируются и снабжаются конденсационными горшками.

Отопление и вентиляция

Газогенераторные установки, располагаемые под навесом или же в зданиях открытого типа (см. выше), обслуживаются естественной вентиляцией с помощью фонарей и стенных проемов и не имеют искусственного отопления.

Строительство больших станций, снабженных очистительными устройствами, и необходимость предохранения обслуживающего персонала от атмосферных влияний при суровых климатических условиях вызвали необходимость в расположении газогенераторов, аппаратуры и механизмов в закрытых помещениях и их отоплении и вентиляции.

В газогенераторных установках имеет место выделение отравляющих газов и паров и излишков тепла. В зданиях газогенераторов на уровне основной шахты имеет место выделение только излишков тепла. Эта часть здания, в которой обслуживание незначительно, для отведения излишков тепла делается полуоткрытого типа и не имеет постоянного искусственного отопления и вентиляции: предусматривается лишь на случай выключения группы генераторов аварийное отопление; для уменьшения выделения и потерь тепла иногда изолируют охлаждающие кожуха. На уровне шуровочных отверстий газогенераторов и расположения швельшахты имеет место выделение значительных количеств газа, содержащего ядовитую окись углерода, и тепла. Часть здания, где помещены швельшахты, нуждается в искусственной вентиляции и подводе или отведении тепла. В этой части предусматриваются отопление и вентиляция.

Здание на уровне загрузочных коробок нуждается в отоплении и вентиляции. Выделение газов происходит в этой части здания из смотровых и шуровочных затворов и загрузочных коробок; выделение тепла незначительно. Помещение над бункерами газогенераторов вследствие просачивания в случае непосредственного соединения питателя с бункером некоторого количества газа через бункеры, а также выделения пыли из топлива нуждается в вентиляции.

Обычно предусматривают искусственную приточно-вытяжную вентиляцию и отопление помещений на уровне швельшахт и загрузочных устройств. В помещении над бункерами для топлива ввиду кратковременного пребывания там обслуживающего персонала ограничиваются естественной вентиляцией и не применяют отопления.

В помещениях газоочистки, вентиляторов и насосов могут иметь место выделения газов через неплотности. В этих помещениях предусматривают устройство искусственной и иногда естественной вентиляции и отопления.

Предусматривают также отопление и вентиляцию помещений дежурного инженера, аппаратурной и прочих служебных и вспомогательных помещений.

В помещениях, где не требуется искусственной вентиляции, часто устанавливают нагревательные приборы для парового или паро-водяного отопления. В помещениях, где требуется искусственная венти-

ляция, она комбинируется с отоплением. Воздух подогревается в калориферах, обычно паровых.

Электротехническое оборудование

Газогенераторные установки в большинстве случаев снабжаются энергией от станции или подстанции завода, который они обслуживают, но иногда при большой отдаленности от заводских станций или подстанций имеют и свои электрические подстанции.

Подстанция газогенераторной установки располагается по возможности в центре нагрузок, т. е. там, где сосредоточены моторы, так, чтобы длина линий питания и сечения кабелей были возможно меньше.

Для надежности предусматривают кольцевое питание подстанции или же питание от двух разных источников энергии. Каждому трансформатору подстанции делают отдельную подводку, причем предусматривают установку резервных трансформаторов.

Проводку от подстанции к отдельным высоковольтным моторам большой мощности выполняют самостоятельную, причем масляные выключатели устанавливаются на подстанции. К групповым пунктам мелких и средней мощности моторов ведут самостоятельные фидеры (рабочие и резервные). Питание осветительной сети предусматривают самостоятельное.

Обычное напряжение осветительной сети—110 и 220 *в*. На случай аварии осветительной сети ее выполняют в две линии, предусматривая резервное их питание, и таким образом в случае аварии одной линии вторая продолжает питать сеть. Благодаря этому избегается необходимость в применении громоздких и дорогих источников аварийного освещения в виде аккумуляторных батарей.

В большинстве случаев для крупных моторов применяется напряжение порядка 3 000 или 6 000 *в*, а для средних и мелких—500—380 *в* и очень редко—220 и 110 *в*. При выборе мощности моторов, производимом на основании данных организаций, изготовляющих производственные механизмы, и на основании теоретических соображений учитывается возможность перегрузки агрегатов от всевозможных причин. К. п. д. моторов: крупных—0,92—0,94, средних—0,7—0,9.

Наибольшее применение на газогенераторных установках имеют трехфазные асинхронные моторы с короткозамкнутым якорем и иногда (сравнительно редко)—трехфазные с кольцами (с фазовым ротором). Применение короткозамкнутых моторов объясняется простотой и надежностью их конструкций, простотой пуска их и отсутствием (обычно) необходимости в регулировании числа оборотов.

Выполнение моторов может быть открытое, защищенное, полузакрытое и совершенно закрытое. Выбор конструкции мотора зависит от места его установки. Закрытые моторы с воздушным охлаждением или без такового устанавливаются в местах, где возможно сильное пыление или воздействие разъедающих газов.

Приборы, служащие для пуска в ход электрических моторов, располагаются в свободном, сухом и доступном помещении. Широко пользуются автоматической пусковой аппаратурой, могущей быть удаленной от мотора и приводимой в действие с помощью кнопок у мотора: «ход» и «стоп». Пусковые приспособления больших высоковольтных моторов в виде масляных выключателей располагают обычно группами в особых помещениях, так как вследствие высокой температуры дуги, образующейся при размыкании контактов или разогреве контактов, происходят разложение масла и образование горючих газов (H_2, CH_4 и C_mH_n), могущих взорваться при коротком замыкании.

Для пуска мелких короткозамкнутых асинхронных моторов трехфазного тока пользуются рубильниками.

Пусковая аппаратура моторов средней и большой мощности с контактными кольцами и фазовым ротором при низком напряжении сложнее, и к пусковому рубильнику добавляется реостат, который вводится в цепь ротора.

Для короткозамкнутых моторов обычно пользуются контакторами, автоматически включающими мотор.

На случай возникновения токов большой силы применяют автоматические выключатели-предохранители—плавкие, термические и электромагнитные. Плавкие предохранители применяются только в сетях низкого напряжения. При высоких напряжениях устанавливают автоматические выключатели, приводимые в действие с помощью реле при превышении предельной величины силы тока или при излишнем нагреве мотора.

4. ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ ТОПЛИВА

Виды топливного склада и транспорта топлива зависят от свойств топлива, размеров станции, местоположения станции, от стоимости и наличия рабочей силы, электроэнергии и механизмов, а также от располагаемых средств для капиталовложений.

Склады

Размеры и расположение. В случае расположения станции вблизи мест добычи топлива и надежности доставки топлива склады делаются небольших размеров—на 5—10 дней. В случае значительного отдаления станций от мест добычи топлива склады делаются значительно бо́льших размеров—предусматривается запас до 2—3-месячного размера.

Это относится к топливам, не требующим длительной подготовки, например для подсушки (древесина и торф). Газогенераторные станции, работающие на древесине и торфе, оборудуются большими складами, рассчитанными на многомесячный и даже годовой и более запас топлива. Основной склад торфа чаще всего располагается на болоте, а у станции предусматривается запас на 2—3 месяца. При нахождении лесосек вблизи генераторных станций значительные запасы дров хранятся на местах порубки дерева.

Многие топлива не выдерживают дальней перевозки и длительного хранения. К числу этих топлив относятся в первую очередь бурые

угли, а отчасти также некоторые сорта каменных углей. Эти топлива не применяются для снабжения станций, расположенных вдали от мест добычи топлива, и запас их на станциях соответственно невелик (до одного месяца).

Возможны два варианта работы склада: с пропусканием всего поступающего топлива через склад и с подачей поступающего топлива на штабеля склада. Пропускание всего топлива через склад предусматривается в случае необходимости быстрой смены топлива вследствие его непрочности и самовозгорания.

Возможно для избежания постоянной замены лежащего на складе непрочного, легко разрушающегося топлива хранение на складе постоянного запаса другого вида топлива, устойчивого в отношении хранения, расходуемого только при нехватке основного топлива.

Размеры штабелей и промежутки между ними устанавливаются в соответствии со свойствами топлива и способом обслуживания. Для предупреждения самовозгорания топлива принимают соответствующие меры. Топлива, менее подверженные самовозгоранию, укладываются более высоким слоем. Оборудование склада приспособлениями, допускающими более быстрое разгребание штабеля, например портальным краном с грейфером, позволяет выкладывать более высокие штабеля также в случае склонности топлива к самовозгоранию.

Расположение склада определяется его размерами и способами транспорта топлива к генераторам. Расположение склада должно обеспечивать возможность хранения определенного количества топлива, удобства обслуживания, погрузки и разгрузки топлива. При подаче топлива к газогенераторной установке с помощью транспортных лент (наклон приблизительно 17°) отделение склада должно дать возможность подъема ленты на требуемую высоту.

В соответствии с требованиями органов пожарной охраны склад топлива должен быть отдален от газогенераторной установки на расстояние не менее 40 *м* и допускать возможность соответствующего проезда пожарной команды.

В отдельных случаях допускается устройство угольных ям с запасом на несколько суток у самой генераторной, что является удобным в отношении транспорта угля к генераторам и уменьшает площадь, занимаемую станцией.

Условия хранения различных топлив и допустимые размеры штабелей описаны в соответствующих главах.

Оборудование складов. Оборудование складов зависит от их размеров и пропускной способности, а также от свойств топлив и условий его доставки. Доставка топлива к складам может производиться гужевым, железнодорожным и автотранспортом и подвесной канатной дорогой. Доставка гужом сохранилась—и то в редких случаях—для дровяного топлива. Подобная доставка производится в зимнее время, при установлении санного пути.

В большинстве случаев доставка производится с помощью железной дороги и с подачей топлива непосредственно к газогенераторам или на склад. Канатные подвесные дороги применяются редко—преимущественно в случаях нахождения угольных рудников вблизи газогенераторных станций.

Для укладывания топлива в штабеля на складе и для подачи топлива со склада применяют различные способы. При малых складах и производительностях укладка штабелей и разгрузка их производятся вручную и с помощью тележек и тачек. На складах средних и больших размеров предусматривается механизация погрузочно-разгрузочных работ с помощью железнодорожных поворотных кранов, портальных кранов, радиальных кранов, вагонеток с мотовозами, макензенов и т. д.

Если топливо доставляется на склад в непригодном для непосредственного применения виде или же если при хранении и транспортировании оно может подвергнуться разрушению, препятствующему применению топлива, оно подвергается соответствующей обработке.

Предусматривается иногда возможность сортировки топлива на отдельные сорта; топлива, содержащие много мелочи, подвергаются грохочению и топлива слишком крупные подвергаются измельчению; топлива влажные могут быть подвергнуты предварительной подсушке. Таким образом склады могут снабжаться дробильными, сортировочными и сушильными устройствами. Для весового учета топлива склады снабжаются весами. При отсутствии весов учет ведется путем определения размеров отпускаемых штабелей или заранее измеренной тарой. Отпуск топлива производится в порядке его поступления на склад.

Транспорт топлива от склада к газогенераторам связан с транспортом топлива на склад. Подача топлива к транспортерам газогенераторов возможна тем же транспортным устройством, с помощью которого подается топливо на склад. Возможно с транспортных устройств, подающих топливо на склад, перебросить топливо на транспортные устройства, обслуживающие непосредственно бункеры или загрузочные коробки генераторов. Так например вагонами можно подавать топливо или на склад, или непосредственно к газогенераторам, или со склада к газогенераторам; то же возможно и с помощью других транспортных приспособлений, например грейферов.

Топливо к газогенераторам подается с помощью вагонов, ленточных транспортеров, тельферов, элеваторов и шахтных подъемников. Элеваторы применяют только для достаточно прочных топлив. При легком распадении топлива грохота устанавливают возможно ближе к газогенераторам в целях возможно меньшего попадания в генераторы мелочи и выбирают такой вид транспорта, чтобы топливо минимально подвергалось дроблению. Транспортные приспособления, подающие топливо к бункерам генераторов, часто дублируют.

Размер приемных подземных бункеров на складе и производительность разгрузочного приспособления увязываются с возможной максимальной подачей топлива и нормами НКПС по простою и разгрузке вагонов. Ввиду затруднительности такого развития фронта подземных бункеров, чтобы разгрузить в срок в эти бункеры состав, учитывается необходимость одновременной разгрузки части вагонов на складе.

При больших размерах склада предусматривают несколько тупиковых путей для удобств подачи железнодорожных вагонов в отдельные участки склада под разгрузку.

Размеры приемных бункеров генераторов зависят от организации складского и транспортного хозяйств. Если транспорт работает в три смены, достаточен запас в бункерах на 6—8 час. (с расчетом возможности ремонта транспортных механизмов). При работе транспорта в две смены достаточен запас на 12—16 час. При работе транспорта в одну смену бункеры рассчитывают на суточный запас и более.

Иногда у газогенераторов предусматривают не отдельные, а общие бункеры, подавая из последних топливо в генераторы с помощью подвесных тележек.

Ввиду громоздкости торфяного топлива и трудности управления затворами бункеров при торфе применяют два затвора—штыковый верхний и секторный нижний, которые в больших установках приводятся в движение от мотора.

Подача различных топлив на склад и к генераторам

Дровяное топливо. Дровяное топливо может быть подвергнуто предварительной подсушке и измельчению. Главным образом применяется естественная сушка; искусственная сушка, несмотря на целесообразность и возможность использования для этой цели теряющегося тепла отходящих газов печных установок, производится редко, причем преимущественно для щепы.

Полная механизация подачи дров, вплоть до газогенератора, является затруднительной; поэтому часто часть операций транспорта дров производится вручную.

Дрова прибывают на склад или к газогенераторам в железнодорожных вагонах—широко- или узкоколейных.

На складах или у генератора дрова из вагонов укладываются вручную в штабеля. Передача дров из вагонов к штабелям может быть частично механизирована. Из штабелей склада для доставки к генераторам дрова вновь должны быть погружены в вагоны или на автотранспорт или же поданы, как и из штабелей у генераторов, с помощью вагонеток или специальной подвесной дороги непосредственно к газогенераторам.

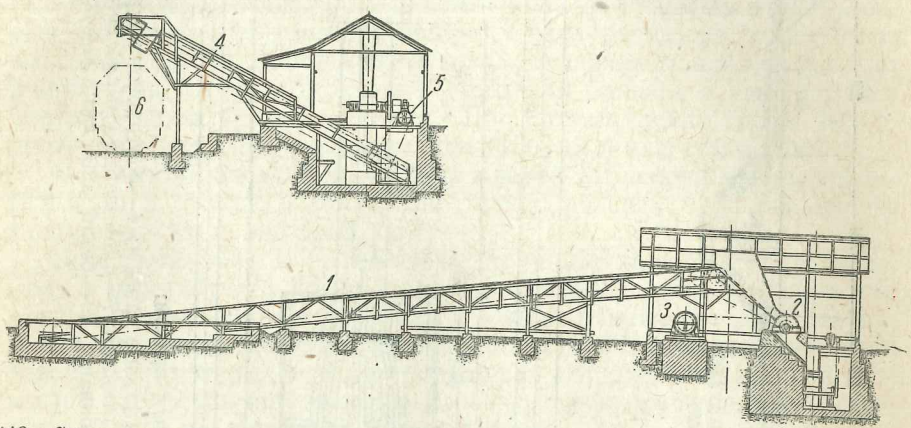
Предварительная подсушка дров—естественная—производится путем оставления дров на продолжительное время в штабелях в местах заготовки или на складе. Искусственная сушка дров производится в вагонетках при доставке дров со склада к газогенераторам.

Измельчение дров может производиться или в целях уменьшения размеров дров при сохранении их формы или же в целях полного измельчения дров в щепу. Частичное измельчение производится с помощью циркулярных пил и ручной разработки перед поступлением дров со склада в генераторы.

Более полное измельчение дров в щепу производится с помощью специальных машин—чиперов, состоящих из барабанов с ножами.

Измельчение древесины неправильной формы, например пней и сучьев, производится другими машинами и ножницами. При измельчении все операции транспорта древесины обычно механизируются. По пути в бункеры генераторов щепа может быть подсушена искусственным путем (см. гл. I).

В случае измельчения древесины заготовка из крупных поленьев подается с помощью мотовозов или другого приспособления к ленточному или цепному транспортеру, которым направляется в жолоб чипера или ножниц. Измельченная древесина подается элеватором или другими транспортерами в промежуточные или основные бункеры (рис. 119).



119. Схема установки для измельчения и транспорта древесины:
1—стальная лента, смазанная смолой, подающая дрова к чиперу, приводимая в движение и натягиваемая чипером (уклон 10°, скорость 0,1 *м/сек*); *2*—чипер «Геркулес»; *3*—мотор чипера; *4*—скребковый транспортер для щепы (уклон 28°, скорость 0,45 *м/сек*); *5*—мотор скребкового транспортера; *6*—вагон для щепы (или транспортер к газогенераторам)

В малых по размеру станциях могут быть сделаны разные упрощения. Так при распиловке поленьев в крупную чурку последнюю иногда транспортируют к газогенераторам с помощью подвесных тележек, из которых она загружается непосредственно в газогенератор.

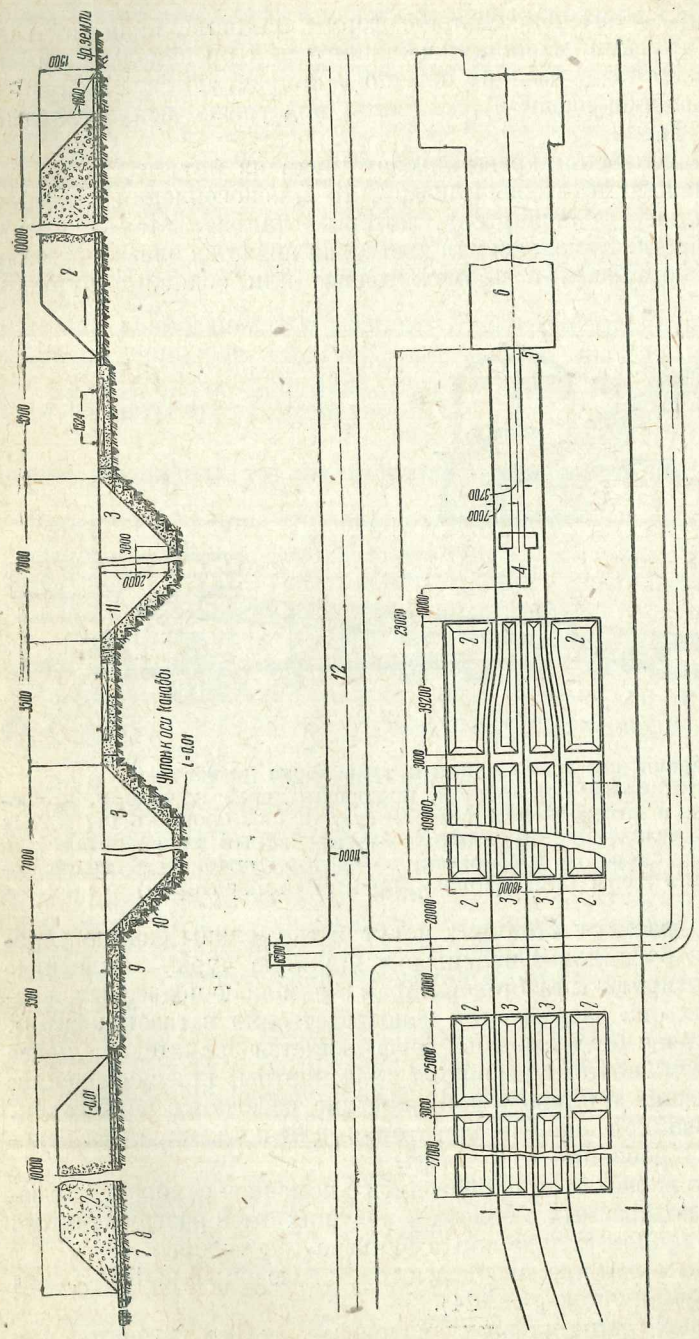
Торф. В отличие от древесины торф является значительно менее прочным топливом; поэтому выбирают транспортные приспособления, менее измельчающие топливо и допускающие избежание перегрузок.

От применявшихся вначале элеваторов для подъема торфа отказываются ввиду дробления ими торфа.

Подачу торфа желательно производить с помощью саморазгружающихся вагонов, подаваемых с болота и могущих быть разгруженными или на промежуточном складе или в бункера генераторов.

Подъем вагона может производиться с помощью наклонной эстакады и лебедки или фуникулера (рис. 24).

Иногда в малых станциях предусматривают подъем вагонеток или кюбелей с торфом тельфером. Возможна разгрузка их или непосред-



120. Склад угля, обслуживаемый железнодорожным краном:
1—широкая колея; *2*—угольные штабеля; *3*—угольные канавы; *4*—сортировочно-дробильное отделение; *5*—эстакада для транспортера; *6*—газогенераторная станция; *7*—слой щебня (10 *см*), залитый цементным раствором; *8*—слой утрамбованного щебня (10 *см*); *9*—балласт; *10*—бетон (20 *см*); *11*—отверстия для стока воды; *12*—проезжая дорога

ственно в генератор или в бункер. В установках среднего и малого размера иногда предусматривают устройство общих бункеров у генераторов, подачу торфа с помощью эстакады из вагонов в эти бункеры и развозку торфа тележкой из бункеров к отдельным генераторам.

При малых количествах торфа или затруднительности осуществления механизации торф вручную сваливают у загрузочных коробок генераторов.

Бурый уголь. Малая прочность бурого угля заставляет применять транспортеры, мало измельчающие топливо (ленточные), и предусматривать отсев мелочи перед поступлением топлива в бункеры газогенераторов (рис. 120). Применение на импортных станциях элеваторов себя не оправдало. По многим предложенным схемам топливо поступает из железнодорожного вагона в подземные бункеры, из которых с помощью специальных питателей оно выгружается и по ленточным транспортерам (горизонтальному и наклонному) поступает через грохот на горизонтальные транспортеры, подающие топливо в бункеры генераторов. Отсев собирается в отдельном бункере и оттуда транспортируется за пределы станции. По другим схемам склад обслуживается кранами с грейфером (рис. 120, 121) или тельферами.

В малых установках могут быть применены шахтные подъемники, тельферы и другие механические приспособления, а также подача топлива вручную вагонетками.

Каменный уголь. Большая прочность многих каменных углей позволяет в ряде случаев при доставке грохоченного угля упрощать тип склада и транспорта, устраивая у здания газогенераторной бетонированные ямы, в которые выгружается уголь из железнодорожных вагонов и из которых он может быть подан в бункеры генераторов с помощью грейферов или элеваторов (в последнем случае или непосредственно или на ленточные транспортеры).

Против таких устройств имеются возражения органов пожарной охраны, требующих отнесения складов топлива на значительное расстояние.

В установках большого и среднего размера для подачи каменного угля во избежание дробления его и для возможности отсева мелочи могут быть использованы такие же устройства, как и для бурого угля. В малых установках может быть применен подъем вагонеток подъемниками или тельферами. При прочном угле могут быть применены и элеваторы. Бункеры у газогенераторов могут быть как общие, так и отдельные. Возможна подача топлива непосредственно из вагонеток или подвижных бункеров к загрузочным коробкам.

Антрацит, кокс и сланец. Антрацит, кокс и сланец достаточно прочны. Для подачи их в газогенераторы в небольших установках применяют элеваторы (самостоятельно или в комбинации с ленточными транспортерами), шахтные подъемники и тельферы, а в больших—ленточные транспортеры, скиповые подъемники, краны с грейферами, тельферы.

В случае доставки топлива в крупных кусках («АП», крупный кокс) предусматривают пропуск его через дробилку и грохот.

В больших установках водяного газа топливо подается скиповыми подъемниками и после дробления и грохочения транспортером распределяется по бункерам (или общему бункеру) над генераторами. При отсутствии бункеров над генераторами и в установках меньшего размера топливо из отдельного бункера подается к промежуточным бункерам генераторов вагонетками-весами.

Золоудаление

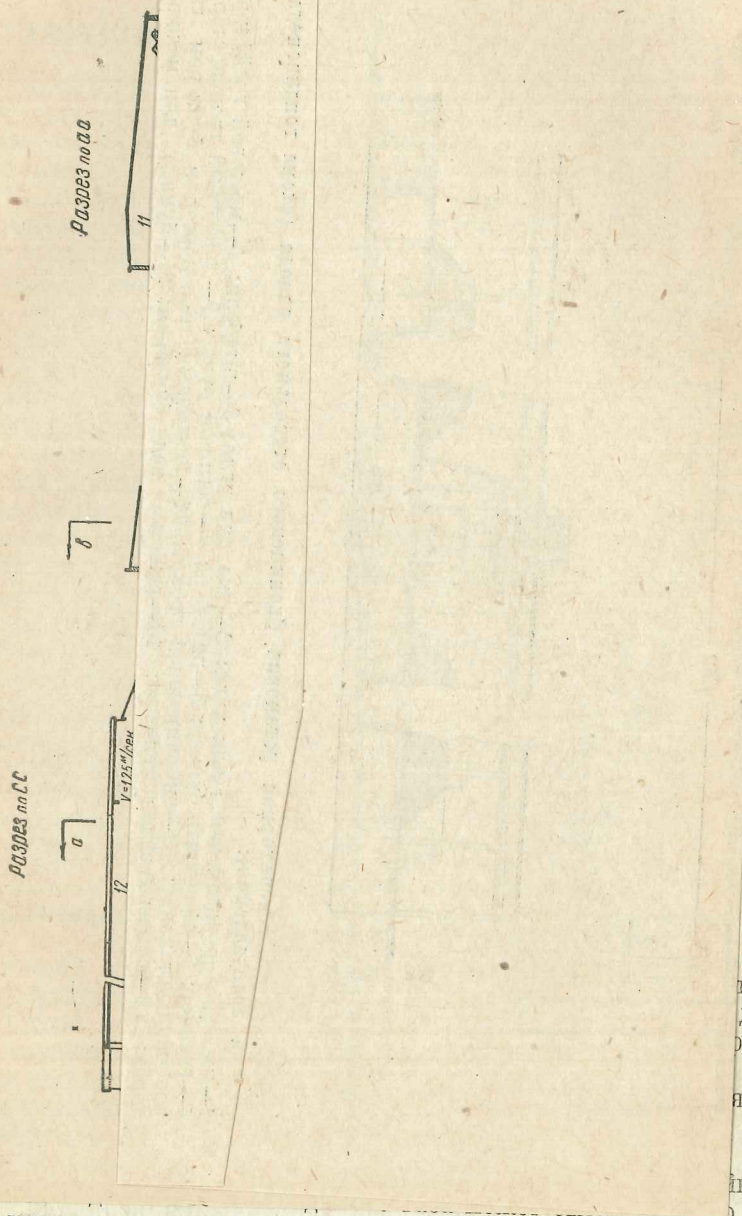
Способ золоудаления на генераторных станциях решается обычно в зависимости от типа и размера станции и от зольности топлива.

При небольшом количестве золы удаление ее производится с помощью узкоколейных вагонеток, передвигаемых вручную. Вагонетки отвозятся на значительное расстояние от станции, и зола сбрасывается на свалку, или же вагонетки опорожняются на самой станции, и зола с помощью тех или иных специальных транспортеров (обычно—элеваторов) подается в зольные бункеры и оттуда сбрасывается через течку в железнодорожные вагоны. Иногда для удаления золы из ям используют транспортеры, обслуживающие топливоподачу, например удаляют золу грейферами, подающими уголь в бункеры. Ручная отвозка применима лишь при небольших количествах золы.

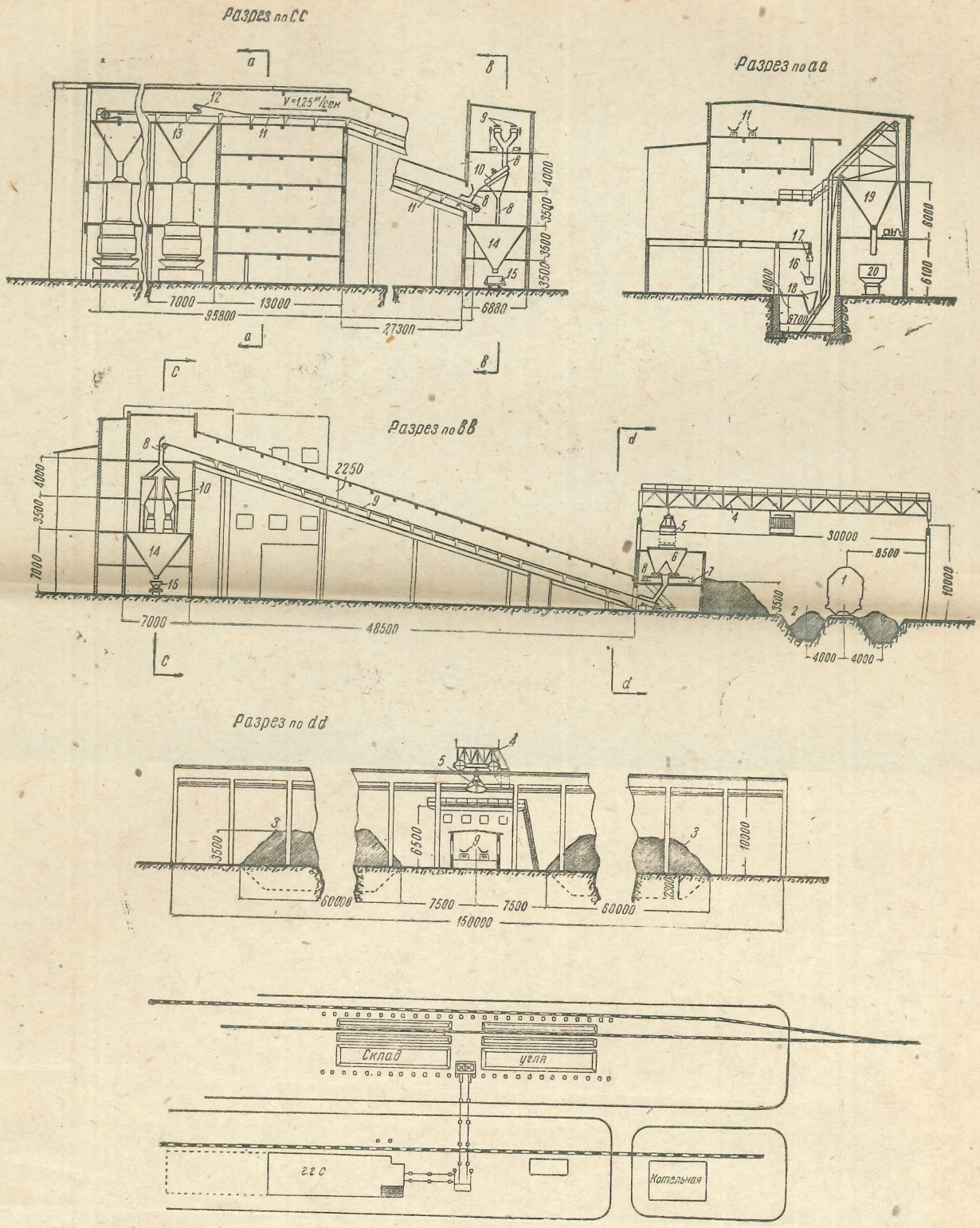
В больших станциях, в которых максимально механизируют процессы, удаление золы производится или с помощью тельферов или ленточных и пластинчатых транспортеров. При отвозке золы тельферами против каждого генератора устанавливается опрокидная бадья, в которую по направляющему лотку сбрасывается зола из чаши. Вдоль фронта газогенераторов над бадьями устанавливается монорельс. По заполнении золой бадья подхватывается крюком тельфера, поднимается на некоторую высоту (1,5—2 *м*) и транспортируется к приемному шлаковому бункеру и из последнего элеватором или скипом—в бункер, из которого она загружается в железнодорожный вагон. Недостатком использования тельферов является необходимость применения рабочей силы для захвата, установки и опрокидывания бадьи, а также для сопровождения тельфера при его передвижении. В большей мере механизация осуществляется при применении для удаления золы и шлака горизонтальных транспортеров; последние устанавливаются в подземной траншее вдоль фронта генераторов, а при двухрядном расположении генераторов—между ними. Обычно устанавливаются два транспортера, из которых один—резервный. Зола и шлак по направляющим лоткам направляются на один из транспортеров и подаются к торцу станции, где сбрасываются в приемный бункер или в яму. Далее с помощью соответствующих транспортеров зола и шлак подаются в железнодорожный вагон.

Бункеры и ямы должны иметь достаточную емкость для возможности создания запаса на случай повреждения того или иного транспортера и отсутствия вагонов.

В установках водяного газа часто шлак из карманов генераторов



этом колокол поднимается и опускается, воспринимая излишки под-



121. Газогенераторная установка Скопинского стекольного завода (схема топливоподачи и золоудаления):

1—железнодорожный вагон для угля; *2*—яма для угля; *3*—штабели; *4*—мостовой грейферный кран; *5*—грейфер; *6*—приемный бункер; *7*—питатель; *8*—ссыпной рукав; *9*—ленточный транспортер к сортировочной установке; *10*—вибрационный грохот; *11*—ленточный транспортер к бункерам газогенераторов; *12*—сбрасывающая тележка; *13*—решетка над бункером; *14*—бункер для мелочи; *15*—вагонетка для мелочи; *16*—бадья для золы; *17*—электротельфэр; *18*—скип подъемника; *19*—бункер для золы; *20*—железнодорожный вагон для золы

В бол
выми по
распреде
рами. Пр
меньшего
межуточн

Золоудал

Спосо
в зависим
При в
мощью у
нетки отв
сывается
ции, и з
(обычно—
вается че
золы из
дачу, нап
керы. Ру
золы.

В бол
процессы,
ленточны
рами прот
в которы
Вдоль фр
рельс. По
поднимает
к приемн
скипом—в
вагон. Не
применени
бадьи, а т
В больше
удаления
устанавли
а при дву
устанавли
Зола и шл
портеров
бункер ил
зола и шл

Бункер
ности созд
портера и

В установках водяного газа часто шлак из карманов генераторов

сваливают непосредственно на железнодорожные платформы, подаваемые к генераторам, что значительно упрощает удаление золы.

Возможно гидравлическое удаление золы, не нашедшее однако распространения.

5. ГАЗОХРАНИЛИЩА

Газохранилища служат для создания запаса газа на случай аварии, выравнивания давления газа и нагрузки производящих газ установок, смешения газа и создания необходимого для перемещения газа давления.

Колебания давления и нагрузки могут возникнуть вследствие неравномерности потребления газа, включения в некоторые часы дня дополнительных потребителей, неравномерности хода генераторов и случайных неполадок. В случае генераторов водяного газа газгольдер является необходимым не только вследствие неравномерности в составе газа в период газования, но и вследствие самой периодичности процесса получения водяного газа. Газгольдеры также необходимы в случае большой чувствительности потребителя к небольшим перерывам в подаче газа, как это имеет место например при питании газомоторов.

При снабжении газом потребителя с однородным непрерывным потреблением газа колебания нагрузки в установках смешанного и воздушного газов в большинстве случаев могут быть учтены путем включения или выключения отдельных агрегатов. Однако при наличии больших пик потребления может оказаться более выгодной установка газгольдеров, чем дополнительных агрегатов.

Емкость газгольдера зависит от совокупности факторов, связанных с характеристикой потребления и производства газа и с надежностью в подаче газа; в каждом отдельном случае должен быть сделан техно-экономический подсчет, выявляющий наиболее выгодную емкость газгольдеров.

Различают три вида газгольдеров: 1) мокрые, 2) сухие постоянного давления и 3) сухие постоянного объема и высокого давления [130, 205, 206].

Мокрые газгольдеры

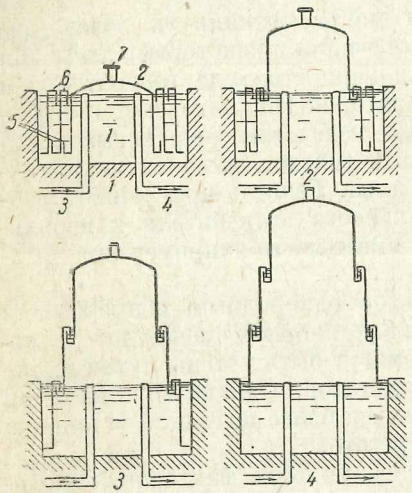
Мокрые газгольдеры постоянного давления представляют собой два резервуара, из которых один—бассейн—наполнен водой, а другой, называемый колоколом, опрокинут и плавает в воде первого резервуара, служащего затвором для колокола. Уровень воды имеет одну и ту же высоту, а колокол в зависимости от количества находящегося в нем газа поднимается вверх и вниз.

Подвод и отвод газа производятся двумя газопроводами, открытые концы которых расположены выше уровня воды в бассейне. Количество подаваемого и отводимого газа может быть различно, и при этом колокол поднимается и опускается, воспринимая излишки под-

веденного газа или отдавая недостающее его количество. Газгольдеры вместе с тем выравнивают давление газа в сети, не давая ему упасть или слишком возрасти, так как воспринимают все колебания, благодаря чему являются хорошими регуляторами давления. Давление газа определяется весом колокола.

Первоначально железные колокола хранилищ делали из одной части с плоской, позднее—выпуклой крышкой. Эти хранилища себя оправдывали лишь для небольших количеств газа. Подобные колокола делают для емкости до 1000—2000 $м^3$.

Размеры подобных газгольдеров определяются и ограничиваются размерами бассейнов для воды. В случае больших газгольдеров применяют металлические резервуары для газа, состоящие из нескольких звеньев—телескопов, входящих друг в друга и могущих быть выгянутыми (газгольдеры переменного давления). Отдельные звенья для создания водяного затвора снабжаются вверху и внизу кольцевыми желобами—нижними, направленными наружу, и верхними, направленными внутрь. На рис. 122 представлены подобные газгольдеры. Если газ попадает в газгольдер, то сначала всплывает часть, снабженная крышкой, причем ее жолоб захватывает воду из водяного резервуара. При дальнейшем поступлении и повышении давления газа внутренняя, поднимающаяся часть захватывает следующую.



122. Схема мокрого газгольдера: *1*—резервуар с водой; *2*—колокол; *3*, *4*—газопроводы; *5*—желоба; *6*—звенья; *7*—атмосферная труба

Когда под крышкой колокола накапливается такое количество газа, что колокол приподнимается, давление сразу значительно возрастает.

При дальнейшем увеличении объема газа и подъеме колокола давление растет, так как по мере выхода колокола из воды уменьшается потеря в весе благодаря вытеснению воды. Давление плавно повышается до зацепления колоколом телескопа. Последнее вызывает увеличение давления скачком. В дальнейшем опять-таки идет плавное, медленное повышение давления до зацепления новых звеньев.

Давление газа составляет нормально в газгольдере без телескопов при удельном весе газа 0,4—0,5 от 50 до 150 *мм*, при одном телескопе—соответственно 150—180 *мм*, при двух—180—210 *мм*, а при трех—260—300 *мм*. Давление газа в газгольдере изменяют в широких пределах, нагружая колокол или устанавливая противовесы.

Движение телескопов и колокола направляется роликами, прикрепленными или к звеньям газгольдера или к опорным поверхностям.

К телескопам и крыше прикрепляются кронштейны, несущие ролики, движущиеся по вертикальным направляющим. Внешние ролики, расположенные в верхних частях колокола и телескопа, направляются железными балками, закрепленными в кладке бассейна или у металлических стен его. Внутренние ролики, расположенные в нижней части колокола и телескопов, движутся по направляющим, находящимся с внутренней стороны телескопов или бассейна. В случае винтового направления на желобах телескопов и на верхнем крае бассейна устанавливаются ролики, а на боковых поверхностях колокола и телескопов укрепляются винтовые направляющие, связанные с каркасом колокола и телескопов. При движении звена газгольдера ролики стационарны, а направляющие движутся со звеном. Этим избегается необходимость в применении стоек. Опорные поверхности воспринимают все возникающие при работе газгольдера усилия: давление ветра, снега и т. д.

Резервуары (бассейны) для воды делают бетонными, кирпичными, железными, железо-бетонными и каменными. Они снабжаются трубами для наполнения их водой и опорожнения. По форме различают бассейны плоскодонные, куполообразные, конусообразные, кольцевые, сводчатые и др. Неметаллические бассейны чаще всего делаются с фигурным днищем, благодаря чему уменьшают размер земляных работ, вес бассейна и объем воды в нем. Бассейны должны быть абсолютно непроницаемыми для воды. Их тщательно выкладывают и штукатурят цементным раствором. Железные бассейны газгольдеров делают преимущественно цилиндрической формы с плоскими днищами; большие бассейны имеют иногда и иную форму, например днищам придают выпуклую форму или выполняют бассейн в виде кольца. Толщина железных листов бассейна—5—25 *мм*. При необходимости большой прочности делают дополнительные крепления стен бассейна.

Колокола и телескопы выполняют из листового железа толщиной в 2—4 *мм*. Для придания жесткости колоколу и сохранения круглой формы его усиливают вверху и внизу кольцами из углового железа, соединяющимися стойками. Стропила крыши соединяются с каркасом колокола; в больших газгольдерах они имеют самостоятельные стойки. Когда колокол опущен на дно и не находится под давлением газа, крыша опускается на стропила.

В телескопических газгольдерах, в нижней части колокола и в верхних и нижних частях телескопов, прикрепляются кольцевые желоба или кольца, образующие гидравлические затворы. Желоба и кольца выполняются из швеллеров и углового железа и обшиваются 5—8-*мм* железом.

Для сохранности газгольдеров большое значение имеет окраска их. Перед окраской железо очищается стальными щетками. Старая покраска, ржавчина и осадки должны быть тщательно удалены. Для окраски применяют масляные краски или битуминозные составы.

Железный колокол газгольдеров снабжается в верхней части вен-

тилем для впуска воздуха на случай выпуска воды из резервуара.

Газопроводы, подводящие и отводящие газ, располагаются или рядом или с диаметрально противоположных сторон. В последнем случае лучше обеспечивается равномерный состав подаваемого газа. Газопроводы снабжают конденсационными горшками и задвижками, обычно располагаемыми в колодцах.

В колоколе газгольдера, над отверстиями газопроводов, предусматривают люки, через которые возможна прочистка газопровода.

Подающий и отводящий газ газопроводы часто связывают также непосредственно. Если они соединены, то газгольдер является только регулятором давления. Наличие обходного газопровода дает возможность выключения газгольдера без перерыва в потреблении газа.

На подающем газопроводе часто устанавливают автоматический клапан, перекрывающий газопровод при подъеме колокола, в результате чего уменьшается подача газа в газгольдер и увеличивается давление газа в подающей сети, что в свою очередь приводит в действие автоматические регуляторы генераторной установки.

К числу постоянных наблюдений, производимых в газгольдерных установках, следует отнести определение состава, температуры и давления газа и степени наполнения газгольдера. При превышении показателями предельно допустимых величин автоматически включаются соответствующие сигнальные приспособления—звуковые, световые и т. д. Измерение степени заполнения газгольдера производится с помощью троса, связанного с колоколом газгольдера и системой зубчаток. Аналогичным наблюдением и контролем обеспечиваются газгольдерные установки и других типов.

Емкость газгольдера исчисляется с учетом того, что нижняя часть колокола или нижнего телескопа на некоторую высоту остается в воде и что верхняя часть телескопов на высоту, соответствующую жолобу, остается неиспользованной.

Газгольдеры с одним телескопом строят начиная примерно от емкости в 1000 $м^3$, с двумя телескопами—от 3000 $м^3$, с тремя—от 25 000 $м^3$ и с четырьмя—от 85 000 $м^3$. Указанные данные однако варьируют в широких пределах.

В табл. 133 приведены данные о размерах одно-, двухъ-, и трехъярусных газгольдеров емкостью от 600 до 30 000 $м^3$.

В случае нахождения газгольдеров в местностях с суровым климатом обеспечение нормальных условий работы газгольдеров возможно следующими путями: применением незамерзающих жидкостей, расположением газгольдеров в зданиях и подогревом воды в период морозов.

Обычно газгольдеры защищают от холодов наиболее простым, но дорогим путем—постройкой отапливаемых зданий. При наличии отбросной нагретой воды в производстве газгольдеры могут нагреваться путем непрерывного пропуска таковой через бассейн. Обогрев затворов телескопов при этом должен производиться самостоятельно, например паром. При отсутствии отбросной горячей воды или от-

Таблица 133

Основные размеры газгольдеров

Мокрые газгольдеры				Сухие газгольдеры постоянного давления (типа Klönne)			Газгольдеры высокого давления постоянного объема								
							Сферические газгольдеры				Цилиндрические газгольдеры				
									Толщина листов (в мм)				Толщина листов (в мм)		
Емкость (в $м^3$)	Внутренний диаметр колокола в м	Диаметр телескопов (в м)		Высота (в)	Емкость (в $м^3$)	Диаметр (в м)	Емкость (в $м^3$)	Диаметр (в м)	3 *ата*	5 *ата*	Емкость (в $м^3$)	Диаметр (в м)	Длина цилиндрической части (в м)	3 *ата*	5 *ата*
		D_1	D_2												
600	12,5	—	—	4,99	1 000	11,2	15,0	100	5,76	5	9	100	2,68	16,1	5	8
1 200	12,5	13,0	—	4,90	10 000	22,4	31,5	300	8,31	7	12	300	3,85	23,2	6	11
2 500	16,2	16,8	—	6,05	30 000	30,4	47,5	600	10,48	8	15	600	4,85	29,2	8	13
3 000	14,5	15,0	15,6	5,94	75 000	41,6	63,0	800	11,51	9	17	800	5,35	32,0	8	14
12 000	25,9	26,6	27,3	7,54	100 000	44,8	71,5	1 000	12,41	10	18	1 000	5,76	34,6	9	15
25 000	36,3	37,1	37,9	8,08	150 000	51,1	82,0	2 000	15,63	12	20	2 000	7,25	43,5	11	19
30 000	50,7	51,5	52,3	8,37	200 000	55,9	91,0	3 000	17,90	13	22	3 000	8,3	50,0	12	22

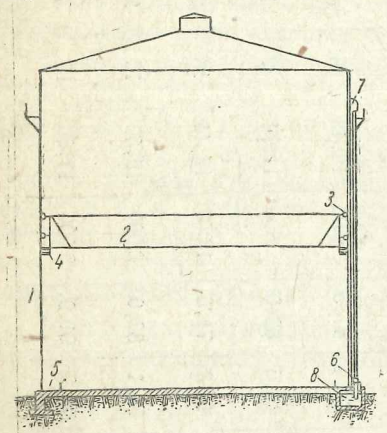
бросного пара газгольдер может обогреваться специально для этой цели получаемыми подогретой водой или паром.

Срок службы мокрого газгольдера—от 30 до 60 лет.

Мокрые газгольдеры просты по конструкции и в обслуживании и надежны. Недостатками их являются дороговизна сооружения, необходимость обогрева или строительства здания, а также необходимость в периодической окраске. Некоторым недочетом их также является изменение давления скачками, соответствующими включениям и выключениям отдельных телескопов и колокола, что связано с необходимостью приложения больших усилий для начального сдвига их.

Сухие газгольдеры постоянного давления

Сухие газгольдеры состоят из железного резервуара, внутри которого движется шайба, перемещающаяся в зависимости от наполнения газгольдера. Резервуар снабжен плоским днищем (рис. 123). Резервуары и шайбы выполняются многогранными или цилиндрическими.



123. Сухой газгольдер постоянного давления:
1—железный резервуар-корпус газгольдера; *2*—диск (шайба); *3*—направляющие ролики; *4*—уплотняющее кольцо; *5*—жолоб для смолы; *6*—смоляной насос; *7*—распределительная канавка для смолы; *8*—колодец для смолы

Вход и выход газа осуществляются с помощью двух труб. Газ подводится снизу и поднимает шайбу. При повышении расхода газа сравнительно с приходом диск у шайбы опускается.

Шайба представляет собой жесткую, укрепленную фермами поверхность, снабженную эластичным кольцевым затвором, прижимаемым к стенкам корпуса. Она имеет плоскую поверхность и выполняется из 3—4-*мм* железа.

Из сухих газгольдеров нашли распространение две конструкции—фирм «M.A.N.» и Klönne.

Газгольдер «M.A.N.» призматический. Число граней его—минимальное—восемь и увеличивается с диаметром. Резервуар состоит из каркаса, выполняемого из двутавровых балок и обшивки из листового железа толщиной в 4 *мм* и больше. Вертикальные стойки заделываются в кольцевом фундаменте. Резервуар перекрывается кровлей.

Для надежности работы газгольдера имеет большое значение строго горизонтальное положение шайбы, что достигается направлением движения шайбы с помощью двух систем роликов, находящихся выше шайбы и движущихся по внутренним полкам вертикальных балок.

Плотность примыкания шайбы к резервуару достигается следующим путем. Шайба по окружности снабжена кольцом из железа толщиной в 3 *мм*, которое рычагами с противовесами прижимается к стенкам резервуара. Над кольцом находится слой смолы, создающий необходимую плотность. Смола, в некотором количестве стекающая вниз, собирается в специальных резервуарах-колодцах и по достижении определенного уровня в резервуаре включает автоматически насосы, перекачивающие ее наверх, в смолохранилище. В зависимости от размеров газгольдера устраиваются от 6 до 16 колодцев с насосами. Запас смолы в смолохранилище достаточно велик, чтобы обеспечить питание газгольдера при перебоях в работе автоматов. Из смолохранилища по распределительным канавкам смола постоянно стекает в кольцевой затвор.

Газгольдер системы Klönne имеет цилиндрическую форму. Резервуар его состоит из балок, обшитых листовым железом толщиной в 5 *мм*. Плоское днище склепывается из листов толщиной в 5 *мм*. На днище расположены деревянные подушки, служащие опорой для шайбы при ее опускании. Резервуар перекрыт кровлей, снабженной вытяжным фонарем. Шайба имеет выпуклую форму.

Направление шайбе придается двумя рядами деревянных роликов, перемещающихся в вертикальном направлении. Применение дерева исключает возможность образования искр. В новых конструкциях оба ряда роликов расположены над шайбой и доступны для наблюдения. Круглая форма газгольдера дает возможность шайбе смещаться вокруг вертикальной оси.

Плотность в газгольдере Klönne достигается применением специального уплотняющего кольца-сальника, состоящего из нескольких слоев эластичной прорезиненной ткани. Уплотняющее кольцо прижимается рычагами, снабженными противовесами, к поверхности резервуара. Кольцо подвешено к конструкции, закрепленной на шайбе. В средней части сальника находится деревянная колодка, не доходящая до стенки газгольдера на 15—20 *мм* и образующая щель для скопления смазки.

Для обеспечения достаточной плотности между кольцом и шайбой в более старых конструкциях шайбу снабжали кольцевым жолобом, заполненным смолой, в который погружалась кольцевая пластина, с одного края прикрепленная к уплотняющему кольцу. В более новых конструкциях взамен гидравлического уплотнения применяется эластичная пластина, состоящая из слоев резины и свинца, с одной стороны прикрепленная к кольцу и с другой—к шайбе. При этом отпала необходимость в применении жидких уплотняющих веществ. Для уменьшения трения между уплотняющим кольцом и резервуаром, а также для обеспечения плотности сальник смазывается нефтяным вазелином с помощью часто установленных масленок.

В последнее время фирмой «Бамаг» предложено несколько иное устройство уплотнения. Оно состоит из кольца, внешняя стенка которого выполнена из кожи, а внутренняя—из полосового железа и дерева. В кольцевую полость между кожей и деревом вводится масло

из бака, помещенного на 1,5—2 *м* выше кольца. Давление масла вызывает прижим кожи к стенке газгольдера и просачивание масла сквозь кожу.

На случай переполнения сухого газгольдера на некотором расстоянии от крыши газгольдера предусматриваются отверстия с выводными трубами, через которые газ может выходить в атмосферу. Умышленное пользование подобным выпуском в атмосферу допустимо лишь в аварийном случае, так как при могущих быть при этом резких толчках возможны перекос и заедание шайбы.

Для отвода конденсата из сухих газгольдеров в нижней части их предусматриваются сифонные трубки, соединенные с конденсационными горшками, располагаемыми вблизи газгольдера.

Для обслуживания сухих газгольдеров предусматриваются маршевая лестница, подъемник и обходные галлереи.

Для возможности осмотра и ремонта шайбы на последнюю с крыши газгольдера спускаются подъемник или складная лестница. Освещение шайбы предусматривается как естественное—фонарем, помещенным на крыше газгольдера, так и искусственное—специальными электрическими лампами с двойными стеклянными крышками.

Вентиляция помещения над шайбой предусматривается естественная—через фонарь и окна по окружности крыши.

Вопросы предохранения от ржавления или разъедания разрешаются в сухих газгольдерах сравнительно просто: наружная поверхность, всегда легко доступная, окрашивается масляной краской, внутренняя же поверхность всегда защищена или смолой из затвора (в газгольдере «М.А.N.») или смазочным вазелином (в газгольдере Klönne).

Давление газа обусловливается весом шайбы—обычно небольшим, почему и давление, создаваемое сухими газгольдерами, меньше, нежели мокрыми. Оно составляет 100—130 *мм*. Для увеличения давления шайбу нагружают, достигая давлений в 200—250 *мм* и даже до 400 *мм*. При постоянном весе шайбы давление газа почти постоянно и зависит только от удельного веса газа.

Смола или вазелин в сухих газгольдерах как уплотняющее средство имеют и недостатки. Выделяющаяся из газа влага образует со смолой эмульсию, разъедающую железо, увеличивающую работу насосов и замерзающую на стенках газгольдера. Помимо этого смола обладает свойством уплотняться, и при этом она покрывает накипью стенки газгольдера и становится вязкой. Пыль в газе или отдельные его составные части иногда способны менять состав и свойства смазочного вазелина, что ухудшает работу сальника. По этой причине требуется тщательный и неослабный надзор за работой шайбы и смоляных насосов, за качеством и состоянием смазывающего материала, за составом воздуха над шайбой и т. д.

Отстой воды от смолы достигается путем подогрева смолы, к чему прибегают особенно в зимнее время. Подогрев производится в сборных колодцах с помощью паровых змеевиков.

Вопрос об утечке газа, имеющий небольшое значение для мокрых

газгольдеров, снабженных гидравлическим уплотнением, приобретает особенное значение для сухих газгольдеров. Фирмы «М.А.N». и Klönne гарантируют при семидневном испытании наполненного на 90% газгольдера утечку газа, не превышающую 2% от объема газгольдера. Неплотность газгольдера «М.А.N.» легко обнаруживается при увеличении работы насосов, обслуживающих подачу смолы в ту или иную часть газгольдера, и выделении через смоляной затвор пузырьков газа. Опасность утечки газа в газгольдерах Klönne значительно большая, чем в газгольдерах «М.А.N.»; поэтому спуск рабочих на шайбу газгольдера Klönne допускается лишь в противогазах.

При работе сухих газгольдеров в суровых климатических условиях возникает опасность замерзания конденсата на стенках и дне резервуаров. В подобных случаях помимо подогрева смолы, хорошего отделения смолы от воды и применения специальных сортов вазелина, затвердевающего при очень низких температурах, предлагают газгольдер окружать кожухом, например из этернита, и обогревать его нагретым воздухом. Имеются также предложения осушки газа в целях устранения самого источника неполадок. Стоимость сооружения этернитового кожуха, обогреваемого нагретым воздухом, по данным фирм, удорожает стоимость газгольдера на 20%.

Расход металла на сооружение сухого газгольдера значительно меньше (на 30—70%), чем на сооружение мокрого газгольдера.

Стоимость сухих газгольдеров меньше, чем мокрых, при значительных размерах газгольдера. С учетом того, что стоимость здания газгольдера очень велика, даже при малых размерах сухой газгольдер может оказаться более дешевым, чем мокрый.

Из изложенного следует, что главными преимуществами сухих газгольдеров являются: облегчение, упрощение и удешевление сооружения вследствие отсутствия водяного бассейна и здания; отсутствие необходимости в подогреве воды для отопления газгольдера; отсутствие необходимости в частой покраске газгольдера, быстро смывающейся водой (в мокрых покраска производится раз в 2 года, в сухих—раз в 6—7 лет); большее постоянство давления газа; меньший расход металла; доступность почти всех частей газгольдера для осмотра и ремонта без выключения его; возможность постройки газгольдеров больших размеров на небольших участках и достройка без выключения на ходу; автоматическое действие всей аппаратуры и оборудования и небольшие эксплоатационные расходы.

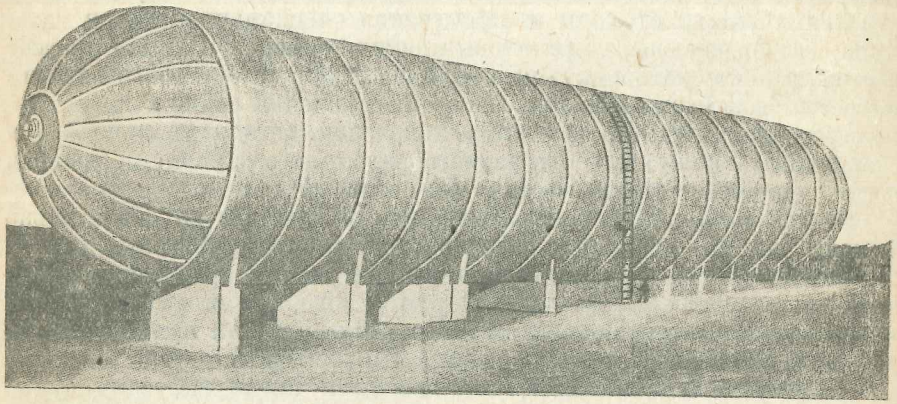
Недостатками сухих газгольдеров являются: неудобства, связанные с применением смоляного затвора или смазки, как то: эксплоатация насосов для смолы, необходимость тщательного подбора смазывающего вещества или смолы, контроля за их качеством и более легкая возможность утечки газа, отравлений и взрывов.

Сухие газгольдеры постоянного объема

Газгольдеры постоянного объема высокого давления представляют собой большие толстостенные резервуары сигаровидной (рис. 124) или шарообразной формы, в которые газ накачивается под давлением

в 3—5 *ат* и из которых через регулятор давления газ отпускается потребителю. Хранение газа под давлением дает возможность накопить большое количество газа в небольшом резервуаре.

Газгольдер полон при нахождении в нем газа под давлением, соответствующим рабочему. При этом в случае отсутствия расходования газа прекращается поступление его в газгольдер. В случае расходования газа и совпадения величин прихода и расхода газа давление держится неизменным; в случае превышения прихода над расходом давление в газгольдере может расти до достижения рабочего давления, после чего автоматически снижается или выключается подача газа в газгольдер; при превышении расхода газа над приходом давление в нем падает. На отводном газопроводе устанавливаются редук-



124. Сухой газгольдер постоянного объема

ционный вентиль и регулятор давления, обеспечивающие поддержание неизменного давления в расходной магистрали. Кроме того устанавливаются приборы, автоматически регистрирующие давление, температуру и количество газа в газгольдере, счетчик газа, указатель объема газа и аппарат для тревожной сигнализации на случаи повышения давления выше определенного предела или его падения.

Газгольдеры снабжаются также трубой для отвода конденсата и предохранительными клапанами. Предохранительные клапаны выпускают газ в атмосферу при превышении определенного давления в газгольдере. На случай остановки компрессоров или падения давления в подающих газопроводах на последних устанавливают обратные клапаны.

Цилиндрические газгольдеры выполняются клепаными или сварными и имеют выпуклые днища; устанавливаются на металлических кронштейнах или непосредственно на фундаменте с некоторым наклоном в сторону штуцера для спуска конденсата.

Преимуществом шарообразных газгольдеров является их меньший вес до известного предела емкости. Вес шаровых газгольдеров при данной полезной емкости не зависит от их числа и размеров.

Преимущества меньшего веса и большей гибкости в отношении выбора размеров обусловливают широкое распространение шаровых газгольдеров.

Шаровые газгольдеры устанавливаются на металлических конструкциях. Они занимают мало места, и сооружение фундамента под них сравнительно просто.

Недостатками шаровых газгольдеров сравнительно с цилиндрическими являются: трудность изготовления; необходимость установки для них специальных опорных конструкций (цилиндрические газгольдеры могут быть положены на обыкновенный фундамент); сложность сборки, производимой на месте установки (цилиндрические газгольдеры небольших размеров могут доставляться на место установки в собранном виде и легко могут быть изготовлены), и большая трудность склепки.

Энергию сжатия газа, аккумулированную газгольдером постоянного объема, можно использовать для транспорта газа, наполнения баллонов и других целей.

Преимуществом газгольдеров постоянного объема являются их простота и отсутствие движущихся частей и разных механизмов, что способствует их долговечности.

Основным недостатком этих газгольдеров является необходимость в большой прочности вследствие большого давления газа. Большим недостатком также является необходимость в компрессии газа, если только она не связана с технологическим процессом получения газа.

Несмотря на большие эксплоатационные расходы по содержанию газгольдеров постоянного объема, связанные с необходимостью сжатия газа, установка этих газгольдеров часто оправдывается местными условиями, как то: отсутствие площадки, необходимость создания большого запаса газа, необходимость транспорта газа под высоким давлением, трудность учета роста потребления газа, простота и удобство заготовки и перевозки и т. д.

При малых емкостях эти газгольдеры дешевле газгольдеров низкого давления.

Газгольдерные станции

Оборудование газгольдеров низкого давления сравнительно просто. Обслуживаются они обыкновенными вентиляторами или газодувками.

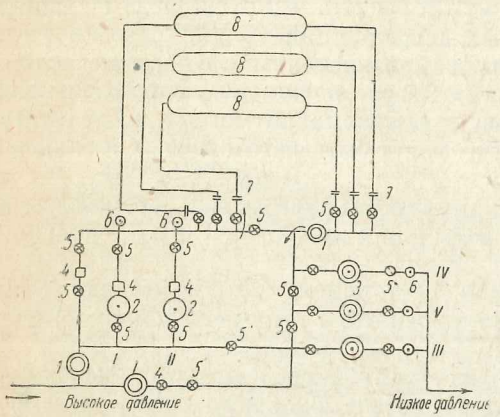
Вентилятор, подающий газ, устанавливается перед газгольдером; иногда между ними располагают очистную аппаратуру (скрубберы, аппараты сероочистки).

Из газгольдера газ выходит в газоразводящую сеть через выходной регулятор.

Если подающий и отводной газопроводы соединяются непосредственно, то газгольдер служит только надежным регулятором давления. Если требуется сжатие газа по выходе его из газгольдера, за послед-

ним устанавливается газодувка. Для избежания возможности образования в этом случае разрежения в газгольдере, связанного с опасностью продавливания его сферической крышки или образования взрывчатой смеси и взрыва, газодувки снабжаются достаточно надежными регуляторами давления.

Оборудование газгольдеров высокого давления значительно более сложно и требует установки компрессоров, сложных регуляторов и значительного количества регистрирующих приборов. Это связано с большими возможными колебаниями в сети высокого давления, питающей газгольдер, в зависимости от режима компрессорной установки и расхода газа.



125. Схема газгольдерной станции:
1—пылеуловитель; *2, 3*—регуляторы давления; *4*—обратный клапан; *5*—задвижка; *6*—конденсационный горшок; *7*—счетчик; *8*—газгольдер высокого давления

В часы минимального расхода газа компрессорная станция работает частично или полностью на газгольдер, а в часы максимального расхода нехватка пополняется из газгольдера

На рис. 100 и 125 представлены схемы установок газгольдеров, компрессорных станций и регуляторов давления.

На рис. 125 линия *I* служит для заполнения газгольдеров, линия *II* запасная, линия *III* служит для непосредственного питания сети низкого давления; линия *IV*—для снабжения сети низкого давления от газгольдера; она может работать одновременно с линией *III*; линия *V*—запасная к линиям *III* и *IV*.

Снабжение газгольдеров возможно также из сетей.

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Из всего изложенного о газогенераторных установках и генераторном газе ясно, что специфическими опасностями в газогенераторных установках являются: выделение ядовитого генераторного газа, образование взрывчатой смеси, легкое воспламенение генераторного газа и отравление водоемов и атмосферы.

Окись углерода, входящая в состав генераторного газа в значительном количестве, не имеет запаха, бесцветна, безвкусна и не вызывает каких-либо заметных раздражений. По этой причине ее присутствие в воздухе часто обнаруживается лишь после того, как уже началось отравление.

По нормам Наркомтруда содержание окиси углерода в воздухе не должно превышать 0,01—0,03 *мг/л*, что, к сожалению, иногда не соблюдается ([195]). При остром отравлении окисью углерода появляется головокружение, после чего следуют головная боль и тошнота. Угоревший должен быть вынесен на свежий воздух; в противном случае потерпевшему угрожают потеря сознания и смерть. В особо тяжелых случаях следует давать вдыхать кислород, подушка с которым должна иметься на станции.

Уменьшения опасности отравления генераторным газом рабочего персонала можно достигнуть уменьшением ручного обслуживания генераторов, что имеет место при применении автоматических загрузочных и шуровочных приспособлений.

Однако и в случае ручных засыпки топлива и шуровки возможно избежать выделения газа путем снабжения загрузочных коробок и шуровочных затворов завесами.

При нахождении аппаратов и газопроводов под положительным давлением газ может выделяться через любые неплотности, трещины и швы, а кроме того газ выносится наружу вращающимися барабанами автоматических загрузочных приспособлений. Для уменьшения или устранения этого явления конструкция дверок, затворов, коробок, автоматических питателей и других частей генераторов, а также газопроводов и аппаратов должна предусматривать достаточную их плотность путем хорошей обработки частей, применения уплотняющих прокладок и гидравлических затворов и т. д. Следует также применять у шуровочных отверстий и загрузочных коробок паровые или воздушные завесы.

Кроме того следует тщательно следить за состоянием всего оборудования, а также за плотностью кладки.

Особенно опасными являются кирпичные газопроводы, из которых легко выделяется газ. В случае, если генераторы не снабжены пусковыми трубами, разжиг генераторов происходит путем выпуска продуктов, получающихся при разжиге, через загрузочную коробку в помещение. Так как выделяющиеся газы отравляют персонал, генераторы следует, как правило, снабжать пусковыми трубами, выводя последние на достаточную высоту.

Даже небольшие количества окиси углерода являются опасными, и в целях предупреждения отравлений в помещениях для газогенераторов предусматривают достаточно мощную естественную или искусственную вентиляцию.

Генераторный газ легче воздуха, и при выделении в большом количестве он скапливается в верхних частях газогенераторных зданий. Для удаления этого газа в зданиях генераторов предусматривают фонари и вытяжные трубы. Иногда, если позволяют климатические условия, для лучшего проветривания помещения для генераторов оставляют с боков частично открытыми (см. выше).

Большим источником опасности в газогенераторных установках помимо отравления является взрывчатость газа. При взрыве в резуль-

тате сильного и внезапного повышения давления происходят разрушение аппаратуры и зданий и ранения обслуживающего персонала.

Содержание газа в воздухе, при котором уже может произойти взрыв, характеризуется нижним пределом воспламеняемости, а содержание, выше которого взрыва не происходит,—верхним пределом. Эти пределы определяются из анализа газа по формуле:

$$L = \frac{100}{\frac{a}{A} + \frac{b}{B} + \frac{c}{C} + \cdots \frac{n}{N}},$$

где: L — предел воспламеняемости (высший или низший) в %,

A—N — предел воспламеняемости соответствующего горючего компонента,

a — n — процентное содержание того или иного компонента.

В табл. 134 приведены данные о пределах воспламеняемости различных газов. Вне этих пределов взрыва в обычных условиях не происходит.

Таблица 134

Пределы воспламеняемости газов в воздухе и температура их воспламенения

Газ	Обозначение	Пределы процентного содержания газа для воспламенения		Температура воспламенения (в °С)
		низший	высший	от—до
Водород	H_2	4,1	74,0	625—590
Окись углерода	CO	12,4	75,0	725—685
Сероводород	H_2S	4,5	45,0	372—346
Этилен	C_2H_4	3,0	34,0	547—542
Ацетилен	C_2H_2	2,5	81,0	440—406
Метан	CH_4	5,5	14,5	737—724
Этан	C_2H_6	3,12	15,0	594—534
Пропан	C_3H_8	2,20	7,4	588—514
Бутан	C_4H_{10}	1,65	6,5	569—489

Например низший предел воспламеняемости водяного газа состава:

CO_2 — 5%; CO — 35%; H_2 — 45%; CH_4 — 3%; C_2H_6 — 1%;

O_2 — 3% и N_2 — 8%:

$$L_{низш} = \frac{100}{\frac{0,35}{0,124} + \frac{0,45}{0,041} + \frac{0,03}{0,055} + \frac{0,01}{0,0312}} = 6,8\%.$$

Взрывчатость возрастает при примешивании к смеси газа и воздуха пыли и влаги, что всегда имеет место в случае генераторного газа.

Особенно опасна смесь газа с воздухом в условиях работы электрофильтров, так как в последних под воздействием искр и тока высокого напряжения она взрывается независимо от соотношения в смеси газа и воздуха (не вполне доказано).

Для возможности взрыва требуется подогрев частиц смеси газа и воздуха до температуры воспламенения.

При холодном очищенном газе источником тепла, поджигающим образовавшуюся смесь газа с воздухом, является печь, в которую подают газ; в случае же горячего газа смесь может быть воспламенена также вследствие нагрева газа или попадания в него раскаленных частиц топлива или сажи из генератора.

Смесь газа и воздуха может получиться при работе какой-либо части установки на разрежении и при наличии в ней неплотности. Во избежание образования взрывчатой смеси необходимо поддерживать положительное давление во всех частях установки и наблюдать за их плотностью.

В этом отношении усиленного наблюдения требуют кирпичные газопроводы и кирпичные шахты сблокированных генераторов (проникание газа из работающих шахт в неработающие).

Воздух может примешаться к газу и в случае неудовлетворительного хода генератора—сильного шлакования, прогара, понижения слоя топлива и образования каналов, т. е. в тех случаях, когда воздух может пройти в верхнюю часть генератора, не успев прореагировать с раскаленным топливом.

Взрывчатая смесь может также получиться при заполнении газопроводов газом и выключении газопроводов. Как уже указывалось, во избежание этой опасности газопроводы следует располагать определенным образом, снабжать газопроводы продувными трубами и вытеснение газа и воздуха в опасных случаях вести паром или продуктами сгорания.

Если по каким-либо причинам в газопровод или иную часть установки прососался воздух и получился взрыв, то он должен быть воспринят предохранительными клапанами, предупреждающими повреждения оборудования.

Причиной взрыва могут быть также падение давления в воздухопроводе к генератору и попадание в воздухопровод газа из генератора. Во избежание этого явления воздухопроводы снабжают обратными клапанами, прикрывающими воздухопроводы при падении давления, продувными трубами для выпуска смеси на воздух и предохранительными клапанами.

На современных больших генераторных станциях, особенно снабженных установками для очистки газа, оборудование столь сложно, что ручное управление является затруднительным, так как результаты изменения каких-либо условий работы проявляются раньше, чем наблюдающий успеет принять надлежащие меры к выправлению работы или даже заметить самое изменение условий. По этой причине генераторные установки снабжают автоматическими регуляторами, из которых наибольшее значение имеют регуляторы давления газа,

поддерживающие автоматически постоянное давление в надлежащих частях установок и автоматически выправляющие режим установок.

Кроме того во избежание аварий, могущих быть при внезапных выключениях моторов и других аппаратов, при падении давления и т. п., предусматривают устройство надлежащей автоматической блокировки аппаратов и сигнализации; для безопасного пуска и быстрого выключения аппаратов больших станций предусматривается централизованное и дистанционное управление работой.

Сложность и опасность ручного управления в установках водяного газа побудила к применению соответствующих автоматических приспособлений.

Помимо регуляторов и автоматического и централизованного управления предусматривают звуковую, световую и прочую сигнализацию, которая должна обращать внимание обслуживающего персонала на происшедшие или могущие произойти изменения состояния режима: нежелательное изменение давления или температуры, выключение тока, прекращение подачи воды, аварии, пожар, несчастный случай и т. д.

Большую помощь в своевременном обнаружении образования взрывчатой смеси и принятии надлежащих мер может оказать газовый анализ. При больших газгольдерах регулярный анализ газа на кислород (желательно и автоматический и ручной контрольный) является обязательным.

В связи с перемещением больших грузов на газогенераторной станции, наличием в ней взрывоопасных аппаратов и газопроводки планировка станции должна быть достаточно целесообразной и предусматривать возможность легкого и удобного проезда и обслуживания, отсутствие излишних и встречных движений и надлежащие разрывы между отдельными сооружениями.

Разрыв между станциями горячего газа и цехом-потребителем должен быть не менее 13—14 *м*, между станциями очищенного газа и другими цехами—не менее 40 *м*, между складом топлива и газогенераторной и другими цехами—не менее 40 *м*.

Разрывы между газгольдерами, а также между ними и другими сооружениями должны быть таковы, чтобы в случае воспламенения газа или взрыва не пострадали ближайшие сооружения. Этот разрыв составляет: 30—50 *м* до прочих производственных зданий; 100—150 *м*—до огнеопасных зданий и печей; 150 *м*—до жилых домов, 8—20 *м*—до внутризаводских путей и 100 *м*—до путей общего пользования. Чем больше размер газгольдера, тем больше должны быть разрывы.

Соответствующие правила о действиях при авариях, несчастных случаях и нарушениях правильного режима должны быть хорошо усвоены персоналом и вывешены на видном месте.

Опасность для сооружений и здоровья обслуживающих может представлять и воспламенение генераторного газа. Такой случай может иметь место например при чистке генераторов, когда под влиянием давления в коллекторе газа или вверху генератора газ выделится

из отверстия, служащего для очистки, наружу и воспламенится. Это избегается отключением генератора при чистке от коллектора и включением генератора на продувную (пусковую) трубу.

Ввиду опасности взрыва и пожара здания газогенераторных установок, а также подсобных сооружений, в которых имеются горючие или взрывчатые вещества, выполняют несгораемыми и предусматривают в них устройство достаточного количества безопасных выходов и пожарных водопроводов, организацию противопожарного надзора и достаточную переговорную и сигнализационную связь.

Весьма тяжелы условия работы на генераторах с ручным золоудалением при сильной шлакуемости топлива, так как в этом случае от рабочего требуется большое физическое усилие в условиях сильного лучеиспускания раскаленного топлива и шлака. Борьба с этой вредностью осуществляется путем перехода на более совершенные типы генераторов—на генераторы с вращающимися решетками и автоматическим золоудалением.

Трудность работы, связанной с чисткой газопроводов от пыли, сажи и смолы, избегается или уменьшается путем применения надлежащих конструкций генераторов и газопроводов и использования при чистке сжатого пара, воздуха и воды, как это изложено в соответствующих разделах курса.

Большое вредное влияние могут иметь отравление водоемов спускаемыми с пределов станции фенольными водами и выделение фенолов и газов в атмосферу.

Оборудование станций должно предусматривать устройство соответствующих очистных сооружений.

УКАЗАТЕЛЬ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Окнов М. Г., Топливо и его сжигание, ОНТИ, Госметаллургиздат, 1934.
2. Бэнбери Г., Сухая перегонка дерева, перевод, Гослестехиздат, 1933.
3. Дементьев К. Г., Теплота и заводские печи, Киев, 1911.
4. Кирш К. В., Дрова как топливо, Москва, 1919.
5. Пантелеев В. П., Сухая перегонка дерева, Москва, 1920.
6. Любавин Н. Н., Техническая химия, т. I, II, Москва, 1897.
7. Iogansen A., Дрова как топливо мартеновских печей, «Iern Kontorets Annaler», 1924.
8. Ногин К. И., Сухая перегонка дерева лиственных и хвойных пород, ГНТИ, Ленинград, 1931.
9. Bertelsmann W., Schuster F., Техническая обработка газообразных веществ, Berlin, 1930.
10. Труды комиссии по премированию за экономию топлива, издание Теплотехнического института, Москва, 1928.
11. Декаленков С. И., Газогенераторные установки, КОИЗ, 1932.
12. Павлов М., Исследование генераторных газов Холуницких и Омутнинских заводов, «Горный журнал» № 11, 1891.
13. Асеев Н. П., К вопросу о полезном действии генераторов, «Горный журнал» № 7, 1903.
14. Швецов Б. С., Гинзбург Д. Б., Кузьмич Б. Ф., Теплотехническое обследование заводов треста «Смолстекло», журн. «Керамика и стекло» № 8, 9, 1925.
15. Тагеев Д. Л., Газификация отходов древесины, Гослестехиздат, 1933.
16. Ланда Я. А., Михеев С. П., Поляцкин М. А., Неопубликованный отчет Ленинградского областного теплотехнического института об обследовании станции стеклозавода «Белый Бычок».
17. Милиенко А. С., Неопубликованный отчет Теплотехнического института об обследовании силового газогенератора.
18. Гвоздь И., Двойной водяной газ, перевод, ГНТИ, 1934.
19. Назаров И. С., К вопросу газификации дров, журн. «Уральская металлургия» № 3, 4, 1935.
20. Герасимов Д. А., Торф, его происхождение, залегание и распространение, ГНТИ, 1932.
21. Бюль А. Ф., Болота и торф, Москва, 1930.
22. Стадников Г. Л., Химия торфа, Госхимтехиздат, 1932.
23. Карелин А. И. и Коллегаев А. В., Качественные характеристики топлив СССР, ГЭИ, 1932.
24. Гаврилов Н. Н. и Богданов Н. Н., Основы термической переработки торфа, ГНТГИ, 1932.
25. Шмиц Л., Фольман И., Жидкие топлива, перевод, МАКИЗ, 1927.
26. Гаврилов Н. Н., Вопросы химико-энергетического использования торфа. Труды Научно-исследовательского торфяного института, Москва, 1934.

27. Гинзбург Д. Б., О работе горшковых печей на заводе «Дружная горка», журн. «Керамика и стекло» № 6, 1929.
28. Тиханович С., Об эквивалентности торфа и дров в генераторах стеклоплавильных печей завода «Дружная горка», журн. «Керамика и стекло» № 1, 1926.
29. Шах-Пароníанц Г. И., Очистка и осушка древесно-торфяного газа. Бюллетень Гипромаша, № 1—2, 3—4, 1930.
30. Гинзбург Д. Б., Торфяная газогенераторная установка «Дахрост», журн. «Керамика и стекло» № 2, 1932.
31. Гладцинов Б. Н. и Маньковская З. Т., Себестоимость водяного и генераторного газа по эксплоатационным данным, Исследование ВНИГИ, 1935.
32. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. I, ч. II. Топливные ресурсы, ОНТИ ГЭИ 1935.
33. Кузьмин М. А., Михеев С. П. и Синельников А. С., Исследование газогенераторной установки на торфе в Гусь-Хрустальном. Труды ЛОТИ, выпуск 1, 1932.
34. Гаврилов Н. Н. и Богданов Н. Н., Испытание газогенераторной станции на стекольном заводе в Гусь-Хрустальном, Труды Инсторфа, выпуск 6.
35. Клаусс, Стрелков С. С. и Арон З. А., Неопубликованный отчет об испытании опытной установки для очистки газа на УЗТМ, 1934.
36. Калашников Е. И., Неопубликованный отчет о пуске газогенераторной станции Горьковского стеклозавода.
37. Тренклер Г., Газогенераторы, перевод под ред. и с дополнениями Н. Н. Лазарева, ОНТИ, Энергоиздат, 1933.
38. Назаров И. С., Исследование работы дровяных газогенераторов на воздушно-подогретом дутье, журн. «Уральская металлургия» № 3—4, 1932.
39. Маров М. А., Опыты по газификации пылевидного топлива, Труды Инсторфа, выпуск 6.
40. Стадников Г. Л., Химия угля, ГНТИ, 1932.
41. Титов Г. Н., Угли Подмосковного бассейна, журн. «Химия твердого топлива», в. 1, 1933.
42. Матвеев А. К., Боровичские угли, журн. «Химия твердого топлива», в. 3, 1933.
43. Успенский Н. Н., О теплотворной способности и зольности русских торфов. Труды Научно-исследовательского торфяного института, Москва, 1928.
44. Кирш К. В., Подмосковный уголь как топливо котельных, Москва, 1918.
45. Титов Н. Г., Угли Подмосковного бассейна, журн. «Химия твердого топлива», в. 7, 1934.
46. Корженевская Е. С., Материалы к теоретическому изучению угольных пластов Боровичского района, журн. «Химия твердого топлива», в. 3, 1933.
47. Титов Н. Г., Угли челябинского месторождения, журн. «Химия твердого топлива», в. 8, 1934.
48. Релль, Брикетирование челябинских бурых углей. Материалы к Всесоюзной топливной конференции, т. II, Планхозгиз, 1930.
49. Солодовников П. А., Термическая обработка подмосковных углей для получения бытового газа и водорода, Москва, Мосхимэнергострой, 1931.
50. Копытов В. Ф., Испытание газификации богословского угля, журн. «Уральская металлургия» № 1, 1933.
51. Карелин А. И., Нефедьева А. В., Состав и качество углей Средней Азии, журн. «Химия твердого топлива», в. 4, 1934.
52. Мигулин И. А., К вопросу газификации украинских бурых углей, журн. «Енергетика» № 2, 1934.

53. Фишер Ф., Превращение углей в жидкое состояние, перевод, Москва, 1926.
54. Гофтман, М. В., Полукоксование углей Подмосковного района, УИИХ, Харьков, 1928.
55. Воскресенский А. А., Новиков Л. З., Крутиков Б. И., Глаголев С. С., Полукоксование богхедов Подмосковного бассейна, журн. «Химия твердого топлива», в. 2, 1933.
56. Рапопорт И. и Тимофеев И., Полукоксование челябинских углей, журн. «Химия твердого топлива», в. 2, 1933.
57. Неопубликованный отчет газопирогенной лаборатории ВТИ.
58. Солодовников П. А., Исследование богословских углей, журн. «Химия твердого топлива» № 11, 1930 г.
59. Дралле-Кеппелер, Производство стекла, перевод, Продасиликат, Москва, 1929.
60. Faber, Буроугольный генераторный газ, Halle, 1928.
61. Arnemann, Сухая перегонка и газификация бурого угля, «Zeitschrift für angewandte Chemie», 1924.
62. Arnemann, Как я газифицирую среднегерманские бурые угли, «Feuerungstechnik», I, XIV, H. 1.
63. Fischer F., Силовой газ, Leipzig, 1921.
64. Белофастов К. Т., Газификация подмосковного угля, журн. «Строительные материалы» № 9, 1931.
65. Жуков А. Ф., Новиков Л. З., Дятьковская газогенераторная установка Мосхимэнергостроя на подмосковном угле, журн. «Химия твердого топлива» № 6, 7, 1931.
66. Шишаков Н. В., Опыт газификации подмосковного угля, журн. «Известия ВТИ» № 3, 1932.
67. Жилин А. И., Копылов П. И., К вопросу о выборе места для механизированного стеклозавода на Урале, журн. «Керамика и стекло» № 1, 1930.
68. Зайченков, Газификация челябинского угля. Материалы Всесоюзной топливной конференции, Планхозгиз, т. II, 1930.
69. Копытов В. Ф., Газификация челябинского угля на газогенераторной станции Суходожского шамотного завода, журн. «Строительные материалы» № 10, 1932.
70. Шишаков Н. В., Опыт газификации челябинского угля, журн. «Известия ВТИ» № 2, 1932.
71. Калашников Е. И., Неопубликованный отчет о пуске станции Полевского завода, 1933.
72. Калашников Е. И., Неопубликованный отчет о газификации черновских углей, 1933.
73. Солодовников П. А., Методы химической переработки низкосортных углей, Мосхимэнергострой, Ленинград, 1931.
74. Солодовников П. А., Новиков Л. З., Жуков А. Ф., Газификация сырого подмосковного угля на Московском газовом заводе, журн. «Химия твердого топлива», вып. 4, 1932
75. Былинкин И. Г., Жуков А. Ф., Майзельс П. Б., Неопубликованный отчет о газификации на Московском газовом заводе подмосковного угля на двойной водяной газ, 1933.
76. Федоров, Красный, Михеев, Куринов, Шашкин, Отчеты ВНИГИ о газификации углей во взвешенном состоянии, 1933, 1934.
77. Федоров В. П., Газификация мелочи подмосковского угля во взвешенном состоянии, журнал «Социалистическая реконструкция и наука», в. 2, 1934.
78. Белофастов К. Т., Палта Р. С. (ВНИГИ), Отчет о газификации челябинского угля в вагранке с выпуском жидкого шлака, 1934.
79. Крым В. С., Ископаемое топливо Донецкого бассейна, ОНТИ ГНТИУ, 1935.

80. Крым В. С., Характеристика топлива, применявшегося эквивалентной комиссией при производстве испытаний. Сборник «Труды комиссии по установлению эквивалентов марок донецкого топлива», том I. Издание Союзугля, 1930.
81. Гофтман М. В., Характеристика углей Лисичанского района, журн. «Химия твердого топлива» № 9, 1931.
82. Гофтман М. В., Коксование лисичанских углей, журн. «Химия твердого топлива» № 6, 1931.
83. Раковский Е. В. и Войтова Е. В., Окисление карагандинских углей в пластах и изменяемость их при открытом штабельном хранении, журн. «Химия твердого топлива», в. 5, 1933.
84. Труды Харьковского углехимического института. Угли Гришинского района, 1933.
85. Титов Н. Г. и Галле Р. Р., Угли Ткибульского и Ткварчельского месторождения, журн. «Химия твердого топлива», в. 3, 1934.
86. Венер А. и Галле Р., Исследование витритового и сапропелитового углей Ткибульского месторождения, журн. «Химия твердого топлива», в. 6, 1934.
87. Федоров В. П., О технике и экономике углей, склонных к самовозгоранию. Материалы Всесоюзной топливной конференции, Планхозгиз, т. II, 1930.
88. Гладштейн А. М. Угли Кизеловского бассейна, журн. «Химия твердого топлива» № 11—12, 1931.
89. Алексеев В. Я., Характеристика и теплотехническая оценка каменноугольных топлив Западной Сибири, ГНТГГНИ, 1934.
90. Караваев Н. М. и Каржев В. И., Исследование углей Иркутского бассейна, журн. «Химия твердого топлива» № 11—12, 1932.
91. Раковский Е. В., Физико-химическая характеристика углей Дальнего Востока, журн. «Химия твердого топлива» № 5—6, 1932.
92. Пентегов Б. П., К общей физико- и технохимической характеристике углей Дальнего Востока, журн. «Химия твердого топлива» № 8, 1931.
93. Пентегов Б. П., Физико-химическая характеристика, зола, самовозгорание, коксование, полукоксование и классификация углей Сучана, журн. «Химия твердого топлива», в. 1, 1933.
94. Фейгельман Х. Е., Забрамный Д. Т., Машкул Б. О. и Ходжаев Гани, К характеристике среднеазиатских углей, журн. «Химия твердого топлива», в. 1, 1933.
95. Келлер К., Руководство к исследованию продуктов коксования каменных углей, перевод, НХТИ, ВСНХ СССР, Ленинград, 1926.
96. Фишер Ф., Превращение углей в жидкое состояние, перевод, Москва, 1926.
97. Вейсгербер Ф., Топливо, его виды и применение, перевод, Ленинград, 1928.
98. Гофтман М. В., Коксование при низких температурах углей Лисичанского района. Украинский институт прикладной химии, Харьков, 1928.
99. Грицевич Г. В., Опыты полукоксования лисичанских углей в печи с внутренним обогревом, журн. «Известия ВТИ» № 9, 1933.
100. Шахно А. П. и Рапопорт И. Б., О рациональном использовании ткибульских кавказских углей, журн. «Известия ВТИ» № 6, 1927.
101. Справочная книга «Теплотехник», Ленинград, 1931.
102. К вопросу о хранении углей на складах железных дорог, 41-й сборник. Правила хранения углей и смесей на жел.-дор. складах (проект), Трансжелдориздат, 1934.
103. Караваев Н. М., Шмидт А. К., Башкиров А. Н., Проблема полукоксования в Урало-Кузнецком комбинате, журн. «Химия твердого топлива» № 4, 1931.

104. Караваев Н. М., Исследование кизеловского угля, журн. «Химия твердого топлива» № 1, 1932.
105. Караваев Н. М. и Рапопорт И. Б., Ископаемые угли Кузнецкого бассейна, журн. «Известия ВТИ» № 8, 1929.
106. Неопубликованный отчет газопирогенной лаборатории ВТИ.
107. Коюда К. и Топерверх П., Газогенераторное хозяйство металлургического завода, журн. «Уголь и железо», 1925.
108. Шах-Пароннанц Г. И., К вопросу о выборе типа генератора, Доклад, 1932.
109. Вайншенкер, Отчет об испытании газогенераторной установки Лисичанского стекольного завода, 1928.
110. Брискина А., Неопубликованный отчет об обследовании ВТИ газогенераторных установок Донбасса.
111. Гинзбург Д. Б., К работе генератора с. Вельман, журн. «Керамика и стекло» № 6, 1930.
112. Пивоваров Т. А., Механизированный газогенератор фирмы «Петтер», журн. «Енергетика», № 2, 1934.
113. Отчет Харьковского института Промэнергетики об испытании газогенераторов на Пантелеймоновском заводе Укрсиликаттреста, 1932.
114. Милиенко А. С., Неопубликованный отчет о газификации лисичанского угля в генераторе со швельшахтой (ВТИ), 1933.
115. Неопубликованный отчет о газификации тквибульского угля на Московском газовом заводе, 1934.
116. Наумов В. С., Опыты газификации кизеловского угля, журн. «Советская металлургия» № 4, 1932.
117. Привалов С. И., Газификация кизеловских углей, журн. «Уральская металлургия» № 6, 7, 1934.
118. Доброхотов Н. Н., Глинков М. А., Иванцов И. П., Исследование газификации сибирских и уральских углей. Сборник «Угли Западной Сибири в топках паровых котлов и газогенераторах», ГНТГИ, 1933.
119. Доброхотов Н. Н., Лебедев Н. И., Цветков А. М., Родионов М. И., Исследование газификации ленинских углей. Сборник «Угли Западной Сибири в топках паровых котлов и газогенераторах», ГНТГИ, 1933.
120. Брискина А., Неопубликованный отчет об обследовании ВТИ газогенераторных установок Урала, 1933.
121. Тавровский Л., Испытание углей на газификацию на Беловском цинкзаводе. Сборник «Угли Западной Сибири в топках паровых котлов и газогенераторах», ГНТГИ, 1933.
122. Полубояринов, Миндлин, Кроль, Болтунов, Неопубликованный отчет Союзгазхиммонтажа о пуске газогенераторной станции Первоуральского завода, 1934.
123. Проектная записка Газогенераторстроя, 1935.
124. Мазинг Е. К., Применение антрацита для двигателей внутреннего сгорания, Харьков, 1915.
125. Hermanns H., Газогенераторы и газовые топки, Berlin, 1923.
126. Гинзбург Д. Б., О работе генератора в Семилуках, журн. «Строительные материалы» № 5, 1931.
127. Вейнруб Л. Г. и Палеев И. П., Испытание газогенераторной станции завода № 9 в Семилуках, журн. «Строительные материалы» № 10, 1932.
128. Уокер В., Льюис В., Мак.-Адамс В., Типовая химическая аппаратура, перевод, ОНТИ, 1935.
129. Шах-Пароннанц, Г. И., Газогенераторные установки, рукопись.
130. Гурфинкель И. М., Газовое дело, ОНТИ, ДНТВУ НКТП, 1935.

131. Шишаков Н. В., Опыты газификации донецких антрацитов на газогенераторе Тиссен, журн. «Известия ВТИ» № 4, 1932.
132. Шишаков Н. В., Газификация боково-хрустальского антрацита, журн. «Известия ВТИ» № 12, 1932.
133. Соболевский, Сжигание егоршинского антрацита, «Журнал Русского металлургического общества», 1926.
134. Былинкин И. Г., Жуков А. Ф., Неопубликованный отчет о газификации полтаво-брединских антрацитов, 1934.
135. Пивоваров Г. А., Исследование работы антрацитовых газогенераторов Кертинга на Луганском паровозостроительном заводе, журн. «Энергетика», № 2, 1936.
136. Равич М., Производство водяного газа и водорода, Гизлегпром, 1933.
137. Лоханский И. И., Основы коксования и улавливания побочных продуктов, Ленинград, 1930.
139. Rambush N., Новейшие системы генераторов, Лондон, 1923.
140. Маслов А. Г. и Мигулин Н. А., Новейшие газогенераторы на заводе им. X годовщины Октября Укрсиликаттреста, журн. «Енергетика» № 3, 1930.
141. Power Gas Corporation, Установка для производства водяного и генераторного газа в Биллингеме, журн. «Engineering», март, апрель 1929.
142. Scheffer A., Langthaler E., Оборудование и эксплоатация газовых установок, München, Berlin, 1929.
143. Палта Р. С., Получение водяного газа из лисичанского кокса, Газогенераторстрой. Вопросы газификации твердых топлив. Сборник статей, 1936.
144. Чистов И. Ф., Вшивцев С. П., Вшивцева М., Опыт переработки уксусно-кальциевого порошка Ижевского химзавода, журн. «Лесохимическая промышленность» № 8, 1935.
145. Стадников Г. Л., Ископаемые угли. Горючие сланцы, ОНТИ НКТП, 1935.
146. Стадников Г. Л., Происхождение углей и нефти, ГНТИ, 1931.
147. Когерман П. Н., Пиролиз керогена сланцев при разных температурах. Сборник «Горючие сланцы и их техническое использование», ОНТИ, 1932.
148. Атлас энергетических ресуров СССР, т. II, Топливные ресурсы, ОНТИ ГЭИ, 1935.
149. Мягков А. А., Перегонка сланцев на Осташковском перегонном заводе. Сборник «Горючие сланцы и их техническое использование», ОНТИ, 1932.
150. Раковский Е. В., Сланцы как топливо в промышленных предприятиях в связи с их составом. Сборник «Горючие сланцы и их техническое использование», ОНТИ, 1932.
151. Грум-Гржимайло В. Е., Пламенные печи, ч. IV. Издание Теплотехнического института, Москва, 1925.
152. Троицкий П. В. и Коняев Г. Г., Опыты применения сланцев для газификации в генераторах Гильгера. Сборник «Горючие сланцы и их техническое использование», ОНТИ, 1932.
153. Гиттис, Сланцы и сланцевые смолы как топливо для двигателей внутреннего сгорания, Энергоиздат, 1932.
154. Заглодин, Жунко, Лазебник. Шамис, Газификация сланца в газогенераторах, журн. «Горючие сланцы» № 1, 1934.
155. Rambush N. E., Rixon F. F., Использование генераторов для металлургических процессов, «Iron and Coal Trades Revue» 1931, Vol. 123.
156. Поляцкин М. А., Ланда Я. А., Газификация сланцев с

жидким шлакоудалением. Сборник «За советское энергооборудование», Энергоиздат, 1934.

157. Шретер Р. П., Технология сланцев. Сборник «Горючие сланцы и их техническое использование», ОНТИ, 1932.

158. Хаслам Р. Т. и Руссель Р. П., Топливо и его сжигание, перевод, ГГНИ, 1934.

159. Добрянский А. Ф., Курс технологии нефти, ГГНИ, 1933.

160. Справочник инженера-газовика, New York and London, Mc Graw-Hill, 1934.

161. Наметкин С., Газ нефтяной. Техническая энциклопедия, т. IV, А. О. Советская энциклопедия, Москва, 1928.

162. Strache, Справочник по газовому делу, München und Berlin, 1919.

163. Ивановский Э. Э., Торфококсование с крэкингом дегтя, ОНТИ, 1935.

164. Солодовников П. А., Крэкинг генераторных смол и смол от полукоксования подмосковных углей, журн. «Химия твердого топлива» № 5, 1931.

165. Рапопорт И. Б. и Каржев В. И., Термическое разложение смолы челябинского угля. Неопубликованный отчет ВНИГИ, 1934.

166. Ивановский Э. Э., Комбинированный метод получения металлургического кокса и высококачественного газа из торфа. Сборник «Торф и его химическое использование» ОНТИ, 1935.

167. Dolch, Водяной газ, Leipzig, 1936.

168. Денис Л. и Никольс М., Газовый анализ, перевод, ОНТИ, 1934.

169. Темкин В. Л. и Шеренцис В. Д., Контроль работы котельных установок, ОНТИ, 1934.

170. Ломшаков А. С. Испытание паровых котлов, Петербург, 1913.

171. Кнорре Г., Тепловые расчеты котельных установок по газовому анализу, Ленинград, 1928.

172. Арбатский И. В., Руководство к анализу газов прибором Орса-Фишер, Москва, 1919.

173. Brückner H., Grobner W., Исследования по газовому анализу, журн. «Gas und Wasserfach» № 16, 1935.

174. Соколов В., Методы исследования природных газов, ОНТИ, НКТП, Научнотехнефтиздат, 1932.

175. Paris M. A., Автоматическое моментальное и непрерывное определение содержания кислорода в технических газах, журн. «L'industrie Chimique» № 238, 1933.

176. Климов Б., Ланин В. и Мордухович Е., Количества уксусной кислоты и фенолов, получаемых при перегонке торфа, журн. «Химия твердого топлива» № 11—12, 1932.

177. Раковский В. Е. и Стрелков С. С., Химическое использование сточных вод термической переработки торфа. Сборник «Торф и его химическое использование», ОНТИ, 1935.

178. Куроедов В. А., Новые данные по теплоемкости технических газов и паров, журн. «Теория и практика металлургии» № 1, 1936.

179. Павлов М. А., Применение торфа к выплавке чугуна, Сборник «Торф и его химическое использование», ОНТИ, 1935.

180. Майзельс П. Б., Газификация торфа с применением кислорода или воздуха, обогащенного кислородом. Сборник «Торф и его химическое использование», ОНТИ, 1935.

181. Авцин П. Е. и Новиков Л. З., Сушка подмосковного угля паром под давлением. Сборник работ Центральной лаборатории Химического комбината им. Сталина, выпуск 2—3, ОНТИ, 1935.

182. Алексеевский В., Гинзбург Д. Известковые печи химической промышленности, журн. «Химстрой» № 7—8, 1930.

183. Костюченко Е., Результаты опытной газификации уральских углей, журн. «Сталь» № 9—10, 1932.

ИМЕННОЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Аккерман 29
AIIgemeine Vergasungs Gesellschaft (A. V. G.) 70, 73, 75; 76, 83, 84, 130, 135, 141, 142, 143, 147, 148, 149, 150, 151, 160, 342, XX
Andrea XXIV
Арт XXIV
Асеев 17
Аскания 427, 431, 433
Ауэр XXII
Айзенштекен 548

Б

Баллей XXVII
Бамаг 263, 575
Бантлин 477
Бендер и Фремб« 392
Бенье XIII
Бенбери 39
Бергстрем 7
Берелл 376
Беркфельд 86
Бернштейн 7, 55, 184
Бертельсман 409
Бертье 4
Бильдт XVII
Биндер 477
Бишоф XI, XV
Бласс XXIII, XXIV
Богданов 56
Боле 543
Браун XX
Бренкен 82
Брискина 201
Бромлей 25
Брук, XV
Брукман XIX
Бурдит XXVII
Бурдон 427

В

Валет 103
Вайншенкер 82, 200
Вельман 201, 204, 205, XVII
Вельман-Галуша 241
Вельтон XXI
Вентури 390, 391, 440, 441
Verity XVI
Вейсбах 1
Вильсон 196, XV
Вильямс 534
Винклер 164, XVI, XIX, XXIII, XXVI, XXVIII
Виолетт 3
Вознесенская 38
Вольтер 339
Вундт 409
Вюрт XIV
Вюрц 91

Г

Гаврилов 56
Газогенераторстрой 141, 448
Галле 179, 190
Ган 364
Гарлен XX
Гау-Бабю 171
Геллер XXV, XXVII
Гемпель 368
Георгс-Мариенхютте XIV
Герасимов 46
Гербордт 515
Геринг 55, XV
Герцберг XXVII
Гехт 543
Гец XVI
Гиллебранд XXV
Гильгер 29, 31, 64, 116, 131, 133, 134, 141, 159, 205, 218, 309
Гинзбург 334
Гипрохим 297
Гирцель 330
Гладцинов 264
Глууд 186
Говард XVII
Гонкрафт XV
Горман XIX
Гофф 463, 464
Грангер XXI
Гребе XV
Грум-Гржимайло 132, 133, 219, 220, 308, 309, 474, 475, 487, 488, 489, 54

Грюнер 175, 176, 177, 182, 183, 184, 266
Гумбольдт 147
Гумфрей и Глазко XXII

Д

Даннерт XXII
Дахрост 68, 69, XV
Даусон XIII
Девис XXI
Дельвик XXII
Дельвик-Флейшер XXII, XXIII
Демаг 220, 260
Дессемонд XIV
Дейц 310, XIX
Джексон 543
Джерсей XXI
Джонс 336, 338
Джорж XVII
Дидье XXV, XXVI
Дизель 186
Динглер XX
Дитмар 7
Доброхотов 218, 474, 475, 478, 479, 480
Донаван XII
Дорр 556
Драве XXVI
Дрейшмидт 367, 368, 369
Дуфф XV, XVIII
Дэйтон 331, 332
Дюлонг 487, 488

Е

Егер 369
Europaische Wassergas A. G. (E. W-A. G.) XXII, XXIII, XXIV

Ж

Жунко 334, 339

З

Заглодин 334, 339
Зегер 543
Зелиге XII
Зикель XV

И

Ивановский 346
I. G. Farbenindustrie XXI, XXIII
Иенкнер 382
Industrie-Offenbau Gesellschaft 208
Иобард XII

К

Каржавин 70
Каржев 344
Каро XX
Каунд XVII
Керпели 64, 137, 200, 201, 211, 225, 241, 263, 290, 524, XVI
Кертинг 103, 196, 236, 250
Кесслер 239, 240
Кетхум XV
Киркгам XII, XXIII
Китсон XV
Классон 5
Клаусс XXVII
Клейне 364
Клецер XXVII
Климов 55
Klönne 547, 575, 576, 577
Кобленц 533
Коллер 37, 73, 95, 135, 143
Коняев 309
Копперс XXI
Копытов 530
Коттрель XX
Коюда 196
Красный 169
Крелль 387
Кремер 143, XXIV
Крейзе 162
Кросслей 39, 103
Круссель 338
Кузьмич 19, 21
Куринов 169

Л

Лаваль XV
Лавуазье XII
Лазебник 334, 339
Ланин 55
Лебо XXI
L'air Chaud XIV
Лигель XX
Лимн 225
Лимн-Рамбуш 282
Линде XXVI
Линч 201
Лове XXI
Лоран XI
Лоханский 266
Лунге 143
Лундин 40
Лурги XXVI

М

Мазинг 235
Мак-Кефери 171
Максфельд 331
M. A. N. 574, 576, 577
Манн XXI
Маришка 269, 271
Маркони XIX
Маттер 236
Медведев 346
Меллер XV, XVII
Менделеев 470, 471
Миксен 53
Михеев 169
Монд 57, 100, 101, XIII, XX
Морган 71, 195, 197, 198, 200, 201, 202, 203, 516, XV
Мордухович 55
Мюллер XV

Н

Надежин 131
Наумов 216
Незе XIX
Нихамов 304
Нордштрем 14
Норзе 364, 374
Ньютон-Чемберс 279, 288, 289, 290

О

Оберто XI
Оберфелл 376
Одельстерн 29, 31
Оккерман 4
Ольшевский XIX
Орса-Ган 374
Орса-Фишер 364
Ортман 543
Оствальд 380

П

Павлов 18, 20, 409
Пауэр-Газ 264, 276, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 286, 290, 291
Пеклер 297, 546
Петер 201, 205
Пиккеринг 333
Пильник 296
Пинч 129, 130, 155, 156, 163, 237, 238, 263, 268, 269, 272, 291, 300, 316, 318, 330, 331, XIV, XX
Пти XXI
Пфейфер XIII

Р

Раковский 38, 56
Рамбуш 284, 524
Рапопорт 189, 344
Рато 275
Реман 29, 31, 257, XIV
Ренкин 171
Рейндерс 466
Рейнеке 434
Рейнольдс 391
Ринкер 339
Ричи-Гоцо 101, 102, 165, XVI
Рихард 368
Рише XIX
Робертфорс 12, 13
Розенмюллер 381
Рутс 261, 262

С

Сарнов 143
Seabord By Product Coke C° XXI
Седергамн 13
Сепульхр 197, 199, XIV
Сет 4
S. F. H. XIV
Сиборд XXI
Сименс 126, 141, 195, 197, 199, 201, 202, 203, 215, 216, 516, 534
Сименс-Гальске 377
Сименс-Дахрост 66
Смиг XVI
Соболевский 257
Сорокин 530
Стадников 47, 53, 57, 117, 306
Стальпроект 30
Стрелков 56
Стронг XXIII
Суровцев 25, 27

Т

Тагеев 40, 43
Тальбот XVIII
Тайлокс XXI
Твайт XIV, XIX
Тейсен XX
Тимм XIX
Тиссен 253, 254, 255
Титов 114, 124, 179, 190
Тифтрунк 382
Толандер 29, 30, 31
Тома XI
Томас 386
Томсон XX
Топерверх 196
Тренклер 100, 101
Троицкий 309
Тулли XXIV
Туфякин 264
Тэйлор XIV, XV

Ф

Фабер-де-Фор
Феррокс XXI
Филипон XIV
Фишер 7, 91, 119, 123, 124, 186, 187, 304, 318, 342, 344, 477
Fichet & Heurtey XIV
Флейснер 61, 116

Флейшер 49, XXII
Фонтана XI
Франк 342, 346, XX
Фриче 477
Fusion et Voltisation XIV
Фурко 201, 531, 532, 533, 551

Х

Хертей и Соважон 242, 244, 290
Хирт XIX

Ц

Цан XV
Цвигнер 382
Цшоке XX

Ч

Чапман 205, 206, 219, 220 XVII, XVIII
Чиликин 548, 550
Чиммер 382

Ш

Шарашкин 21, 131, 196
Шарко 386
Шахно 189
Шашкин 169
Шварц XX
Швецов 19, 21
Шевандье 10
Шерман 527, 528, 530, 533
Шеффер 279
Шпилькер 133
Штрахе 104, 162 XXII, XXIII, XXIV
Штредер 86, 87, 89, 91, 92
Шуккерт 238
Шульц 548
Шюле 409

Щ

Щерб 369

Э

Эбельман XI, XIII, XIV, XIX

Ю

Ювенальев 334, 339
Юз XVIII
Юлиус Пинч 141
Юнкерс 318, 384, 386
Юсти 409

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Автоматическое регулирование установок 421—441
Автоматическое управление в установках водяного газа 445, 446
— переключение клапанов 446, 447
— системы 447
— гидроэлектрическая система 449—458
Аммиак, определение содержания 379
— улавливание из торфяного газа 100, 101
Анализ генераторного газа, аппаратура 363—365, 374—378
— забор пробы 362, 363
— назначение 361
— поглощением 363, 365—367, 370
— сожжением 367—370
— состав г.г. 361, 362
— расчеты 371—374
Антрацит, водяной газ из А. 258
— газификация 235—264
— донецкий, газификация 253—257
— — характеристика 232, 233
— егоршинский, газификация 257
— — характеристика 234
— испытание в генераторе «Пауэр-газ» 264
— месторождения 232, 234
— полтаво-бреденский, газификация 257
— — характеристика 234
— свойства 232, 234
— транспорт к генераторам 567
— установки водяного газа 258—260
— установки смешанного газа 235—253
— хранение 194

Б

Бурый уголь, виды 111
— водяной газ из Б. у. 125, 162—164
— богословский, газификация 159, 160
— — зольность 115
— —полукоксование 124, 125
Бурый уголь, богословский; характеристика 115
— газификация 125—172
— ленгеровский 115
— определение 110
— пирогенетическое разложение 117—119, см. Сухая перегонка
— подмосковный, богхеды 112
— — виды 111
— — газификация 131—141
— — зольность 112—114
— — курной 111, 112
— — месторождения 111
— — полукоксование 119—121
— — свойства 111
— — установки на п. у. 134—141
— — характеристика по сортам 113, 121
— свойства 110, 111
— среднеазиатский 115
— сушка 116, 117
— транспорт к генераторам 567
— украинский 116
— установки на Б. у. 129—150, 154—159
— челябинский, газификация 141—159
— — зольность 114
— — месторождения 114
— — полукоксование 122—124
— — характеристика 114, 115
— — установки на ч. у. 142—150, 154—159
— хранение 193, 194
— черновский, газификация 160—162
— — характеристика 116

В

Вентиляция в газогенераторных установках 559, 560
Взрывы в газогенераторных установках 581—583
Влажность газа, замер 379—380
— определение расчетом 398
— пересчеты 381, 403—405

Водопровод в газогенераторных установках 554—556
Водяной газ, выбор типа установки 523, 524
— двойной см. Двойной водяной газ
— из антрацита 258—264
— из бурого угля 162—164
— из древесины 43, 44
— из кокса 275, 276, 280—290
— из торфа 104
— карбюрированный 263
— применение 519
— расчет состава 497—504

Г

Газ, вторичный воздух при горении Г. 536, 537
— выбор вида 518—520
— выход из различных топлив 536, 537
— выход продуктов горения Г. 536, 537
— определение количества 387—392
— применение в металлургической и машиностроительной промышленности 548—550
— — в огнеупорно-керамической промышленности 541—545
— — в стекольной промышленности 531—541
— — в химической промышленности 545—547
— — Г., дающего несветящееся пламя 526—530
— — для силовых нужд 547
— состав продуктов горения Г. и объема 536, 539
Газгольдеры, виды 569
— мокрые 569—574
— назначение 569
— оборудование 572, 579, 580
— обслуживание 571, 572, 576
— основные размеры 573
— регуляторы для Г. 437—441
— станции 579, 580
— сухие постоянного давления и объема 574—579
Газогенераторные печи, Джонса 336—338
— Крусселя 338
— МИХМ 334—336
— назначение, 328
— преимущества и недостатки 339
— устройство 334
Газогенераторы, время пребывания топлива в Г. 516, 517
— выбор типа 524—526
— определение количества Г. 514—516
— — размеров Г. 516
Газохранилища см. Газгольдеры
Гидроторф, добыча 59, 60
— сушка 61
— характеристика 51
Гуминовые вещества 47, 48

Д

Давление газа и дутья, измерение 386, 387
Двойной водяной газ, применение 519
— расчет состава 504—514
Дегтярный газ, получение 339—342
— установки 339—342
Диспетчерское управление 444
Древесина, влажность 2
— водяной газ из Д. 43, 44
— газификация 15—44
— зольность 2—4
— пирогенетическое разложение 1—9, см. Сухая перегонка
— подсмольная вода из Д. 8
— строение 1
— установки на Д. 25—40, 43, 44
— элементарный состав 1, 2
Древесный уголь, вес 9
— состав 9
Дрова, газификация см. Древесина, газификация
— заготовка 10
— складочный вес 11
— сушка 10, 12, 14, 564
— транспорт к генераторам 564
— хранение 10

З

Заготовка дров 10
— торфа 58—60
— щепы 12
Зола, содержание в различных топливах, см. Отдельные виды топлива
Золоудаление в газогенераторных установках 568, 569

И

Испытание газогенераторных установок 413—420

К

Каменный уголь, газификация 195—231
— дальневосточный, месторождения 184
— — характеристика 184
— донецкий, газификация 195—215
— — полукоксование 187—189
— — установки на д. у. 195—214
— залегание 173

Каменный уголь, кавказский, газификация 215, 216
— — месторождения 178
— — полукоксование 189—191
— — характеристика 179
— классификация 175, 176
— пирогенетическое разложение 184—187
— происхождение 173
— свойства 174
— сибирский, газификация 218—227
— — месторождения 182
— — полукоксование 191, 192
— — установка на с. у. 218—220; 224—227
— — характеристика 180—184
— среднеазиатский, месторождения 184
— — характеристика 184
— транспорт к генераторам 567
— уральский, газификация 216—218
— — месторождения 182
— — полукоксование 191
— — характеристика 182
— хранение 192—195
Канализация в газогенераторных установках 555—557
Кокс, газификация 267—300
— регенеративный и регенеративно-кислородный газ из К. 296, 297
— свойства 266, 267
— состав 265
— теплоемкость 407
— транспорт к генераторам 567
— установки на К., водяного газа 274—280
— — смешанного газа 268—274
— хранение 194
Контроль работы газогенераторных установок, см. Обслуживание г.г. установок
К. П. Д. 410, 411

М

Мазут, пиролиз 328, 334
— сравнение с газообразным топливом 535—541
Масляный газ, получение, процесс 328, 329
— — в генераторе Крусселя 338, 339
— — в печи Пиккеринга 333
— — в реторте Дэйтона 331, 332
— — в ретортных печах 329, 333
— — в установках Гирцеля 330
— — — Джонса 336—338
— — — з-да «Дружная Горка» 331
— — — Максфельда 331
— — — Пинча 330, 331
Материальный баланс, составление 397, 467—470
Машинно-формованный торф 50, 59

Н

Несветящееся пламя, исследование 527—530
— применение 533—535
— сравнение со светящимся 529, 530
Нефтяной газ, получение 334
— установка МИХМ 334, 335

О

Обслуживание установок, автоматическое регулирование, см. Автоматическое регулирование
— автоматическое управление, см. Автоматическое управление
— аппаратурный контроль 360—397
— ведение режима 354—359
— выключение 359, 360
— инструмент 352
— испытание 413—420
— передача показаний на расстояние 395, 396
— пуск 352—354
— расчетный контроль 397—413
— сигнализация 441—444
— централизованное управление 444, 445
Опилки, газификация 29, 40
Организация производства на газогенераторных установках 348—352
Отбросы лесного и лесопильного хозяйства, газификация 9, 23, 39—44
— генераторы на О. 39, 44
— установки на О. 39, 40, 44
Отопление газогенераторных установок 559
Отравление, см. Техника безопасности

П

Паровое хозяйство 558
Пиролиз жидких топлив в газогенераторных печах 334—341
— в ретортных печах 329—334
— масел 328, 329
— мазута 328, 334
— смол 342—347
— сырье 328
— установки для П. 328—342
Пламя, несветящееся, исследование 527—530
— — применение 533—535
— — сравнение со светящимся 529, 530
— светящееся, исследование 529
— — применение 527—530, 534, 535

Подсмольная вода, из древесины 8
— из торфа 83, 91, 92, 99
Пределы воспламеняемости газов 582
Пыль в газе, выходы 403
— определение содержания 382—384

Р

Расчет генераторного процесса, водяного газа 497—504
— воздушного газа 479, 489
— двойного водяного газа 504—514
— метод проф. Грум-Гржимайло 474, 475, 487 —496
— метод проф. Доброхотова 474—487
— методы 459, 460
— по практическим данным 467—473
— полугаза 479, 489
— при наличии перегонных камер 496, 497, 504—514
— смешанного газа 478, 480—487, 489—496
— теоретические методы 460—466
— цель 459
Расчет генераторов, см. Газогенераторы
Регенеративный газ 296—298
Регуляторы, виды 422, 423
—газгольдеров 437—439
— давления 424—431
— компрессоров 430—441
— на сетях 434—437
— производительности генераторов 433
— соотношения 433, 434
— температуры паровоздушной смеси 431—433
— требования к Р. 421, 422
Ретортные печи, Гирцеля 330
— достоинства 333
— Дэйтона 331, 332
— з-да «Дружная Горка» 331
— Максфельда 331
— назначение 329
— недостатки 333
— Пиккеринга 333
— Пинча 331
— устройство 328

С

Сероводород в газе, влияние на глазурь 543
— — металлы 545, 548—550
— — огнеупорные материалы 543
— — работу двигателей 547
— — стекломассу 532, 533
— допустимое содержание 533, 548, 550
— определение содержания 379
Сигнализация, аварийная 443, 444
Сигнализация виды и способы действия 441, 442
— служебно-контрольная 442, 443
Силовой газ, из антрацита 235—239
— древесины 40—43
— кокса 268
— торфа 102, 103
— требования к С. г. 547
Сланцы, газификация 308—324
— месторождения 302—307
— происхождение 301
— свойства 301, 302
— транспорт к генераторам 567
— установки на С. 312—324
Сухая перегонка, бурого угля 117—119
— древесины 4—9
— каменного угля 184—186
— торфа 54—58
Сушка, бурого угля 116, 117
— дров 12, 14
— торфа 60, 61
— щепы 12, 14, 15

Т

Температура, в тепловых установках 531, 538, 539, 542
— газа и дутья, измерение 392—395
— горения, теоретическая, см. Теоретическая температура горения
Теоретическая температура горения 538, 539, 542
Тепловые балансы, генераторов дегтярного газа 341
— — масляного газа 332
— — на антраците 239, 247, 251
— — на буром угле 126, 159, 161
— — на древесных отбросах 42
— — на дровах 25
— — на каменном угле 217
— — на коксе 270, 274, 278, 279, 280, 288, 294, 295
— — на сланце 324
— — на торфе 81, 83
— на щепе 36, 37
— отбросного тепла 295
— составление 405—410, 470—473, 483, 487, 496, 500, 502, 503, 508, 511, 513, 514
— установки масляного газа 337
— установки смешанного газа 81
— физического тепла газа 251
Теплотворная способность газа, определение 384—386
Техника безопасности в газогенераторных установках 580—585
Топливоподача, расход энергии на Т., см. Электроэнергия

184. Могилевская А., Аппарат для полного газового анализа системы ВТИ, журн. «Известия ВТИ» № 4, 1932.
185. Маурах Г., Тепловой поток, перевод, Госхимтехиздат, 1933.
186. Временная инструкция по замеру газа трубками Браббе и Прандтля, журн. «Известия ВТИ» № 3, 1928.
187. Инструкция по определению средней по сечению скорости в газопроводе, журн. «Известия ВТИ» № 8, 1928.
188. Лахтин А. Н., Приборы для измерения температуры в тепловых установках, ОНТИ, 1933.
189. Правила приемочных испытаний двигателей внутреннего сгорания и газогенераторов, перевод, журн. «Известия ВТИ» № 1, 1932.
190. Вюнш Г., Регуляторы количеств и давления, перевод, ГЭИ, 1932.
191. Фридман В., Автоматическое регулирование режима печных установок, перевод, ОНТИ, Энергоиздат, 1933.
192. König, Регуляторы и регулирование давления. Журн. «Gas und Wasserfach» № 3, 4, 1930.
193. Журн. «Gas und Wasserfach» 210—212, 1931.
194. Левинсон Н. и Строганов Н., Диспетчерское управление в промышленности. Государственное издательство «Стандартизация и рационализация», 1934.
195. Стахорский С. М., Техника безопасности в химической промышленности, НТИУ, 1936.
196. Автоматическое управление установками для получения водяного газа, «Journal des Usines à Gaz» № 3, 1934.
197. Рябцев И. И., Равновесные соотношения при газификации твердого топлива парокислородной и паровоздушной смесью под давлением, «Журн. химической промышленности» № 4, 1935.
198. Гинзбург Д. Б., Газогенератор в керамической промышленности, Стройиздат, 1933.
199. Доброхотов Н. Н., Расчет генераторов и генераторного процесса, Ленинград, 1922.
200. Sherman R., Излучение светящегося и несветящегося пламени естественного газа, «Transaction of the American Society of Mechanical Engineers», март 1934.
201. Копытов В. Ф. и Сорокин С. В., Нагрев металла в камерных печах и ваннах, журн. «Ниимаш» 1935.
202. Гинзбург Д. Б., Применение различных видов топлива для стекловаренных печей, их эквиваленты и проблема отопления несветящимся пламенем, журн. «Керамика и стекло» № 3, 1935.
203. Муллерт, Сера в угле, перевод, Госхимтехиздат, 1932.
204. Франкфурт Я. Л., Энергетика заводов черной металлургии, ОНТИ, 1935.
205. Зарембо К. С., Газгольдеры, ОНТВУ, Харьков, 1932.
206. Аронов А. Б., Газгольдеры, Госхимтехиздат, 1933.
207. Herbordt F. W., Производительность генераторов с вращающейся решеткой, журн. «Stahl und Eisen», 54, 3, 1934.
208. Herbordt F. W., Производительность генераторов с вращающейся решеткой на коксе, журн. «Stahl und Eisen», 54, 39, 1934.
209. P. Williams, Диффузионное горение и его использование при варке стекла, журн. «Glass industry», 1933.
210. Раковский Е. В. и Вознесенская Е., Генераторная смола древесных пород, журн. «Химия твердого топлива», 3, 1935.
211. Чалов Н. В., Выхода метилового спирта при газификации древесины, журн. «Лесохимическая промышленность» № 3, 1936.
212. Виноградов А. А., Махнач В. С., Стрелков С. С., Палта Р. С., Обследование результатов применения стахановских методов на торфяных газогенераторных станциях. Неопубликованный отчет, 1936.
213. Семенов А. И., Рябцев И. И., Газификация торфа и подмо-

сковного угля во вращающихся печах, «Журнал химической промышленности» № 5, 1936.

214. Палта Р. С., Горышник Р. Б., Неопубликованный отчет об обследовании газогенераторных станций, работающих на челябинском угле, 1936.

215. Китаев Б. И., Газование челябинского угля на генераторах Пинча с двойным отбором газа, «Журнал химической промышленности» № 7, 1935.

216. Гинзбург Д. Б., Цепин А. Д., К конкурсу известковообжигательных печей, журн. «Строительные материалы» № 12, 1931.

217. Волонихин Ю. В., Неопубликованный отчет о заграничной командировке, 1936.

218. Гладцинов Б. Н., Тюфякин С. Н., Сравнительная стоимость производства полуводяного газа в азотной промышленности на коксе и антраците, «Журнал химической промышленности» № 10, 1936.

219. Нихамов И., О составе сланцевого газа, полученного при разных температурах, журн. «Горючие сланцы» № 5, 6, 1932.

220. Биверовский А. А. и Чалов Н. В., Определение смолы, уксусной кислоты и других веществ в сыром древесном и генераторном газе, журн. «Лесохимическая промышленность» № 8, 1935.

221. Белофастов К. Т., Неопубликованный отчет об обследовании газогенераторных станций, работающих на антраците, 1936.

222. Справочник конструктора печей под ред. Грум-Гржимайло Ю. В., ОНТИ, 1935.

223. Шмидт Ю., Окись углерода, перевод, ОНТИ, 1936.

224. Windett V., Некоторые данные о работе газогенераторных установок, Jearbook of the Americ. Iron and Steel Institute, 1931.

225. Маслов А. Г., Газогенераторная установка фирмы «Демаг», журн. «Енергетика» № 9—10, 1932.

226. Маслов А. Г., Новый метод работы генераторов водяного газа, журн. «Енергетика» № 2, 1934.

Топливоподача, способы, см. Отдельные виды топлива
Торф, вес 58
— виды 46, 47
— влажность 48, 49
— водяной газ из Т. 104
— газификация 62—109
— гидроторф 51, 59—61
— гуминовые вещества в Т. 47, 48
— добыча 58—60
— зольность 49, 52
— кокс из Т. 57, 58
— машинно-формованный 50, 59
— пирогенетическое разложение 54—57 см. Сухая перегонка
происхождение 45, 46
— силовой газ из Т. 102, 103
— степень разложения 47, 48
— сушка 60, 61
— теплотворная способность 50—53
— транспорт к генераторам 565, 566
— улавливание аммиака из Т. 100, 101
— установки на Т. 63—100
— фрезерный 52, 60
— характеристика 50—52
— хранение 61, 62
— элементарный состав 53

У

Установки, автоматическое регулирование У., см. Автоматическое регулирование
— автоматическое управление У., см. Автоматическое управление
вентиляция У. 559, 560
водопроводно-канализационное хозяйство У. 554—557
— выбор типа 520—524
— золоудаление 568, 569
испытание 413—420
— контроль работы 360—413
обслуживание У., см. Обслуживание установок
отопление У. 559
— паровое хозяйство У. 558
— расположение 550—554
— склады топлива в У. 561—564
смоляное хозяйство 557, 558
— техника безопасности в У. 580—585
Установки, централизованное управление У. 444, 445
— электротехническое оборудование У. 560, 561
— на антраците, см. Антрацит
— на буром угле, см. Бурый уголь
— на древесине, см. Древесина
— на жидком топливе, см. Мазут, Масло, Нефть
— на каменном угле, см. Каменный уголь
— на коксе, см. Кокс
— на сланце, см. Сланец
— на торфе, см. Торф

Ф

Фенолы 55, 83, 90—92, 95—97, 99, 100, 557
Фрезерный торф, добыча 60
— характеристика 52

Х

Хранение антрацита, см. Антрацит
— бурого угля, см. Бурый уголь
— древесина, см. Древесина
— каменного угля, см. Каменный уголь
— кокса, см. Кокс
— торфа, см. Торф

Ц

Централизованное управление 444, 445

Щ

Щепа, газификация 29—40
— заготовка 12, 565
— сушка 12, 14, 15
— транспорт к генераторам 565
— установки на Щ. 30—39

Э

Эквиваленты различных топлив 535—543
Электроэнергия, расход в установках 522, 523

Сдано в набор 14/V 1936 г.
Подписано к печати 28/X—22 XII 1936 г.
Формат бумаги 62×94¼₁₆
Количество печатн. л. 39½+10 вкл. 2½ Уч. л. 44
Количество печатн. знаков в л. 49 тыс.

Индекс С—5
Гизлегпром № 2383
Тираж 3175
Заказ № 5866
Уполн. Главлита № Б-46596

5-я тип. Трансжелдориздата НКПС. Москва, Каланчевский туп., д. 3/5

с очисткой газа
о шамотного завода
из трех генераторов
установленных фир-
ератора по наклон-
етром 600 *мм* посту-
рху которого раз-
до 80°.

производительность
ловитель (диаметр
ает во вторую сту-
лой водой и охла-
дается до 30—40°.
° и орошает в ниж-
осы, соответствую-

и приводы чаш
дивидуальные.
приемки элевато-
щелями 5×18 *мм*
ерам.
торца здания рас-

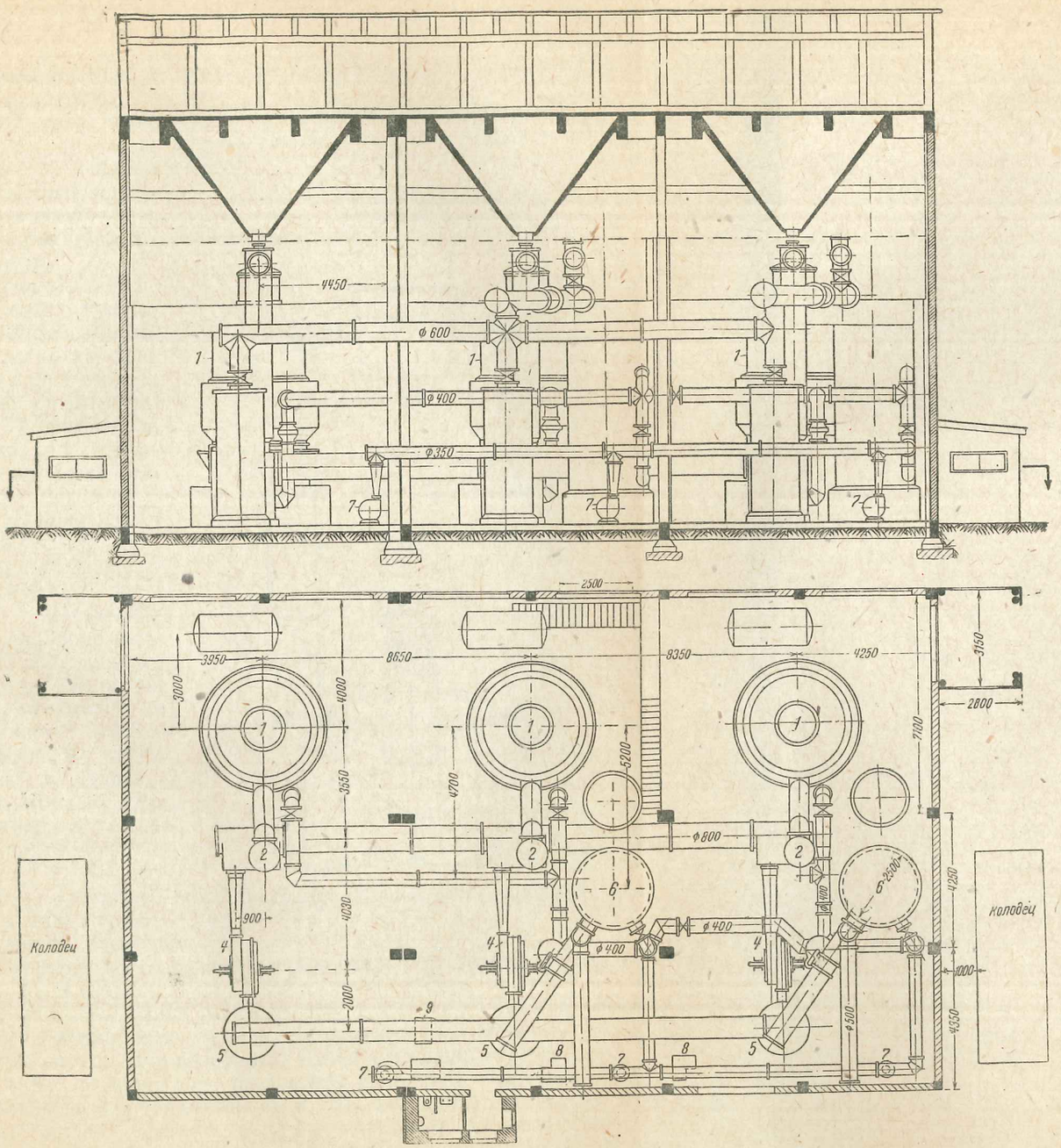
ния колокольного
генератором и ре-
ления газа в сети,
скруббером, и ре-
ости от давления
ивает тоннельные

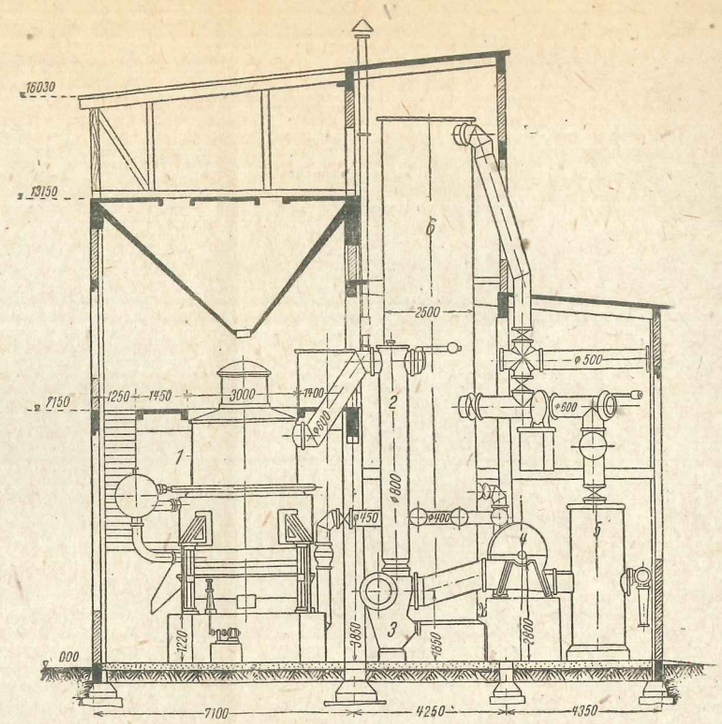
ть производитель-
–40 *мм*.
ральским отделе-
им режим генера-
рху. Уменьшение

34), снабженном
дполагалось, что
тен, увеличивать
у распределению

о, там образовы-
ка к футеровке
генератора улуч-

чием пыли кон-
переходе на гро-
крупней (просев





34. Установка Сухоложского шамотного з-да
1—генератор; *2*—стояк; *3*—гидравлический затвор; *4*—аппарат Тейсена; *5*—каплеуловитель; *6*—скруббер; *7*—воздушный вентилятор; *8*—смоляной насос; *9*—водяной насос

отделяется от коллек-
ут газопроводы к ме-
особления генераторы

ледующими моторами:
торов, мешалки и за-
редвижения мостового
с. для передвижения
р в 24 л. с. для подня-

тать на лисичанском
ие дробления непроч-
ится значительное ко-
сажей в газопроводе
го угля на лучший,
заносы угольной пыли

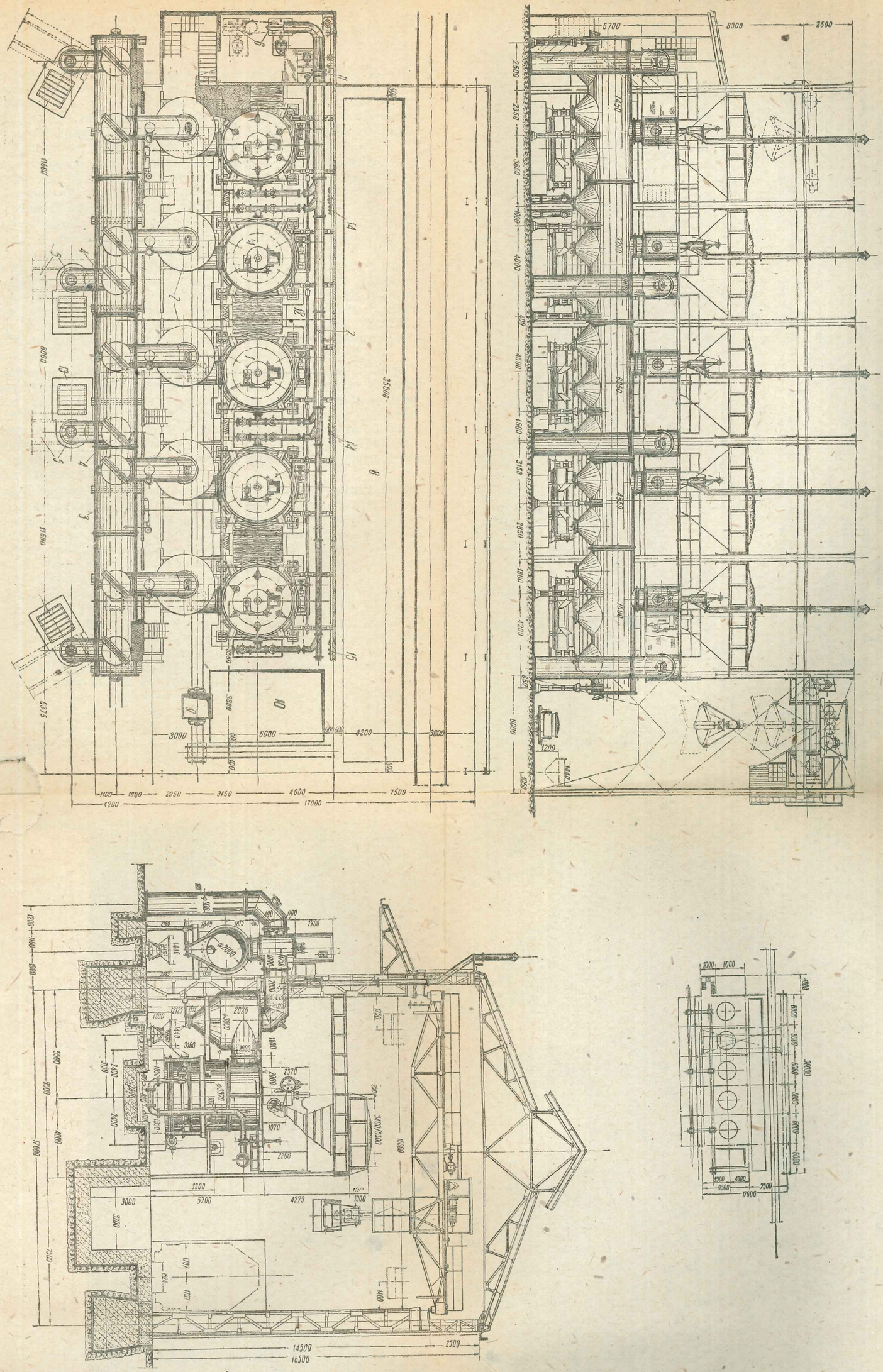
льно значительно и в
ствует примерно 3,5%

ыми мешалками, за-

ераторов следующие.
—21,0—24,0%; H_2—
тура газа 470—520°.
оздушной смеси—
0 *мм вод. ст.* Давле-
изводительность ге-
тенсивности газифи-
ы генераторы имели
0,5 *кг/кг* угля. Вы-
лака—0,3—0,2 *м* и
надлежащем уходе
аза в смену с целью

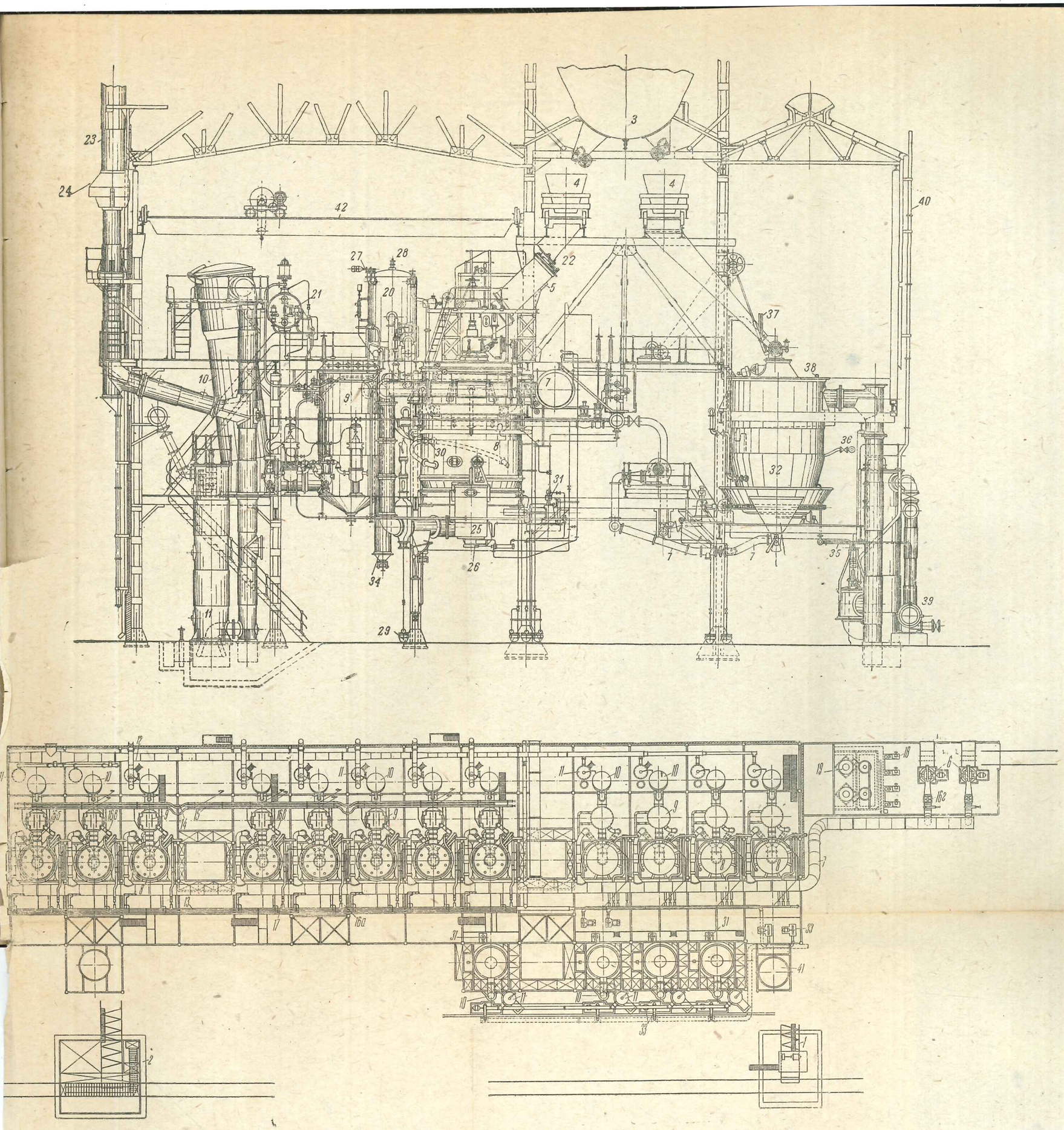
ах Вельмана (что на
«Д» они легче шла-
вызывает более ча-
лю (лисичанскому)
чество пыли в газе.
енератора Вельмана
бежановском газо-

ко улучшилась за
и применения од-
жекторов. В целях
л увеличен за счет
м был удлинен.



44. Установка генераторов Петера с аппаратами Чапмана:

1—газогенераторы; *2*—пылеуловители; *3*—коллектор газа; *4*—горячие клапаны; *5*—газопровод к потребителю; *6*—воздушные вентиляторы; *7*—воздухопровод; *8*—угольная яма; *9*—вагонетки для шлака и пыли; *10*—яма для шлака; *11*—автоматический регулятор давления; *12*—трансмиссия для привода чаш; *13*—приямок для обслуживания газопровода; *14*—щиты контрольно-измерительной аппаратуры; *15*—автоматический газоанализатор на CO_2



66a и 66b. Установка в Биллингеме:

1 и *2*—подъемники; *3*—бункер; *4*—вагонетки-весы; *5*—промежуточный бункер; *6*—турбовоздуходувка; *7*—воздушная магистраль; *8*—генераторы водяного газа; *9*—рекуператоры; *10*—вертикальные котлы-утилизаторы; *11*—скрубберы; *12*—коллектор водяного газа; *13*—паровая магистраль; *14*—паровая питательная магистраль высокого давления (рядом магистраль насыщенного пара низкого давления); *15*—паровая питательная магистраль низкого дазления; *16а*—клапан пара низкого давления; *16б*—клапан верхнего газа; *16в*—клапан нижнего газа; *16г*—обратные клапаны; *17*—гидравлическая задвижка пара низкого давления; *18*—насосы гидравлического управления; *19*—аккумуляторы; *20*—паросборник низкого давления; *21*—паросборник высокого давления; *22*—гидравлический выгрузочный клапан; *23*—труба для отходящих газов; *24*—клапан для отходящих газов; *25*—зольный карман; *26*—задвижка для выгрузки золы; *27*—предохранительный клапан; *28*—тревожный сигнал; *29*—конденсационные горшки; *30*—циркуляционная труба рубашки; *31*—паровая машина; *32*—генераторы смешанного газа; *33*—воздуходувки с приводом от мотора; *34*—выпуск пыли; *35*—водяная магистраль; *36*—отвод воды в питательный бак котла-утилизатора; *37*—регулятор питания топливом; *38*—шуровочные затворы; *39*—газовый вентилятор; *40*—выдувная труба; *41*—бункер для коксовой мелочи; *42*—мостовой кран