

Н. Э. Рамбуш

ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ

ГОИТИ

1939

	Стр.
Предисловие к русскому переводу	3
Из предисловия автора	5
ВВЕДЕНИЕ	
1 Сравнение газогенераторного процесса с другими способами использования топлива	15
Полное сжигание (15). Сухая перегонка (15). Полная безостаточная газификация (15).	
2 Исторические этапы в развитии газогенераторного процесса	16
3 Виды топлива, пригодные для производства генераторного газа	17
ГЛАВА ПЕРВАЯ	
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА	
1 Общие замечания	18
2 Действие кислорода и воздуха на раскаленный углерод	19
3 Действие водяного пара и иных эндотермических агентов на раскаленный углерод	26
4 Образование горючих компонентов генераторного газа без участия воздуха и водяного пара	34
5 Практические примеры газификации	36
а) Опытные данные	36
б) Равномерность температуры по поперечному сечению	39
в) Влияние природы топлива на газовые реакции	40
г) Влияние переменного количества пара	41
д) Выводы	44
ГЛАВА ВТОРАЯ	
ГЛАВНЫЕ ФАКТОРЫ В ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ ПРАКТИКЕ	
1 Форсировка газогенератора	45
а) Интенсивность газификации	45
б) Топливо	46
Размер кусков (46). Природа топлива – вид, спекаемость, расширение, вспучиваемость и т.д. (47). Содержание влаги в топливе (48). Зольность топлива (48).	
в) Конструкция генератора	49
г) Фактор нагрузки	50
д) Выводы	50
2 Тепловые потери процесса газификации	51
а) Влияние влажности топлива	53
б) Влияние размеров кусков топлива	55
в) Влияние сажеобразования	55
г) Влияние зольности топлива	56
д) Влияние теплоотдачи собственно генератора путем лучеиспускания, конвекции и теплопроводности	58
е) Влияние утечки газа	60

	Стр.
ж) Влияние очистки и охлаждения газа	60
з) Влияние температуры отходящих газов и потеря физического тепла	61
и) Влияние содержания смолы в топливе	64
к) Влияние образования аммиака и сероводорода	65
л) Невключенные факторы тепловых потерь	65
м) Взаимная связь тепловых потерь процесса газификации	67
н) Примеры из практики	70
3 Качество и количество газа	71
а) Содержание влаги в топливе	73
б) Температура и теплосодержание нагретых газов, покидающих генератор	74
в) Потери от лучеиспускания, конвекции и теплопроводности собственно генератора	74
г) Температура плавления золы	75
д) Высота слоя топлива	75
е) Природа летучих и содержание связанного углерода в топливе	75
ж) Количество газа.	76
4 Побочные продукты газификации	77
а) Общие данные по поведению топлив при сухой перегонке	77
б) Аммиак	81
Роль азота топлива (81). Образование аммиака в процессе сухой перегонки топлива (81). Выделение аммиака при газификации кокса (84). Образование аммиака в генераторах (89).	
в) Смола	92
Генераторные смолы (92). Смола из древесины (93). Торфяная смола (94). Смола из бурых углей (98). Каменноугольная смола (103). Сланцевая смола (109). Выводы (111).	
г) Сера	111
5 Состав золы топлива	114
а) Значение золы	114
б) Температура плавления золы	115
в) Вязкость шлака	118
г) Формула Бишофа	122
д) Зола различных топлив	123

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

1 Генераторы с жидким шлакоудалением	126
а) Первоначальные конструкции	126
б) Генератор Вюрта	129
в) Генераторы завода Георгс – Мариенхютте	130
г) Генератор Ремана	133
д) Генераторы Пинча	134
е) Генераторы Лер – Шо	136
ж) Применение генераторов с жидким шлакоудалением для получения цветных металлов и чугуна	137
з) Опытные работы по газификации с жидким шлаком различных топлив	140
и) Выводы	144
2. Генераторы с ручным золоудалением	145
а) Генераторы с горизонтальной колосниковой решеткой.	146
б) Генераторы с наклонной ступенчатой решеткой	148
в) Генераторы с крышеобразной решеткой	150
г) Генераторы с кольцевой решеткой	153
д) Генераторы с круглой центральной решеткой	154
е) Генераторы с двойным подводом дутья	156
ж) Генераторы без колосниковой решетки	157
з) Выводы	158
3 Генераторы с механическим золоудалением	158
а) Первоначальные конструкции	158

б) Различные конструкции механических колосниковых решеток	160
	Стр.
в) Генераторы, работающие на повышенном давлении дутья	170
г) Работа механических решеток	171
4 Устройство шахты генераторов	173
а) Конструкция футеровки	173
б) Огнеупорный материал	175
в) Конструкции кожухов.	178
5 Загрузочные устройства	181
а) Общие замечания	181
б) Конструкции загрузочных устройств с ручным обслуживанием	182
в) Механические загрузочные устройства	190
6 Приспособления для перемешивания и разравнивания топлива	195
а) Необходимость внешнего воздействия на слой топлива	195
б) Ручная шуровка топлива	196
в) Преимущества механических шуровочных приспособлений	198
г) Генератор Тальбота	199
д) Генераторы с мешалкой Чепмена	201
е) Генератор Дuffa	204
ж) Генератор Бентлей	204
з) Генератор Смита	205
и) Генератор Вельмана	207
к) Генератор Моргана	209
л) Генератор Вуда	211
м) Выводы	213
7 Производство и подача пара в генераторы	213
а) Температура насыщения воздушного дутья	213
б) Потребность в паре	217
в) Генераторы с водяными рубашками	218
г) Генераторы-котлы	221
д) Генераторы с испарителями	224
е) Увлажнители воздуха	231
ж) Утилизация тепла отходящего газа	235
з) Способы подвода к генераторам смесей эндотермических агентов с воздухом	238
8 Генераторы с улавливанием побочных продуктов	243
а) Генераторы с улавливанием аммиака	243
б) Генераторы с улавливанием смол	255
9 Генераторы для мелкозернистых и пылевидных топлив	268
а) Газификация мелкого топлива в генераторах обычных конструкций	268
б) Специальные конструкции генераторов для мелкозернистого и пылевидного топлива	270
в) Генератор Винклера	271
г) Генератор Галуша	272
10 Генераторы большой производительности	274
11 Генераторы специального назначения	275
а) Газогенераторы с разложением смолы	276
б) Генераторы для газификации древесных отходов и других растительных отходов	283
в) Транспортные газогенераторы	287
Общие замечания (287). Генераторы прямого процесса (289). Генераторы с горизонтальным процессом (290). Генераторы с обращенным процессом (290). Примеры транспортных газогенераторных установок (291).	
г) Судовые газогенераторы	293
д) Малые газогенераторы	295
12 Общие данные по производительности газогенераторов	296

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ОЧИСТКА И ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА

1 Общие соображения	301

2 Очистка газа от пыли	303
а) Общие замечания	303
	Стр.
б) Пылеосадительные камеры	303
в) Циклонные пылеуловители	304
г) Очистка газа от пыли промыванием водой	305
д) Очистка газа от пыли в дезинтеграторах	306
е) Электростатическое улавливание пыли	307
ж) Улавливание пыли при помощи матерчатых фильтров	308
3 Улавливание смолы	309
а) Очистка газа механическим путем	309
Дезинтегратор Тейзена (309). Тарельчатый промыватель Тейзена (311).	
Смолоотделитель Вольф (311). Смолоотделители Дейца и Крослей (312).	
Аппарат “Пелуз” (313). Дисковый промыватель Штредера (314).	
б) Очистка газа от смолы фильтрованием	314
в) Очистка газа от смолы промыванием	315
г) Электрическая очистка газа	315
Принцип действия (315). Конструкции электрофильтров (317). Данные	
о работе электрофильтров (321).	
д) Смоляное хозяйство. Обезвоживание и транспорт смолы	323
4 Выделение влаги и охлаждение газа	325
а) Способы осушки (охлаждения) газа	325
Холодильники с насадкой (328). Безнасадочные скрубберы с форсунками	
(331). Каскадные холодильники (331). Центрифугальные скрубберы (334).	
б) Каплеуловители	334
в) Расход воды на охлаждение газа	334
5 Улавливание аммиака	335
6 Улавливание уксусной кислоты	340
7 Очистка газа от серы	341
а) Сухие способы очистки газа от сероводорода	342
Очистка газа при помощи гидрата окиси железа (342). Очистка газа при	
помощи извести (345). Очистка газа активированным углем (345).	
б) Мокрые способы очистки газа от сероводорода	345
Содовый способ “Сиборд” (345). Железосодовый способ “Феррокс” (347).	
Способ “Тайлокс” (348). Фенолятный способ (350). Прочие “мокрые способы”	
очистки газа от сероводорода (352).	
в) Очистка газа от органических соединений серы	352
8 Водяное хозяйство газогенераторных станций	352
9 Очистка сточных вод	354
10 Устройство газогенераторных станций	359
а) Расположение газогенераторов	359
б) Расположение оборудования	360
в) Транспорт топлива и удаление золы	363

ГЛАВА ПЯТАЯ

ПОДАЧА ГАЗА И ВОЗДУХА

1 Условия давления в газогенераторной установке	372
2 Количество и плотность транспортируемого газа или воздуха	373
3 Типы аппаратов, служащих для перемещения газа и воздуха	375
а) Струйные аппараты	376
б) Центробежные воздуходувки и вентиляторы	379
в) Нагнетательные ротационные воздуходувки	384
4 Регулирование количеств и давлений	386
5 Газопроводы и газовые сети	390

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК.

1 Контроль, испытаний и анализы, проводимые на газогенераторных установках	395
а) Исследование и анализ топлива	395

б) Анализ газа	400	
Обычный газовый анализ (400). Исследование газа на присутствие в нем особых компонентов (405). Аммиак (406), Смола (406). Влага (406). Сероводород (407).		
		Стр.
в) Специальные определения на установках с улавливанием побочных продуктов . . .	407	
Сульфатные жидкости (407). Сульфат аммония (407). Смола (407).		
г) Измерение количеств газа	408	
2 Общие правила по эксплуатации газогенераторных установок	409	
а) Пуск установки	409	
б) Эксплуатация работающей установки	410	
в) Остановка установки	412	

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

	Стр.		Стр.
1 Теплота реакций окисления углерода, водорода и некоторых их соединений	18	22 Результаты испытаний Рамбуша	43
2 Влияние модификации углерода на теплоту реакции полного горения углерода	19	23 Высота слоя топлива в зависимости от крупности топлива	46
3 Константы равновесия реакции $C+CO_2 \leftrightarrow 2CO$	21	24 Влияние крупности топлива на интенсивность газификации	47
4 Скорость образования CO из CO ₂ и различных видов углерода	22	25 Изменение производительности генератора по времени	50
5 Опыты Гарриса с водяным паром и древесным углем	27	26 Потеря тепла от содержания влаги в топливе в процентах от рабочей теплотворной способности сухого топлива	54
6 Константы равновесия водяного газа по данным различных исследователей	27	27 Потери от уноса и сажеобразования	56
7 Влияние времени и температуры на разложение водяного пара раскаленным углеродом	29	28 Потери тепла от несгоревшего углерода в золе	57
8 Реакции с участием метана	32	29 Потери тепла от лучеиспускания и конвекции	59
9 $C+2H_2 \leftrightarrow CH_4$	33	30 Средняя теплоемкость и теплосодержание газов при постоянном давлении, отнесенные к 1 м ³ , в пределах от 0° до t° C	62
10 Газ сухой перегонки разных топлив при высокой температуре	34	31 Потеря тепла в газе от содержания смолы в топливе в процентах от рабочей теплотворной способности сухого топлива	64
11 Газ сухой перегонки различных топлив при температуре 550° C	35	32 Термический к.п.д. различных газогенераторных установок	68
12 Газ сухой перегонки чешского бурого угля при разных температурах	35	33 Влияние расхода пара на к.п.д. установки	71
13 Состав газа сухой перегонки в зависимости от температуры и крекинга смол	36	34 Теплотворная способность отдельных газов по данным различных исследователей	72
14 Состав газа сухой перегонки при 550° C	36	35 Теплотворная способность горючих составляющих генераторного газа	72
15 Составы воздушного газа	37	36 Влияние высоты слоя топлива на теплотворную способность газа	73
16 Сухое воздушное дутье (Вендт). Производительность генератора 301 кг угля в час	37	37 Влияние температуры отходящего газа на его состав	74
17 Паровоздушное дутье (Вендт). Производительность генератора 208 кг угля в час	38	38 Сравнительные испытания двух видов топлива	76
18 Состав газа по высоте слоя топлива при сухом воздушном и паровоздушном дутье (Нейман)	39	39 Количества образующегося газа из 1 кг углерода при газификации воздухом и водяным паром	77
19 Газификация различных видов топлива	40	40 Выходы продуктов швелования торфа в зависимости от типа применяемой аппаратуры	78
20 Связь между конечным составом газа, расходом пара и количеством газифицируемого топлива (по Нейману)	41	41 Выходы продуктов термического разложения различных топлив при нагревании без доступа воздуха	79
21 Сводка результатов испытаний Бона и Уилера	42		

	Стр.		Стр.
42 Результаты сухой перегонки различных пород дерева	79	и составы смолы при сухой перегонке американского лигнита	100
43 Выходы воднорастворимых соединений при термическом разложении торфа (Стрелков)	79	68 Удельный вес фракций смоляных масел из таблицы 67	100
44 Состав жирных кислот, получающихся при термическом разложении торфа (Стрелков)	80	69 Выход и состав смолы трех видов боснийского бурого угля при перегонке до температуры красного каления	101
45 Распределение азота топлива между продуктами сухой перегонки	82	70 Промышленные данные по выходам и составам смол при газификации среднегерманского бурого угля	102
46 Влияние природы топлива на распределение азота в продуктах сухой перегонки (Кристи)	82	71 Выход первичной каменноугольной смолы и содержание в ней фенолов	103
47 Влияние природы топлива на выход аммиака (Рамбуш)	82	72 Выход смолы из английских углей	104
48 Выход азота в виде аммиака при сухой перегонке различных топлив	83	73 Выход и некоторые свойства смолы германских углей	105
49 Влияние температуры на распределение азота в продуктах сухой перегонки	83	74 Выход и некоторые свойства смолы различных углей при медленной перегонке до конечной температуры 800°	106
50 Выход аммиака в зависимости от времени нагревания	84	75 Выход и фракционная разгонка различных каменноугольных смол	107
51 Равновесие аммиака (по Габеру)	85	76 Выход и характеристика различных генераторных смол из германских углей	108
52 Скорость разложения аммиака	86	77 Результаты анализов первичной смолы из различных углей	109
53 Образование аммиака из азота топлива при воздействии водяным паром	86	78 Удельные веса различных видов смол	109
54 Влияние качества кокса на выход аммиака при воздействии на кокс различных газов	87	79 Смолы гдовского сланца	110
55 Влияние последовательного действия потоков различных газов при температуре 800° на переход азота, содержащегося в низкотемпературном мягком коксе, в аммиак	88	80 Характеристика сланцевой газогенераторной смолы	111
56 Выход аммиака в зависимости от температуры при работе с водородом и водяным паром	88	81 Содержание серы в различных топливах (на сухое вещество)	112
57 Получение аммиака в газогенераторах	90	82 Поведение серы угля при сухой перегонке	113
58 Выходы и составы смолы при сухой перегонке различных видов целлюлозы	93	83 Превращение серы угля под влиянием температуры	113
59 Выходы и составы смол при сухой перегонке некоторых древесных пород	94	84 Содержание серы в генераторном газе из малосернистого кокса	114
60 Сухая перегонка каштана	94	85 Анализы золы ланкаширских углей	118
61 Результаты сухой перегонки торфов различных болот	95	86 Доменные шлаки	118
62 Состав торфяной смолы из генераторов различного типа	96	87 Значения, пропорциональные коэффициентам в формуле Бишофа	123
63 Состав первичных газогенераторных смол в процентах (по Раковскому)	97	88 Составы газа	128
64 Составы торфяных генераторных смол	97	89 Составы бурого угля, шлака и чугуна	128
65 Средний состав смолы из аппаратов Тейзена торфяной газогенераторной станции одного из заводов СССР	98	90 Производительность и основные размеры газогенераторов Георгс – Мариенхютте	131
66 Смолы сухой перегонки шендского лигнита	99	91 Эксплуатационные данные работы газогенераторов Вюрта и Георгс – Мариенхютте	132
67 Влияние температуры на выходы		92 Составы флюсов, шлака, золы кокса и пыли	133
		93 Эксплуатационные характеристики газогенераторов Лер – Шо	136
		94 Состав исходных материалов	137
		95 Эксплуатационные данные работы газогенератора на отходах электролитического производства цинка	139
		96 Результаты опытов по газификации сланцев с жидким шлакоудалением в вагранке	140

	Стр.		Стр.
97 Элементарный состав сланцев, сланцевого полукокса и антрацита . . .	141	122 Среднемесячный состав газа, полученный при газификации торфа в генераторах AVG на одном из заводов СССР	266
98 Состав исходных материалов	143	123 Составы газа при работе на различных торфах	266
99 Основные показатели процесса газификации при различных составах шихт	143	124 Тепловые расчеты швелования различных топлив	267
100 Составы золы, исходных материалов и полученных шлаков	144	125 Газификация мелкозернистых топлив в генераторах различных конструкций . .	269
101 Производительность генераторов Гут и Ретгер	157	126 Составы газа при работе на различном дутье (генератор Винклера)	272
102 Результаты испытания генератора Лимна – Рамбуша	163	127 Производственные показатели американских газогенераторных установок с прямой и обращенной тягой	279
103 Производительность генераторов Гильгера по данным фирмы Петтер . .	165	128 Результаты испытания генератора Вестингауза	281
104 Состав различных огнеупорных материалов	177	129 Средние интенсивности газификации различных топлив в генераторах различных конструкций	297
105 Коэффициенты теплопроводности огнеупорных материалов	178	130 Некоторые данные о работе американских газогенераторов, газифицирующих каменные угли . . .	298
106 Объемный вес различных топлив (в кг/м^3)	188	131 Сравнительные данные о работе американских генераторов	299
107 Результаты испытания обычного генератора и генератора с мешалкой Тальбота	200	132 Повышение производительности генераторов с механическим золоудалением в результате стахановского движения (СССР) . . .	299
108 Температура паровоздушного дутья и состав газа при газификации смеси штыба и орешка на генераторе Бентлей	205	133 Производительности газогенераторов по данным Газмонтажпроекта	300
109 Средние составы и калорийность газа (эксплуатационные)	206	134 Результаты испытания двухступенчатой электроочистки при работе на газе из буроугольных брикетов	322
110 Составы и калорийность газа (генераторы Моргана)	211	135 Сравнительные данные по габаритам и поверхностям охлаждения одной секции холодильников Рейтера	327
111 Насыщение газов водяными парами	214	136 Характеристика различных насадок . .	329
112 Расход пара и воздуха, выход и теплотворная способность газа при газификации различных видов топлива	217	137 Зависимость потери давления от плотности орошения (по Маху)	330
113 Средние производственные показатели за время с января 1912 г. по декабрь 1920 г.	223	138 Характеристика работы холодильника Лимна	333
114 Данные по газификации различных топлив по способу Монда	251	139 Влияние кислотности исходной жидкости на содержание H_2SO_4 и влаги в конечном продукте	338
115 Результаты испытания генератора Монда, приспособленного для газификации при низкой температуре	254	140 Удельные веса растворов сульфата аммония (при 15°) в чистой воде (Лунге)	339
116 Сравнительные данные по работе установок с улавливанием аммиака . .	256	141 Некоторые данные по составу сточных вод	355
117 Эксплуатационные данные по газификации каменного угля в генераторе Моргана со швельретортой	259	142 Концентрации различных веществ, вредные для рыб	356
118 Сравнительные данные по работе генераторов с двумя различными швельретортами	260	143 Количества воздуха, необходимые для образования различных газов, и удельные веса газов	374
119 Состав газа при газификации буроугольных брикетов	262	144 Производительности, напоры и потребляемая мощность вентиляторов типа “Сирокко” в зависимости от числа оборотов	382
120 Результаты испытания генератора Пинча на буроугольных брикетах . .	263		
121 Газификация челябинского угля в генераторе Пинча.	263		

	Стр.		Стр.
145 Значения $\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$ для диаметров газопроводов от 50 до 1500 мм при $\gamma=0,6$	393	148 Значения $\sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}}$ для различных давлений в <i>ата</i>	394
146 Значения $\sqrt[5]{l}$ для различных длин газопроводов	393	149 Результаты сухой перегонки двадцати различных образцов топлива	398
147 Значения $\sqrt[5]{Q^2}$ для различных расходов газа	394		

1 СРАВНЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА С ДРУГИМИ СПОСОБАМИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА

Твердое топливо в промышленности большинства стран является основным источником тепла и механической энергии. Среди разнообразных способов использования тепла, заключенного в твердом топливе, газогенераторный процесс быстро завоевал себе широкое применение. Получить ясное представление об особенностях газогенераторного процесса проще всего путем краткого сопоставления нижеследующих трех основных способов промышленного использования тепла твердого топлива:

- 1) непосредственное полное сжигание топлива;
- 2) сухая перегонка топлива (с одновременным получением кокса);
- 3) безостаточная газификация топлива.

Приводим описание каждого из этих способов.

Полное сжигание. В случае непосредственного полного сжигания топлива к нему подводится сразу все необходимое для этого количество воздуха, причем очаговые остатки включают в себя только золу и шлак. Этот способ использования твердого топлива является самым древним и самым простым. Именно таким путем происходит сжигание топлива широким кругом потребителей, начиная от сжигания в домовых плитах и кончая сжиганием в механических, колосниковых решетках паровых котлов и топках для пылевидного топлива.

Сухая перегонка. Сухая перегонка производится посредством нагревания топлива в закрытых ретортах или камерах без доступа воздуха. Этим достигается разложение топлива на три отдельные фазы: газообразную – газ, жидкую – смолу и подсмольные воды и, наконец, твердую – кокс. Получаемый газ представляет собой продукт выделения летучих веществ из топлива и поэтому обычно обладает высокой теплотворной способностью ($4000 \div 5350$ ккал/м³).

Различаются три типа установок по сухой перегонке топлива:

- а) установки для получения светильного (бытового) газа, основное назначение которых вырабатывать газ, пригодный для использования как в домашнем хозяйстве, так и с другими целями;
- б) коксовые печи, предназначенные для выработки хорошего металлургического кокса (газ является побочным продуктом производства);
- в) установки для сухой перегонки топлива при низкой температуре. Продуктами перегонки являются: бездымное топливо, пригодное для бытовых и промышленных нужд, и так называемые “низкотемпературные” смолы.

В первых двух типах установок в газ переходит от 20 до 25% всего количества тепла, заключенного в твердом топливе, в третьем – в газе получается значительно меньше тепла.

Полная безостаточная газификация топлива представляет собой совокупность всех процессов, целью которых является превращение твердого топлива в газообразные и жидкие горючие продукты без остатка, за исключением золы.

В зависимости от характера подаваемого дутья, обычно различают следующие виды

газов: воздушный, водяной, смешанный, регенеративный и кислородный.

Производство воздушного газа – газификация топлива воздухом – осуществляется в генераторах воздушного газа, которые в настоящее время применяются главным образом в качестве генераторов специального назначения или конструкций (генераторы с расплавлением золы), а также в тех случаях, когда газификация воздухом, в силу особенностей топлива, не вызывает чрезмерного зашлаковывания колосниковой решетки. Основным при получении воздушного газа является стремление превратить возможно полнее весь содержащийся в топливе углерод в окись углерода (CO), для этого подводят воздух к топливу в соответствующем, достаточном только для образования CO количестве и не допускают полного окисления углерода в уголекислоту (CO₂). Рабочая теплотворная способность воздушного газа при высокосортном, топливе составляет около 1050 ккал/м³.

В процессе получения водяного газа воздух и водяной пар подводятся к топливу попеременно. Переключение генератора на воздух и пар производится регулярно через определенные промежутки времени, обычно от 5 до 8 минут. При этом водяной газ получается в периоды пропуска через топливо водяного пара, который, реагируя с углеродом, образует свободный водород и окись углерода. Так как на эту реакцию затрачивается тепло, то при продолжающемся подводе пара топливо в генераторе остывает, количество разложенного пара уменьшается, и теплотворная способность получаемого газа понижается. Поэтому приходится прекращать подачу пара и некоторое время подводить к топливу только воздух, необходимый для полного сгорания топлива, до тех пор, пока слой топлива вновь не нагреется до температуры, достаточной для возобновления процесса получения водяного газа. Теплотворная способность водяного газа обычно составляет около 2700 ккал/м³.

Собственно газогенераторный процесс – это непрерывный процесс, являющийся сочетанием обоих вышеизложенных процессов, т.е. процессов получения воздушного и водяного газа; он является термически наиболее эффективным методом превращения твердого топлива в газообразное горючее. Газогенераторный процесс состоит в том, что перед подводом воздуха в генератор к нему примешивается водяной пар в таком количестве, чтобы в результате противоположного термического взаимодействия обеих химических реакций температура топливного слоя поддерживалась постоянной и достаточной для нормального хода процесса газификации. Рабочая теплотворная способность генераторного газа колеблется в зависимости от рода газифицируемого топлива в пределах от 1000 до 1700 ккал/м³.

* Производство кислородного газа (оксида) основано на применении в качестве дутья смеси водяного пара и возможно более чистого кислорода. Этот процесс идентичен собственно газогенераторному процессу и является его разновидностью, отличаясь лишь составом получаемого газа, содержащего незначительное количество азотного балласта. Теплотворная способность оксида зависит от содержания O₂ в дутье и рода газифицируемого топлива.

Регенеративный газ получается при газификации топлива смесью воздуха и уголекислоты; которая вместо водяного пара играет роль эндотермического агента. Так как в большинстве случаев с этой целью, применяется уголекислота, содержащаяся в дымовых газах, т.е. вносится значительный балласт в виде азота, то теплотворная способность регенеративного газа обычно невелика.*

2 ИСТОРИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ В РАЗВИТИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА

Достаточно слою твердого топлива на колосниковой решетке, будь, то в котельной топке, в домовом плите или в топке иного назначения, стать несколько толще, как уже начинается частично генераторный процесс. Поэтому можно считать, что начало возникновения генераторного процесса теряется в глубокой древности.

Насколько нам известно, впервые газогенератор в виде отдельного агрегата был построен Бишофом (Bischof) в Германии в 1839 г. Затем газогенераторы были построены Эбельменом (Ebelmen) во Франции в 1840 г. и Экманом (Ekman) в Швеции в 1845 г.

Широкое распространение газогенераторов началось со времени получения в 1861г. братьями Сименс (Siemens) патента на комбинированный агрегат, состоящий из газогенератора и регенеративной печи. Этим было положено начало внедрению неочищенного генераторного газа для отопления крупных промышленных печей.

В 1879–1881 гг. Даусон (I.E. Dowson) в Англии сконструировал установку для охлаждения и очистки генераторного газа, благодаря чему применение последнего значительно расширилось, охватив также области малых печей и двигателей внутреннего сгорания.

В 1889г. Людвиг Монд (Ludwig Mond) опубликовал данные о продолжительной работе газогенератора с одновременным использованием побочных продуктов газификации на одном из химических заводов в Чешир (Англия). Этим самым он указал на важное значение разносторонней оценки пригодности того или иного вида топлива для газификации. К прежней оценке топлива с точки зрения развиваемого им теплового эффекта Монд присоединил оценку и с точки зрения получения отходов, находящихся или могущих найти применение в химической промышленности и земледелии.

Дело пионеров газификации продолжалось и продолжается по сей день инженерами и химиками всего мира. Газогенераторное дело непрерывно развивается и улучшается как со стороны производства газа, так и со стороны его применения.

Общепризнанно, что в настоящее время генераторный газ является самым дешевым видом газообразного топлива для большинства промышленных предприятий, работающих на газе. Об этом в достаточной мере свидетельствует тот широкий спрос, который предъявляется промышленностью на генераторы во всех крупных индустриальных странах.

3 ВИДЫ ТОПЛИВА, ПРИГОДНЫЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

Самым распространенным видом топлива, используемым для производства генераторного газа, является каменный уголь. Однако в некоторых странах или вовсе нет ископаемых углей или запасы их весьма ограничены. В этом случае приходится либо импортировать уголь, либо изыскивать и применять такие процессы переработки имеющегося топлива, которые позволили бы с максимальной экономией использовать внутренние топливные ресурсы.

Помимо самой низкой стоимости производства, газогенераторный процесс имеет перед остальными способами газификации то огромное преимущество, что он допускает успешное использование практически любого горючего в генераторе соответствующей конструкции.

В подтверждение сказанного приводим список видов топлива, примененных в разных странах для производства генераторного газа:

Угольные отбросы зольностью до 50%.	Антрацит – штыб.
Коксовый мусор (штыб) зольностью до 50%.	Влажный торф.
Опилки и другие древесные отбросы.	Дрова.
Отбросы сахарного тростника.	Косточки плодов.
Влажные лигниты (бурые угли).	Кора.
Скорлупа миндальных орехов, плодов какао и др.	Дубильное корье.
Обрезки чайных ветвей.	Солома.
Влажный бурый уголь.	Шелуха риса.
Хлопковое семя.	Кожица маслин.
	Верблюжий навоз.

1 ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Генераторный газ можно рассматривать как смесь горючих газов с продуктами полного горения топлива при условии, что полностью сгорает лишь такая доля топлива, которой достаточно для покрытия сопутствующих процессу неизбежных тепловых потерь.

Какую бы долю топлива ни требовалось сжигать полностью в данных условиях, это происходит всегда за счет сжигания углерода топлива с кислородом, подводимым обычно в виде воздуха. Но при этом, вследствие выделения большого количества тепла, могут наступать производственные трудности. Поэтому вместе с воздухом в генератор обычно вводят водяной пар или другой газ, который, вступая с углеродом в реакции, поглощает избыточное тепло (так называемый эндотермический агент). Таким образом, в генераторном процессе приходится рассматривать комбинированное взаимодействие с углеродом топлива двух различных физических агентов, которые в результате реакций и в зависимости от наличия в генераторе тех или иных физических условий образуют различные по составу и количеству газообразные вещества.

Возможные реакции воздуха и водяного пара с углеродом, а также возникающие в результате их газообразные продукты и количества выделяемого или поглощаемого тепла приведены в таблице 1, в которой все теплоты реакций отнесены к H_2O в виде пара. Для получения теплоты реакции с конденсированной H_2O нужно прибавить 10590 ккал на каждый моль образующейся воды. (при 15°C).

Таблица 1. Теплота реакций окисления углерода водорода и некоторых их соединений

		Реакция	Теплота реакции	
			молекулярная ккал/кг-моль	на единицу веса твердого углерода ккал/кг
Кислород	1	$C + O_2 = CO_2$	+ 97650	+ 8137
	2	$C + CO_2 = 2CO$	– 38790	– 3233
	3	$2C + O_2 = 2CO$	+ 58860	+ 2450
	4	$2CO + O_2 = 2CO_2$	+ 136440	
Водяной пар	5	$C + H_2O = CO + H_2$	– 28800	– 2400
	6	$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2$	– 18800	– 1566
	7	$CO + H_2O = CO_2 + H_2$	+ 10000	
	8	$2H_2 + O_2 = 2H_2O$	+ 115600	

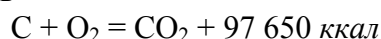
Таблица 1 составлена на основании самых распространенных значений, молекулярных теплот реакций, однако при применении на практике этих данных следует иметь в виду, что теплота полного окисления углерода, как это видно из таблицы 2, весьма

заметно зависит от модификации последнего.

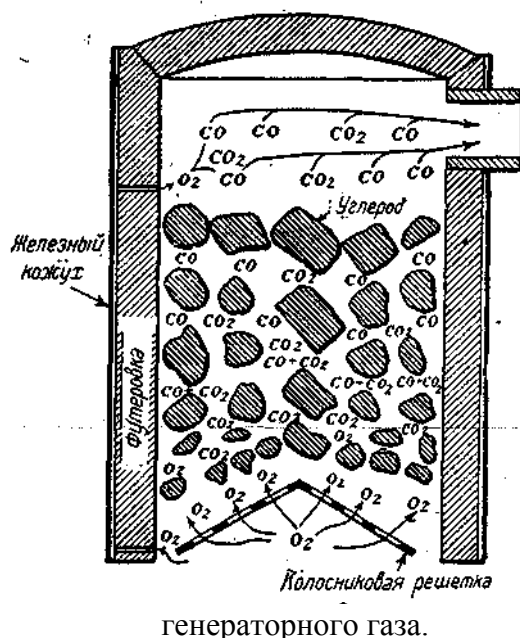
Таблица 2. Влияние модификации углерода на теплоту реакции полного горения углерода.

Измеренная теплота реакции ккал/кг	Состояние углерода	Автор
8080 8137	Древесный уголь	Фавр и Зильберман (Favre и Silberman) Бертело (Berthelot)
8040	Полностью обугленный сахар	Фавр и Зильберман
8047	Ретортный графит	Фавр и Зильберман
7762 7901	Доменный графит	Фавр и Зильберман Бертело
7997	Естественный графит	Фавр и Зильберман

Молекулярной теплотой реакции называется термохимическая постоянная, обозначающая количество тепла в килограмм-калориях, которое выделяется реагирующими веществами, взятыми в количествах, численно равных их молекулярным весам, выраженным в килограммах. Например, запись



означает, что когда 12 кг углерода реагируют с 32 кг кислорода, в результате чего получается 44 кг углекислоты, то при этом освобождается 97650 ккал. Подобно этому $\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2 - 28800 \text{ ккал}$ означает, что когда 12 кг углерода реагируют с 18 кг водяного пара, получается 28 кг окиси углерода и 2 кг водорода, причем из окружающей среды поглощается 28800 ккал.



2 ДЕЙСТВИЕ КИСЛОРОДА И ВОЗДУХА НА РАСКАЛЕННЫЙ УГЛЕРОД

Когда воздух (кислород) вводится в газогенератор, то в слое топлива могут протекать все реакции 1 – 4 по таблице 1. На рис. 1 схематически представлены различные стадии процесса.

Воздух (точнее O_2), вводимый через решетку в слой топлива, соприкасаясь с углеродом, сжигает его практически мгновенно в углекислоту (реакция 1). Проходя вверх сквозь слой топлива, CO_2 вследствие соприкосновения с вышележащими слоями раскаленного углерода, находящимися на пути движения газа (реакция 2), постепенно превращается в окись углерода (CO). Если непосредственно у решетки или вблизи нее газы очень сильно нагреты,

то возможно взаимодействие и по реакции 3: непосредственное образование окиси углерода из кислорода и углерода. С практической точки зрения безразлично, каким путем достигается конечная цель – образование CO . Однако этот вопрос имеет большое принципиальное значение, и, кстати сказать, разные ученые придерживаются различного мнения относительно последовательности протекания реакций с образованием CO . На

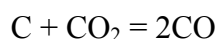
основании своего опыта автор не сомневается в том, что в начальной стадии процесса образование CO_2 является абсолютно преобладающей реакцией.¹

Что касается реакции 4 – горения CO со свободным кислородом в CO_2 , то ни в одном хорошо работающем генераторе она не должна иметь места иначе, как реакция промежуточных превращений. На рис. 1 это изображено таким образом: часть воздуха до входа в зону образования CO_2 просачивается через неплотность в футеровке генератора и затем, поднявшись вверх между кирпичной кладкой и кожухом, попадает через другую неплотность обратно в генератор поверх слоя топлива в газовое пространство. Подобное явление может встретиться также при недостаточной высоте и неравномерной температуре слоя топлива. В этом случае кислород местами может дойти до верхних слоев топлива, не придя по пути в соприкосновение с углеродом достаточно высокой температуры.

Мы уже говорили о том, что конечной целью процесса газификации является получение в выдаваемом газе возможно большего количества горючей CO и возможно меньше негорючего CO_2 . Хотя на практике к этому и стремятся, все же присутствие углекислоты в конечном продукте газификации неизбежно. Причин этому несколько, но главная из них заключается в том, что реакция между C и CO_2 принадлежит к числу так называемых “обратимых” реакций. Вместо того чтобы писать $\text{C} + \text{CO}_2 = 2\text{CO}$, следует обозначать $\text{C} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO} \pm 38790 \text{ ккал}$, указывая этим, что не только углерод с углекислотой могут превращаться в CO , но что и окись углерода может разлагаться на C и CO_2 . В виду того, что система $\text{C} - \text{CO}_2 - \text{CO}$ находится в состоянии подвижного динамического равновесия, конечные значения количеств CO и CO_2 в равновесном состоянии (которого система достигает, когда она достаточно длительное время предоставлена самой себе) зависят от температуры и могут быть определены экспериментально.

Согласно известному закону физической химии, протеканию реакций, поглощающих тепло, благоприятствует повышение температуры. Это подтверждается и на примере образования CO из углерода и углекислоты: чем выше температура, тем значительно больше образуется окиси углерода.

* Константа равновесия K реакции



определяется выражением

$$K = \frac{p_{\text{CO}}^2}{p_{\text{CO}_2}} \text{ или } K = P \frac{x^2}{1-x}$$

где p_{CO_2} и p_{CO} – соответственно парциальные давления углекислоты и окиси углерода,

P — суммарное давление CO и CO_2 ,

x — молярная дробь окиси углерода.

Первым ученым, исследовавшим обратимую реакцию, был Будуар [1], изучавший условия равновесия в области температур 445—925°C. В дальнейшем исследованием этой важной реакции занимались Майер [2] и Якоби [8], Арндт и Шраубе [4], Елинек и Дитгельм [6], Дент и Кобб [7], Рид и Уилер [8], Фальке [5] и др., результаты измерений которых в основном подтвердили данные Будуара. Одновременно было установлено, что равновесное состояние реакции $\text{C} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO}$ зависит от модификации углерода и смещается в сторону большего содержания CO в газовой фазе в случаях применения более активных модификаций, которые графитизируются при длительном нагревании и высоких

¹ Точка зрения автора на последовательность протекания реакций в слое топлива газогенератора является устаревшей и основана на представлении о первичном образовании углекислоты при горении углерода. В настоящее время можно считать вполне установленным, что наряду с углекислотой при горении углерода образуется и окись углерода, которая, однако, может окисляться до CO_2 при наличии благоприятных факторов. Газ с большим содержанием CO может быть получен и за счет интенсификации процесса газообразования. Ред.

температурах. Этим и объясняется, очевидно, несоответствие результатов, полученных отдельными исследователями, главным образом в области сравнительно низких температур.

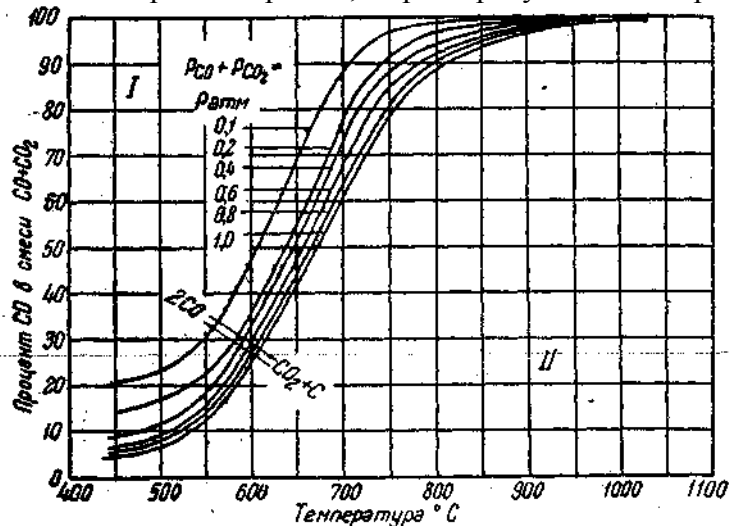
Константы равновесия K реакции $C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$ (в форме $\lg K$) для графита и аморфного углерода приведены в таблице 3 [9].

Таблица 3. Константы равновесия реакции $C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$.

$$K = \frac{p_{CO}^2}{p_{CO_2}} = P \cdot \frac{x^2}{1-x}$$

$T^\circ K$	$t^\circ C$	$\lg K$	$T^\circ K$	$t^\circ C$	$\lg K$
Твердая фаза – графит					
800	527	2,05	1600	1327	+ 3,58
900	627	0,78	1700	1427	+3,90
1000	727	+ 0,22	1750	1477	+ 4,04
1100	827	+ 1,04	1800	1527	+ 4,28
1200	927	+ 1,73	1850	1577	+ 4,40
1300	1027	+ 2,30	1900	1627	+ 4,58
1400	1127	+ 2,79	1950	1677	+ 4,67
1500	1227	+ 3,20	2000	1727	+ 4,76
Твердая фаза – аморфный углерод.					
800	527	1,85	1000	727	+ 0,27
900	627	0,68	1100	827	+ 1,03

Из таблицы видно, что уже при температуре 827°C константы равновесия для графита и аморфного углерода отличаются незначительно. На основании этих данных на диаграмме рис. 2 построены кривые, характеризующие содержание в газе CO и CO₂ для графита в зависимости от температуры



зависимости от температуры (изобары равновесия реакции $C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$) для суммарного давления $P = p_{CO} + p_{CO_2}$ от 0,1 до 1,0 атм. Эти кривые показывают, что с уменьшением давления P равновесие смещается в сторону увеличения процентного содержания в газе окиси углерода.

Из рис. 2 видно, что каждая из кривых равновесного состояния разделяет площадь диаграммы на две области I и II, которые имеют вполне определенное значение для направления реакции. Так, в условиях области II реакция может идти лишь в сторону $C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$, в условиях области I в сторону $2CO \leftrightarrow C + CO_2$.

При пользовании таблицей 3 и рис. 2 следует иметь в виду, что в зависимости от температуры и природы участвующего в реакции углерода состояние полного равновесия может наступить лишь по прошествии многих часов и даже дней. Ясно поэтому, что результаты этих исследований нельзя непосредственно переносить на практические процессы в газогенераторе, где время соприкосновения газов с топливом нормально не превышает одной или немногих секунд.

Таблица 4. Скорость образования CO из CO₂ из различных видов углерода.

Твердая фаза	800°C		900°C		1000°C		1100°C		1200°C		1300°C	
	τ сек	CO %	τ сек	CO %	τ сек	CO %	τ сек	CO %	τ сек	CO %	τ сек	co %
Древесный уголь [10]	∞	53,5	∞	87,3	∞	94,2	∞	97,2	—	—	—	—
	188,6	53,4	64,29	87,3	70,00	94,2	36,48	97,2	—	—	—	—
	115,9	52,7	44,18	87,2	18,60	94,1	10,43	97,2	—	—	—	—
	57,18	50,8	10,01	73,9	8,245	93,8	4,970	97,1	—	—	—	—
	45,70	46,8	4,257	47,2	3,675	86,8	3,640	96,8	—	—	—	—
	24,20	34,5	2,840	35,1	2,296	75,2	1,920	95,5	—	—	—	—
	15,50	25,2	2,142	28,4	—	—	—	—	—	—	—	—
	12,32	20,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2,686	5,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	1,550	3,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Торфяной кокс	5,285	53,5	4,568	87,0	3,311	95,2	2,880	98,4	—	—	—	—
	4,260	53,0	4,011	86,5	2,381	94,5	2,178	98,0	—	—	—	—
	3,556	52,5	3,220	85,6	2,146	94,2	1,842	97,6	—	—	—	—
	3,020	51,8	2,812	84,2	1,213	92,5	1,185	97,0	—	—	—	—
	2,554	49,0	2,113	83,1	1,049	89,9	0,816	96,5	—	—	—	—
	1,859	40,6	1,435	78,5	0,800	82,2	0,694	95,0	—	—	—	—
	1,499	37,9	1,232	75,0	0,693	78,5	0,627	94,0	—	—	—	—
	1,291	35,7	0,734	59,1	0,674	77,2	0,573	91,9	—	—	—	—
	0,862	21,9	0,618	52,5	0,575	73,5	0,539	90,2	—	—	—	—
	0,459	16,0	0,580	45,0	0,398	70,0	0,399	81,0	—	—	—	—
Каменно-угольный кокс [10]	—	—	142,0	27,8	123,2	86,6	90,00	97,1	18,92	98,7	8,86	99,7
	—	—	80,20	16,9	80,25	79,5	29,92	95,5	12,70	98,3	4,15	99,7
	—	—	43,91	9,6	33,25	52,7	13,20	81,7	8,250	95,6	2,10	95,5
	—	—	24,82	5,6	18,72	35,0	6,765	59,2	2,400	62,4	1,13	81,6
	—	—	16,11	3,7	6,370	13,8	3,198	34,6	1,580	46,0	—	—
	—	—	9,575	2,3	4,101	9,1	1,784	21,1	1,080	35,7	—	—
	—	—	3,741	0,9	3,072	6,9	1,660	19,4	—	—	—	—
	—	—	—	—	1,983	4,5	1,462	17,7	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	0,962	12,1	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Антрацит [10]	—	—	—	—	—	—	34,20	91,2	47,05	99,3	19,40	99,7
	—	—	—	—	—	—	9,370	65,7	10,39	90,1	6,030	96,8
	—	—	—	—	—	—	5,415	47,2	5,070	68,8	3,600	87,6
	—	—	—	—	—	—	3,301	32,2	2,845	47,2	2,980	82,2
	—	—	—	—	—	—	2,439	25,1	1,592	30,9	1,908	66,8
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,070	46,2
Кокс гдов-сканца	∞	51,0	∞	89,0	∞	95,2	∞	97,5	∞	98,5	∞	99,7
	10,8	51,0	5,28	89,0	4,05	95,1	2,8	97,5	2,05	98,5	2,8	99,7
	6,16	49,0	3,92	87,4	1,98	92,2	1,77	97,4	1,45	98,4	1,53	99,7
	3,73	42,4	2,58	83,8	1,67	89,5	0,95	97,2	0,55	98,3	0,95	99,7
	2,33	35,4	1,88	76,1	0,80	72,1	0,47	94,2	0,31	97,5	0,37	99,7
	2,29	35,1	1,57	70,2	0,53	58,2	—	—	—	—	0,05	99,0
	1,595	27,9	1,16	60,5	—	—	—	—	—	—	—	—
	1,210	22,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Подробное исследование образования CO из CO₂ и углерода в условиях весьма непродолжительного времени соприкосновения, что очень близко имитирует действительный процесс в генераторах, было проведено Клементом, Адамсом и Хаскинсом

[10] и впоследствии дополнено работами Б.К. Климова [11] и А.С. Синельникова. На основе этих работ построены графики рис. 3, 4, 5, 6 и составлена таблица 4.

Указанные авторы работали с чистой углекислотой и размером зерен топлива от 3 до 5 мм*

Приведенные в таблице 4 данные о процентном содержании окиси углерода в газе вычислены при помощи соответствующих математических уравнений и, в большинстве случаев, очень близко совпадают с результатами, полученными непосредственно из опыта.

Цифры таблицы 4 показывают, что чем меньше время соприкосновения углекислоты с углеродом раскаленного топлива, тем меньше образуется окиси углерода. Поэтому, если при сокращенном времени соприкосновения требуется получить то же содержание СО в газе, необходимо повысить температуру. Особенно наглядно это видно из графика рис. 3, построенного для случая работы с каменноугольным коксом. Понятно также, что для достижения состава газа в соответствии с данными таблицы 3 и рис. 2 должны быть приняты гораздо более высокие температуры, чем те, которые соответствуют установившемуся равновесному состоянию.

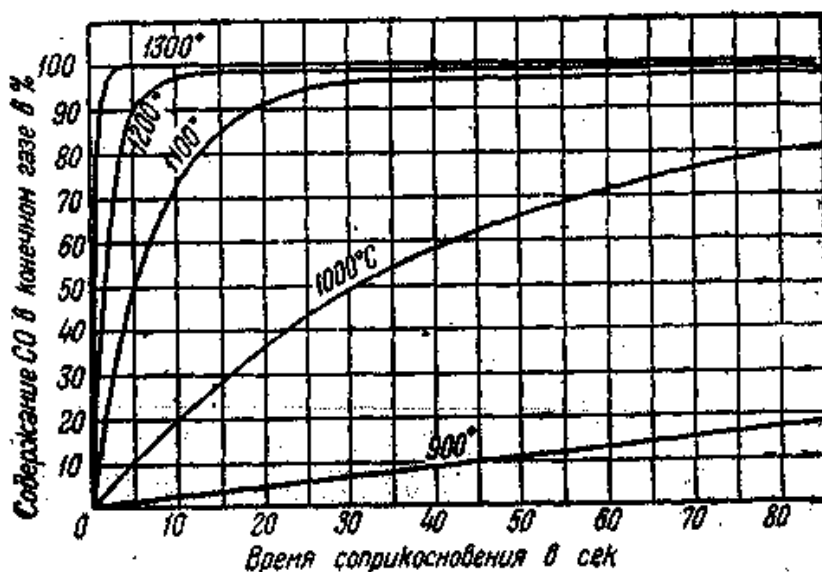


Рис. 3. Скорость образования СО из CO_2 и кокса.

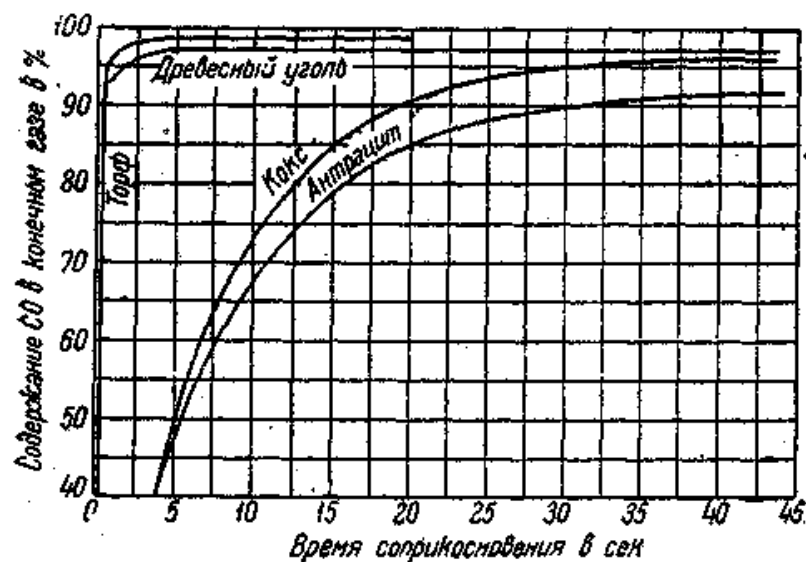


Рис. 4. Влияние природы углерода на скорость образования СО при $t = 1100^\circ \text{C}$

50%. Кривые на рис. 6 представляют сводку результатов, полученных Клементом, Адамсом и Хаскинсом при пропускании смеси CO_2 (21%) и азота (79%) через слой раскаленного кокса. Процентное содержание СО в прореагировавшей смеси представлено в зависимости от температуры. Каждая из нанесенных на график кривых изображает взаимосвязь этих двух

Из рис. 4 и 5 наглядно видно, что в число факторов, влияющих на скорость образования СО, кроме продолжительности соприкосновения и температуры, входит также и природа самого топлива. Влияние ее на скорость образования СО весьма значительно, как это видно из следующего примера: при 1100°C за 5 секунд соприкосновения CO_2 с углеродом при употреблении древесного угля происходит практически полное превращение CO_2 в СО, между тем при употреблении кокса или антрацита это превращение осуществляется только на 45 и 50%.

переменных для одного какого-нибудь определенного значения продолжительности времени соприкосновения ($\tau = \text{const}$) в пределах от $\tau = 0,1$ секунды до $\tau = \infty$, т.е. состояния завершеного равновесия.

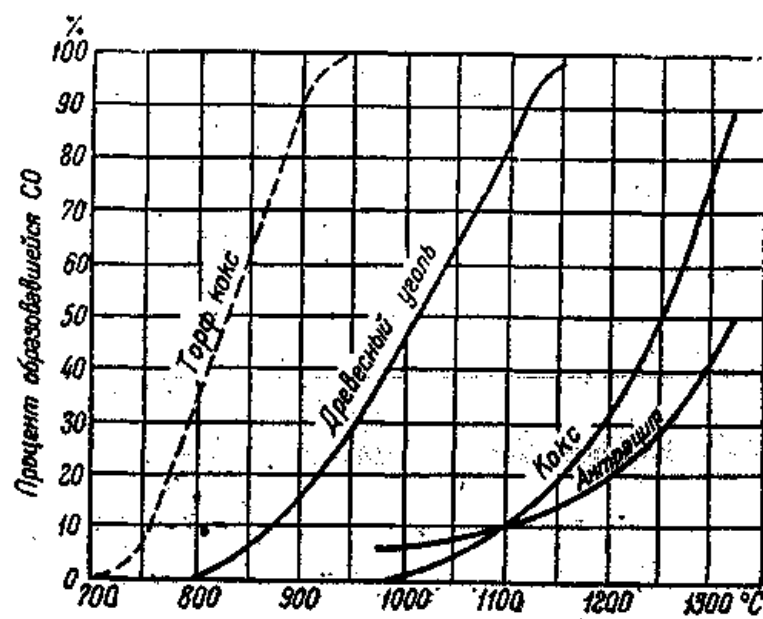


Рис. 5. Влияние природы топлива на образование СО при различных температурах ($t = 1$ сек)

Точно оценить действительную продолжительность соприкосновения генераторного газа с нагретым топливом в генераторах невозможно. В самом деле, количество пустот в топливном слое меняется со степенью крупности и пористости кокса, в который превращается уголь. Кроме того, такие факторы, как прогары, вызываемые спеканием и шлакованием, не могут быть учтены сколько-нибудь полно.

Далее, при данной толщине слоя топлива температуры в разных местах его неодинаковы, следовательно неодинаковы и условия для образования СО. Поэтому очень трудно также

установить и среднюю температуру топлива в генераторе.

Для иллюстрации того, каковы могут быть на практике времена соприкосновения газа с топливом, приведем примерный расчет.

Предположим, что в генераторе с внутренним диаметром 3 м газифицируется в час 1 т антрацита и вырабатывается генераторный газ в количестве 4300 м³/час. При этом высота слоя топлива 1,2 м и температура его 1100° С.

Пусть средний часовой расход газа в слое топлива составляет 4000 м³/час при 0° и 760 мм рт. ст. или 20100 м³/час при 1100°. Таким образом секундный расход газа в топливе будет 5,57 м³/сек.

Принимая, что объем пустот внутри отдельных кусков топлива и между кусками составляет половину объема слоя, получим для объема пустот в слое:

$$\frac{\pi \cdot 3^2}{4} \cdot 1,2 \cdot 0,5 = 4,25 \text{ м}^3$$

Сопоставляя объем 4,25 м³ — с расходом 5,57 м³/сек, видим, что время нахождения газов в слое топлива не превышает 1 секунды.

Отсюда можно вывести заключение, что в обычной газогенераторной практике время

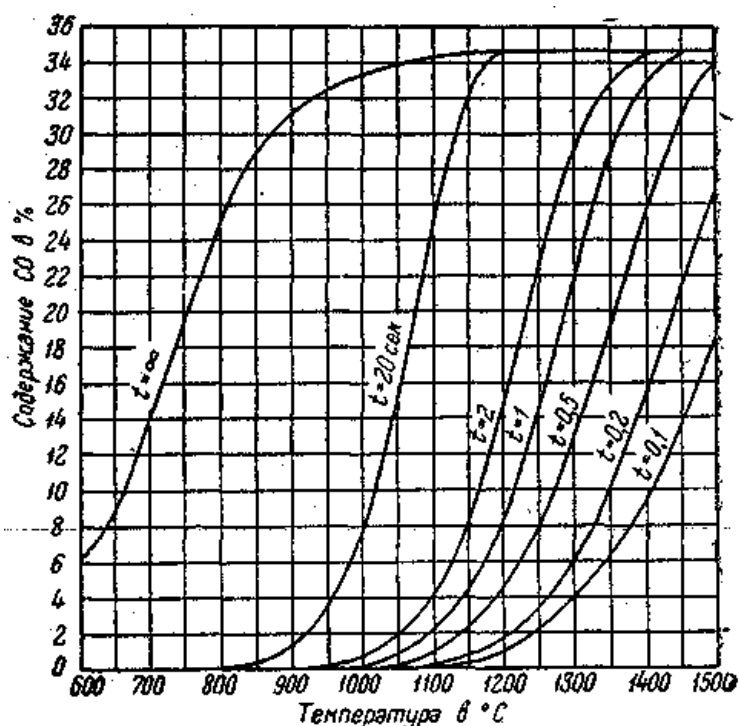


Рис. 6. Влияние фактора времени на образование СО.

пробытия газов в нагретых зонах весьма невелико и зависит от производительности генератора.

Но не только температура и продолжительность контакта газа с топливом имеют значение. Большую роль играет и физическое состояние слоя топлива в процессе газификации, т.е. его пористость, кусковатость, теплопроводность, величина открытой поверхности отдельных частиц и т.д.; сказывается и каталитическое действие содержащихся в топливе минеральных примесей (зола).

Особенно важными являются исследования механизма реакций и процесса газификации, произведенные в последние годы [65,66,75].

На основании результатов этих исследований можно считать вполне доказанным, что в реакционной зоне газогенератора имеет место одновременное образование CO_2 и CO , причем CO окисляется до CO_2 только в случае недостаточно быстрого отвода газов, низкой и неравномерной температуры в реакционной зоне, неравномерного распределения газов по сечению и при плохом обтекании газами топлива. В этом случае для получения газа, богатого окисью углерода, продолжительность времени соприкосновения газов с топливом должна быть по возможности большей, т.е. необходим высокий слой раскаленного топлива для завершения реакции восстановления уголекислоты.

Наоборот, если температуры в реакционной зоне равномерны и достаточно высоки, а газы хорошо омывают куски топлива и хорошо распределяются по сечению, требование длительного их контакта с топливом теряет силу, так как количество CO_2 , поступающей в верхнюю часть реакционной зоны, в этом случае невелико. Поэтому хорошие результаты газификации могут быть получены и при невысоком слое топлива путем интенсификации процесса, применения сортированного топлива и перемешивающих устройств и надлежащего обслуживания газогенератора.

Таким образом произведенные до настоящего времени исследования позволяют установить следующие идеальные условия для получения газа с большим содержанием окиси углерода:

- 1) подверженная взаимодействию с газом поверхность топлива должна быть наибольшей.
- 2) газы должны распределяться равномерно по всему сечению и хорошо обтекать куски топлива;
- 3) температура в реакционной зоне должна поддерживаться равномерной и максимально допустимой.

Первое условие, как уже говорилось, является фактором, определяемым самим топливом. Однако, поскольку “поверхностный” фактор зависит от величины кусков топлива, в руках проектировщика и производителей остается возможность некоторого воздействия на процесс посредством выбора топлива соответствующего качества.

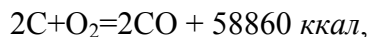
Выполнение второго условия может быть достигнуто применением сортированного топлива и приспособлений для его хорошего перемешивания.

Третье условие – поддержание высокой температуры в зоне газообразования – может быть удовлетворено ведением процесса с высокой производительностью.

В том случае, если условия первое и второе не выполняются, процесс газификации по необходимости приходится вести так, чтобы продолжительность контакта газов с раскаленным топливом была наибольшей.

Работа газогенераторов на одном только сухом дутье, вообще говоря, не оправдала себя на практике, и не только из-за непрямого образования при этом большого количества шлака, но и вследствие весьма значительной потери тепла, имеющей место при образовании CO из одного только углерода топлива и кислорода воздушного дутья.

Действительно, результативная реакция образования CO такова:



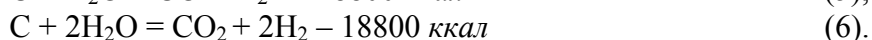
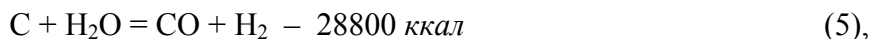
т.е. 24 кг углерода, сгорая в СО, выделяют 58 860 ккал, что составляет около 30% от потенциального тепла углерода, загружаемого в генератор (реакции 1 и 3 таблицы 1). Так как кроме СО всегда образуется еще некоторое количество СО₂, то ясно, что к.п.д. генератора воздушного газа в расчете на холодный газ никак не может превзойти 70%. В действительности к. п. д. бывает обычно меньше, так как к потерям от охлаждения и с отходящим газом (обусловленным сгоранием углерода в СО и СО₂) присоединяются еще потери тепла в золе, уносе, смоле и от утечки газа.

Поэтому обычно вместе с воздухом в генератор вводят другой газ (главным образом водяной пар), вступающий в эндотермическую реакцию с углеродом. Благодаря этому достигается частичная регенерация физического тепла в химическое, которое иначе было бы потеряно или путем охлаждения наружу или в виде явного тепла в отходящем горячем газе. Одновременно с этим уменьшаются также и трудности от спекания и шлакования топлива.

3 ДЕЙСТВИЕ ВОДЯНОГО ПАРА И ИНЫХ ЭНДОТЕРМИЧЕСКИХ АГЕНТОВ НА РАСКАЛЕННЫЙ УГЛЕРОД

Поскольку водяной пар, будучи самым дешевым из газов, получаемых в чистом виде, реагирует эндотермически с углеродом, он до сих пор неизменно используется с этой целью в генераторах. С чисто теоретической точки зрения нет препятствий к использованию с той же целью углекислого газа, который также реагирует эндотермически с нагретым углеродом, превращаясь в окись углерода в удвоенном против исходного объеме. Но по практическим соображениям, о которых речь будет идти дальше, генераторный процесс, если проводить его таким образом, был бы экономически невыгоден.

Водяной пар может вступать во взаимодействие с углеродом по следующим двум основным реакциям:

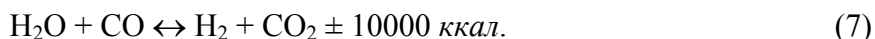


Иными словами, взаимодействие водяного пара с раскаленным углеродом приводит к образованию смеси газов, состоящей из окиси углерода, углекислоты и водорода, с поглощением при этом значительного количества тепла.

* Константы равновесий этих реакций выражаются соответственно:

$$K_{CO} = \frac{P_{CO} \cdot P_{H_2}}{P_{H_2O}} \text{ и } K_{CO_2} = \frac{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}^2}{P_{H_2O}^2}$$

В действительных условиях часть водяного пара остается неразложенной углеродом и присоединяется к остальным газам. Смесь всех этих газов при достаточно длительном взаимодействии может рассматриваться в состоянии динамического равновесия по следующей реакции;



Константа равновесия этой реакции определяется выражением:

$$K_{CO} = \frac{P_{CO} \cdot P_{H_2O}}{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}} \cdot *$$

Исследования взаимодействия водяного пара и углерода были произведены впервые Гаррисом [13] (Harries) и Фарупом [12] (Farup). Последний преимущественно изучал реакции при температуре в пределах от 820° до 910°С, причем контакт газов с углеродом продолжался значительное время.

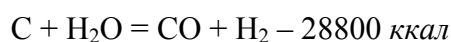
Гаррис пропускал пар над древесным углем, нагретым в электрической печи до температуры от 674° до 1125°С, и получил результаты, приведенные в таблице 5.

Таблица 5. Опыты Гарриса с водяным паром и древесным углем.

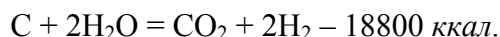
Темпе- ратура °C	Расход газа л/сек	Объемный состав газа в %				Константа равновесия K	
		H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	по дан- ным опыта	по вычи- слениям Люггина
674	0,90	8,41	0,63	3,84	87,12	0,70	0,49
758	1,80	22,28	2,67	9,23	65,82	0,85	0,70
838	3,28	32,77	7,96	12,11	47,15	0,94	0,98
861	5,30	36,48	11,01	13,33	39,18	0,89	1,07
954	6,30	44,43	32,70	5,66	17,21	2,25	1,41
1010	6,15	47,30	48,20	1,45	3,02	2,12	1,65
1060	8,90	48,84	46,31	1,25	3,68	2,78	1,88
1125	11,30	50,73	48,34	0,60	0,30	0,48	2,11

В этой таблице приведены также и значения констант равновесия, вычисленные Люгином. * Константы равновесия реакций (5) и (6) в зависимости от температуры по данным Хаслама (Haslam), Люиса и Рандалля [14] представлены в виде кривых на рис. 7.

Из кривых этого рисунка видно, что константа равновесия реакции



для высоких температур выше, чем константа реакции



Однако при низких температурах имеет место обратное явление т.е. константа равновесия реакции (6) оказывается большей, чем для реакции (5) Изучением указанных реакций в широком интервале температур занималось большое количество исследователей. Результаты работ некоторых из них приведены в таблице 6, содержащей константы равновесия, вычисленные Брианом [15].

Таблица 6. Константы равновесия водяного газа по данным различных исследователей.

$$K = \frac{P_{CO} \cdot P_{H_2O}}{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}}$$

Исследо- ватель	Габер	Нейман и Келлер	Люис и Рандалль	Эйкен	Истман
T °K					
500	$5,75 \cdot 10^{-3}$	$7,91 \cdot 10^{-3}$	$7,23 \cdot 10^{-3}$	$8,00 \cdot 10^{-3}$	$7,34 \cdot 10^{-3}$
600	$2,91 \cdot 10^{-3}$	$3,77 \cdot 10^{-2}$	$3,53 \cdot 10^{-2}$	$3,81 \cdot 10^{-2}$	$3,56 \cdot 10^{-2}$
700	$8,96 \cdot 10^{-2}$	$1,12 \cdot 10^{-1}$	$1,07 \cdot 10^{-1}$	$1,12 \cdot 10^{-1}$	$1,07 \cdot 10^{-1}$
800	$2,02 \cdot 10^{-1}$	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,40 \cdot 10^{-1}$	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,39 \cdot 10^{-1}$
900	$3,68 \cdot 10^{-1}$	$4,50 \cdot 10^{-1}$	$4,42 \cdot 10^{-1}$	$4,50 \cdot 10^{-1}$	$4,38 \cdot 10^{-1}$
1000	$6,76 \cdot 10^{-1}$	$7,25 \cdot 10^{-1}$	$7,09 \cdot 10^{-1}$	$7,14 \cdot 10^{-1}$	$7,02 \cdot 10^{-1}$
1400	2,12	2,23	2,16	2,17	2,18
1800	3,69	3,65	3,70	3,63	3,81

Зависимость константы равновесия от температуры по данным Люиса и Рандалля графически представлена на рис. 7, из которого видно, что с повышением температуры содержание в равновесной смеси окиси углерода увеличивается.*

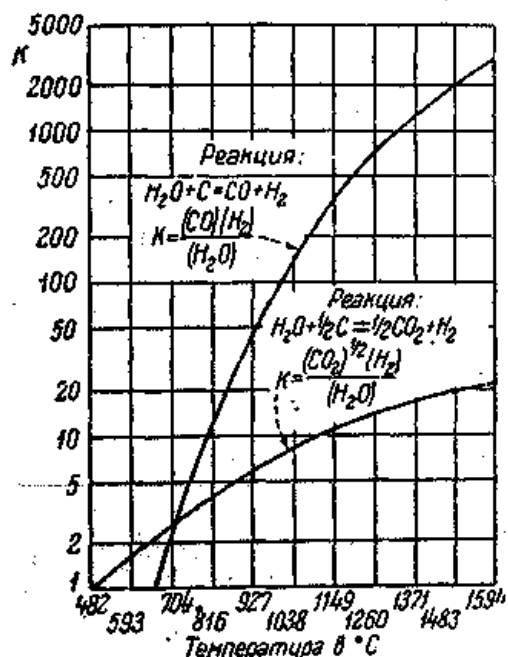


Рис. 7. Зависимость констант равновесия реакций $\text{H}_2\text{O} + \text{C} \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ и $2\text{H}_2\text{O} + \text{C} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2$ от температуры.

Однако все эти данные, представляющие большую научную ценность, относятся, к сожалению, к таким условиям продолжительности реакции, которые недостижимы в газогенераторной практике, исчисляющей время соприкосновения газов с нагретым углеродом немногими секундами и даже долями секунды.

Более ценный вклад в наши знания о взаимодействии водяного пара и углерода был сделан Клементом и Адамсом [10], выдержки из экспериментальной работы которых приведены в таблице 7.

Последняя колонка в таблице является позднейшим добавлением к исходным данным и содержит вычисленные значения отношений количества разложенного водяного пара ко всему количеству пара, введенного в каждом из опытов. Эти значения представляют собою средние величины, подсчитанные двумя путями: по количеству газов, содержащих водород (H_2 и CH_4), и по количеству газов, содержащих кислород (CO и CO_2). Кривые на графике рис. 8 изображают зависимость между температурой,

продолжительностью соприкосновения и количеством разложенного пара, а также зависимость от рода применяемого углерода (кокс или древесный уголь). В этом графике следует обратить внимание на следующее:

1. В случае работы с малыми временами соприкосновения для разложения достаточного количества водяного пара и получения из него газа требуются гораздо более высокие температуры по сравнению с теми, при каких наступает равновесное состояние.

2. В случае работы при пониженных температурах, если желательно иметь такую же степень разложения водяного пара, как и при работе с более высокими температурами, время соприкосновения газов с углеродом должно быть увеличено в гораздо большей мере, чем понижена температура.

3. Природа топлива оказывает очень большое влияние на скорость реакции. Для выяснения этого влияния Гвоздем [16] были проделаны

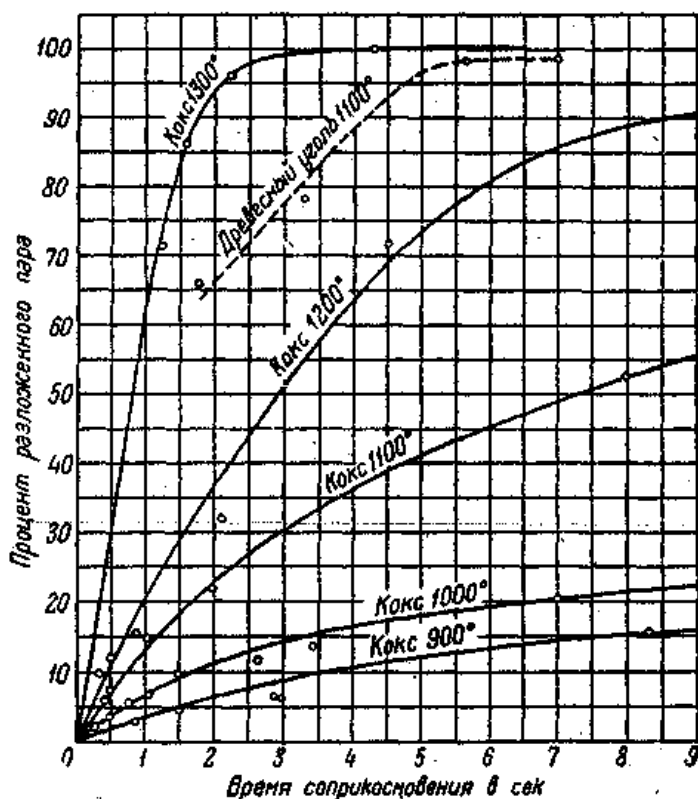


Рис. 8. Разложение водяного пара при разных температурах в зависимости от времени соприкосновения.

Таблица 7. Влияние времени и температуры на разложение водяного пара раскаленным углеродом.

Температура °C	Продолжи- тельность соприкосно- вения ,сек	Состав сухого газа в процентах					Состав газа вместе с водяным паром в процентах					% разло- женного водяного пара
		CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	Сумма	H ₂ O	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	
Кокс												
800	1,02	4,8	34,4	42,5	—	81,7	99,1	0,06	0,40	0,49	—	0,52
	0,416	4,2	35,0	45,5	—	84,7	99,6	0,02	0,16	0,21	—	0,21
900	8,35	9,8	30,4	45,7	2,0	87,9	75,4	2,75	8,51	12,78 5,22	0,57	15,7
	2,96	6,8	39,8	47,5	1,9	96,0	89,5	0,75	4,36	3,60	0,21	6,04
	1,47	7,9	36,0	46,6	1,8	92,3	92,9	0,61	2,78	1,88	0,14	4,1
	0,5	6,0	40,8	47,5	1,9	96,2	96,2	0,24	1,62	1,09	0,08	2,11
	0,245	5,9	39,5	48,0	1,2	94,6	97,9	0,13	0,90		0,03	1,17
1000	6,98	13,6	28,6	49,3	2,6	94,1	69,8	4,38	9,16	15,8 11,28	0,84	20,2
	3,42	10,7	33,6	50,3	2,0	96,6	78,4	2,40	7,53	9,56	0,45	13,5
	2,64	9,6	35,1	48,4	1,9	95,0	81,3	1,89	6,92	5,71	0,37	11,45
	1,025	7,8	38,0	48,5	1,6	95,9	88,7	0,91	4,48	1,81	0,19	6,54
	0,244	7,1	39,0	48,1	1,9	96,1	96,4	0,27	1,47		0,08	2,02
1100	7,97	14,6	28,1	53,1	1,4	97,2	34,9	9,8	18,8	35,6	0,90	52,1
	1,97	12,8	28,9	51,2	1,5	94,4	67,6	4,4	9,92	17,6 12,41	0,51	21,75
	1,034	13,3	30,5	52,5	1,9	98,2	76,8	3,16	7,22	4,32	0,44	14,87
	0,259	13,3	30,4	53,1	1,4	98,2	92,0	1,09	2,48		0,11	4,76
1200	11,05	0,3	51,8 52,1	42,9	1,0	96,0	5,0	0,3	51,3	42,5	1,0	90,8
	4,48	0,6	39,3	43,1	1,2	97,0	17,0	0,5	44,6 10,18	37,0	0,9	71,3
	0,866	7,4	46,3	49,4	1,2	97,3	74,8	1,92	8,0	12,80 8,11	0,31	15,5
	0,337	3,6	47,0	47,0	1,9	98,8	83,0	0,62			0,32	9,79
1300	4,32	0,4	50,5	43,7	1,9	96,5	0,0	0,4	52,4	45,3	2,0	100
	1,246	0,3	49,5	45,8	1,9	97,6	17,4	0,3	41,9	38,8	1,6	70,9
Древесный уголь												
1100	6,92 5,62	—	—	—	—	—	0,9	0,0	50,5	47,3	1,3	98,5
	3,37	—	—	—	—	—	0,9	0,1	50,1	48,1	0,8	98,3
	1,77	—	—	—	—	—	12,3	0,3	43,3	43,4	0,7	78,3
		—	—	—	—	—	20,8	0,4	39,6	39,0	0,2	65,8

некоторые эксперименты, которые показали, что скорости реакций в случае искусственного углерода, древесного угля и кокса различны. Из этих опытов следует

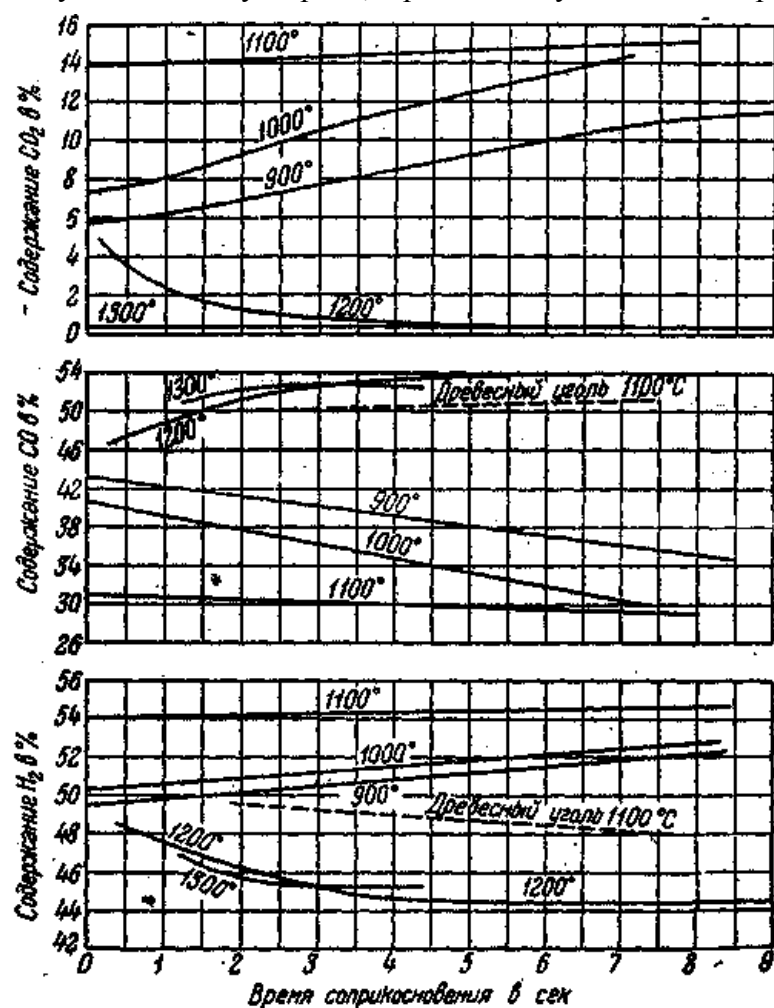


Рис. 9. Количество различных компонентов водяного газа в зависимости от температуры и времени соприкосновения.

водород, а также повидимому в некотором количестве и метан. Так как конечный состав газа имеет важное практическое значение, то необходимо знать относительные количества всех компонентов газа, получаемых при различной продолжительности контакта. Для этого на рис. 9 и 10 приведены кривые, охватывающие возможные колебания в составе сухого "водяного газа". Эти кривые построены по данным, заимствованным из работы Клемента и Адамса.

На рис. 9 представлены три серии кривых. В каждой из серий показано влияние температуры и времени на образование любого газообразного компонента в отдельности: углекислоты, окиси углерода и водорода.

На рис. 10 особо изображена вероятная зависимость образования этих компонентов от температуры для двух значений продолжительности времени соприкосновения 1 и 3 сек, которые наиболее близко подходят к

вывести заключение, что не только нужно считаться с относительной пористостью топлива, но необходимо равным образом учитывать и каталитическое действие минеральных примесей в топливе (зола)

* Это подтверждается и позднейшими опытами Кобба и Пекстона [17], которые исследовали влияние добавок к коксу солей и окислов металлов. Оказалось, что наиболее сильное влияние на установление равновесия водяного газа оказывают добавки Na_2CO_3 , CaO и Fe_2O_3 , особенно в области низких температур.*

Итак, те же общие принципы, которые были установлены для реакций между воздухом и раскаленным углеродом, применимы также и к реакциям водяного пара.

В то время как воздух, пропускаемый через нагретый углерод, образует только два газа (окись углерода и углекислоту), водяной пар образует дополнительно еще

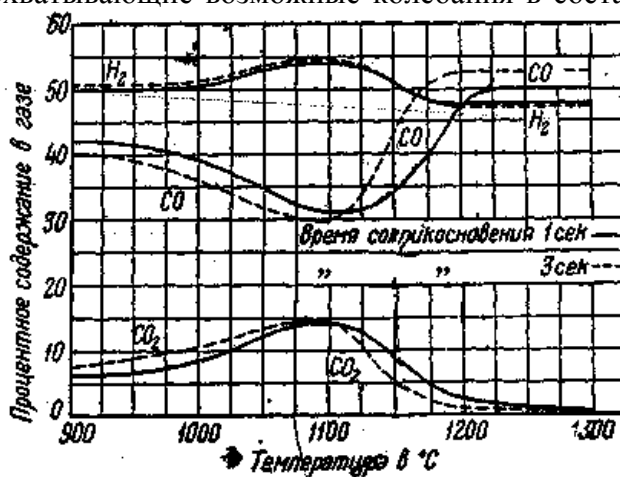


Рис. 10. Изменения состава водяного газа при различных температурах.

действительным условиям газообразования в генераторе.

Перед тем как делать выводы из кривых рис. 9 и 10, следует упомянуть о том, что в данных Клемента и Адамса всегда имеется расхождение между суммой составных частей сухого газа, выраженных в процентах, и числом 100. Это несовпадение объясняется присутствием в газе азота и кислорода, подсосанных во время опытов.

Так как в действительности подобный присос воздуха не должен иметь, места, то кривые были построены, исходя из равенства числу 100 суммы объемных процентных значений содержания CO_2 , CO , H_2 и CH_4 . Некоторые из оригинальных, численных значений несколько отличаются от значений, представляемых кривыми, хотя автор везде, где только мог, старался придерживаться исходных экспериментальных данных.

Объемное содержание образующейся углекислоты увеличивается между 900 и 1100°C с повышением температуры и увеличением продолжительности соприкосновения до 15%; с дальнейшим повышением температуры до 1200°C и выше оно внезапно снижается почти до 0 даже при малых значениях времени соприкосновения.

Объемное содержание образующейся окиси углерода уменьшается между 900 и 1100°C с понижением температуры и уменьшением продолжительности контакта приблизительно до 30%; с дальнейшим же повышением температуры до 1200°C и выше оно очень резко повышается до 50% и больше.

Объемное содержание образующегося водорода увеличивается между 900 и 1100°C с повышением температуры и увеличением продолжительности контакта приблизительно до 55%, но не так быстро, как уменьшается в этих же пределах содержание CO или увеличивается содержание CO_2 . В промежутке температур от 1100 до 1200°C содержание H_2 вновь опускается ниже 50%.

Из этих выводов можно сделать заключение, что для испытуемого топлива в температурных пределах от 900° до 1100°C реакция

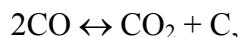


повидимому доминирует над реакцией



и что последняя имеет место преимущественно для температур выше 1100°C.

На вопрос о том, действительно ли это так происходит, ответить несколько трудно, потому что поскольку образуются CO_2 и CO , они начинают реагировать с углеродом по реакции



благодаря чему эта “вторичная” реакция как бы искажает получаемый результат.

* На основании проведенных опытов Хаслам, Хичкок и Рудэй [18] приходят к заключению, что ниже температуры 900°C реакция $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ практически не идет, и взаимодействие водяного пара с углеродом протекает по реакции $\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2$, скорость, которой в два раза меньше скорости реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \leftrightarrow 2\text{CO}$. И только при температурах, значительно превышающих 900°C, преобладающее значение приобретает реакция $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2$. Эти же авторы приходят к выводам, что в интервале температур 900÷1200°C отношение CO/CO_2 в газе определяется главным образом количеством неразложенного пара и что реакция водяного газа. $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ происходит не в газовой фазе, а на поверхностях углерода с адсорбированной окисью углерода.

Однако вопрос о том, в какой последовательности протекают реакции в процессе образования водяного газа, еще не может считаться окончательно выясненным, и на этот счет существуют различные точки зрения.

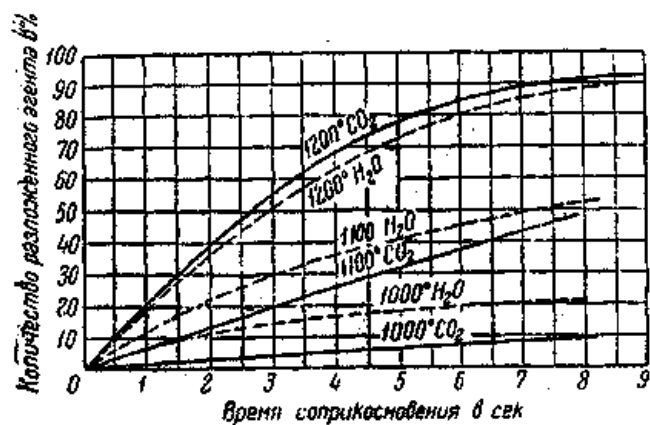


Рис. 11. Разложение CO_2 и H_2O раскаленным коксом.

Таблица 8.

Реакции с участием метана.

Реакция $\text{CO}_2 + \text{CH}_4 \leftrightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$.

Температура °C	Объемный состав газа в процентах			
	CO	H ₂	CO ₂	CH ₄
427	3,44	3,44	46,56	46,56
527	12,83	12,83	37,17	37,17
627	29,44	29,44	20,56	20,56
727	43,06	43,06	6,94	6,94
827	48,10	48,10	1,90	1,90

Реакция $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$

Температура °C	Объемный состав газа в процентах			
	CO	H ₂	CH ₄	H ₂ O
427	2,79	8,37	44,43	44,43
527	8,13	24,39	33,73	33,73
627	15,74	47,22	18,51	18,51
727	21,42	64,26	7,17	7,17
827	23,81	71,43	2,38	2,38

Реакция $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$

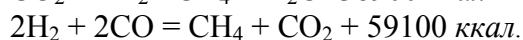
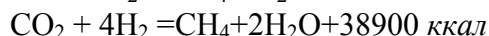
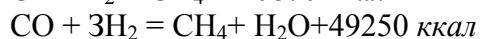
Температура °C	Объемный состав газа в процентах			
	CO ₂	H ₂	CH ₄	H ₂ O
327	1,9	7,69	30,16	60,32
427	4,89	19,56	25,19	50,38
527	8,84	35,36	18,60	37,20
627	12,84	51,36	11,92	23,84
727	15,75	63,00	7,08	14,16
827	17,55	70,20	4,08	8,16

Все же нужно полагать, что при газификации топлив равновесие между углеродом и газом по реакции $\text{C} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{CO}$ имеет меньшее значение, чем равновесие реакции водяного газа $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$, и именно потому, что время соприкосновения газов с топливом всегда недостаточно для установления равновесия.*

Поскольку в генератор часто вводится смесь воздуха и водяного пара, интересно сопоставить скорости разложения углекислоты и водяного пара, с этой целью построены кривые рис. 11, основанные на результатах тех же исследований Клемента и Адамса. Получается как будто стройная зависимость от температуры: выше 1100°C наблюдается тенденция к более интенсивному разложению CO_2 ; при 1100° оба газа разлагаются приблизительно с одинаковой скоростью, и, наконец, при температурах ниже 1100° скорость разложения водяного пара больше, чем CO_2 .

Интересной деталью рис. 10 является внезапная замедленность образования CO между 1000 и 1100°C , которая подтверждается исследованиями Рида и Уилера [19]. Пропуская чистый кислород через слой углерода, они нашли, что с повышением температуры содержание CO сначала увеличивается, потом внезапно падает и затем снова резко увеличивается. При продолжительности контакта 60 сек и больше Рид и Уилер наблюдали это явление между 700 и 900°C . Обе кривые для CO на рис. 10 также показывают, что увеличение времени соприкосновения сдвигает область “волновых изгибов” в сторону более низких температур.

Образование метана CH_4 может происходить в результате взаимодействия водяного пара, углерода и газообразных продуктов их первичного взаимодействия. Здесь возможны следующие реакции:



Непосредственное образование метана по этим реакциям прежде оспаривалось многими исследователями. Однако присутствие метана в пробах газа, взятых из нижних зон генератора, где не может быть выделения летучих из топлива, доказывает возможность синтеза. Мало того, генераторный газ, получаемый из кокса и антрацита, также содержит метан в таких количествах, которые никоим образом не могут быть приписаны следам летучих, содержащихся в топливах этого рода.

Во всех опытах Клемента и Адамса (таблица 7) было доказано присутствие CH_4 в количестве от 1 до 2% по отношению к количеству сухого газа. Эти авторы упоминают также, что даже предварительное прокаливание кокса в течение долгого времени перед подводом к нему пара не отражалось на содержании CH_4 в “водяном газе”.

Равновесное состояние между метаном и газами, участвующими в реакциях водяного пара с нагретым углеродом, при различных температурах были изучены Майером и Альтмайером [20] и Сабатье и Виньоном [21].

Хотя все их опыты проводились в присутствии таких катализаторов, как известь, никель и кобальт, которые едва ли содержатся в сколько-нибудь заметном количестве в большинстве потребляемых генераторами топлив, тем не менее полученные ими результаты дают известное представление о характере рассматриваемых реакций. Несомненно однако, что количество метана в газе, получаемом из различных топлив, в известной мере зависит и от состава их минеральной части.

На основе наблюдений Майера и Альтмайера составлена таблица 8, содержащая данные, которые относятся к состоянию динамического равновесия.

*Данные по равновесному составу газа при взаимодействии по реакции $\text{C} + 2\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4$ приведены в таблице 9.

Необходимо только отметить, что эти данные относятся: Шенка [22] и его сотрудников – к аморфному углероду, Введенского и Фроста [28] – к углероду в виде графита.

Из таблиц 8 и 9 видно, что во всех случаях количество образующегося метана падает с повышением температуры и что наиболее благоприятными для образования метана в газогенераторах являются температуры в пределах $400\div 600^\circ\text{C}$.*

Таблица 9.
 $\text{C} + 2\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4$.

Температура $^\circ\text{C}$	Объемный состав газа в %					
	По Майеру и Альтмайеру		По Шенку		По Введенскому и Фросту	
	CH_4	H_2	CH_4	H_2	CH_4	H_2
300	96,90	3,10	99,5	0,5	92,3	7,7
350	93,12	6,88	97,4	2,6	—	—
400	86,16	13,84	89,9	10,1	76,2	23,8
450	76,80	23,20	75,0	25,0	63,3	36,7
500	62,53	36,47	57,6	42,4	49,2	50,8
550	46,69	53,31	44,0	56,0	36,1	63,9
600	31,68	68,32	31,5	68,5	24,4	75,6
650	19,03	80,97	21,6	78,4	16,1	83,9
700	11,07	88,93	14,2	85,8	10,8	89,2
750	—	—	9,6	90,4	7,2	92,8
800	4,41	95,59	6,4	93,6	4,8	95,2
850	1,59	98,41	4,4	95,6	—	—
900	—	—	3,0	97,0	2,3	97,7
950	—	—	—	—	—	—
1000	0,50	99,50	—	—	1,23	98,7
1050	—	—	—	—	—	—
1100	0,20	99,80	—	—	0,76	92,2
1150	0,10	99,90	—	—	—	—
1200	—	—	—	—	0,49	99,5

Заканчивая на этом обзор роли водяного пара, следует упомянуть о неоднократно предлагавшемся способе замены дорогостоящего пара другим эндотермическим агентом – углекислотой, содержащейся в продуктах горения. К сожалению, однако, количество углекислоты в продуктах горения невелико и значительно меньше количества азота.

Поэтому применение продуктов горения хотя и позволяет получать некоторую экономию пара, но одновременно приводит как к дополнительным производственным трудностям и повышенным первоначальным издержкам, так и к снижению теплотворной способности газа, что во многих случаях является, безусловно, недопустимым. Однако это верно только в том случае, если имеется в виду использование обычных продуктов горения с большим содержанием азота. Окажется ли возможным в будущем получать продукты горения с малым содержанием азота, остается пока под вопросом. Но если бы это было осуществлено, например, благодаря применению дешевого промышленного кислорода, то тогда можно было бы рассчитывать на широкую замену пара в генераторном процессе углекислотой.

4 ОБРАЗОВАНИЕ ГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТОВ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА БЕЗ УЧАСТИЯ ВОЗДУХА И ВОДЯНОГО ПАРА

До сих пор мы рассматривали газификацию древесного угля, кокса и антрацита, т.е. таких топлив, которые, если не принимать во внимание содержащейся в них золы, можно считать углеродом.

Однако большинство существующих в природе промышленных видов топлива не является соединением только углерода и золы, а содержит еще так называемые “летучие” вещества. Последние выделяются из топлива в более или менее разложившемся состоянии в процессе, называемом сухой перегонкой (или дистиляцией) при постепенно повышающейся температуре. Это происходит вследствие нагревания топлива газами, образовавшимися в нижней зоне генератора в результате известных уже нам реакций воздуха и водяного пара с коксом, в который превратилось топливо.

О том, какие продукты (и в каком количестве) могут быть получены при сухой перегонке топлива, говорится ниже при рассмотрении вопроса об улавливании побочных продуктов газификации. Сейчас отметим только, что летучие вещества в топливе могут быть разделены на три следующие группы:

- а) вода дегидратации и разложения;
- б) смола, масла и др.;
- в) газ.

Количество газа, образующегося из летучих, в общем, не говоря о природе топлива, зависит от скорости нагрева и от конечной температуры. Чем больше значения обоих факторов, тем больше будет выход газа, так как смола и масла начинают разлагаться или, как говорят, крекироваться на газ.

Таблица 10. Газ сухой перегонки разных топлив при высокой температуре.

Топливо	Содержание летучих, %	Состав газа в %							Выход газа, $\text{м}^3/\text{т}$ (0° и 760 мм. рт. ст.)	Низшая теплотворная способность, $\text{ккал}/\text{м}^3$
		$\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2$	C_2H_4	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2		
Южно-Африканский каменный уголь	28,35	10,0	1,1	1,5	11,2	46,6	20,9	8,7	231	3500
Французский каменный уголь	15,56	1,6	0,8	0,9	4,9	57,6	32,2	2,0	248	4520
Ноттингемпширский каменный уголь	31,7	3,2	2,9	1,3	8,0	39,8	39,8	5,0	206	5090
Австралийский лигнит	50,8	21,5	1,0	0,7	18,5	32,2	24,2	1,9	382	3280
Австралийский торф	67,9	21,0	0,6	0,4	26,2	33,6	16,4	1,8	400	3220
Дрова (Южная Америка)	71,2	22,3	1,4	0,5	20,4	32,8	20,9	1,7	225	3460

В качестве примера влияния природы топлива на количество и состав газообразных продуктов сухой перегонки при конечной температуре 800°C в таблице 10 приводятся результаты, полученные автором в одинаковых условиях.

Из анализов газа, помещенных в этой таблице, видно, что компоненты газа сухой перегонки при высокой температуре, за исключением CH_4 и C_2H_4 , те же, что и обычные продукты взаимодействия воздуха и водяного пара с раскаленным углеродом.

Таблица 11. Газ сухой перегонки различных топлив при температуре 550° С.

Топливо	Содержание золы, %	Выход газа, м ³ /т	Состав газа в %							
			H_2S	CO_2	Ненасыщенные углеводороды	C_2H_6	CO	H_2	CH_4	N_2
Жирный уголь (Рейнский)	1,6	65,6	4,8	0,5	3,0	11,0	0,7	22,5	56,1	4,3
Газопламенный уголь (Лоберг)	11,0	69,0	4,4	7,0	5,2	10,1	6,2	16,7	47,3	3,1
Кеннельский уголь (Лоберг)	15,4	72,6	4,3	16,7	5,5	10,1	2,7	23,9	35,6	2,8
Баварский смолистый уголь	14,1	85,5	18,0	20,7	4,1	6,5	11,1	6,5	29,1	4,0
Чешский бурый уголь (Брюке)	2,6	108,7	2,6	33,7	4,6	5,4	15,9	7,6	28,7	4,1
Саксонский смолистый уголь (Рибек)	4,5	120,0	11,0	37,9	6,3	5,1	8,1	6,6	21,1	3,8
Лаузицкий лигнит (Ильзе)	2,3	150,5	2,9	48,0	2,8	2,9	14,6	7,8	15,1	5,8
Рейнский буроугольный брикет	2,5	139,2	2,3	55,0	2,9	2,6	13,9	6,9	14,4	2,0
Верхнебаварский торф	1,8	121,2	0,8	54,5	2,8	1,8	20,0	3,3	14,5	2,3
Западнофрисландский торф (Меппен)	0,6	123,4	1,2	58,5	2,8	1,6	21,0	2,0	10,5	2,4
Челябинский бурый уголь ¹	—	—	34,6	—	2,7	3,7	14,1	14,8	21,3	8,8
Богословский бурый уголь ¹	—	—	—	59,02	1,41	4,42	11,50	10,18	7,24	6,2
Подмосковный бурый уголь ¹	—	—	21,9	24,5	1,2	—	4,2	11,0	28,7	8,5

* Влияние температуры на состав газов сухой перегонки видно из таблиц 11, 12 и 13.

В таблице 11 приведены данные по дистилляции различных топлив при температуре 550°C по работам Фриче [24], и в таблице 12 – данные, характеризующие влияние температуры на состав газа по опытам Бернштейна [25].

Зависимость состава газа от способа переработки угля иллюстрируется данными таблицы 13, в которой приведены результаты опытов Франка [26] с подмосковным углем. Наконец в таблице 14 на примере сухой перегонки пламенно-газового угля шахты Лоберг показано влияние скорости нагрева [27].

Таблица 12. Газ сухой перегонки чешского бурого угля при разных температурах.

Состав газа, %	Температура °С			
	300	350	400	450
CO_2	92,7	91,0	55,1	27,7
C_nH_m	0,1	0,2	4,9	3,4
CO	1,2	4,7	18,9	11,6
H_2	0,5	0,6	2,2	15,0
C_2H_6	—	—	2,9	4,7
CH_4	5,5	3,4	16,0	38,6

Из приведенных материалов видно, что количество и состав газов сухой перегонки, помимо рода топлива и конечной температуры термического разложения,

¹ Температура 500°C.

Таблица 13. Состав газа сухой перегонки в зависимости от температуры и крекинга смол.

Способ переработки	Состав газа в %							Теплотворная способность газа, ккал/м ³	Выход газа, м ³ /т
	CO ₂	C _n H _m	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂		
Коксование при температуре 1000° С	14,3	0,5	1,2	15,1	46,3	17,5	4,8	3280	188
–То же, но с крекингом смоляных паров при 800°С	12,3	3,5	2,9	13,1	42,4	13,6	12,2	3200	324
–То же, но с крекингом смоляных паров при температуре 900°С в присутствии водяного пара	11,8	1,3	0,7	20,9	52,9	7,8	4,6	2870	652
Коксование и крекинг в присутствии водяных паров. Температура коксования 1000°; крекинга – 800°С	15,7	3,1	0,7	13,9	50,6	12,3	3,7	3260	304

зависит еще от продолжительности процесса и способа карбонизации топлива, хотя во всех без исключения случаях теплотворная способность газа всегда выше, чем у генераторного газа, получаемого в нижней части генератора при газификации углеродного остатка. Поэтому примешивание к продуктам газификации газа сухой перегонки и крекинга смолы всегда сопровождается повышением теплотворной способности газа, выходящего из генератора. Так как доля дистилляционных газов в окончательном генераторном газе может достигать до 20%, то становится понятным важное значение процессов сухой перегонки, в особенности при производстве генераторного газа из топлив, богатых летучими.*

Таблица 14. Состав газа сухой перегонки при 550° С.

	Опыты		
	1	2	3
Скорость нагревания в °С/мин	2,5	10,0	20,0
Выход смолы в %	13,0	14,2	14,2
Выход газа в м ³ /т	71,5	67,0	67,0
Состав газа:			
H ₂ S + CO ₂	10,9	11,5	11,4
C _n H _m	4,2	5,2	5,3
CO	6,5	6,2	6,1
H ₂	18,4	16,7	16,2
CH ₄ + гомологи	57,0	57,3	57,9
N ₂	3,0	3,0	3,1

5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ ГАЗИФИКАЦИИ

а) Опытные данные

До сих пор мы изучали с теоретической точки зрения процессы, происходящие в газогенераторах. На основании чисто лабораторных опытов мы рассматривали, каким образом отражаются на конечном составе продуктов газификации пропускание через слой топлива воздуха и пара и содержание летучих в топливе. Теперь познакомимся с исследованиями генераторного процесса в промышленном масштабе, гораздо большем, чем уже описанные лабораторные изыскания.

Из нижеследующих данных по испытаниям генераторов, работающих на сухом воздушном дутье (таблица 15), следует, что на практике возможно достичь почти полного превращения углерода в окись углерода.

Таблица 15. Составы воздушного газа.

Анализ газа	Эбельмен (1840)		Даусон	Завод Георгс-Мариенхютте [28] (Georgs Marienhütte)
	Древесный уголь	Кокс	Кокс	Кокс
CO ₂	0,5	6,83	1,4	0,3÷0,7
CO	33,3	33,53	32,6	33,0÷33,5
H ₂	2,8	1,48	1,0	0,1
CH ₄	—	—	—	1,2÷1,3
N ₂	63,4	64,16	65,0	—

Первое чрезвычайно детальное исследование стадий газообразования в генераторе было проделано Вендтом [29], который произвел ряд испытаний газогенератора, схематически изображенного на рис. 12.

Генератор имел диаметр 1750 мм при высоте топлива 1600 мм. В железном кожухе и кирпичной кладке на разной высоте были сделаны отверстия, которые, начиная от уровня решетки, были размещены на равных расстояниях друг над другом – по 250 мм и служили для замера температуры пирометрами и для взятия проб газа. Топливом служил битуминозный уголь. Были произведены две серии испытаний: одно с сухим воздушным дутьем и другое со смесью пара и воздуха. Результаты этих испытаний приведены соответственно в таблицах 16, 17.

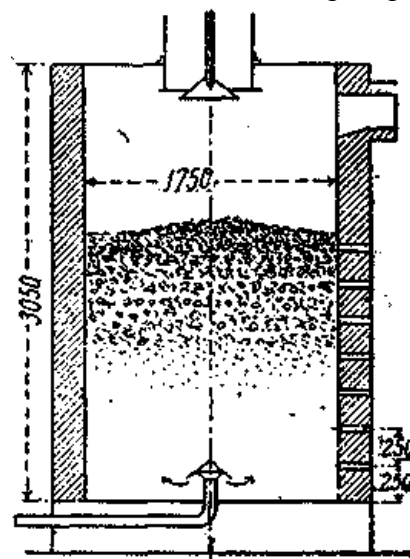


Рис. 12. Генератор Вендта.

Вендт указывает, что к.п.д. процесса газификации по холодному газу с учетом тепла, вносимого водяным паром, был на 3,5% выше в случае применения паровоздушного дутья по сравнению с газификацией одним только воздухом. Но в виду того, что в последнем случае производительность генератора была больше, убедительность этого сопоставления может быть оспариваема с экономической точки зрения. Однако огромное значение приобретает тот факт, что при температуре 1400° в генераторе с воздушным дутьем большинство видов топлива подвергается чрезмерному шлакованию, между тем как в генераторе с паровоздушным дутьем, где соответствующая

Таблица 16. Сухое воздушное дутье (Вендт). Производительность генератора 301 кг угля в час (130 кг/м²·час).

Высота над уровнем решетки, мм	Состав газа в процентах					Температура °C
	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	
0	15,0	9,7	—	—	75,3	—
250	0,2	34,1	—	—	65,7	1400
500	0,2	34,3	—	—	65,5	—
750	—	34,5	0,4	—	65,1	—
1000	0,4	33,4	2,4	0,3	63,5	1250
1250	0,6	30,0	11,7	0,6	57,1	—
1500	1,0	28,9	9,8	2,0	58,3	1030
У выхода газа	0,7	31,3	6,3	2,4	59,3	580

Таблица 17. Паровоздушное дутье (Вендт). Производительность генератора 208 кг угля в час (86,5 кг/м² час).

Высота над уровнем решетки, мм	Состав газа в процентах					Температура °С
	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	
0 ¹	11,4	–	–	–	79,1	–
250	9,3	22,0	10,8	0,4	57,5	1100
500	5,5	28,0	13,7	0,9	51,9	–
750	3,0	32,7	17,9	1,2	45,2	925
1000	5,0	28,7	21,8	5,0	39,5	–
1250	6,0	28,3	20,7	4,8	40,2	810
1500	5,3	28,0	19,0	4,1	43,6	–
У выхода газа	5,3	26,8	14,6	3,4	49,7	440

температура в зоне только 1100°С, шлакование в значительной мере ослаблено.

Типичным для генератора на воздушном дутье с его высокими температурами является гораздо более быстрое образование CO₂ с последующим раскислением в CO, заканчивающимся уже на высоте около 250 мм над решеткой. Наоборот, при добавке пара газы успевают пройти сквозь слой топлива 750 мм, прежде чем достигается максимальное содержание CO.

С другой стороны не обнаруживается никакой разницы во времени, необходимом для завершения образования CO из CO₂ и водорода из пара в генераторе, работающем на паровоздушном дутье. Возможно, что это объясняется господствующими в нижних зонах температурами порядка 1100°С, при которых скорости разложения CO₂ и водяного пара приблизительно равны (см. рис. 11).

Следует отметить, что имеется некоторое расхождение между анализом конечного состава газа по пробам, взятым в выходном патрубке, и пробам последней предыдущей стадии. Скорее всего, это можно приписать тому обстоятельству, что состав газа у стенок генератора (где именно и брались пробы через специальные отверстия) отличается от состава газа, получаемого в участках, более близких к центру шахты.

Позднее Нейман [30] проделал ряд исследований стадий газообразования в генераторе диаметром 470 мм с высотой слоя топлива 600 мм. Он газифицировал тщательно подобранный кокс переменным количеством воздуха и пара. Некоторые из полученных им результатов приведены в таблицах 18 и 20.

В основном эти результаты приводят нас к заключениям, аналогичным ранее сделанным выводам из испытаний Вендта. Необходимо только отметить, что по данным таблицы 18 качество газа очень сильно меняется на участке от уровня 540 мм над решеткой до выходного патрубка.

Однако уровень 540 мм приходился как раз под поверхностью топлива, и напрашивается вывод, что в этой части испытания не дают правильного представления о составе газа. Забор проб газа производился на расстоянии 75 мм от оси генератора, и из этого можно заключить, что или проба газа менялась при проходе по газозаборным трубкам или состав газа в центре и по краям генератора различен. Последнее и является основной причиной расхождений в анализах газа, приводимых Нейманом.

¹ Содержание кислорода 9,5%. Ред.

Таблица 18. Состав газа по высоте слоя топлива при сухом воздушном и паровоздушном дутье (Нейман).

Часовой расход воздуха $\text{м}^3/\text{час}$ ($0^\circ, 760 \text{ мм}$)	Приближительная температура дутья $^\circ\text{C}$	Расход пара в граммах на 1 м^3 воздуха	Высота от уровня решетки мм	Состав газа в процентах					Температура газа $^\circ\text{C}$
				CO_2	CO	H_2	CH_4	N_2	
42,8	68	316	165	12,0	15,4	13,7	0,1	58,8	1150
			540	8,6	23,4	16,3	0,2	51,5	820
			у выхода	12,5	17,1	14,4	0,4	55,6	410
102	52	126,5	165	70	22,8	9,6	0,1	60,5	1260
			540	2,8	32,5	11,1	0,1	53,5	890
			у выхода	5,0	27,5	10,9	0,0	56,8	480
165	47	92,2	165	4,4	27,3	7,5	0,1	60,7	1340
			540	1,3	33,6	8,3	0,1	56,7	1080
			у выхода	2,4	29,9	8,8	0,1	58,8	610
46	18	16,5	165	3,2	27,6	1,6	—	67,6	1150
			540	0,9	31,5	2,8	—	64,8	610
			у выхода	3,8	24,8	2,4	—	69,0	330
97	11,5	10,8	165	3,0	27,5	1,7	—	67,8	1350
			540	3,0	27,5	1,7	—	67,8	960
			у выхода	2,7	29,0	3,1	—	65,2	440
166,5	16	14,7	165	3,6	26,6	1,7	—	68,1	1490
			540	0,1	32,9	2,0	—	65,0	1050
			у выхода	0,9	30,6	1,4	—	67,1	480

б) Равномерность температуры по поперечному сечению

Различие состава газа в разных участках топливного слоя в первую очередь объясняется неравномерностью температуры, которая в свою очередь обусловлена не только конструкцией генератора, но также и распределением в нем топлива.

Хорошо известен тот факт, что в большинстве генераторов горение происходит интенсивнее у периферии, чем в центре. Объясняется это меньшим гидравлическим сопротивлением движению газов у периферии. Чисто химические условия газификации тут и там также разные. Газы, движущиеся по краям генератора, соприкасаются не только с топливом, но и со стенками шахты, благодаря чему у периферии они движутся с гораздо большей скоростью, чем в центре. Поэтому, несмотря на более высокую температуру, вследствие гораздо меньшей продолжительности соприкосновения, газ, генерированный близ периферии генератора, обычно имеет худший состав, чем газ, получаемый в центре.

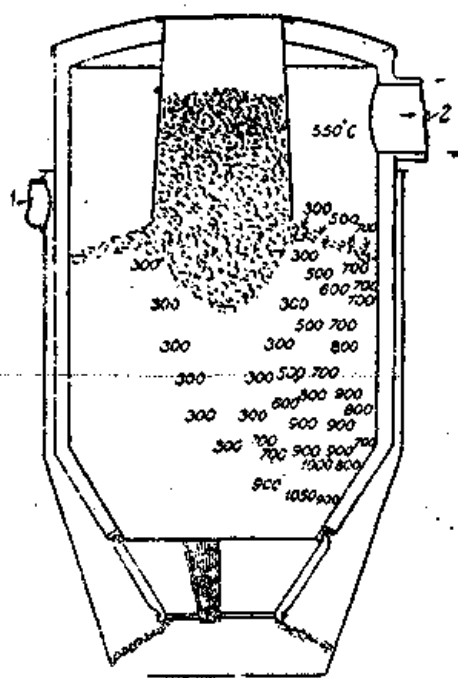


Рис. 13. Распределение температур в генераторе Монда.

1 — подвод дутья, 2 — отвод газа.

Для того чтобы дать представление, как сильно может колебаться температура топливного слоя, приводим рис. 13 с изображенным на нем вертикальным разрезом мондовского газогенератора.

На чертеже схематически показаны температуры по действительным замерам. Хотя сами температуры в различных точках генератора этого типа являются специфическими для мондовского процесса газификации, но распределение их по слою достаточно типично и для других генераторов. Из этого рисунка ясно видно, что все частицы топлива не могут принимать одинаковое участие в газовых реакциях. Поэтому уместно будет здесь еще раз указать, что процесс газификации в любом генераторе будет тем эффективнее, чем равномернее распределение температур по поперечному сечению.

в) Влияние природы топлива на газовые реакции

Очень трудно прийти к определенным выводам относительно зависимости постепенного изменения состава газа по высоте топливного слоя от рода применяемого топлива.

Иллюстрацией этого могут служить результаты произведенных автором испытаний, приведенные в таблице 19. Высота слоя топлива в испытуемом генераторе превосходила 3 м.

Таблица 19. Газификация различных видов топлива.

Топливо	Интенсивность газификации, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	Температура дутья, °C	Высота над решеткой, мм	Объемный состав сухого газа в %				
				CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄
а) Неспекающийся битуминозный уголь в крупных кусках, до выгреба золы; 5830 ккал/кг	112	77	305	15,4	1,6	4,3	4,4	—
			610	16,6	0,4	4,1	4,0	—
			1220	18,6	0,2	5,6	5,6	0,6
			1525	15,0	0,8	9,6	15,4	—
			у выхода газа	13,4	0,8	14,0	20,2	4,8
б) То же после выгреба золы	112	77	305	15,0	0,8	2,1	—	—
			610	16,2	0,5	7,3	8,4	0,3
			1220	17,9	0,3	6,4	8,8	0,6
			1525	14,0	0,2	10,0	10,8	0,6
			у выхода газа	12,0	0,0	16,4	22,0	5,4
в) Слегка спекающийся битуминозный уголь, орешек 35÷40 мм; 6660 ккал/кг	127	74	305	0,8	19,9	—	—	—
			610	10,4	1,4	18,2	12,4	1,2
			1220	9,8	1,0	20,0	21,4	1,8
			2440	9,4	0,2	20,6	21,0	3,0
			у выхода газа	8,0	0,2	21,8	22,4	4,2
г) Торф, неравномерно сортированный (влажность 60%); Q ^c = 3950 ккал/кг.	73	60	305	—	20,0	—	—	—
			1220	5,0	14,0	3,4	—	—
			2440	9,4	9,2	6,4	12,6	1,5
			у выхода газа	14,2	3,6	9,2	12,2	2,1

Испытания (а) и (б) являются типичными в том смысле, что они отчетливо

показывают разницу в конечном составе газа до и после удаления золы. Сравнение приведенных испытаний (а) и (б) с (в) также выявляет характерное различие в газификации двух видов битуминозного топлива. Топлива (а) и (б) загружалось крупными кусками размером от 50 до 100 мм, форма которых безусловно не подвергалась изменениям при нагреве. Поэтому это топливо имело относительно ограниченную поверхность соприкосновения с газами по сравнению с топливом (в), которое, спекаясь, превращалось в пористый кокс с гораздо большей активной поверхностью, подверженной воздействию газов. Это обстоятельство очень заметно отражалось на составе газов, поскольку для первого вида топлива требовалось гораздо больше времени для образования CO_2 и последующих восстановительных реакций по сравнению с более мелким и спекающимся топливом (в).

Испытание (г) интересно в двух отношениях. Во-первых оно выявляет влияние загрузки в генератор очень влажного топлива, во-вторых – свидетельствует о том, что свободный кислород может присутствовать даже в отходящем из генератора газе¹.

г) Влияние переменного количества пара

В таблице 20 приведены данные испытаний Неймана, из которых видно, что при постоянной высоте слоя топлива конечный состав газа зависит от количества вводимого водяного пара. Однако эти испытания не могут служить хорошим практическим примером и именно потому, что, во-первых, почти все производительности генератора были значительно ниже обычно применяемых при тщательно отсортированном коксе, и, во-вторых, высота загрузки оставалась постоянной, в то время как с увеличением количества вводимого пара высота слоя топлива должна также увеличиваться.

Таблица 20. Связь между конечным составом газа, расходом пара и количеством газифицируемого топлива (по Нейману).

Температура насыщения воздуха °C	72	65	59	53	52,5	49
Количество газифицируемого углерода кг/час	7,00	11,36	17,69	25,35	28,6	33,0
Интенсивность газификации кг/м ² ·час	40,4	65,5	102	146	165	190
Расход пара кг/кг газифицируемого углерода	1,820	1,105	0,708	0,495	0,459	0,379
Расход воздуха м ³ /час (0°, 760 мм)	34,2	52,3	76,1	105,5	119	137
Температура °C	1120	1180	1220	1260	1280	1290
Объемный состав влажного газа в процентах:						
CO ₂	8,81	8,39	6,88	5,26	4,73	4,11
CO	11,68	16,10	20,22	24,02	25,35	25,84
H ₂	12,12	11,39	10,31	9,49	9,09	9,19
CH ₄	0,23	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29
H ₂ O	22,6	14,35	9,46	5,99	5,23	4,15
N ₂	44,56	49,51	52,86	54,96	55,27	56,42

¹ Наличие свободного кислорода в отходящем газе свидетельствует о ненормальном ходе генератора. Ред.

Таблица 21. Сводка результатов испытаний Бона и Уйлера.

	Единицы измерения	2 ^{ая} серия				1 ^{ая} серия				1
Высота слоя топлива	м	1,06				2,13				2,29
Средняя интенсивность газификации	кг/м ² ·час	155				102				106
Температура насыщения воздушного дутья	°C	45	50	55	60	65	70	75	80	85
Данные испытаний										
Объемный состав газа:										
CO ₂	%	2,35	2,50	4,4	5,1	6,95	9,15	11,65	13,25	16,0
CO	%	31,60	30,60	28,1	27,3	25,40	21,70	18,35	16,05	11,0
H ₂	%	11,60	12,35	15,5	15,5	18,30	19,65	21,80	22,65	26,0
CH ₄	%	3,00	3,00	3,0	3,0	3,35	3,40	3,35	3,50	3,0
N ₂	%	51,45	51,55	49,0	49,0	45,95	46,10	44,85	44,55	44,0
Всего горючих	%	46,20	46,00	46,0	45,8	47,10	44,75	43,50	42,20	40,0
Рабочая теплотворная способность газа (0°C, 760 мм)	ккал/м ³	1520	1503	1508	1487	1532	1454	1400	1862	1261
Выход газа на тонну сухого газифицированного угля (0°, 760 мм)	м ³ /т	3780	3750	3760	3830	3810	4010	4125	4180	4190
Отношение количества пара в воздушном дутье к количеству газифицируемого угля	кг/кг	0,20	0,21	0,325	0,454	0,55	0,80	1,10	1,55	2,48
Отношение количества пара в воздушном дутье к количеству газифицируемого углерода кокса (химически связанного)	кг/кг	0,34	0,36	0,56	0,78	0,94	1,37	1,88	2,65	4,24
Количество разложившегося пара	%	100	95	100	76	80,0	61,4	52,0	40,0	30,0
Отношение количества разложившегося пара к количеству затраченного угля	кг/кг	0,20	0,20	0,33	0,34	0,39	0,49	0,57	0,62	0,75
Термический к. п. д. собственно процесса газификации	%	76,0	74,6	74,9	7,05	80,0	77,3	76,6	75,5	69,7
Производственный к. п. д. генератора (см. пояснения в тексте)	%	73,0	71,8	72,2	72,5	75,0	72,7	70,1	66,5	—
Температура выдаваемого газа	°C	680	680	580	620	—	—	—	—	550
Анализ топлива:										
на абсолютно сухое топливо	Влага	Около				3÷6				—
	Углерод	7,0				78,41				—
	Водород	77,60				5,51				—
	Азот	5,35				1,39				—
	Сера	—				0,83				—
	Кислород	1,25				10,03				—
	Зола	—				3,83				—
Рабочая теплотворная способность	ккал/кг	7450				7420				—

¹ В 4-том столбце помещены средние данные из практики производства мондовского газа с улавливанием побочных продуктов

Большой практический интерес представляют испытания мондовского газогенератора диаметром около 3 м, проведенные Боном и Уилером [31] на ланкаширском каменном угле.

Результаты этих испытаний представлены в таблице 21.

Данные расположены так, чтобы был выявлен эффект постепенного возрастания количества пара, прибавляемого к воздуху (т.е. по признаку возрастания температуры насыщения воздушного дутья). Испытания велись двумя сериями с переменной высотой топлива в генераторе.

Чтобы еще больше оттенить влияние изменения количества пара, добавляемого к воздушному дутью, в таблицу включен последний столбец со сравнительными данными, относящимися к режиму около 2,5 кг пара на килограмм угля (мондовский процесс улавливания аммиака) на топливе, сходном с топливом в испытаниях Бона и Уилера.

Следует отметить, что производительности генератора были больше в серии опытов с пониженной температурой дутья. Если принять, однако во внимание, что для ведения процесса с повышенной производительностью необходим гораздо более тяжелый ручной труд, то выгодность такого режима в средних производственных условиях становится спорной.

Помимо убывания содержания СО и возрастания содержания СО₂ и Н₂ с повышением температуры дутья, о чем уже говорилось, можно также видеть, что качество газа при неизменной температуре дутья повышается с увеличением высоты топлива и что объемный выход газа на единицу веса топлива увеличивается с повышением температуры дутья.

При тех значениях высот слоя топлива, которые имели место при испытаниях, максимальный термический к.п.д. получался при температурах дутья 60÷65°C, соответствующих добавке водяного пара к воздуху приблизительно из расчета 0,5 кг на килограмм газифицируемого угля.

Приводимые Боном и Уилером значения производственного к.п.д. подсчитаны по отношению химического тепла в газе к сумме рабочей теплотворной способности газифицируемого угля и тепла, необходимого для приведения в действие воздуходувки, подающей дутье в газогенератор. Значения термического к.п.д. собственно генератора (точнее термического к.п.д. процесса газификации) определены как отношение химического тепла в газе к одной только рабочей теплотворной способности газифицируемого угля. По мнению автора понятие о термическом к.п.д. более пригодно для сравнения работы различных генераторов.

Следует обратить самое серьезное внимание на следующий момент: хотя в процентном выражении количество

Таблица 22. Результаты испытаний Рамбуша.

Наименование	Высота слоя топлива	
	около 3650 мм	больше 4250 мм
Интенсивность газификации в кг/час·м ²	127	127
Температура дутья в °С	78	75
Анализ газа в %:		
СО ₂	11,0	8,3
СО	17,5	21,0
Н ₂	21,5	20,5
СН ₄	3,3	4,9
Н ₂	46,7	45,3
Рабочая теплотворная способность газа (0° и 760 мм) ккал/м ³	1374	1590
Расход пара в расчете на газифицированный уголь кг/кг	1,45	1,0
Количество разложившегося пара	62	90
в процентах от всего количества в кг/кг газифицированного угля	0,90	0,90
Количество разложившегося пара, приходящееся на газифицированный химически связанный углерод ¹ кг/кг	1,58	1,58

¹ Следует считать, что правильнее относить количество разложившегося водяного пара не к количеству загружаемого топлива, а к количеству газифицированного химически связанного углерода.

разложившегося пара находится в обратной зависимости от температуры дутья, но абсолютное количество разложившегося пара находится в прямой зависимости и от температуры дутья и от высоты слоя топлива. Автор, имея возможность произвести испытания газогенераторов с еще большей высотой слоя топлива, чем в мондовском газогенераторе (и притом не имеющих перегревателей), получил сведенные в таблицу 22 результаты, относящиеся к газификации приблизительно такого же битуминозного топлива, что и у Бона и Уилера.

Из этих данных видно, что результаты исследований Клемента и Адамса определенно подтверждаются на практике в производственном масштабе. Соответствующий вывод можно сформулировать так: при добавке к воздушному дутью большого количества пара, т.е. при работе со сравнительно низкой температурой в реакционной зоне, увеличение продолжительности времени соприкосновения газа с топливом ведет к улучшению качества газа.

д) Выводы

Производству генераторного газа с соблюдением требований экономичности процесса благоприятствует наличие следующих условий:

- 1) в нижних слоях топлива должна поддерживаться возможно более высокая температура, не приводящая однако к чрезмерному шлакованию;
- 2) газы должны равномерно распределяться по всему сечению и хорошо обтекать куски топлива;
- 3) активная (соприкасающаяся с газами) поверхность газифицируемых частиц должна быть возможно большей;
- 4) температура топлива в генераторе по возможности должна быть одинаковой по всему поперечному сечению.

В том случае, если по каким либо причинам условия (1) и (2) не могут быть соблюдены, увеличение высоты слоя топлива (времени контакта газа с топливом) помогает улучшить качество газа.

Все вопросы, возникающие при сооружении или эксплуатации газогенераторной установки, удобно сводить к следующим пяти основным факторам, обуславливающим технический, а следовательно, и экономический успех данной станции.

Таковыми факторами являются:

- 1) форсировка газогенератора;
- 2) тепловые потери в процессе газификации;
- 3) качество и количество газа;
- 4) улавливание побочных продуктов;
- 5) состав золы топлива.

Прежде чем приступить к описанию конструкций и данных по практической эксплуатации различных газогенераторных установок, мы подробно остановимся на рассмотрении этих факторов, каждый из которых в большой мере зависит от рода топлива, применяемого для газификации. Таким путем мы надеемся дать основные указания, которые помогут лицам, работающим в области газовой техники, правильно оценить достоинства и недостатки любой газогенераторной станции.

При практическом применении положений, излагаемых ниже и относящихся к отдельным вопросам, могут встретиться случаи, когда некоторые из них имеют большее значение, чем другие.

Ниже, при выяснении роли каждого фактора в отдельности, мы принимаем, что именно рассматриваемый вопрос является преобладающим по своему значению.

1 ФОРСИРОВКА ГАЗОГЕНЕРАТОРА

а) Интенсивность газификации

Интенсивность газификации топлива в газогенераторе обычно характеризуется весом газифицируемого в единицу времени топлива, отнесенного к единице поперечного сечения шахты генератора. В принятой нами технической системе единиц эта величина – характеристика – должна выражаться в килограммах сухого топлива на квадратный метр в час ($кг/м^2 \cdot час$).

В технике стало правилом характеризовать работу топок полного горения, например паровых котлов, весовым расходом сжигаемого топлива, приходящимся на единицу поверхности колосниковой решетки. Этот способ вполне удовлетворителен в условиях естественной тяги и небольшой высоты слоя топлива порядка 150 мм. Но в газогенераторах дело обстоит иначе. Здесь нетрудно встретить случаи, когда газифицируется одинаковое количество топлива в час на решетках, сильно отличающихся между собой по площади живого сечения. Можно привести примеры, когда два генератора диаметром по 3 м работали одинаково хорошо, несмотря на то, что площадь живого сечения колосниковой решетки одного генератора была в 10 раз больше, чем у другого.

Помимо самого топлива, основным фактором, влияющим на интенсивность газификации (форсировку), является величина сопротивления движению газов через слой

топлива и равномерность его распределения по поперечному сечению. Сопротивление движению воздуха через решетку составляет в действительности лишь долю от общего сопротивления слоя топлива, и именно поэтому площадь решетки имеет сравнительно малое значение (в известных пределах).

Имея дело с топливом различной влажности, целесообразно в целях сравнения вести расчеты по абсолютно сухому веществу, которое только и является источником генераторного газа. Поэтому лицам, работающим в области газогенераторного дела, которым приходится заниматься вопросом газификации всевозможных топлив, целесообразнее относить все величины, характеризующие газогенераторный процесс, и особенно форсировку, не к рабочему топливу, а к сухому веществу его.

Площадь поперечного сечения генератора, легко определяется в том случае, когда само поперечное сечение постоянно по всей высоте топливного слоя. Но существуют генераторы (описываемые далее в главе III), сконструированные по разным причинам таким образом, что загруженное в них топливо принимает форму, суживающуюся кверху или книзу. В таких случаях при определении площади поперечного сечения следует принимать то сечение, которое является определяющим в смысле интенсивности газификации.

На практике очень часто за расчетную площадь принимается среднее из значений поперечных сечений по всей высоте топливного слоя.

Хорошо сконструированный генератор способен выдерживать большую перегрузку в течение значительного промежутка времени. Можно привести много примеров, когда в продолжение одной смены средняя производительность генератора превышала больше чем на 60% его нормальную производительность. Не редки также случаи, когда должным образом сконструированный генератор выдерживает в течение короткого промежутка времени перегрузку, превышающую на 100% его нормальную производительность, или несколько повторяющихся пиковых нагрузок. В дальнейшем, говоря о производительностях генератора, мы всегда имеем в виду среднюю часовую интенсивность газификации, выдерживаемую непрерывно в течение достаточно длительного периода времени.

Интенсивность газификации топлива в генераторе определяется следующими основными факторами, каждый из которых в большей или меньшей степени зависит от других: 1) топливо (размер кусков топлива, природа топлива, влажность, свойства золы), 2) конструкция генератора, 3) фактор нагрузки.

б) Топливо

Размер кусков. Равномерность или различие размеров отдельных кусков топлива сказывается не только на распределении сопротивления по слою, но определяет и высоту необходимого слоя топлива.

Дело в том, что, крупные куски топлива требуют больше времени для газификации, чем мелкие, между тем как последние склонны создавать гораздо большее сопротивление. Таким образом степень крупности топлива в известной мере определяет высоту слоя, необходимую для достижения эффективной газификации. Эта

Таблица 23. Высота слоя топлива в зависимости от крупности топлива.

Топливо	Степень крупности	Наименьшая экономически допустимая высота слоя топлива, мм
Антрацит ...	Мелкий орешек 10÷20 мм	300÷600
	Орех 25÷40 мм	750÷900
Кокс	Куски 20÷30 мм	750
	Куски 30 ÷50 мм	1150
	Куски 50÷75 мм	1800
Уголь	Орешек 13 ÷19 мм	550
	Несортированный	1500÷2000
Дрова	Крупные поленья	1500÷2150
	Опилки и стружки	1 200÷1 500
Торф	Кусковой	2000÷300

зависимость для некоторых видов топлива различной степени крупности для средних производственных условий приведена в таблице 23.

Следует только подчеркнуть, что приведенные в этой таблице цифры дают лишь общую картину и что в практике встречаются генераторы, работающие на высоте слоя всего 100 мм, и генераторы, в которых высота слоя превосходит 6000 мм. Таким образом, оказывается, что определенного правила для необходимой высоты слоя установить невозможно. Твердо можно считать только, что мелкозернистое топливо требует меньшей высоты загрузки, чем крупнокусковое.

Следует также иметь в виду, что топливо ровной кусковатости, но образующее мелочь при нагревании, растрескивающееся, требует повышенной высоты слоя, как если бы оно было топливом неодинаковой крупности.

При работе на топливе неоднородной крупности весьма важно, чтобы куски разной величины равномерно распределялись по всему сечению шахты генератора, так как от этого будет зависеть высота слоя топлива.

Так как несовершенство распределения проявляется в малых генераторах слабее, то для них допустима несколько повышенная интенсивность газификации.

Ясно, что поскольку кусковатость топлива часто определяет наивыгоднейшую высоту загрузки, постольку при постоянной интенсивности газификации кусковатость косвенно влияет и на потери гидравлического напора в слое топлива.

Кроме только что упомянутого косвенного влияния, степень крупности топлива оказывает и прямое воздействие на интенсивность газификации, т.к. чем больше мелочи содержится в газифицируемом топливе, тем сильнее уменьшение эффективной производительности,

обусловленное уносом мелких частиц. Это обстоятельство иллюстрируется таблицей 24, в которой приведены данные, относящиеся к работе на топливах различной крупности.

Природа топлива – вид, спекаемость, расширение, вспучиваемость и т.д. Про некоторые виды топлива можно сказать, что они как бы “желают” превратиться в газ, – настолько легка их газификация.

Примером служат некоторые дербиширские и южностаффордширские сорта битуминозного угля, а также многие лигниты. Другие топлива, напротив, для получения высокой интенсивности газификации постоянно требуют очень внимательного обслуживания. К числу таких топлив относятся некоторые битуминозные угли из Дурхэма и Уэльса.

По сравнению с абсолютно неспекающимся углем, газификация протекает лучше, когда уголь слегка спекается, в особенности, если топливо является пылесодержащим или проявляет склонность к распадению при нагревании. Но при употреблении сильно спекающегося угля наблюдается значительное уменьшение интенсивности газификации, несмотря на самое усердное шурование. Если все же требуется сравнительно высокая производительность генератора на спекающемся угле, то в этом случае наиболее целесообразным представляется применение генераторов с механической шуровкой. Причина падения интенсивности газификации при переходе на плотно спекающийся уголь заключается главным образом в неравномерности сопротивления по поперечному

Таблица 24. Влияние крупности топлива на интенсивность газификации.

Топливо	Степень крупности	Интенсивность газификации (форсировка) кг/м ² · час
Битуминозный уголь	а) Мытый орех 25 — 50 мм	126
	б) Рядовой штыб 0—6,5 мм — 20%	} 106
	6,5—38 мм ~ 80%	
	в) Рядовой штыб 0—6,5 мм — 50%	} 87
Кокс	6,5 — 19 мм — 50%	
	Орех 19-38 мм	145
	0-6,5 мм — 50%	} 72
	6,5—19 мм — 50%	

сечению слоя топлива, обусловленной спеканием топлива в крупные глыбы с образованием “сводов” из кокса создающих зависания и пустоты в топливном массиве.

Производственнику бывает необходимо знать сравнительные свойства топлива в отношении характера свободного горения, спекаемости и вспучиваемости. Единственным средством суждения об этих свойствах (кроме проведения действительной газификации) являются общие указания, получаемые лабораторным путем. Особенно это относится к поведению топлива при нагреве в открытом пламени.

Природа пригодного для газификации топлива меняется не только с переходом от одной страны к другой, но в пределах одной страны зависит от района и даже часто меняется от пласта к пласту.

Содержание влаги в топливе. Влияние влагосодержания приходится рассматривать, конечно, только применительно к более молодым видам топлива: лигниту, бурому углю, торфу, дровам и другим веществам растительного происхождения.

Имея дело с влажным топливом (каковым условимся считать топливо с влажностью, скажем, от 15% и выше), очень существенно, с точки зрения как получения газа высокого качества, так и тепловой экономичности процесса, использовать явное тепло нагретых газов, генерированных в нижней зоне генератора, для удаления влаги из топлива в верхних зонах и недопущения проникновения влаги в горячие нижние зоны. Для успешного проведения этого существует единственный путь: предусмотреть большую высоту слоя топлива, от чего, правда, растёт сопротивление движению газов. Мало того, от прибавления влаги к газам, проходящим по генератору, происходит увеличение их объема, что также обуславливает добавочное сопротивление.

В первом приближении можно принимать, что интенсивность газификации находится в обратной зависимости от суммарного объема (приведенного к нормальным условиям) неочищенного газа и влаги, покидающих генератор, считая на единицу веса газифицируемого сухого топлива.

Зольность топлива. Если не считать немногих генераторов, в работе которых специально предусматривается превращение золы топлива в жидкий шлак (принцип жидкого шлакоудаления, см. стр. 126–144), то можно сказать, что главной заботой инженера–генераторщика является предупреждение недопустимого шлакования золы. Причина шлакования заключается в том, что зола, попадая в горячие зоны генератора, размягчается, превращаясь в более или менее пластичное и даже жидкое состояние, после чего, соприкасаясь с холодным дутьем, превращается в холодный шлак в виде комьев или коры. Иногда случается даже, что зола приваривается к кирпичной кладке генератора, образуя шлак, плотно пристающий к последней. Твердый шлак может привести к образованию сводов и пустот внутри топливного слоя, благодаря чему из-за уменьшения активной поверхности и возникающей неравномерности в сопротивлении движению газов падает интенсивность газификации. Для ослабления этих неполадок обязательно приходится непрерывно разбивать шлак шуровкой и удалять его из генератора.

Присутствие в золе окислов железа, извести, магнезии и щелочей понижает точку плавления золы, но не потому, что эти примеси сами по себе легкоплавки, а вследствие легкоплавкости образующихся соединений их с глиноземом и кремнеземом.

Практика показала, что газификация смеси различных топлив, отличных по активности и свойствам золы, приводит к очень тяжелым неполадкам со стороны шлака. Объяснением этого явления можно считать смещение друг относительно друга зон газификации топлив: одно из них газифицируется скорее, чем другое, и зола первого проникает в горячую зону газификации второго, где она может легко накапливаться.

Неполадка, очень схожая с вышеописанной, возникает и тогда, когда вследствие недосмотра при обслуживании был допущен подъем уровня золы в одних местах и опускание уровня топлива в других, так что местами горячее топливо оказалось ниже золы. Это безусловно самый тяжелый случай шлакования, приводящий к длительному ухудшению качества газа. Для ликвидации этой неполадки необходимо удалить шлак и

выровнять топливное ложе. Конечно, пока это делается, интенсивность газификации значительно уменьшается.

Существует общее правило, что твердый шлак должен удаляться кочергой или специальной пикой, приспособленной для его разрушения, по мере того, как он образуется. Но с другой стороны, излишняя шуровка и сбивание огня в горячих зонах генератора может причинить даже больше трудностей с образованием шлака, чем если совсем не трогать золу в той зоне, где ей надлежит быть, т.е. близ решетки.

Мы привели только немного примеров из действительной практики, показывающих, как влияет на интенсивность газификации плавкость золы и причиняемое этим свойством шлакование.

Для максимального ослабления вредного шлакования в генераторах могут быть применяемы следующие три мероприятия: 1) точная регулировка границ самой горячей зоны так, чтобы она не захватывала участков, где все топливо успело превратиться в золу, 2) регулировка пропорции пара, добавляемого к воздушному дутью так, чтобы температура горячей зоны была ниже точки плавления или размягчения золы, и 3) понижение форсировки генератора (что приводит к тому же результату, что и мероприятие 2).

Первое из указанных мероприятий представляется осуществимым при медленной газификации. К сожалению до сих пор в этом направлении сделано очень мало исследовательских работ, и результаты пока недостаточны для того, чтобы можно было установить какие-либо правила.

Что касается мероприятия 2, то ясно, что если лицо, ведущее процесс, не стеснено в своих действиях условием определенного качества газа (по существу – содержанием в нем водорода), то всегда возможно уменьшить шлакообразование. С другой стороны, введение слишком большого количества пара сопряжено со следующими двумя отрицательными факторами: во-первых, топливо может перестать сгорать (газифицироваться) полностью, и, во-вторых, к.п.д. генератора может значительно измениться в худшую сторону. Безусловным преимуществом введения пара является изменение свойств шлака в направлении большей пористости и хрупкости, чем облегчается его удаление. Без подвода пара или хотя и с подводом его, но в малом количестве, указанных благоприятных изменений свойств шлака не происходит.

В случае жестких требований к составу газа мероприятие 3 является единственным, не сопряженным ни с какими трудностями, так как чрезмерное шлакообразование не может быть скомпенсировано увеличенным подводом пара (мероприятие 2).

До сих пор не было проделано никаких работ по определению сравнительной интенсивности газификации для топлив, содержащих одинаковую по составу золу, но в разном количестве. Отсутствие таких работ объясняется тем, что на практике трудно создать подходящие условия для исследований. За отсутствием подобного рода данных мы не можем установить правила, согласно которому интенсивность газификации зависела бы от зольности топлива (безотносительно к качеству золы).

Таким образом, все три случая приводят к одному и тому же заключению, а именно, что первенствующим фактором является температура плавления золы.

в) Конструкция генератора.

Вопрос о влиянии типа и конструкции газогенератора на интенсивность газификации подробно рассмотрен ниже в главе III, в которой, помимо описания отдельных конструкций, приведены и практические данные, полученные при газификации различных видов топлив. Поэтому здесь необходимо лишь отметить что конструкция генератора является одним из важнейших факторов, определяющих интенсивность газификации, и что вопрос о том, в какой мере последняя зависит от размеров генератора и особенно от высоты слоя топлива, стоит совершенно обособленно.

г) Фактор нагрузки

В своем месте было упомянуто, что можно так сконструировать газогенератор, чтобы он мог быстро реагировать на перегрузки. Это достигается путем увеличения высоты слоя топлива.

В таблице 25 приведены значения часовой производительности по газу, полученные именно на таком генераторе при газификации битуминозного угольного штыба.

Таблица 25. Изменение производительности генератора по времени.

Время час	м^3 газа в час (0°C, 760 мм)	кг газифицированного угля в час на 1 м^2	Время час	м^3 газа в час (0°C, 760 мм)	кг газифицированного угля в час на 1 м^2
0	2775	84,0	12	7790	235,5
1	2490	75,7	13	7170	216,5
2	2500	75,7	14	6610	191
3	3155	95,7	15	7100	215
4	3095	93,8	16	5260	159
5	3095	93,8	17	4640	140,5
6	3475	105	18	4850	147
7	4160	126	19	2130	64,5
8	4480	136	20	1755	53,2
9	7190	217	21	2280	68,9
10	7460	225,5	22	3625	110
11	7530	228,5	23	2745	83,0

Поскольку обычная нагрузка¹ этого генератора составляла $100\div 110 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$ угля, то, следовательно, перегрузка сверх обычной достигала 130%, перегрузку же больше чем в 100% генератор непрерывно выдерживал в продолжение 7 часов. Однако термический к.п.д. процесса газификации при такой перегрузке был ниже нормального. Происходило это за счет значительных потерь от уноса топлива потоком газов, составлявшего несколько процентов от всего газифицируемого топлива.

Приведенная таблица является лишь характерным примером способности генератора с большой высотой слоя топлива быстро приспосабливаться к перегрузкам. Это свойство объема топлива большой высоты объясняется не только большим объемом, действующим наподобие аккумулятора тепла, но также и достаточной продолжительностью соприкосновения газов с топливом для завершения газовых реакций даже в периоды перегрузки. В действительности явление происходит так, как будто зонам разложения углекислоты и водяного пара предоставляется “пространство для расширения” в вертикальном направлении без сколько-нибудь заметного влияния на температуру верхнего слоя топлива.

д) Выводы

Из предыдущего должно быть ясно, что рентабельная интенсивность газификации зависит от такого большого числа факторов, что необходим самый тщательный подход к расчету интенсивности, которую можно ожидать в определенном генераторе при газификации определенного вида топлива.

¹ Пример Рамбуша не является убедительным, так как производительность, считаемая им нормальной, низка. Ред.

После того как величина ожидаемой интенсивности газификации принята, дальнейший расчет может быть облегчен использованием кривыми рис. 14 и 15. С их помощью легко находится диаметр генератора по заданным суточному расходу топлива и форсировке генератора (интенсивности газификации). Рис. 15 предназначен для нахождения диаметров генераторов до 1,5 м, а рис. 14 для диаметров от 1,5 до 3,75 м.

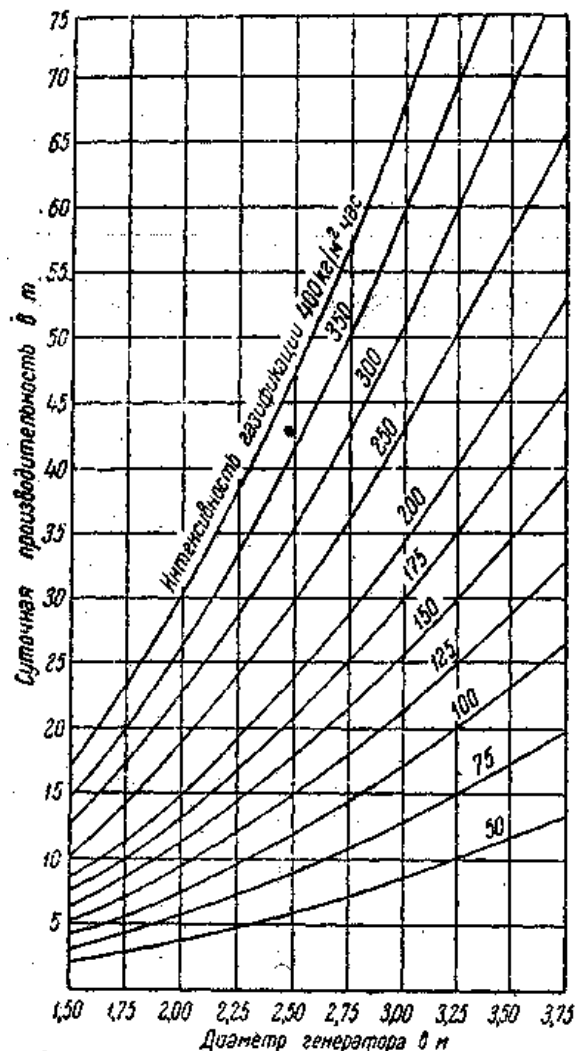


Рис. 14. Зависимость производительности генератора от интенсивности газификации и диаметра (1,5÷3,75 м).

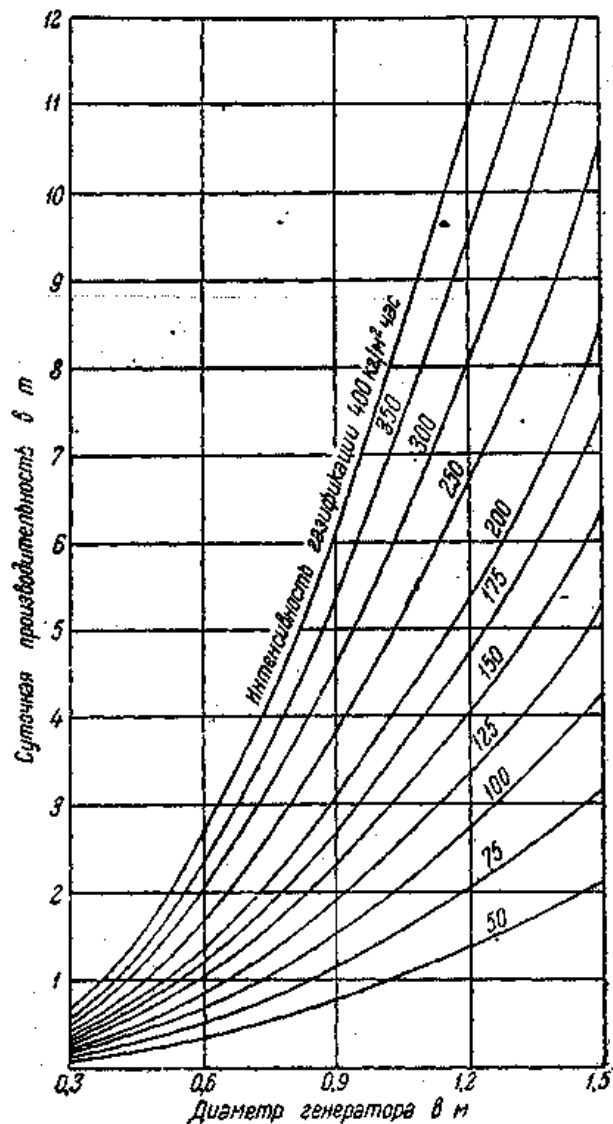


Рис. 15. Зависимость производительности генератора от интенсивности газификации и диаметра (0,3÷1,5 м).

2 ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ

Одним из путей выявления экономичности какой-либо машины или установки является установление ее коэффициента полезного действия (к.п.д.), под которым понимается отношение энергии, отдаваемой машиной или установкой, к энергии, которую она потребляет. В таком же смысле употребляют и понятие к.п.д. газогенератора. Но если бы мы стали знакомиться с определением к.п.д. генератора по литературным источникам, то убедились бы, что редко приводится полный перечень всех статей, подлежащих включению в понятия "потребление" (топливо, энергия, пар) и "отдача" энергии (каковы газ и в некоторых случаях смола и другие побочные продукты газификации).

Для отдельных потребителей генераторного газа существенно знать не только количество топлива, затрачиваемого на производство промышленного газа, но и расход топлива на производство пара для технологических нужд и пара или электроэнергии на вспомогательные установки генераторной станции. Этому расходу топлива должно быть противопоставлено химическое тепло газа, покидающего установку, и в тех случаях, когда используются смолы и другие побочные продукты газификации, также химическое тепло, заключенное в этих продуктах.

Хотя для индивидуальной установки характеристика экономичности в таком разрезе является наиболее подходящей, определение общего энергетического к.п.д. в этом виде для широких сопоставлений неудобно, так как оно базируется на ряде переменных факторов – к.п.д. паровых и силовых установок, использовании газа горячим или охлажденным и т.д. Иными словами, определенный указанным образом общий энергетический к.п.д. одного и того же генератора зависел бы от частных особенностей того предприятия, на котором он установлен.

Для того чтобы можно было сравнивать работу собственно генераторов без учета дополнительных факторов, характерных лишь для данной установки, чаще всего пользуются к.п.д. генератора по холодному газу, под которым понимается отношение произведения объема газа, приведенного к нормальным условиям (0°C и 760 мм рт. ст.) приходящегося на единицу веса абсолютно сухого топлива, на его низшую (рабочую) теплотворную способность¹ к низшей же (рабочей) теплотворной способности сухого топлива².

Как видно из приведенного определения, тепло, заключенное в смоле и других побочных продуктах газификации, равно как и физическое тепло газа, в расчет не принимаются и условно считаются потерями³.

* Таким образом, к.п.д. генератора по холодному газу указывает только, какая часть потенциального тепла топлива переведена в потенциальное же тепло газа. В то время как физическое тепло газа и содержащихся в нем водяных паров может быть или использовано для получения необходимого в процессе газификации пара или потеряно с отходящей водой в охлаждающих устройствах, т.е. в смысле использования является величиной переменной и, в некотором смысле, неопределенной, – химическое тепло полученных продуктов наиболее полно характеризует процесс газификации с точки зрения стабильного использования располагаемого тепла топлива.

Независимо от того, получено ли больше тепла в газе или в смоле, т.е. независимо от того, сколько смолы разложено для увеличения выхода газа или, наоборот, сохранено в ущерб газу, общее количество потенциального тепла, заключенного в этих продуктах, является своего рода неизменным мерилем термической эффективности газогенератора.

Поэтому наряду с к.п.д. по холодному газу в некоторых случаях бывает целесообразно характеризовать работу генератора, учитывая и химическое тепло побочных продуктов газификации, т.е. для большинства топлив принимать во внимание и тепло, заключенное в смоле. В дальнейшем для краткости мы будем называть к.п.д. генератора по холодному газу “термическим”, а к.п.д., включающий тепло смолы, “термическим к.п.д. с учетом смолы”. Таким образом, пользуясь понятиями, не охватывающими возможных, но не обязательных потерь и представляющими, если так можно выразиться, характеристику процесса с точки зрения безусловной полезной отдачи по теплу, мы применяем термин “термический” условно, имея в виду не форму

¹ Под рабочей или низшей теплотворной способностью любого топлива понимается теплотворная способность, определенная в калориметре, за вычетом тепла парообразования всей образующейся при горении влаги.

² Теплотворная способность и состав сухого вещества данного вида топлива остаются примерно постоянными, вследствие чего все величины, входящие в понятие к.п.д., целесообразнее принимать в расчете на сухое топливо.

³ Весьма часто к.п.д. генератора подсчитывают и по высшей теплотворной способности.

использованного и полученного тепла (химическое или физическое), а только тепловую сторону процесса.

Однако основное назначение газогенераторов заключается в производстве газа. Поэтому отдача по газу является наиболее существенной с точки зрения собственно генераторного процесса, а следовательно, всякое другое использование топлива, включая и получение побочных продуктов, может рассматриваться как потеря в производстве газа.

В дальнейшем, если не будет делаться специальных оговорок о том, что имеется в виду общий, энергетический к.п.д. установки или термический к.п.д. с учетом смолы, всегда под термическим к.п.д. или просто к.п.д. генератора будет подразумеваться к.п.д. по холодному газу.*

В свете приведенных выше замечаний факторами, определяющими к.п.д. генератора по холодному газу, являются:

- а) влажность топлива;
- б) размер кусков топлива;
- в) сажеобразование;
- г) зольность топлива;
- д) потери тепла собственно генератором в окружающую среду путем лучеиспускания, конвекции и теплопроводности;
- е) потери от утечки газа;
- ж) потери при очистке и охлаждении газа;
- з) температура и теплосодержание нагретых газов, покидающих генератор;
- и) содержание в топливе смолы и других сжижаемых углеводородов;
- к) содержание в топливе азота и серы.

Ниже мы не только остановимся на причинах, вызывающих отдельные тепловые потери, но рассмотрим также их относительную величину и влияние на окончательные результаты газификации.

а) Влияние влажности топлива

Влажность большинства высокосортных битуминозных топлив настолько низка, что затрата тепла на испарение влаги слабо отражается на величине к.п.д. Но для такого высоковлажного топлива, как мокрая коксовая мелочь, и в особенности для растительных веществ, например для дров, торфов и лигнитов, содержание влаги оказывает огромное влияние на величину к.п.д.

Это может быть показано на примере газификации торфа влажностью 50% с рабочей теплотворной способностью абсолютно сухого вещества 5000 ккал/кг. На каждый килограмм сухого вещества такого торфа, загружаемого в генератор, потребуется испарить 1 кг воды и нагреть полученный водяной пар до температуры отходящих газов, которую примем в 100°C.

Предположим теперь, что торф загружается в генератор не влажным, а абсолютно сухим. Примем, что выход газа составляет $2,4 \text{ м}^3/\text{кг}$ (0°, 760 мм), средняя удельная теплоемкость его равна приблизительно $0,33 \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$ и температура газа при выходе около 500°C. Тогда физическое тепло газа или его теплосодержание на 1 кг сухого торфа в пределах от 100 до 500°C будет $2,4 \times 0,33 \times (500 - 100) = 316 \text{ ккал}$.

Если теперь 1 кг сухого топлива газифицируется вместе с 1 кг воды, то требуется дополнительное тепло на нагрев воды, допустим, от 15° до температуры кипения, испарение ее и перегрев полученного пара до температуры уходящих газов, которую примем равной 100°C. Количество этого тепла составляет примерно 626 ккал, между тем как теплосодержание отходящих продуктов газификации 1 кг сухого топлива, как мы видели, – только 316 ккал. Остающийся дефицит в 310 ккал может быть покрыт только за счет сжигания, а не газификации некоторой части самого топлива (около 6%) в нижней части генератора. Вследствие этого происходит ухудшение состава газа и одновременное

понижение к.п.д. процесса газификации. Если при этом высота слоя топлива невелика, то явное физическое тепло газа, полученного в нижней части генератора, не используется полностью на испарение влаги, и сверх-потеря тепла будет наверное больше упомянутых 6%.

Правда, процесс сухой перегонки (дистилляции) торфа и других топлив с высоким содержанием кислорода сопровождается выделением тепла и обуславливает вследствие этого потребность в меньшем количестве топлива, сжигаемого для испарения влаги, однако величина тепловых потерь при этом остается неизменной.

Поэтому ясно, что для точной оценки влияния затраты тепла на испарение влаги на величину к.п.д. процесса газификации необходимо установить разность температур отходящего газа при газификации сухого и влажного топлив. К сожалению, подобный расчет может привести к значительным ошибкам, и поэтому, а также ради упрощения, лучше пользоваться другим путем. Дополнительное количество тепла, необходимое для испарения влаги, обычно условно подразделяют на две части: на тепло нагрева воды примерно от 15° до температуры ее испарения плюс скрытая теплота парообразования при этой температуре и на тепло перегрева пара до температуры отходящего газа. Принимают, что только первая из указанных частей тепла расходуется за счет

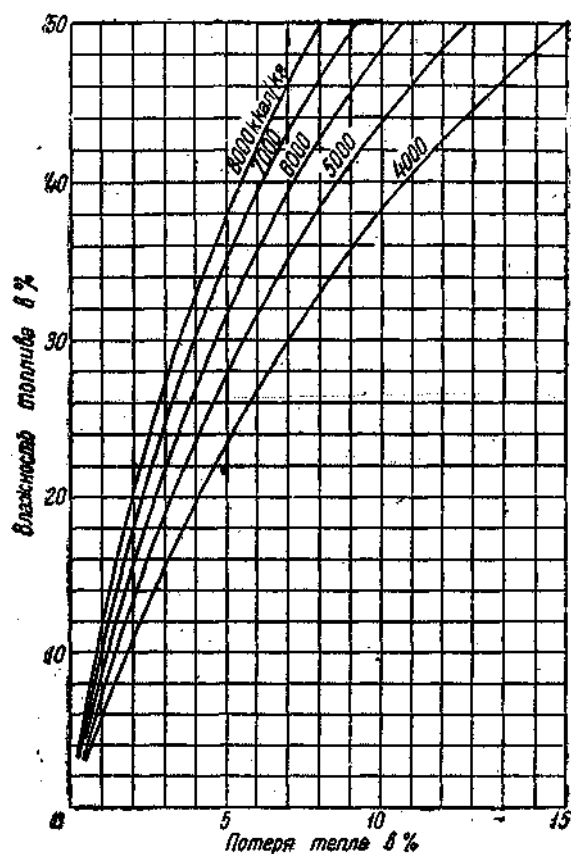


Рис. 16. Влияние влажности топлива на тепловые потери.

теплотворной способности сухого топлива, вторая же — за счет тепла отходящего газа. Благодаря этому допущению снижение к.п.д. от влажности топлива практически всегда будет несколько меньше, чем получаемое в результате подсчетов по ранее приведенному способу, сопоставленных в таблице 26. В этой таблице потери тепла, обусловленные влажностью топлива, даны в зависимости от двух переменных: теплотворной способности газифицируемого топлива и его влажности.

Эти же данные графически представлены в виде кривых на диаграмме рис. 16, удобной для быстрых и легких подсчетов для промежуточных значений влажности и теплотворной способности топлива.

Таблица 26. Потеря тепла от содержания влаги в топливе в процентах от рабочей теплотворной способности сухого топлива.

Влажность рабочего топлива в %	Низшая рабочая теплотворная способность абсолютно сухого топлива ккал/кг				
	8000	7000	6000	5000	4000
10	0,86	0,98	1,14	1,37	1,7
20	1,95	2,23	2,60	3,12	3,9
30	3,35	3,83	4,47	5,36	6,7
40	5,21	5,95	6,95	8,35	10,4
50	7,81	8,93	10,40	12,50	15,6

б) Влияние размеров кусков топлива

Гранулометрический состав топлива имеет при газификации очень большое значение, так как сказывается не только на увеличенных потерях тепла от присутствия в топливе мелочи (вследствие так называемого уноса), но и косвенным образом на качестве газа и на интенсивности газификации.

При работе на топливе, содержащем очень большое количество мелочи, потеря от уноса может стать весьма значительной, если только конструкцией не предусмотрены специальные контрмеры. При постоянном гранулометрическом составе топлива эта потеря является функцией скорости газа в выходном патрубке и в верхних слоях топлива.

Так как способность газа удерживать взвешенные частицы пропорциональна скорости в шестой степени, то ясно, что наилучшее средство борьбы с потерями тепла от уноса заключается в понижении температуры отходящего неочищенного газа до минимально допустимой по экономическим соображениям.

И действительно, хорошо установленным является тот факт, что в установках, работающих с низкой температурой отходящего газа, унос топливной мелочи и пыли сравнительно невелик и во всяком случае значительно ниже, чем в установках горячего газа.

Другое средство снижения потери тепла от уноса, хотя и не такое эффективное, состоит в устройстве обширной пустой камеры над слоем топлива в генераторе, в которой пыль осаждалась бы частично, а не уносилась бы стремительным потоком газов.

Следует иметь в виду, что многие виды топлива (в особенности некоторые из лигнитов) крошатся и рассыпаются вскоре после загрузки в генератор. Вследствие этого в производственной обстановке на таком топливе будут постоянно получаться большие потери от уноса, чем можно было бы судить по гранулометрическим исследованиям, произведенным с топливом в его естественном состоянии.

Совершенно особняком от собственно газогенераторного процесса стоит ряд вопросов, связанных с потерями при хранении и транспорте топлива. Подобного рода потери особенно чувствительны при открытом хранении (на ветру) мелкого топлива с большим содержанием пыли и при перемещении его на незащищенных топливных транспортерах.

Мы настойчиво рекомендуем производителям принимать меры к охранению топлива на складах и при транспорте от вредного влияния атмосферных воздействий не только с точки зрения потерь, от сдувания мелочи, но также вследствие попеременного увлажнения и высушивания, обусловленных меняющейся погодой.

в) Влияние сажеобразования

Образование сажи, зависящее от рода потребляемого топлива, происходит тогда, когда смолистые вещества, выделившиеся из угля, подвергаются в генераторе воздействию такой высокой температуры, что они разлагаются на газ и углерод (сажу). Сажеобразование практически отсутствует в большинстве газогенераторов с улавливанием побочных продуктов, где в процессе сухой перегонки топливо разлагается только на газ и масла в условиях более низкой температуры. Но даже и в генераторах горячего газа можно достичь значительного уменьшения сажеобразования посредством равномерного распределения загружаемого топлива по верху топливного слоя, в особенности если последний не слишком низок.

Суммарная потеря тепла от уноса пыли и сажеобразования может колебаться практически в пределах от нуля до 7% и выше от веса загружаемого топлива. Так как теплотворная способность уносимой пыли и сажи в большинстве случаев приблизительно равна теплотворной способности самого газифицируемого топлива, то выраженный в процентах весовой унос пыли и сажи как раз к выраженной в процентах соответствующей

статье потери тепла. В таблице 27 содержится ряд данных по потерям от уноса пыли и сажеобразования, полученных в практике установок промышленного масштаба.

Таблица 27. Потери от уноса и сажеобразования.

Марка топлива	Потеря в %	Интенсивность газификации $\text{кг/м}^2 \cdot \text{час}$	Температура газа $^{\circ}\text{C}$	Тип установки
Штыб, 15% через 6,5 мм . .	1	117	300	Низкотемпературная
Орешек	0	127	300	Низкотемпературная
Штыб, 16% через 3 мм . . .	7	98	600	С улавливанием побочных продуктов
Мелкий орешек	4	127	550	С улавливанием побочных продуктов
Спекающийся орешек . . .	3	137	750	Горячего газа

г) Влияние зольности топлива

Следует различать четыре фактора, определяющие потерю тепла в газогенераторе с удаляемой из него золой:

- 1) состав золы,
- 2) количество золы в топливе,
- 3) количество несгоревшего углерода в золе и
- 4) физическое тепло золы.

Рассмотрим эти факторы по порядку.

О составе золы топлива и ее плавкости мы будем говорить в дальнейшем, теперь же отметим, что поскольку количество вводимого в генератор воздуха и водяного пара (с одной стороны, для полного окисления золы и, с другой, во избежание чрезмерного шлакования) в известной мере обуславливается составными, частями золы, постольку компоненты последней влияют на потери тепла в генераторе.

Ясно, что количество золы в топливе (зольность топлива) влияет на потери, указанные в п.п. 3 и 4. Однако поддерживать малое содержание в золе непрореагировавшего углерода тем труднее, чем выше зольность топлива, в то время как теплотворная способность последнего убывает с повышением зольности. Поэтому ясно, что потеря тепла в золе пропорциональна зольности топлива в степени более высокой, чем единица.

Количество сухой золы, удаляемой из генератора, всегда больше количества золы, содержащейся в загружаемом топливе, на количество несгоревшего топлива, которое практически состоит только из одного углерода, удаляемого вместе с золой. Для данного топлива количество удаляемого несгоревшего углерода зависит главным образом от умения обслуживающего персонала и интенсивности газификации. Для данного генератора (оставляя в стороне индивидуальные особенности обслуживания) содержание углерода в золе возрастает не только при чрезмерном шлаковании, но в некоторых случаях и при чрезмерном введении водяного пара. Это бывает тогда, когда, желая воспрепятствовать шлакованию, вводят так много пара, что, как говорится, “воздушное дутье становится слишком мокрым” и перестает полностью (как то следовало бы) сжигать топливо непосредственно у зольного слоя.

Поскольку производственные условия весьма различны, трудно установить какое-либо определенное и общее правило относительно допустимого содержания углерода в золе из генератора. Все же следует указать, что при подходящем для газификации каменном угле зольностью до 15% можно при соответствующем старании со стороны

газовщика поддерживать содержание углерода в выгребаемой золе около 10%. Примем эту цифру за основу при вычислении тепловых потерь. Тогда для топлива с низшей теплотворной способностью около 6700 ккал/кг мы для величины относительной потери тепла получим следующие значения: при зольности исходного топлива 10% – 1,33% и при зольности 15% – соответственно 2%. Мы видим таким образом, что потери тепла от наличия несгоревшего топлива в золе для большинства битуминозных видов топлива не являются чрезмерными, и поэтому мы причисляем их вообще к статьям малых потерь тепла. Исключение составляют многозольные бурые угли и сланцы.

Таблица 28. Потеря тепла от несгоревшего углерода в золе.

Характеристика топлива		Содержание углерода в золе %	Отношение веса несгоревшего углерода к весу газифицируемого топлива %	Потеря тепла в % к теплотворной способности топлива
Зольность %	Теплотворная способность ккал/кг			
10	6700	10	1,1	1,33
		15	1,8	2,17
		20	2,5	3,02
20	5950	12	2,7	3,66
		18	4,4	5,96
		25	6,7	9,08
30	5280	15	5,3	8,08
		22	8,4	12,82
		30	12,9	19,70

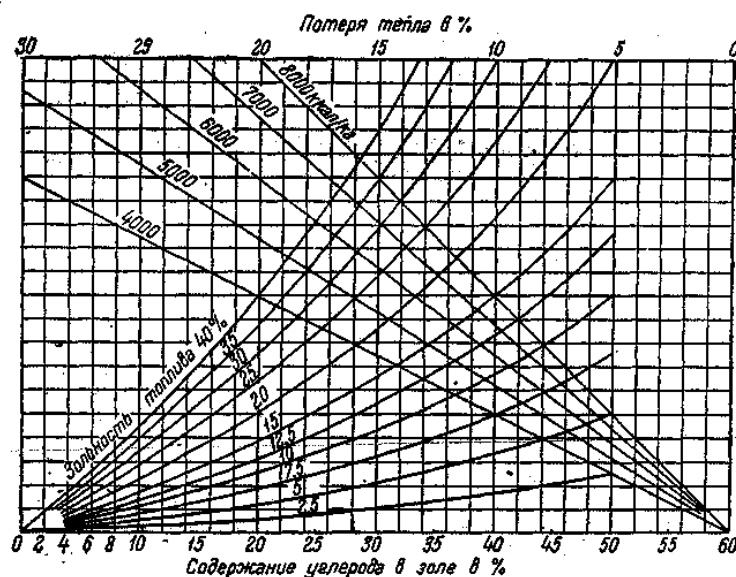


Рис. 17. Зависимость тепловых потерь процесса газификации от содержания углерода в золе.

В таблице 28 приведены результаты подсчета потерь тепла с золой в разных условиях. Расчет веса несгоревшего углерода производится по следующей формуле:

$$X = \frac{Ac}{100 - c}$$

где X – количество несгоревшего углерода в процентах от веса топлива.

A – зольность топлива в процентах,

c – содержание углерода в золе в процентах.

Для облегчения быстрых расчетов потери тепла с несгоревшим углеродом в золе составлен график рис. 17, охватывающий возможные случаи практики. Пользоваться этой диаграммой надо следующим образом: от данного значения содержания углерода в золе на оси абсцисс провести вертикаль до пересечения с соответствующей кривой зольности топлива; от этой точки пересечения провести горизонталь до соответствующей кривой теплотворной способности, и далее опять вертикаль до верхнего края диаграммы. Значение, засеченное последней вертикалью на верхней шкале, и составит выраженную в процентах потерю тепла от несгоревшего углерода в золе.

Количество явного (физического) тепла, заключенного в нагретой золе, покидающей генератор, меняется с зольностью топлива. Для генератора с водяным затвором оно не имеет большого значения, потому что тепло фактически используется почти полностью на испарение воды в затворе и подогрев воздушного дутья. Но и для генераторов с сухим золоудалением эта статья потери тепла невелика. В самом деле, допустим, что температура золы при удалении из генератора составляет 100 и 400°C у генераторов соответственно с мокрым и сухим золоудалением и что 20% от веса всего топлива уходит в виде золы, удельная теплоемкость которой 0,3. Тогда полное количество физического тепла в выгребаемой золе на килограмм топлива составит соответственно 6 и 24 ккал. Относя эти значения к теплотворной способности топлива 6700 ккал/кг, мы получим соответственно 0,09 и 0,36%.¹

д) Влияние теплоотдачи собственно генератора путем лучеиспускания, конвекции и теплопроводности

Под тепловыми потерями от лучеиспускания, конвекции и теплопроводности (объединяемыми в общий термин потерь от охлаждения) следует понимать только то количество тепла, которое переходит от раскаленного (и вообще нагретого) топлива в генераторе через кирпичную кладку и железный кожух в окружающую среду. Потери от охлаждения трубопроводов горячего газа и всевозможной арматуры вне генератора входят в особую статью потерь, рассматриваемую нами дальше, – потерь с явным теплом, или теплосодержанием, нагретых газов.

В литературе часто можно встретить утверждения многих прежних исследователей теплового баланса газогенераторов о том, что величины потерь от охлаждения очень велики. Здесь нужно отметить, что это утверждение не соответствует действительности, так как в большинстве случаев в статью, называемую “лучеиспускание, конвекция и т.д.”, включаются потери от утечки газа, неустановленные потери и всевозможные неизбежные (впрочем, далеко не всегда неизбежные) ошибки наблюдений. Поэтому всякие цифры подобного рода следует принимать с осторожностью, если желательно получить истинное представление о величине потерь от охлаждения. В действительности потери тепла газогенератором от лучеиспускания, конвекции и теплопроводности, на величине которых отражаются условия окружающей обстановки, в общем составляют 1÷2% от тепла газифицируемого топлива.

Если известна температура наружной поверхности кожуха генератора, то можно приблизительно рассчитать порядок количества тепла, отдаваемого в окружающую среду при средних атмосферных условиях.

На рис. 18 показаны в масштабе схемы профилей трех газогенераторов разного типа. На каждой из схем дано распределение температур на поверхности генератора по данным действительных замеров, произведенных в рабочем состоянии агрегата. По этим данным, пользуясь простейшими уравнениями теплопередачи, можно приближенно

¹ При газификации многозольных топлив и с жидким шлакоудалением потери тепла с золой могут быть значительно выше. Ред.

рассчитать потери тепла от охлаждения в условиях известной температуры окружающей среды, скажем 15°.

Общее количество тепла, теряемое 1 м² поверхности генератора путем лучеиспускания и конвекции, может быть определено по уравнению:

$$Q = C \left[\left(\frac{T_n}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_0}{100} \right)^4 \right] + k(t_n - t_0)^{1,23}$$

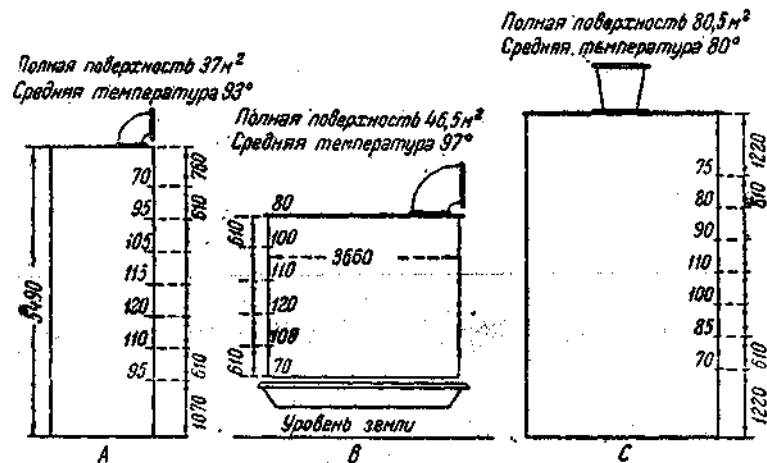


Рис. 18. Распределение температур по поверхности кожухов генераторов.

где Q – часовая потеря тепла от лучеиспускания и конвекции, приходящаяся на 1 м² свободной поверхности, в ккал/м²·час,

t_n – температура поверхности в °С,

T_n – абсолютная температура поверхности в °К,

t_0 – температура окружающей среды в °С,

T_0 – абсолютная температура окружающей среды в °К,

C – константа лучеиспускания, равная для листового железа 2,8,

k – конвективный фактор, равный, примерно, 3,5 для средних атмосферных условий.

Вычисленные по этой формуле значения потерь тепла (абсолютные и относительные) от охлаждения генераторов, изображенных на рис. 18, при наружной температуре 15°, сведены в таблице 29.

Рассматривая

таблицу 29, мы видим, что величины потерь от охлаждения невелики. Но вместе с тем мы отчетливо замечаем разницу в относительной величине потерь каждого из трех генераторов. Объясняется это тем, что площадь наружной поверхности зависит от профиля, причем чем меньше диаметр генератора, тем больше наружная поверхность, приходя-

Таблица 29. Потери тепла от лучеиспускания и конвекции.

	Тип генератора		
	А	В	С
Поверхность, отдающая тепло, в м ² .	37	46,5	80,5
Приблизительная средняя температура наружной поверхности в °С	93	97	80
Вычисленное значение часовой потери от охлаждения на 1 м ² в ккал/м ² ·час	1056	1123	835
Суммарная потеря тепла в ккал/час .	39070	52220	67217
Количество газифицируемого угля в кг/час	300	1000	800
Потеря охлаждением в процентах от тепла газифицируемого угля (низшая теплотворная способность 6700 ккал/кг) %.....	1,94	0,78	1,25

щаяся на единицу количества газифицируемого угля, а отсюда и получается разница в доле потери тепла от охлаждения.

Помимо этого имеет место тот факт, что в известных пределах тепловое состояние футеровки генератора мало меняется с его форсировкой (интенсивностью газификации). Этим и объясняется, что потеря тепла от охлаждения, выраженная в долях от тепла газифицируемого топлива, меняется обратно пропорционально интенсивности газификации.

Прежде чем приступить к дальнейшему изложению, остановимся на потерях от охлаждения генераторов, снабженных водяной рубашкой (например, в целях предотвращения нарастания шлака на кирпичной футеровке). Количество тепла, уносимое водой, может быть весьма значительным. В самом деле, можно указать на ряд случаев, когда горячая вода из водяной рубашки генератора содержала 8,5% от тепла газифицируемого топлива. Хотя и возможно несколько снизить эту потерю общими мерами, но если не предусмотрено специальное использование тепла, заключенного в воде из водяной рубашки генератора, то потеря всегда будет довольно значительной, и этого не следует забывать при составлении теплового баланса.

е) Влияние утечки газа

Потери от утечки газа могут быть подразделены следующим образом:

- 1) периодические потери при шуровке и чистке и
- 2) непрерывные потери от неплотности конструкции.

Количество газа, теряемого тем и другим путем, зависит от давления в установке. Например, для случая генераторного газа с температурой 500°C через отверстие диаметром 50 мм будет теряться (вытекать) 85 м³ в час (0°, 760 мм) при давлении 50 мм вод. ст. и 280 м³ в час при давлении 500 мм.

В прежних конструкциях генераторов, работавших под давлением, нередко можно было встретить давление газа, покидающего генератор, от 250 до 400 мм, но в современной практике давление газа на выходе поддерживается обычно от 30 до 100 мм, несмотря на то, что на некоторых топливах от газовщиков требуют шуровки слоя, по крайней мере, в течение одной десятой всего рабочего времени, не говоря о периодах продувки и очистки газопроводов и пылевых камер. В таких случаях часто бывает, что потери тепла, обусловленные потерей газа при шуровании и чистке, составляют 0,5% тепла в газифицируемом топливе.

Неплотные соединения, являющиеся следствием изъянов при изготовлении и монтаже установки или обязанные своим происхождением вибрациям (от ветра, движущихся механизмов и других причин), существуют даже в лучших установках. Доказано, что и в таких особенно тщательно прокладываемых трубопроводах, какие применяются для коммунального газа, утечка может превосходить 1% от полезного расхода газа. Относительно утечки этого рода определенно можно сказать только следующее: она зависит от открытой поверхности системы, находящейся под газом, бывает максимальной в генераторных установках холодного газа и тем больше, чем чище газ.

Установка, работающая с минимально возможным давлением газа в системе, имеет, конечно, наименьшие потери, и если бы работа велась под разрежением, эти потери отсутствовали бы вовсе.

Резюмируя изложенное, приходится признать, что очень трудно вывести общее заключение о количестве газа, теряемого вследствие утечки. Можно лишь утверждать, что имеется мало установок, работающих под давлением, в которых при средних производственных условиях потери от утечки газа составляли бы меньше 0,5%. Для генераторов холодного газа соответствующий показатель еще выше – 1,0%.

ж) Влияние очистки и охлаждения газа

Возникающие при очистке и охлаждении газа потери могут быть подразделены на следующие две группы: а) механический унос при промывке и б) унос веществ, растворившихся в промывающей жидкости.

а) Заметное количество газа уносится механически вместе с промывающей жидкостью, уходящей из газоохладительной, газоочистной и иной газовой аппаратуры, улетучиваясь, в конечном счете, в атмосферу. Существование такого рода потери легко заметить на любой промывательной установке, наблюдая за промывающей жидкостью, покидающей установку. Если опрокинутую вверх дном и наполненную водой бутылку поместить под уровнем жидкости непосредственно у выхода воды из промывателя, то газ очень скоро соберется в бутылке, вытеснив из нее воду.

Опыты показывают, что потеря газа от механического увлечения жидкостью в некоторых случаях может превышать 0,5%.

б) Все газы, а также и некоторые ингредиенты смоляных масел, в особенности кислоты и фенолы, растворимы в воде. Возникающие от этого потери в отношении газообразных веществ не очень велики, хотя их и нельзя избежать. Однако посредством тщательного регулирования отходящих из установки жидкостей и водоохладительной системы, фенолы и другие вещества могут быть удержаны в виде побочных продуктов.

Подводя итоги сказанному, нужно признать, что даже в хорошо сконструированной установке следует считать потери тепла от уноса газообразных и жидких продуктов промывающей жидкостью не меньшими 1% от теплотворной способности топлива.

з) Влияние температуры отходящих газов и потеря физического тепла

В большинстве генераторов тепло, содержащееся в отходящем горячем газе, является источником самой значительной тепловой потери, которая иногда достигает 25% от тепла топлива. Для большинства существующих угольных газогенераторных установок, работающих в хороших производственных условиях, эта потеря обычно составляет около 15%.

В горячем неочищенном газе, покидающем генератор, помимо компонентов определяемых при помощи обычного газового анализа, содержатся влага, смола, пылеобразные частицы топлива и сажа. Теплосодержание (физическое тепло) последних трех из перечисленных агентов, как правило, очень невелико и значительно меньше теплосодержания газа и влаги.

Влага, заключенная в газе, обязана своим происхождением: а) неразложенному водяному пару, добавляемому к воздушному дутью, б) влаге топлива и в) пирогенетической воде – продукту термического разложения топлива.

а) Количество неразложенного водяного пара, переходящее в горячий неочищенный газ, покидающий генератор, зависит от многих условий, каковыми являются высота слоя топлива, форсировка газогенератора, количество пара, вводимого вместе с воздушным дутьем, и т.д. Как указывалось уже ранее, количество подаваемого в генератор пара может колебаться в весьма широких пределах – от 0,1 кг/кг и менее до приблизительно 2 кг/кг газифицируемого углерода.

С точки зрения термического к.п.д. самого генератора (не касаясь вопроса о тепле, необходимом для получения пара), чем больше неразложившегося пара остается в неочищенном газе, тем выше потери тепла, обусловленные физическим теплом, содержащимся в неразложенном паре, имеющем при выходе из генератора ту же температуру, что и газ. Это остается верным, несмотря на то, что с повышением содержания неразложившегося пара температура отходящего газа вообще снижается.

б) и в) Для определения в отходящем горячем газе количеств влаги, как испаренной из топлива, так и полученной в виде воды разложения, можно воспользоваться данными

лабораторных определений. Дело в том, что в любом типе генератора с верхним отводом, газа ни влага топлива, ни вода разложения, как правило, не должны вступать во взаимодействие с углеродом топлива, в результате чего произошло бы разложение водяного пара.

Скрытую теплоту парообразования водяного пара, вводимого в генератор вместе с воздушным дутьем, и влаги, переходящей из топлива, лучше учитывать отдельно. Поэтому в настоящем разделе мы ограничиваемся только рассмотрением потерь, связанных с явным теплом паров воды, заключенных в отходящем из генератора горячем газе. Что касается физического тепла, содержащегося в самом горячем газе, то его

Таблица 30. Средняя удельная теплоемкость и теплосодержание газов при постоянном давлении, отнесенные к 1 м^3 (0° , 760 мм), в пределах от 0° до $t^\circ\text{C}$.

Газ	CO ₂ и SO ₂		H ₂ O		O ₂ , N ₂ , H ₂ , CO, воздух		CH ₄	
	Тепло-емкость	Тепло-содер-жание	Тепло-емкость	Тепло-содер-жание	Тепло-емкость	Тепло-содер-жание	Тепло-емкость	Тепло-содер-жание
Тем-пература °C								
0	0,397	0	0,372	0	0,312	0	0,343	0
100	0,410	41	0,373	37	0,314	31	0,379	38
200	0,426	85	0,375	75	0,316	63	0,414	83
300	0,442	133	0,376	113	0,318	95	0,450	135
400	0,456	182	0,378	151	0,320	128	0,486	194
500	0,467	234	0,380	190	0,322	161	0,522	261
600	0,477	286	0,383	230	0,324	194	0,557	334
700	0,487	341	0,385	270	0,326	228	0,593	415
800	0,497	398	0,389	311	0,328	262	0,629	503
900	0,505	455	0,394	355	0,330	297	0,664	598
1000	0,511	511	0,398	398	0,332	332	0,700	700
1100	0,517	569	0,402	442	0,334	367	—	—
1200	0,521	625	0,407	488	0,336	403	—	—

легко вычислить, если известны температура и состав, а следовательно и теплоемкость газа. В таблице 30 приведены средние удельные теплоемкости и теплосодержания различных газов при постоянном давлении, отнесенные к единице объема при нормальной температуре и давлении (0° , 760 мм) [32].

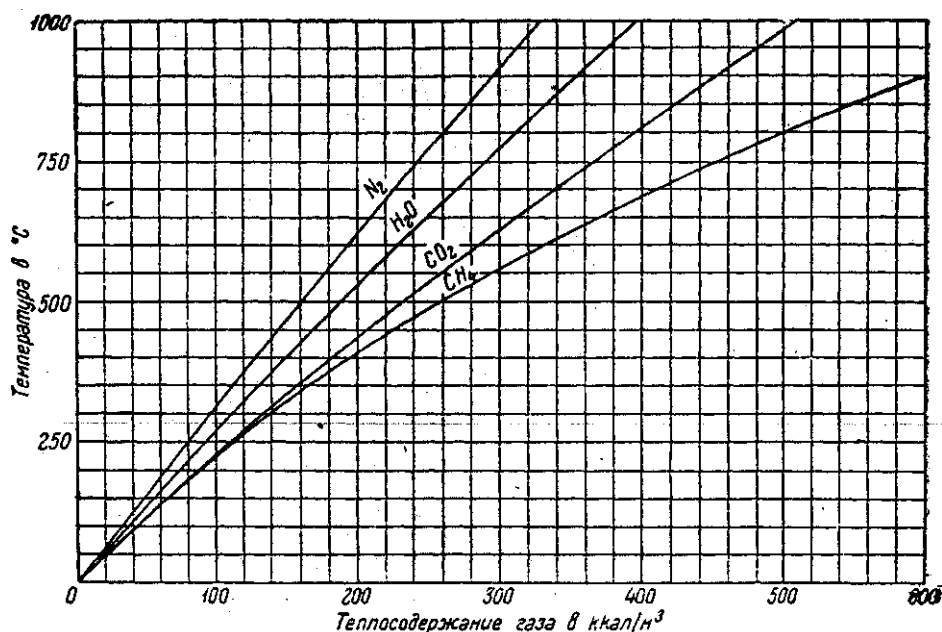


Рис. 19. Теплосодержание газов в зависимости от температуры.

Эти же данные графически представлены на диаграмме рис. 19, по которой легко могут быть найдены, теплосодержания различных газов при различных температурах. Для дальнейшего облегчения расчета потерь тепла составлена серия кривых рис. 20, по которым в зависимости от температуры сразу находится не только теплосодержание 1 м^3 генераторного газа любого состава, но также и явное тепло сопутствующих ему водяных паров.

Рисунком 20 надо пользоваться следующим образом: исходя из точки на оси абсцисс со значением данной температуры отходящегося газа, провести вертикаль с одной стороны вверх до пересечения с кривыми для сухого газа и с другой стороны вниз до пересечения с кривой соответствующего содержания влаги (в граммах H_2O на 1 м^3 газа). Отсчет количеств явного тепла сухого газа и влаги производится на шкале ординат соответственно выше и ниже начала координат — нуля. Найденные значения относятся соответственно к 1 м^3 сухого газа и содержащемуся в нем водяному пару.

Такое упрощение расчета теплосодержания газов допустимо, во-первых, потому, что преобладающими компонентами генераторного, газа являются двухатомные газы, теплоемкость которых одинакова, и, во-вторых, потому, что содержание метана в газе (вообще небольшое) обычно меньше содержания углекислоты. Таким образом теплосодержание сухого газа оказывается практически зависящим, кроме температуры, только от содержания CO_2 и CH_4 , причем неточность от того, что расчет ведется по суммарному содержанию CO_2 и CH_4 , как если бы эта сумма состояла из одной только углекислоты, обычно всегда получается очень малой. При расчетах было принято, что теплоемкость смеси газа обладает свойством аддитивности, т.е. что относительные значения теплоемкостей отдельных составных частей газа не изменяются при смешении (т.е. при уменьшении парциального давления).

Потери явного тепла, разумеется, практически отсутствуют в генераторах горячего газа в случае непосредственного примыкания последних к топкам. В том же случае, если газ предварительно подвергается очистке и охлаждению или теряет часть своего тепла вследствие охлаждения в соединительных газопроводах, эти потери могут быть очень значительными, что всегда надо иметь в виду при проектировании установки и выборе технологической схемы производства газа.

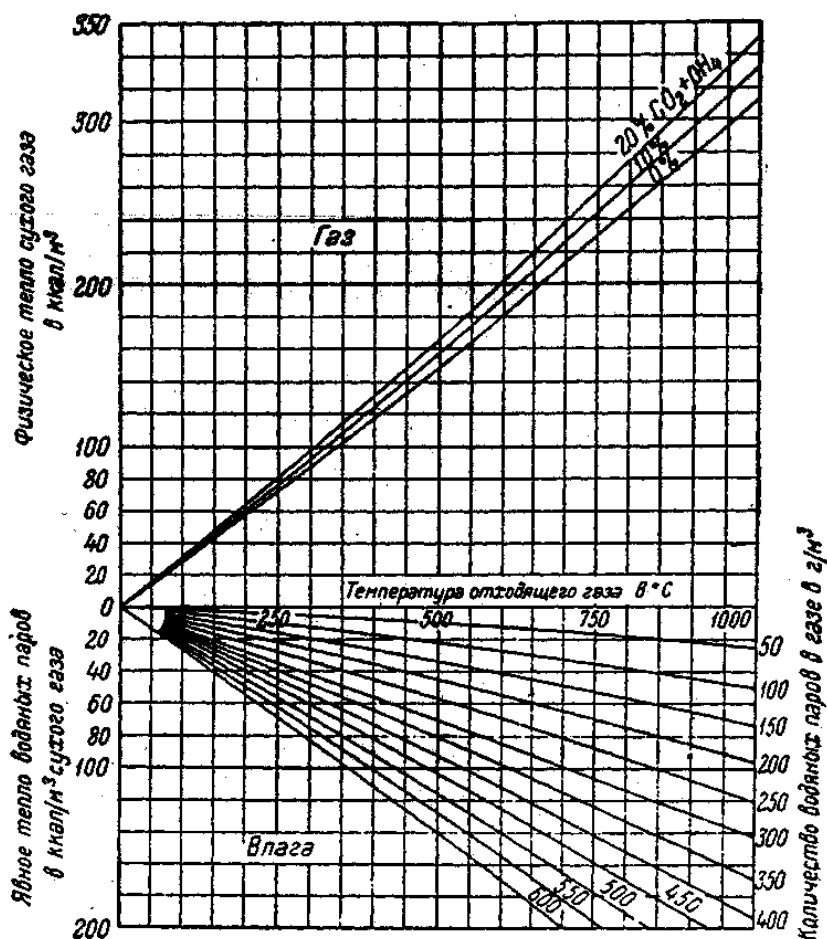


Рис. 20. Физическое тепло влажного генераторного газа в зависимости от температуры, влагосодержания и состава газа.

Хотя в смысле использования газа предпочтительнее располагать большим содержанием окиси углерода в газе, однако часто с точки зрения лучшего использования тепла бывает выгоднее несколько увеличивать содержание водорода за счет уменьшения количества СО. Благодаря этому достигается снижение температуры отходящего газа, а следовательно и потерь от охлаждения газопроводов и всей арматуры, причем на место исчезнувшего явного тепла появляется эквивалентное количество потенциальной химической теплоты водорода в газе.

Здесь следует особо подчеркнуть, что состав газа, если только не принимается во внимание понижение его температуры между газогенератором и потребителем, не всегда является мерилем термической эффективности установки для получения горячего газа. Стремление понизить потери тепла с отходящим горячим газом вызвали к жизни многочисленные предложения по использованию этого тепла. Большинство из предлагаемых мероприятий ставит своей целью использовать тепло горячего газа для подогрева воздушного дутья или производства пара, необходимого для процесса газификации. При этом имеется в виду охлаждать газ или непосредственно в охлаждающих установках с последующим использованием тепла нагретой воды для увлажнения воздушного дутья, подаваемого в генератор, или пропускать горячий газ (для получения пара) через специальные паровые котлы-утилизаторы, или, наконец, нагревать воду в испарителях.

Из других способов утилизации тепла отходящего газа следует отметить предложение об использовании этого тепла для нагрева и подсушки топлива, подлежащего газификации. В некоторых генераторах это мероприятие было проведено с таким успехом, что потери с явным теплом отходящего газа снизились до 2÷3% при одновременном увеличении теплотворной способности газа на 10% и выше (см. таблицу 32, случай 5).

и) Влияние содержания смолы в топливе

Всякое топливо, предназначенное для газификации в газогенераторе, вообще должно подвергаться специальному анализу. Обычно практикуемые методы определения суммарного содержания летучих недостаточны, так как не дают представления о характере топлива с точки зрения выходов отдельных компонентов: газа, жидких продуктов и смол. Между тем указания в этой области необходимы при производстве холодного генераторного газа, так как позволяют заранее оценить к.п.д. генератора. Здесь

Таблица 31. Потеря тепла в газе от содержания смолы в топливе в процентах от рабочей теплотворной способности сухого топлива.

Процентный выход смолы в лабораторных условиях	Низшая теплотворная способность абсолютно сухого топлива ккал/кг				
	8000	7000	6000	5000	4000
1	0,85	0,97	1,13	1,36	1,70
2	1,70	1,94	2,27	2,72	3,40
3	2,55	2,92	3,30	4,08	5,10
4	3,40	3,89	4,54	5,44	6,80
5	4,25	4,86	5,67	6,80	8,50
6	5,10	5,83	6,81	8,16	10,20
7	5,95	6,81	7,94	9,52	11,90
8	6,80	7,77	9,08	10,88	13,60
9	7,65	8,75	10,20	12,24	15,30
10	8,50	9,72	11,32	13,60	17,00
11	9,35	10,62	12,48	14,95	18,70
12	10,20	11,67	13,10	16,30	20,40
13	11,05	12,62	14,74	17,70	22,10
14	11,90	13,60	15,88	19,00	23,80
15	12,75	14,58	17,00	20,40	25,50

достаточно упомянуть лишь о том, что на практике выход смолы, получаемый на газогенераторных установках, меньше, чем при лабораторных испытаниях, а удельный вес ее больше. Можно принять, что выход заводской смолы в 80% от лабораторного является достижимым, если только не предпринимаются специальные меры для его уменьшения. Выход смолы в процентном отношении к весу топлива может колебаться в пределах от нуля, практически (при газификации кокса и антрацита), до 10÷15% при газификации видов топлива, богатых смолообразующими веществами. В то же время теплотворная

способность (низшая) смолы, которая всегда выше, чем у исходного твердого топлива, обычно колеблется в узких границах от 8000 до 9000 ккал/кг сухой смолы.

Так как уменьшение тепла в газе от образования смолы равно произведению количества смолы на ее теплотворную способность, то для сильно смолистого топлива низкой калорийности эта “потеря” в тепловом балансе газификации может достигать значительной величины. Для большинства каменных углей потеря тепла в смоле обычно составляет от 6 до 10% теплотворной способности сухого угля.

Если требуется знать заранее величину потери тепла от образования смолы (при отсутствии практических данных) применительно к работе конкретного генератора на заданном топливе, то лучше всего принять, что производственный выход ее будет равен примерно 80% от лабораторного, тем самым, страхуя себя от возможной недооценки потери тепла в газе.

Для практических расчетов потерь тепла от смолообразования составлена таблица 31 и построен график рис. 21, дающие эти потери в зависимости от выхода смолы (в процентах) и теплотворной способности топлива (абсолютно сухого) при постоянном значении рабочей теплотворной способности обезвоженной смолы – 8500 ккал/кг.

к) Влияние образования аммиака и сероводорода

Из компонентов, образующих газ, в топливе, помимо углерода, водорода и кислорода, в сколько-нибудь значительном количестве могут быть азот и сера. В газ они переходят в виде водородистых соединений – аммиака и сероводорода, содержащих в себе некоторое количество потенциального тепла топлива. Если происходит удаление этих газов в установке для улавливания побочных продуктов, то естественно возникает потеря тепла, которая тем больше, чем больше содержание в топливе азота и серы, и тем меньше, чем выше теплотворная способность топлива.

В газогенераторе с улавливанием побочных продуктов средний выход аммиака может быть принят в 50÷60% от содержания азота в топливе и выход сероводорода – 40÷80% от содержания серы. Учитывая, что низшие теплотворные способности аммиака NH_3 и сероводорода H_2S соответственно равны 3248 ккал/м³ и 5513 ккал/м³, получим величину тепловых потерь на 1 кг топлива: от удаления полностью NH_3 – 36,5 ккал на каждый процент содержания в топливе азота и от удаления полностью H_2S – 31 ккал на каждый процент содержания в топливе серы.

л) Невключенные факторы тепловых потерь

Прежде чем перейти к примерному приложению сделанных выводов, укажем на те причины, по которым мы не включили в число статей теплового баланса некоторые факторы, часто рассматриваемые при определении к.п.д. генератора.

Имеются в виду следующие статьи:

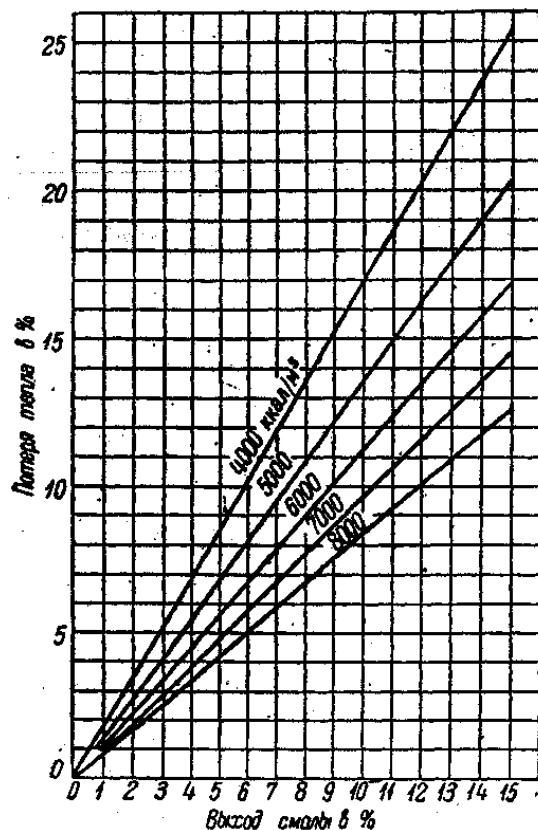


Рис. 21. Влияние выхода смолы на тепловые потери.

- 1) теплота термического разложения топлива;
- 2) явное тепло топлива;
- 3) явное тепло смеси воздуха с водяным паром;
- 4) скрытая теплота неразложенного водяного пара, покидающего генератор.

Теплотворная способность, определенная калориметрическим путем, дает то количество тепла в *ккал*, которое освобождается при полном сжигании топлива. Следовательно, независимо от того, происходит ли выделение или поглощение тепла в процессе термического разложения топлива при выделении летучих, это количество тепла всегда автоматически входит с соответствующим знаком в результат, получаемый на калориметре. Поскольку в газогенераторе топливо сжигается безостаточно (так же, как в калориметре), то положительная или отрицательная теплота разложения уже принимается в расчет, если только за величину теплотворной способности топлива берется значение, определяемое калориметрически.

Подогрев топлива до температуры активного газообразования происходит за счет явного тепла нагретых газов, вследствие чего речь может идти лишь о незначительном количестве тепла, отвечающем невысокой температуре загружаемого в генератор топлива.

Однако в виду того, что основанием для составления теплового баланса служит теплотворная способность, определенная в калориметре, а тепло, заключенное в газе, смоле, влаге и золе, во всех случаях отсчитывается от уровня нормальной температуры, ясно, что явное тепло топлива может не приниматься в расчет при составлении теплового баланса.

Температура смеси пара и воздуха всегда выше температуры окружающей среды. Обыкновенно это повышение температуры происходит всецело вследствие примешивания горячего пара к холодному воздуху, причем последний и нагревается за счет охлаждения пара. Таким образом количество тепла, содержащееся в паровоздушной смеси, не больше тепла, заключенного в потребляемом паре. Но добавку пара и соответствующий тепловой эффект следует учитывать только при определении общего энергетического к.п.д., а отнюдь не при определении термического к.п.д. процесса газификации.

В некоторых особых случаях, когда стремятся получить газ повышенной теплотворной способности, паровоздушную смесь перед впуском в генератор предварительно подогревают. На первый взгляд может показаться, что в некоторых случаях это дополнительное тепло должно быть учтено. Если предварительный подогрев, как это имеет место в большинстве случаев, происходит за счет тепла отходящего из генератора газа, то ясно, что, вводя полное количество содержащегося в нем явного тепла, мы тем самым учитываем уже и тепло предварительного подогрева. Иное дело, когда подогрев (или перегрев) происходит за счет постороннего источника, а не за счет тепла, полученного из газифицируемого топлива. В этом случае, и только в этом случае, тепло подогрева должно быть приходной статьей в тепловом балансе.

В связи с только что сказанным уместно упомянуть, что непосредственным эффектом перегрева дутья является повышение температуры топливного слоя, вследствие чего повышается также температура отходящего газа и в некоторых случаях растут потери с явным теплом. Поэтому мы считаем, что перегрева дутья следует по возможности избегать, по крайней мере там, где без этого можно обойтись.¹

Скрытая теплота парообразования той части водяного пара, содержащегося в горячем неочищенном газе, которая перешла в него из топлива (считая, как было оговорено выше, по всему количеству водорода топлива), не должна включаться в количество тепла, отдаваемого генератором, потому что оно исключено из статей прихода принятием *нижней* теплотворной способности топлива.

¹ Не исключены случаи, когда перегрев дутья может оказаться полезным, позволяя увеличить пропорцию пара. Ред.

Что же касается неразложенного водяного пара дутья, содержащегося в газе, то его скрытая теплота парообразования должна приниматься в расчет только тогда, когда вычисляется общий энергетический к.п.д. установки. При определении термического к.п.д. газификации это тепло учитываться не должно. Следует обратить внимание на то, что явное тепло неразложенного водяного пара, как было указано раньше, входит расходной статьей в тепловой баланс и учитывается при определении термического к.п.д.

м) Взаимная связь тепловых потерь процесса газификации

Все потери в процессе газификации, за исключением потери с явным теплом отходящего газа, легко могут быть определены в процентах от рабочей теплотворной способности топлива. Так как потери с явным теплом проще выражаются через тепло, содержащееся в единице объема холодного газа (приведенного к нормальным условиям), то, при вычислении неизвестной пока величины термического к.п.д. газификации для данного топлива, представляется целесообразным найти сначала все прочие потери и получить в виде остатка сумму количеств явного и потенциального тепла, заключенного в газе. Тогда, если известно отношение количества располагаемого потенциального тепла в холодном газе к суммарному количеству явного и потенциального тепла в горячем газе, можно определить потерю с явным теплом отходящего газа в процентах от теплотворной способности топлива и затем уж термический к.п.д. процесса газификации.

Указанный здесь путь приближенного определения к.п.д. генератора в особенности применим к установкам, вырабатывающим горячий газ, когда количество последнего чрезвычайно трудно или вообще невозможно измерить. Точно так же этим путем допустимо пользоваться и в других случаях, когда в производственных условиях не поставлено непрерывного замера количества получаемого газа. Конечно, в тех случаях, когда для определения к.п.д. производится специальное испытание или когда газогенераторные установки оборудованы соответствующей контрольно-измерительной аппаратурой и в частности расходомерами газа, полезную отдачу генератора (по газу) следует определять по данным непосредственных измерений, а не путем приближенных расчетов.

Для непосредственного нахождения отношений количеств явного и потенциального тепла в газе может служить график рис. 22, пользоваться которым надо так: исходя из величины явного тепла (b) на оси ординат, следует вести горизонталь до пересечения с кривой соответствующей низшей теплотворной способности газа и отсюда

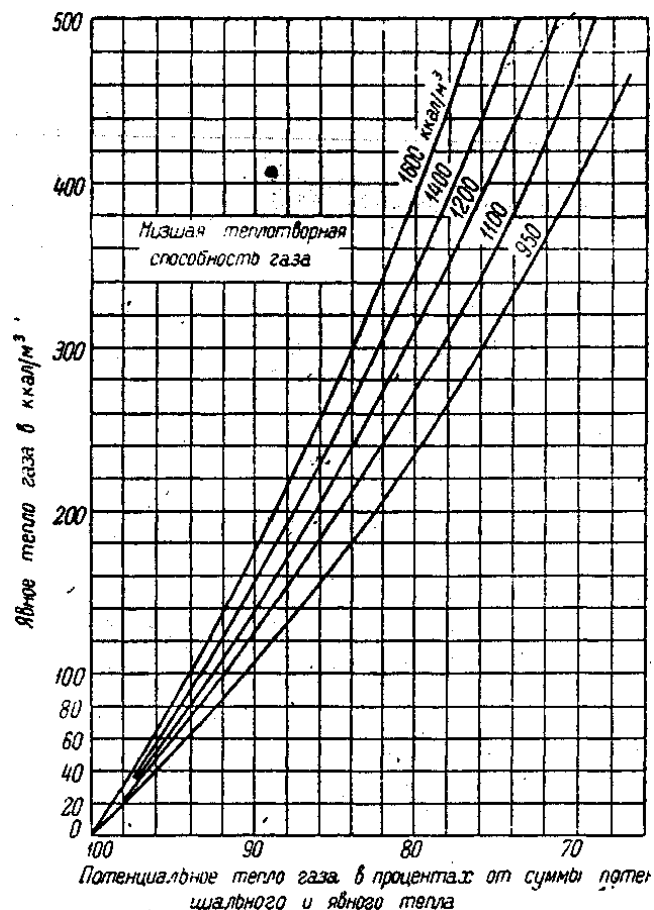


Рис. 22. Взаимосвязь между явным и потенциальным теплом горячего влажного генераторного газа.

Таблица 32. Термический к.п.д. различных газогенераторных установок.

	Типы установок и род топлива									
	Каменный уголь					Антрацит без улавливания	Коксовая мелочь без улавливания	Торф, с улавливанием	Дрова, без улавливания	Торф, с улавливанием
	Горячий газ	Без улавливания	Монда, с улавливанием	Полумондовская с улавливанием	Низко-температур. с улавливанием					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лабораторное исследование										
Состав топлива:										
Влажность в %	5	5	5	5	5	5	15	40	30	30
Состав абсолютно сухой массы в %:										
Зола	12	12	12	8	8	5	30	18	3	4
Летучие	30	30	30	31,5	31,5	5	6	50	71	71
Углерод (весь)	72	72	72	80	80	87	64	50	47	56
Связанный углерод	55	55	55	56,5	56,5	—	—	34	24	—
Водород	4,5	4,5	4,5	5,0	5,0	—	—	5,5	5,8	5,9
Низшая теплотворная способность сухого топлива ккал/кг.	6530	6530	6530	6800	6800	7780	5450	4580	4720	5010
Размер кусков топлива:										
Больше 13 мм	60	60	60	94	94	100	15	—	—	—
От 6,5 до 13 мм	20	20	20	4	4	—	36	куск.	пол.	куск.
Меньше 6,5 мм	20	20	20	2	2	—	50	—	—	—
Выход смолы в процентах при лабораторном испытании.	—	7	7	10	10	—	—	—	8,5	—
Отношение теплотворных способностей смолы и топлива	—	1,3	1,3	1,25	1,25	—	—	1,8	1,75	1,75
	Расчетные производственные показатели									
Состав холодного газа:										
CO ₂	5	9	16	11	8,3	7,5	7	20	11	7
CO	27	22	11	17,5	21,0	24,0	24,5	9	20	28
CH ₄	4	3	3	3,3	5,0	1,2	1,1	3,3	3,3	3,0
H ₂	12	18	26	21,5	20,5	16,5	11,0	21	16	17,0
N ₂	52	48	44	46,7	45,2	50,8	56,4	43,7	49,7	45
Низшая теплотворная способность газа ккал/м ³	1476	1394	1266	1374	1593	1262	1127	1103	1307	1548
Температура горячего неочищенного газа при выходе °С	800	700	550	400	150	700	700	150	250	100
Влага в горячем неочищенном газе г/м ³ (0°, 760 мм)	30	110	430	150	60	40	90	600	450	—
Углерод в золе в %	10	10	10	10	10	20	20	12	10	12
Выход смолы в %	—	4	5	8	10	—	—	7,7	7,5	11,1

	Типы установок и род топлива									
	Каменный уголь					Антрацит без улавливания	Коксовая мелочь без улавливания	Торф, с улавливанием	Дрова, без улавливания	Торф, с улавливанием
	Горячий газ	Без улавливания	Монда, с улавливанием	Полумондовская с улавливанием	Низко-температур. с улавливанием					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Результаты расчета и оценки тепловых потерь в процентах от низшей теплотворной способности топлива										
Влага	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,3	2,2	9,5	6,0	5,4
Смола ¹	0	5,2	6,5	10,0	13,0	0	0	14,0	13,0	19,4
Унос и сажеобразование	3,5	3,0	3,0	0,5	0,5	0,8	2,0	1,5	2,0	0,8
Зола	1,6	1,6	1,6	1,0	1,0	1,2	10,5	4,5	0,5	0,7
Охлаждение	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,2	1,5	1,5	2,4
Утечка	0,5	1,0	1,6	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5	1,0
Всего	7,1	12,3	14,1	14,0	17,0	5,0	17,4	32,5	24,5	28,7
Суммарное содержание явного и потенциального тепла в горячем газе (по остатку) (a)	92,9	87,7	85,9	86,0	83,0	95,0	82,6	67,5	75,5	71,3
Потеря с явным теплом, согласно помещенному ниже расчету, (b)	14,4	14,0	16,2	9,4	2,5	15,2	16,3	8,2	8,3	2,5
Потеря с явным теплом в ккал/м ³ газа (0°C и 760 мм рт. ст.)										
Суммарное содержание CO ₂ и CH ₄ в %	9	12	19	14,3	13,3	8,7	8,1	23,3	14,3	10
Суммарное содержание двухатомных газов в %	91	88	81	85,7	86,7	81,3	91,9	76,7	85,4	90
Тепло сухого газа ккал/м ³	259	228	180	128	46	224	224	50	79	30
Тепло пара (явное) ккал/м ³	12	36	110	28	4	14	30	42	51	20
Суммарная потеря с явным теплом в ккал/м ³	271	264	290	156	50	238	254	92	130	50
Потенциальное тепло газа в ккал/м ³ [Π]	1476	1394	1266	1374	1593	1262	1127	1103	1307	1548
Сумма явного и потенциального тепла в газе в ккал/м ³ [Σ]	1747	1658	1556	1530	1643	1500	1381	1195	1437	1598
Отношение $\frac{[\Pi]}{[\Sigma]}$ %(с)	84,5	84,0	81,2	89,2	97,0	84	81,6	92,4	89,0	96,9
Термический к. п. д. в % .	78,5	73,7	69,7	76,6	80,5	79,8	67,4	62,3	67,2	68,8

¹ Потери тепла со смолой и явным теплом газа носят условный характер. Практически эти количества тепла могут быть использованы целиком или частично. Расчет потерь с теплом отходящего горячего газа приведен только для примера. Действительная потеря по этой статье определяется разностью температур газа при выходе из генератора и при поступлении в топку.

по вертикали вниз засечь на оси абсцисс величину искомого отношения. Для вычисления истинного значения потери с явным теплом (b), выраженной в процентах от рабочей теплотворной способности топлива, следует (a) умножить на $\left(\frac{100-c}{100}\right)$ (см. таблицу 32).

н) Примеры из практики

Чтобы дать некоторое представление о том, в каких пределах может колебаться величина термического к.п.д. процесса газификации, приводится таблица 32, в которой приведены 10 случаев работы генераторных установок различного типа на разных видах топлива. Некоторые из этих примеров взяты из действительной практики, другие представляют реальные расчеты производственных показателей на основе ранее указанных положений.

Случаи 1, 2 и 3 могут служить примером типичных различий между установками, работающими на одном и том же каменном угле и производящими: горячий неочищенный газ (случай 1), холодный газ без улавливания побочных продуктов (случай 2) и мондовский генераторный газ (случай 3). Величины термического к.п.д. в этих трех случаях соответственно равны 78,5, 73,7 и 69,7%. Случаи 3, 4 и 5 показывают различие к.п.д. для трех типов генераторов с улавливанием побочных продуктов: генератора Монда (случай 3), полу-мондовского (случай 4) и действительно низкотемпературного типа (случай 5), причем к.п.д. соответственно равны: 69,7, 76,6 и 80,5%.

Случаи 6, 7, 8, 9, 10 характеризуют установки, работающие соответственно на антраците, коксовой мелочи, торфе (8 и 10) и дровах со значением термического к.п.д. 79,8, 67,4, 62,3, 67,2 и 68,8%. Случай 10 относится [73] к газификации малозольного торфа в генераторе AVG.¹

В первом разделе таблицы приведены свойства газифицируемого топлива, определенные чисто лабораторным путем; во втором – результаты действительных наблюдений за ходом процесса в реальной производственной обстановке. Последние два раздела содержат значения тепловых потерь, оцененные или рассчитанные на основании предыдущих данных. На основании цифр таблицы 32 можно составить представление о том, как свойства топлива и производственные характеристики установки влияют на к.п.д.

Потеря с влагой. Это преобладающая потеря в случаях генераторов, работающих на торфе и дровах. Величина ее колеблется от 5,5 до 10%.

Потеря со смолой. При работе на каменных углях эта потеря значительна в генераторах с улавливанием побочных продуктов (случай 4) и особенно в генераторах низкотемпературного типа (случай 5).

Конечно, по существу дела тепло, содержащееся в смоле, не является потерей в полном смысле этого слова, так как смола может быть использована хотя бы в виде жидкого топлива, заменителя мазута. Потеря со смолой при газификации торфа и древесного топлива также весьма значительна (случай 8, 9 и 10), причем значение ее увеличивается потому, что теплотворная способность этих видов топлива меньше, чем каменных углей (в случаях 4 и 5).

Потеря от уноса и сажеобразования. Эта потеря достигает максимума в случаях, когда топливо содержит очень много мелочи, например коксовой мелочи или штыба, и когда высока температура газа при выходе, а следовательно и его скорость (случай 1).

Потеря в золе. Эта потеря значительнее всего для очень зольных видов топлива, каковыми в таблице являются коксовая мелочь (случай 7) и торф (случай 8).

Потеря с явным теплом. Совершенно естественно, что эта потеря велика в генераторах с высокой температурой отходящего газа (например случаи 2, 6 и 7) и, при неочищенном газе, в случае высокого содержания в нем влаги (случай 3). Наоборот,

¹ Эти данные приводятся только в качестве примера. Для каждого из упомянутых видов топлива и типов установок окончательные результаты могут сильно отличаться от приведенных в таблице в зависимости от особенностей производственной обстановки,

при низкой температуре отходящего газа эта потеря не велика (например в случаях 8 и 9) и становится особенно малой при работе с высоким слоем (случай 5 и 10).

Для того чтобы дать некоторое представление о том, как расход пара в каждой установке влияет на общий, энергетический к.п.д., в таблице 33 приведены некоторые дополнительные технические показатели для всех ранее рассмотренных случаев.

Таблица 33. Влияние расхода пара на к.п.д. установки.

	Случаи									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дополнительный расход пара в кг/кг абсолютно сухого топлива	0,5	0,75	1,75	0,75	0,9	0,8	0,5	0,4	0,25	0,15
Тепло, затраченное на образование этого количества пара, в ккал	390	585	1365	585	702	624	390	312	195	117
Отношение этого количества тепла к теплу газифицируемого топлива в %	5,95	8,93	20,85	8,58	10,3	8,0	7,14	6,79	4,12	2,34

При вычислениях было принято, что количество тепла, необходимое для производства 1 кг потребляемого водяного пара с учетом всех потерь, равно 780 ккал.

Следует только иметь в виду, что во многих случаях генератор обходится без подвода пара со стороны и что для производственных нужд пар может быть получен или за счет отбросного тепла генераторного процесса или за счет тепла от сжигания смол.

3 КАЧЕСТВО И КОЛИЧЕСТВО ГАЗА

В главе I мы познакомились с принципиальной стороной газогенераторного процесса и с тем, что обычными компонентами генераторного газа являются: углекислота – CO_2 , кислород – O_2 , окись углерода – CO , метан и насыщенные углеводороды¹ – CH_4 , этилен и ненасыщенные углеводороды¹ – C_2H_2 , водород – H_2 , азот – N_2 .

Относительные количества окончательно образовавшихся составляющих газа, содержащих углерод или водород, при данном виде топлива и типе генератора зависят главным образом от температуры в зоне разложения, от количества водяного пара, добавляемого к воздушному дутью, т.е. от температуры в реакционной зоне, и от высоты слоя топлива.

Мерой качества газа условимся считать его теплотворную способность. Хотя иногда имеет значение и содержание в газе некоторых из его компонентов в определенных пределах, все же как общее правило можно считать, что чем выше теплотворная способность генераторного газа, тем он более пригоден для применения в различных промышленных установках. В технической системе единиц теплотворная

¹ Когда в газе определяется содержание метана, то фактически к нему причисляются и другие компоненты того же ряда, например C_2H_6 и др., теплотворная способность которых выше, чем у метана. Аналогичное замечание относится и к C_2H_4 , содержание которого в генераторном газе редко бывает в сколько-нибудь заметном количестве

способность газа измеряется в ккал/м^3 газа. Для удобства сравнения и расчетов это количество тепла обычно относится к газу при нормальных: условиях, т.е. при 0°C и давлении в 760 мм ртутного столба.

Теплотворные способности отдельных горючих газов по данным различных, исследователей, получивших несколько несовпадающие результаты, приведены в таблице 34.

Таблица 34. Теплотворная способность отдельных газов по данным различных исследователей.

Газ	Низшая теплотворная способность ккал/м^3	Исследователь	Газ	Низшая теплотворная способность ккал/м^3	Исследователь
CO	3060	Бертело	CH ₄	8417	Томсен
	3015	Фавр и Зильберман		8498	Фавр и Зильберман
	3044	Томсен (Thomsen)		8556	Бунте
	3066	Винклер (Winkler)		8606	Лунге
	3064	Лунге (Lunge)		8640	Бертело
				8697	Винклер
H ₂	2556	Бунте (Bunte)	C ₂ H ₄	13848	Томсен
	2578	Томсен		14009	Фавр и Зильберман
	2581	Винклер		14045	Винклер
	2585	Лунге		14060	Лунге
	2603	Фавр и Зильберман			
	2608	Бертело			

Из этих данных примем следующие средние значения (таблица 35), которыми будем пользоваться в дальнейшем, считая их достаточно точными для практических надобностей.

Таблица 35. Теплотворная способность горючих составляющих генераторного газа

Газ	Теплотворная способность ккал/м^3 (0° , 760 мм)	
	низшая	высшая
CO (окись углерода)	3045	3045
H ₂ (водород)	2580	3063
CH ₄ (метан)	8500	9460
C ₂ H ₂ (этилен)	14000	14960

Для газов, содержащих водород, количество тепла, выделяющегося при их сгорании, зависит от того, конденсируется ли образующийся при горении водяной пар в воду или нет. Высшая теплотворная способность означает то количество тепла, которое освобождается при сгорании газа с последующим охлаждением продуктов сгорания до исходной

(нормальной) температуры и конденсацией всего образовавшегося пара. На практике такие условия не имеют места, и поэтому обычно пользуются “низшей теплотворной способностью”, под которой понимается полное количества тепла, выделяющегося при горении, за вычетом скрытой теплоты парообразования водяного пара.

Производство генераторного газа является процессом, который полностью обеспечивает себя теплом, необходимым для перевода химического тепла твердого топлива в химическое же тепло газа. Отсюда следует, что чем выше тепловые потери при газификации, тем большее количество твердого топлива должно сжигаться полностью как бы специально в возмещение этих потерь. Поэтому можно считать, что на теплотворную способность газа влияют следующие факторы:

- а) влажность топлива;
- б) температура газов, покидающих генератор, и их теплосодержание (явное тепло);
- в) потери от охлаждения собственно генератора;
- г) температура плавления золы;
- д) высота загрузки топлива и производительность генератора;
- е) природа летучих и содержание связанного углерода в топливе.

а) Содержание влаги в топливе

На стр. 53 мы видели, что при газификации торфа влажностью в 50% с теплотворной способностью на сухое топливо 5000 ккал/кг на испарение влаги затрачивается столько тепла, сколько содержится примерно в 6% от веса абсолютно сухого вещества топлива. Поэтому можно высказать следующее правило: чем выше влажность топлива, тем при прочих равных условиях ниже теплотворная способность генераторного газа. Однако нужно иметь в виду, что влияние влаги топлива на теплотворную способность газа, при достаточной высоте слоя, начинает сказываться лишь после некоторого предела, который определяется располагаемым физическим теплом газов, покидающих реакционную зону. Если тепла этих газов достаточно для испарения влаги топлива, последняя практически не оказывает значительного влияния на ухудшение состава газа и его теплотворной способности.

Помимо предварительной подсушки очень влажного топлива до загрузки его в генератор, существует только одна возможность несколько противодействовать вредному влиянию влажности на теплотворную способность газа; это – увеличение высоты топливного слоя. В результате увеличения этой высоты возможно достигнуть максимального использования физического тепла горячих газов, поднимающихся из нижней части генератора для удаления влаги топлива.

Типичный пример влияния влажности топлива на качество газа в условиях недостаточной высоты слоя в генераторе представлен в таблице 36. Материалы¹ этой таблицы получены из ряда испытаний по газификации одного из сортов германского бурого угля с содержанием влаги в 57%.

Таблица 36. Влияние высоты слоя топлива на теплотворную способность газа. [33]

Сопротивление слоя топлива мм вод. ст.	Полная высота слоя мм	Температура отходящего газа °С	Объемный состав газа %					Низшая тепло- творная спо- собность ккал/м ³ (0°, 760 мм)
			CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	
133	850	470	9,3	–	14,0	6,6	0,6	648
153	900	440	9,2	–	13,8	6,9	0,6	650
160	1000	360	7,3	–	18,3	12,2	1,2	974
59	1200	145	9,5	0	22,8	13,8	3,5	1177
60	1300	125	9,6	–	23,0	14,3	0,7	1129
153	1350	200	9,3	0,1	23,3	11,9	1,4	1135

Следует отметить, что небольшая высота топливного слоя оказывает вредное влияние на качество получаемого газа не только вследствие недостаточного использования явного тепла горячих газов, но и по другим причинам. При малой высоте

¹ В последней строке этой таблицы представлены средние значения результатов длительных испытаний при средней форсировке генератора по абсолютно сухому топливу 72,5 кг/м²-час. Форсировки при других высотах слоя не указаны, но о них можно приблизительно судить по гидравлическим сопротивлениям слоя топлива.

слоя температура в реакционной зоне снижается как вследствие отвода тепла путем теплопроводности и лучеиспускания, так и за счет эндотермических реакций разложения влаги. Поэтому условия для протекания основных реакций образования генераторного газа становятся менее благоприятными, и окончательный состав газа ухудшается.

б) Температура и теплосодержание нагретых газов, покидающих генератор

Газифицируя с одинаковой интенсивностью один и тот же йоркширский газовый уголь-орешек, но в генераторах с различной температурой отходящего газа, автор получил следующие результаты, сопоставленные в таблице 37.

Таблица 37. Влияние температуры отходящего газа на его состав.¹

	Порядковый номер испытаний		
	1	2	3
Температура отходящего газа °С	550	350	150
Содержание влаги в газе $г/м^3$ (0°,760 мм)	200	150	60
Объемный состав холодного газа в процентах:			
CO ₂	12,8	10,5	8
CO	16,6	18	21
CH ₄	3,0	3,5	5
H ₂	22,8	22,5	21
N ₂	44,8	45,5	45
Низшая теплотворная способность $ккал/м^3$ (0°,760 мм)	1344	1426	1606
Потеря с явным теплом в процентах от низшей теплотворной способности газа	17,3	9,5	3,2

Если потеря с явным теплом отходящих газов становится меньше (обычно вследствие понижения температуры газа на выходе), то это означает, что полностью требуется сжигать меньше топлива, чтобы компенсировать эту потерю. Благодаря этому снижается также расход воздуха на процесс газификации, и в результате возрастает концентрация потенциального тепла в генераторном газе. Данные таблицы 37 подтверждают, что так в действительности и происходит на практике. На этом основании можно высказать следующее правило: при постоянной

интенсивности газификации, чем меньше количество явного тепла выходящем из генератора горячем газе, тем больше в нем заключено потенциального тепла, т.е. тем выше его теплотворная способность.

в) Потери от лучеиспускания, конвекции и теплопроводности собственно генератора

Мы видели, что тепло, компенсирующее потери с явным теплом отходящего газа, приходится получать за счет более полного сжигания части топлива. Подобно этому возмещение потерь в окружающую среду, вызываемых всякого рода охлаждением, также обходится за счет некоторого пережога топлива. Но за исключением искусственно охлаждаемых генераторов, например с водяными рубашками, потери тепла, как уже упоминалось, обычно не превосходят 1÷2% и поэтому на качество газа имеют второстепенное влияние.

Поскольку потери от охлаждения стремятся понизить температуру в зонах реакций газообразования, можно считать, что они оказывают двойное влияние на качество газа. Одно из них, как мы видим, состоит в необходимости самого возмещения потерь от охлаждения, другое же заключается в понижении температуры в указанных зонах.

¹ Так как температура уходящего газа при данной интенсивности газификации зависит от ряда факторов, а автор не поясняет, каким путем было достигнуто снижение температуры, сделанные выводы могут относиться и к влиянию высоты слоя топлива. Ред.

Повидимому, все-таки, последнее вряд ли играет существенную роль в генераторах, за исключением генераторов с водяными рубашками.

г) Температура плавления золы

Температура плавления золы является для нас указанием той предельной температуры, при которой может начаться возникновение серьезных производственных трудностей вследствие шлакообразования (это не относится, конечно, к тем случаям, когда преднамеренно стремятся к получению шлака в жидком виде). Возможности же газовщика регулировать температуру в нижних зонах газогенератора сводятся обычно к одному только изменению добавки пара к воздушному дутью. Поэтому можно сказать, что состав золы косвенно влияет на качество газа, ибо с изменением пропорции пара в дутье меняется состав газа, а следовательно и его качество. Но установить какой-либо закон влияния температуры плавления золы топлива на качество газа очень трудно, за исключением разве следующего: чем ниже температура плавления золы, тем выше получается содержание в генераторном газе водорода и ниже содержание окиси углерода.

д) Высота слоя топлива

Что касается влияния высоты слоя топлива на качество газа, то можно считать, что в известных пределах, при неизменной производительности генератора, качество получаемого газа тем лучше, чем выше слой. С другой стороны, можно утверждать, что и уменьшение интенсивности газификации (также в известных пределах) содействует повышению качества газа. В каждом из этих случаев повышение качества газа обусловлено увеличением продолжительности времени соприкосновения газов с топливом, но в то время как увеличение высоты слоя выше известного предела вовсе повидимому не отражается на температуре в зоне реакций, говорить об отсутствии влияния на температуру в этой зоне при снижении производительности, если только это снижение значительно, не приходится. Из указанных способов получения на данном генераторе газа более высокой теплотворной способности наиболее выгодным является несомненно повышение слоя топлива.

е) Природа летучих и содержание связанного углерода в топливе

На стр. 34 было указано, что состав и количество газа сухой перегонки (т.е. газообразных летучих веществ из топлива) могут сильно влиять на состав, а следовательно и теплотворную способность окончательно сформировавшегося генераторного газа. Но так как количество летучих определяет содержание связанного (твердого) углерода в топливе и только за счет горения этого углерода главным образом и происходит восполнение потерь, сопутствующих процессу газификации, то очевидно, что качество газа в известной мере зависит и от содержания в топливе связанного углерода. Таким образом, рассматривая генераторный газ как смесь газов сухой перегонки с “коксовым”, приходим к заключению, что теплотворная способность окончательно полученного газа зависит от содержания в топливе как летучих, так и связанного углерода, и что она будет тем больше, чем больше горючих составных частей содержится в летучих и чем меньше тепловые потери при газификации.

Некоторое представление о составе генераторного газа при работе на топливах, не подвергавшихся ранее газификации, можно получить из соответствующих лабораторных испытаний (например швель-анализа топлива). Для суждения о том, насколько полученные таким образом данные могут помочь в уяснении роли отдельных факторов, ниже приводится таблица 38, в которой сопоставлены результаты испытаний в лабораторном и промышленном масштабах двух различных топлив.

Таблица 38. Сравнительные испытания двух видов топлив.

	Испытание	
	1	2
Влажность топлива в %	7,35	51
Содержание летучих в сухом топливе в %	31,3	61,2
Теплотворная способность (низшая) сухого топлива <i>ккал/кг</i>	6750	4280
Лабораторное испытание: Выход газа сухой перегонки в m^3 ($0^\circ, 760\text{ мм}$) на тонну сухого топлива	196	291
Низшая теплотворная способность газа <i>ккал/м³</i>	4980	2525
Выход кокса в килограммах на тонну сухого топлива	687	482
Низшая теплотворная способность кокса <i>ккал/кг</i>	7140	4370
Производственные данные: Выход генераторного газа в m^3 ($0^\circ, 760\text{ мм}$) на тонну абсолютно сухого топлива	3620	1970
Низшая теплотворная способность газа <i>ккал/м³</i>	1380	1135
Всего тепла в газе на тонну, абсолютно сухого топлива <i>ккал</i>	5000000	2240000
Термический коэффициент полезного действия в %	74,5	57,0
Расчеты коксового газа: Всего тепла в газе сухой перегонки на тонну топлива <i>ккал</i>	975000	733 000
Всего тепла в коксовом газе на тонну сухого топлива (по разности) <i>ккал</i>	4025000	1507000
Объем коксового газа на тонну сухого топлива (по разности) m^3	3424	1679
Низшая теплотворная способность коксового газа <i>ккал/м³</i>	1175	900
Коэффициент полезного действия газификации кокса в %	82,2	71,6

Из этой таблицы видно, что в первом случае для топлива с небольшой влажностью и с меньшим содержанием летучих теплотворная способность коксового газа выше, чем во втором, т.е. при примерно одинаковых потерях доля сожженного кокса меньше: 17,8% против 28,4%.

ж) Количество газа

Если известны к.п.д. генератора и теплотворные способности газа и топлива, то этим самым определяется выход газа на единицу веса топлива. Следует заметить, однако, что непосредственный замер количества газа в производственной установке более надежен и легче осуществим, чем составление полного теплового баланса со всеми расходными статьями. Поэтому предпочтительнее измерять выход газа и на основании этого выхода по известным теплотворным способностям топлива и газа находить к.п.д. Здесь мы ограничимся только рассмотрением изменений объема газа при газификации углерода воздухом и водяным паром.

В таблице 39

приведены количества газа, образующиеся при газификации 1 кг углерода воздухом и паром, в соответствии с реакциями, обычно происходящими в газогенераторе. В таблице помещены также расходы воздуха и пара и значения теплотворной способности полученного газа, причем принято, что содержание кислорода в воздухе составляет 21% и что остатком является азот. В действительности содержание кислорода несколько меньше, но не настолько, чтобы, заметно отразиться на приведенных объемах газа и воздуха. Как видно из таблицы 39, при одной и той же величине к.п.д. объем полученного газа будет тем больше, чем больше вводится воздуха и меньше пара, причем увеличение доли воздуха обуславливает понижение теплотворной способности газа. Поэтому можно сказать, что за исключением случаев подвода вместе с воздушным дутьем очень большого количества пара работа генератора будет более эффективной при меньшем содержании азота в газе.

Таблица 39. Количества образующегося газа из 1 кг углерода при газификации воздухом и водяным паром.

Реакция углерода с воздухом и водяным паром		Выход газа по отношению к твердому углероду $\text{м}^3/\text{кг}$ (0°, 760 мм)	Низшая теплотворная способность холодного газа $\text{ккал}/\text{кг}$ (0°, 760 мм)	Расход воздуха по отношению к твердому углероду $\text{м}^3/\text{кг}$ (0°, 760 мм)	Расход пара по отношению к твердому углероду $\text{кг}/\text{кг}$
Воздух	$\text{C} + \text{O}_2 + \frac{79}{21}\text{N}_2 = \text{CO}_2 + \frac{79}{21}\text{N}_2$	8,90	0	8,9	0
	$\text{C} + \text{CO}_2 + \frac{79}{21}\text{N}_2 = 2\text{CO} + \frac{79}{21}\text{N}_2$	10,75	1057	0	0
	$2\text{C} + \text{O}_2 + \frac{79}{21}\text{N}_2 = 2\text{CO} + \frac{79}{21}\text{N}_2$	5,37	1057	4,45	0
Водяной пар	$\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2$	3,73	2810	0	1,5
	$\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2$	5,60	1715	0	3,0

4 ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ ГАЗИФИКАЦИИ

Первоначальные капиталовложения в газогенераторную установку с улавливанием побочных продуктов обычно оказываются выше, чем в обыкновенную установку без улавливания. Тем не менее при выборе топлива и типа газогенераторов следует исходить не только из соображений наивысшего к.п.д. и качества газа, но также и с точки зрения получения побочных продуктов, которое может сопутствовать образованию генераторного газа при газификации того или иного вида топлива.

Можно считать, что среди других генераторов, вырабатывающих холодный очищенный газ, генератор с улавливанием побочных продуктов и низкой температурой отходящих газов позволяет достигнуть, наибольшего к.п.д. Помимо высокого термического к.п.д. этот тип генератора позволяет попутно получать ряд азотистых удобрений и жидких углеводородов, которые с народнохозяйственной точки зрения представляют большую ценность, так как могут быть использованы во многих отраслях промышленности более эффективно, чем в качестве составной горючей части газообразного топлива. При соответствующих условиях и применении различных топлив, в газогенераторе могут образоваться следующие побочные продукты: аммиак, сжижаемые углеводороды и другие органические соединения, содержащиеся в газе, и сера.

Ниже мы рассмотрим те условия, которые являются оптимальными для получения в максимальном количестве каждого из перечисленных побочных продуктов, и те результаты, на которые можно рассчитывать при газификации того или иного вида топлива.

а) Общие данные по поведению топлив при сухой перегонке

Ранее в разделе об образовании компонентов генераторного газа без участия воздуха и водяного пара указывалось, что при нагревании топлива без доступа воздуха происходит термическое разложение его органической массы с выделением жидких и газообразных продуктов и с образованием твердого остатка. Последний в зависимости от температуры, при которой происходила сухая перегонка, носит название полукокса или кокса.

Термическое разложение топлива при сухой перегонке происходит в следующей последовательности. Вначале из топлива выделяется гигроскопическая влага, затем начинается выделение газов и так называемой воды разложения. Из газов вначале появляются углекислота, сероводород и окись углерода и только при дальнейшем нагревании выделяются тяжелые углеводороды, метан и водород. Выделение смол начинается с 250÷350°C и практически заканчивается при 50,0÷550°C. Температурный интервал образования смол для различных топлив различен. Выше 550°C происходит только дальнейшее выделение газов сухой перегонки, состоящих главным образом из водорода.

Строго разграничить отдельные этапы в процессе сухой перегонки топлива не представляется возможным, так как они обычно налагаются друг на друга, например, выделение углекислоты и воды разложения обычно начинается раньше окончания выделения гигроскопической влаги.

Перегонка топлив при низких температурах (до 500÷550°C) именуется швелеванием, а перегонка топлив при высоких температурах (до 1000÷1100°) – коксованием.

Для проведения швель-анализа топлива предложена различная аппаратура, как-то: стеклянная реторта Грефе, алюминиевая реторта Фр. Фишера, вращающаяся реторта Фр.

Таблица 40. Выходы продуктов швелевания торфа в зависимости от типа применяемой аппаратуры

Тип аппаратуры	Выходы в %			
	смолы	воды раз- ложения	полу- кокса	газа и потери
Реторта Грефе	9,7	25,5	41,5	23,3
Вращающаяся реторта	12,6	25,0	33,6	28,8
Алюминиевая реторта	18,2	22,2	40,9	18,7

Фишера и др. Результаты швель-анализа в значительной степени зависят от типа применяемой аппаратуры (см. таблицу 40).

При употреблении реторты Грефе весьма трудно достигнуть постепенного и равномерного нагрева

топлива и избежать местных его перегревов. Поэтому вследствие происходящего разложения смолы общий выход ее получается значительно меньшим по сравнению с алюминиевой ретортой.

В СССР для проведения швель-анализа топлива обычно принято пользоваться алюминиевой ретортой, которая позволяет получать выходы, наиболее близкие к максимально возможным. Вращающаяся реторта Фр. Фишера употребляется для проведения сухой перегонки больших количеств топлива. Аппаратура для проведения сухой перегонки топлива при высоких температурах не стандартизована. Лабораторное испытание топлива на перегонку при высоких температурах в практике газогенераторных установок производится лишь в исключительных случаях, обычно же для суждения о возможных выходах смолы и количестве и составе газа пользуются результатами швель-анализа

В таблице 41 приведены результаты швель-анализа различных видов топлива, дающие представление о порядке выходов отдельных продуктов при нагревании без доступа воздуха до 500÷540°C.

При сухой перегонке молодых видов топлив растительного происхождения в сконденсированных продуктах, помимо смолы и воды разложения, содержатся жирные кислоты, метиловый спирт и ряд других продуктов, имеющих товарную ценность.

Из жирных кислот встречаются муравьиная, уксусная, пропионовая, масляная, валериановая и др. Вследствие того, что содержание уксусной кислоты превалирует, принято объединять общий выход жирных кислот под понятием выхода уксусной кислоты.

Результаты сухой перегонки различных пород дерева приведены в таблице 42.

Таблица 41. Выходы продуктов термического разложения различных топлив при нагревание без доступа воздуха.

Наименование топлива	Выходы в процентах на сухое топливо				Исследователи
	полукокс	смола	влага разложения	газ и потери	
Торф	42,0÷45,0	16,0÷21,0	16,0÷23,0	16,0÷24,0	М. А. Гофтман [35]. Раппопорт и Тимофеев [38].
Бурые угли (СССР):					
Подмосковный уголь	71,0÷76,5	4,8÷7,8	3,6÷10,7	11,4÷12,8	
Челябинский уголь	60 ÷71,6	2,7÷6,3	5,4÷10,3	5,4÷10,9	
Каменные угли СССР:					М. А. Гофтман и Крым [37]. Титов и Галле [38]. Н.М. Караваев [39]. Караваев, Раппопорт и Коржев [39, 40]. Караваев и Раппопорт [39]. Караваев и Раппопорт [39] Караваев [41].
Лисичанский уголь	70,1÷74,3	10,3÷18,1	1,1÷9,7	7,6÷16,3	
Тквибульские угли	70,0÷77,0	6,8÷12,7	4,2÷6,0	3,6÷6,2	
Кизеловский уголь	72,0÷73,0	14,0÷17,0	1,0÷4,0	7,8÷8,4	
Кузнецкие угли	71,0÷74,7	10,2÷16,6	2,0÷7,0	4,2÷13,5	
Кемеровские угли	81,9÷89,8	4,6÷10,5	2,0÷2,4	3,4÷5,9	
Прокопьевские угли	89,5÷93,7	2,2÷3,3	0,8÷2,9	3,3÷5,1	
Печерские угли	81,3÷86,1	2,7÷8,3	1,7÷6,4	9,2÷14,7	

Влажность образцов древесины, подвергавшихся сухой перегонке, составляла 7÷9%. Выходы продуктов даны на влажную древесину.

Как видно из приведенных данных, выходы уксусной кислоты и метилового спирта при сухой перегонке лиственных пород почти в два раза больше, чем при перегонке хвойных пород. В таблице 43 приведены данные по выходам воднорастворимых соединений, получающихся при термическом разложении торфа.

Таким образом вид торфа почти не

Таблица 42. Результаты сухой перегонки различных пород дерева

Продукты сухой перегонки	Сосна %	Ель %	Береза %	Бук %
Уголь	37,83	37,81	31,80	34,97
Смола	11,79	8,08	7,93	8,11
Растворимая смола и прочие органические вещества	8,03	7,75	8,15	5,89
Вода (общая)	22,27	25,70	27,81	26,58
Уксусная кислота	3,50	3,19	7,08	6,04
Метиловый спирт	0,88	0,96	1,60	2,07
Ацетон	0,18	0,20	0,19	0,20

Таблица 43. Выходы воднорастворимых соединений при термическом разложении торфа (Стрелков).

Вид торфа	Жирные кислоты	Фенолы летучие	Фенолы нелетучие	Общий азот	
				при газификации	при коксовании
Верховой	1,5	0,37	0,43	0,3	0,176
Низинный	1,42	0,36	0,44	0,54	0,420

сказывается на выходах уксусной кислоты и фенолов. Что же касается выхода общего азота, то для низинных торфов выходы получаются почти в два раза большие, чем для верховых.

Среди жирных кислот, так же как и при термическом разложении древесины, встречаются низшие и высшие гомологи уксусной кислоты, содержание же самой уксусной кислоты, как это видно из таблицы 44, составляет от 71,2 до 80% от общего выхода жирных кислот.

Таблица 44. Состав жирных кислот, получающихся при термическом разложении торфа (Стрелков).

Вид торфа	Состав жирных кислот в %					
	муравьиная кислота	уксусная кислота	пропионовая кислота	масляная кислота	валериановая кислота	высшие кислоты
Верховой	10,8÷13,3	71,2÷76,5	6,7÷9,9	3,5	0,3	1,3
Низинный	6,4÷8,3	72,7÷80,0	5,0÷7,0	1,3	1,5	2,0

В дальнейшем отдельные продукты термического разложения топлив рассматриваются в зависимости от их значимости.

Процесс термического разложения топлив протекает с различным тепловым эффектом, причем, как показали произведенные исследования, между величиной теплового эффекта и содержанием кислорода в топливе существует определенная зависимость. Эта зависимость представлена графически на рис. 23, на котором даны

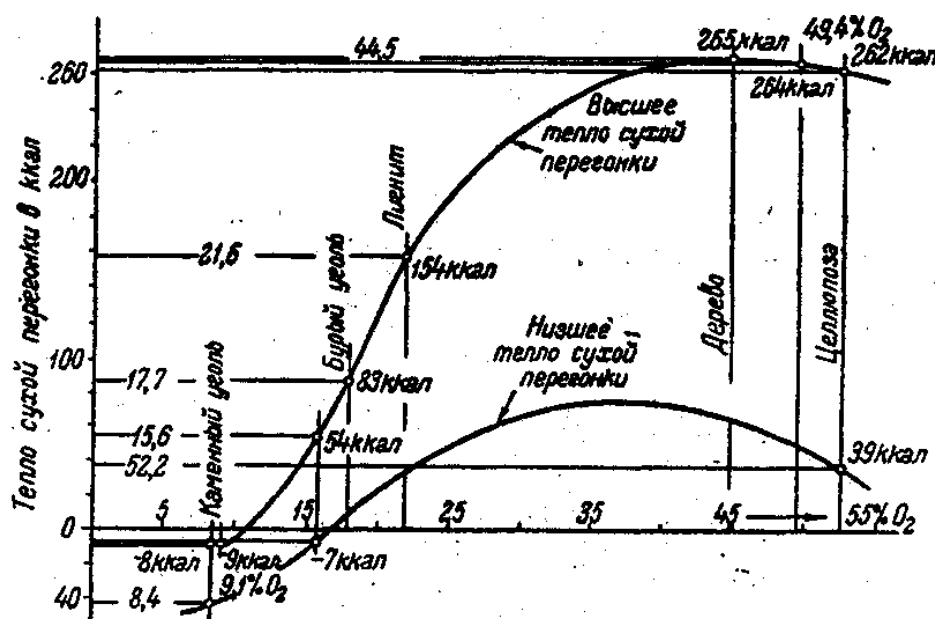


Рис. 23. Теплота, выделяемая при термическом разложении топливами с различным содержанием кислорода

кривые, соответствующие высшему и низшему пределам тепла, выделяющегося при сухой перегонке. Практическое значение имеет лишь низший предел тепла, поскольку в процессе газификации влага и смола получают в парообразном состоянии.

Как видно из рисунка 23, тепловой эффект (считая по низшему пределу тепла) возрастает вместе с увеличением содержания кислорода в топливе, причем это возрастание происходит лишь до определенного предела, которому соответствует содержание кислорода в топливе около 35%, после которого величина теплового эффекта начинает уменьшаться.

Для топлив с содержанием кислорода менее 16% (каменные и бурые угли) низший предел тепла имеет отрицательное значение, иначе говоря, процесс термического разложения сопровождается поглощением тепла. *

б) Аммиак

Роль азота топлива. При современном развитии газогенераторного дела в образовании аммиака участвует только азот топлива. Это заключение основывается на том, что содержание азота в аммиаке, полученном на газогенераторной установке, всегда меньше, чем содержание азота в исходном топливе, и изменяется в зависимости от рода топлива.

Ранее неоднократно делались попытки получить аммиак в генераторной установке синтетическим путем за счет реакции азота воздуха с водородом, полученным при разложении водяного пара. Однако до настоящего времени ни одна из подобных попыток не увенчалась успехом.

Содержание азота в топливе обычно невелико и в редких случаях превышает 3%. Высоким содержанием азота отличаются торфы, причем у сфагновых торфов содержание азота колеблется от 1,5 до 2,0%, а у осоковых нередко достигает 3%. Содержание азота в одном и том же виде топлива может весьма значительно колебаться; нередко содержание азота в смежных пластах угля колеблется в пределах до 25%. Как правило уголь содержит тем больше азота, чем больше в нем летучих веществ, в особенности же кислорода. Чрезвычайно высоким содержанием азота отличаются некоторые японские угли. Так например, уголь Юбари (Хоккайдо) содержит на сухую беззольную массу 3,62% азота.

Азот топлива при газификации в основном переходит в газ в виде азота и аммиака. Некоторая незначительная часть азота переходит в смолу.

Так как содержащийся в топливе азот является единственным источником образования аммиака, то чем выше его содержание в топливе, тем вероятнее высокий выход аммиака. Но поскольку форма азота в топливе меняется от одного вида топлива к другому, то мы не в состоянии по одному лишь элементарному анализу более или менее определенно судить о том, каков будет на практике выход аммиака при данном содержании азота в топливе.

Поступающее в генератор топливо подвергается более или менее постепенному нагреву, причем сначала происходит сухая перегонка с выделением летучих веществ (за счет тепла нагретых газов, идущих снизу), а затем уже газификация коксового остатка.

*Поэтому все количество образовавшегося аммиака можно рассматривать полученным в две стадии: при сухой перегонке топлива и при последующей газификации кокса. Эти стадии могут перекрывать друг друга в зависимости от содержания летучих, конструкций генератора и относительного количества воздуха и пара в подаваемой под колосники генератора паровоздушной смеси. Ниже мы ознакомимся отдельно с условиями образования аммиака из летучих составляющих топлива при его нагревании и из коксового остатка при газификации и в заключение рассмотрим совместное влияние обоих процессов применительно к условиям работы промышленных газогенераторов. *

Образование аммиака в процессе сухой перегонки топлива. Изучением распределения азота при сухой перегонке топлив занималось большое количество исследователей. Некоторые данные по этому вопросу приведены в таблице 45, из которой видно, что на долю свободно выделяющегося азота и азота, содержащегося в коксе, приходится большая часть всего азота топлива.

Результаты упомянутых исследований показывают, что форма отщепления азота меняется с природой топлива, причем молодые топлива, дающие малые выходы кокса, удерживают меньшие относительные количества в коксе и больше отдают в виде аммиака. Опыты Кристи кроме того показали примерное соответствие одинаковых выходов кокса одинаковым количеством удерживаемого азота (см. таблицу 46). Опыты автора по определению выхода аммиака при сухой перегонке различных видов топлива (см. таблицу 47) показали некоторое отклонение от указанного правила; однако это отклонение, относящееся к молодым видам растительного топлива, представляет не столько практический, сколько теоретический интерес, так как указанные виды топлива мало

Таблица 45. Распределение азота топлива между продуктами сухой перегонки.

Топливо	Распределение азота в %				Исследователь
	Аммиак	Смоляные масла, циан и т.д.	Свободный азот и потери	Кокс	
Дургемский уголь	14,50	1,56	35,26	48,68	Фостер [43].
Вестфальский газовый уголь I	11,90	3,10	55,0	30,00	Кноблаух [44].
Вестфальский газовый уголь II	14,10	3,20	47,1	35,60	Кноблаух [44].
Саарский уголь	15,90	4,10	16,1	63,90	Кноблаух [44].
Дургемский уголь	15,16	4,41	37,12	43,31	Шорт [48].
Сланец из Броксбурна	32,8	20,00	1,50	45,70	Роуэн

Таблица 46. Влияние природы топлива на распределение азота в продуктах сухой перегонки (Кристи) [46].

	Антрацит	Газовый уголь			Торф
	Аахен	Аахен	Консоли - дейшен	Йоркшир	Бремен
Выход кокса при сухой перегонке	94,8	77,3	68,4	64,5	31,7
Азот топлива в %:					
в коксе	63,65	54,0	43,6	42,6	24,0
в аммиаке	25,85	33,8	29,1	29,5	40,3
в прочих летучих	10,5	12,2	27,3	27,9	35,7

Таблица 47 Влияние природы топлива на выход аммиака (Рамбуш).

	Битуминозные топлива				Лигниты		Торф	Шелуха семян	Древесные отбросы
	Ноттингхэмшир	Шотландия	Франция	Южная Африка	Испания	Австралия			
Топливо:									
летучих в %	31,7	32,2	15,56		49	50,8	67,9	73,3	82,4
азота в %	1,42	1,44	1,12	1,3	0,67	0,63	2,8	0,7	0,18
Аммиак, получаемый при сухой перегонке, в процентах от азота топлива	12,9	20,2	15,3	23,4	35	22	50,4	15	2,5

пригодны для промышленного использования с целью получения аммиака.

Сходные с Кристи результаты были получены также Рау и Ламбри [47], изучавшими влияние температуры (см. таблицу 48). Майер и Альтмайер [48] изучали распределение азота в продуктах сухой перегонки также в зависимости от температуры. Полученные ими результаты при нагревании саарского угля с содержанием азота 1,13% в продолжение 3 часов приведены в таблице 49.

Таблица 48. Выход азота в виде аммиака при сухой перегонке различных топлив в процентах от всего заключенного в топливе азота в зависимости от температуры.

		Газопла- менный уголь (шахта Бисмарк)	Газовый уголь (Цольфе- рейн)	Коксую- щийся уголь (Альтдорф)	Антрацит (Кольшейд)
Сухое топливо	Содержание летучих в %	34,63	29,61	19,85	7,59
	Зольность в %	2,14	2,58	3,67	5,12
Выход азота в процентах в виде аммиака при нагреве до температуры °С	390	2,6	1,1	1,6	1,5
	510	8,6	5,6	4,5	3,6
	670	25,3	24,1	19,4	14,9
	815	31,1	30,6	25,6	22,2

ТАБЛИЦА 49. Влияние температуры на распределение азота в продуктах сухой перегонки.

Температура °С	600	700	800	900
Продолжительность подъема темпера- туры, мин	30	40	54	75
Выход кокса при сухой перегонке в %	69,6	68,1	65,5	65,0
Переход азота топлива (в процентах) в:				
кокс	72,4	70,1	65,2	62,1
аммиак	10,6	19,6	21,7	20,8
газ	5,13	7,98	9,43	15,61
смолы, соли цианистой кислоты и т.д.	11,87	2,32	3,67	1,49

На основании данных таблиц 47, 48, 49 можно прийти к выводу, что выход аммиака выше всего при температурах около 800°C, и что при более высокой температуре 900°C его выход снижается вероятно потому, что происходит вторичный распад аммиака на водород и свободный азот. Далее, из таблиц видно, что при более низкой температуре в смолу и масла переходит больше азота, чем при более высокой температуре. Это как будто подтверждает и сухая перегонка броксбурнского сланца (таблица 45), которая велась в реторте при низкой температуре.

* По Зиммерсбаху [49] максимум выхода аммиака для верхнесилезского коксового угля лежит около 900°C, для вестфальских и нижнесилезских при 850°C. По данным Фоксвелла [50] оптимальная температура образования аммиака для разных углей колеблется между 500÷700° или 500÷800°C.

Что касается температуры, при которой начинает происходить выделение аммиака, то по данным Андерсона и Робертса [43] она для коксовых углей выше, чем для газовых: для первых при 400÷450°C, для вторых уже при 333°C выделяются пары с щелочной реакцией. По Герингу [51], выделение аммиака при нагревании торфа начинается уже при 300°C.

Влияние скорости нагрева угля на выход аммиака изучалось Кристи [46]. Нагревая уголь до 865°C в течение очень долгих периодов времени, он получил результаты, помещенные в таблице 50.*

Таблица 50. Выход аммиака в зависимости от времени нагревания.

Характер нагрева	Конечная температура °C	Время, в течение которого достигнута конечная температура	От всего количества азота в топливе переходит в %:		
			в кокс	в NH ₃	в прочие летучие
Очень медленный в электрической печи	865	170 час	37,35	27,45	35,20
Ускоренный в криптоловой печи	865	80 мин	56,92	18,25	24,83
Быстрый в печи Гриффина	865	12 мин	66,42	33,58	

На основе своих работ Кристи приходит к заключению, что чем скорее нагревается уголь, тем больше азота удерживается в коксе. Кристи предполагает, что соединения азота с углеродом в топливе являются очень стойкими нитридами, разлагающимися только при нагреве до высоких температур (вплоть до 1800°C) в продолжение длительного периода времени. Однако столь большая продолжительность нагрева (170 часов) не может оказаться рентабельной в практических условиях. Заключение Кристи относительно влияния скорости нагрева на выход аммиака было подтверждено последующими исследованиями и практическими наблюдениями.

Из рассмотренных экспериментальных данных можно вывести следующие заключения о количестве аммиака, выделяющегося из топлива при нагревании:

1. Выход аммиака зависит от природы топлива. Он обычно наименьший для видов топлива с малым содержанием летучих.

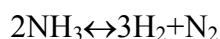
2. При постоянной температуре нагрева топлива в пределах от 500 до 900°C выход аммиака увеличивается с продолжительностью нагрева.

3. Оптимальной температурой в отношении максимального выхода аммиака является температура в пределах от 700 до 800°C.

4. Часть азота выделяется из топлива в свободном состоянии. Высокие температуры способствуют разложению уже образовавшегося аммиака и тем самым увеличивают количество свободного азота, выделяющегося из топлива.

Выделение аммиака при газификации кокса. Переходя к изучению превращений “связанного” азота топлива в аммиак, остановимся, прежде всего, на физико-химических законах, управляющих разложением аммиака.

При нагревании аммиак распадается на элементарные газы – азот и водород. Количество продуктов распада зависит от продолжительности соприкосновения и от температуры и давления в системе. По истечении достаточно большего промежутка времени эти три газообразные компонента (азот, водород и неразложившийся аммиак) можно считать находящимися в состоянии динамического равновесия согласно следующей обратимой реакции:



В таблице 51 приведены значения объемных процентных содержаний этих трех газов в их смеси в зависимости от температуры системы в условиях достигнутого равновесия.

Данные этой таблицы показывают, что температура системы имеет большое влияние на образование аммиака, выход которого быстро снижается с ростом температуры. Выше 600°C аммиак вообще должен практически исчезнуть в смесях, достигших состояния полного равновесия.

В действительной газогенераторной практике не приходится иметь дело с газообразной смесью, которая состояла бы только из азота, водорода и аммиака, т.к. эти газы всегда бывают разбавлены другими. Так например, при газификации английского каменного угля среднего качества (дающего около 40 кг сульфата на тонну), автор получил приблизительно следующие значения объемной концентрации этих газов в процентах:

NH_3 0,4÷0,5,

H_2 20÷25,

N_2 44÷48.

Остаток приходится на долю, прочих газов. Отсюда видно, что относительные объемы газов, участвующих в практических реакциях образования аммиака, совершение отличны от указанных в таблице 51 значений при равновесном состоянии.

В условиях установившегося равновесия константа диссоциации K определяется следующим выражением:

$$K = \frac{p_{\text{N}_2} \cdot p_{\text{H}_2}^3}{p_{\text{NH}_3}^2}$$

где p_{N_2} , p_{H_2} и p_{NH_3} представляют парциальные давления соответствующих газов.

Увеличение концентрации азота или водорода при этих условиях вызвало бы у аммиака также стремление к повышению концентрации. Но в то время как на прибавку азота аммиак реагировал бы увеличением своей концентрации пропорционально корню квадратному из увеличения концентрации азота, увеличение содержания водорода повысило бы концентрацию аммиака пропорционально степени 3/2. Снижение концентрации азота и водорода сказалось бы соответственно в противоположном направлении.

Нетрудно убедиться, что на практике, где процесс ведется при температуре выше 600°C, в газах всегда находится гораздо меньше водорода, чем требуется для равновесного состояния, и однако же выход аммиака не снижается до того уровня, который соответствовал бы установившемуся состоянию равновесия с водородом пониженной концентрации. Основная причина этого явления заключается в том, что скорость распада аммиака на его составляющие очень мала и что поэтому в производственных условиях из-за недостаточного времени пребывания газов в генераторе не бывает даже отдаленного приближения к состоянию равновесия.

В таблице 52 по данным Боденштейна и Кранендика [52] приведены значения скорости изменения концентрации аммиака по времени dx/dt при нагревании: первоначально чистого газообразного аммиака при температурах 780 и 880°C.

Через p_{NH_3} в таблице обозначено начальное парциальное давление аммиака. В столбцах, помеченных N_2+3H_2 , проставлены образовавшиеся количества N_2+3H_2 , определенные по измеренному повышению давления.

Из таблицы 52 явствует, что даже по истечении 100 минут не наступает полного разложения аммиака. Из таблицы далее видно, как скорость разложения падает с понижением концентрации аммиака. На основании всех этих соображений становится ясным, почему в газогенераторах с улавливанием побочных продуктов, где среднее значение фактора времени (продолжительности соприкосновения) вряд ли превышает 5

Таблица 51. Равновесие аммиака
(по Габеру), Давление = 1 атм. абс.;

Температура °C	Состав газовой смеси (в объемных процентах)		
	NH_3	H_2	N_2
27	98,51	1,12	0,37
327	8,72	64,46	22,82
627	0,21	74,84	24,95
927	0,024	75,0	25,0
1020	0,012	75,0	25,0

Таблица 52. Скорость разложения аммиака.

Время мин	Температура 780°C				Температура 880°C			
	$p_{NH_3} = 145 \text{ мм}$		$p_{NH_3} = 235 \text{ мм}$		$p_{NH_3} = 225,5 \text{ мм}$		$p_{NH_3} = 614,6 \text{ мм}$	
	рт. ст.		рт. ст.		рт. ст.		рт. ст.	
	N_2+3H_2 мм рт. ст.	dx/dt	N_2+3H_2 мм рт. ст.	dx/dt	N_2+3H_2 мм рт. ст.	dx/dt	N_2+3H_2 мм рт. ст.	dx/dt
0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	46,4	4,65	48,8	4,9	60,0	6,0	100	10
10	69,6	2,3	81,0	3,2	115,1	5,4	197,9	9,8
15	84,4	1,48	102,2	2,12	—	—	283,0	8,4
20	94,3	1,0	119,9	1,78	196,7	4,0	352,8	7,0
100	157,1	0,25	226,4	0,36	—	—	769,4	1,2

секунд, в большинстве случаев не имеет места значительное разложение образовавшегося аммиака.

В генераторном газе, содержащем побочные продукты газификации, аммиак присутствует в большем количестве, чем соответствует равновесию при температуре его образования. Поэтому естественно возникает вопрос: каким же путем образуется аммиак? В этой области проделаны значительные исследования, в особенности по линии воздействия других газов на количество образующегося аммиака.

Давно уже известно, что водяной пар благоприятствует образованию аммиака. Первые опыты в этой области были произведены в восьмидесятых годах прошлого столетия Грувеном в Германии и Юнгом, Рамзейем и Бэйльби [53] в Англии.

Результаты этих опытов приведены в таблице 53. Во время опытов чистый водяной пар пропусклся через кокс (остаток от предварительной трехчасовой дистилляции угля) при переменной длительности соприкосновения и при различных температурах.

Таблица 53. Образование аммиака из азота топлива при воздействии водяным паром.

	Продолжи- тельность час	Температура кокса ° C			
		600	700	800	900
Посредством только сухой перегонки в %	3	10,83	19,17	21,38	20,57
При подводе пара в %	6	13,04	20,85	23,12	23,84
	9	3,17	8,53	9,64	5,35
	12	1,84	5,10	6,12	2,21
	15	0,17	3,17	3,71	—
	18	—	1,50	2,14	—
	21	—	—	1,12	—
Суммарный выход в процентах от количества азота в топливе	—	29,05	58,32	67,23	51,97

Эта таблица указывает, во-первых, что чем дальше продолжается “пропаривание” кокса, тем больше выход аммиака, и, во-вторых, что наивысший выход его получается при температуре 800°C.

Зальманг [54], газифицируя кокс в различных условиях, приходит к следующим заключениям:

а) При газификации кокса углекислотой количество азота, переходящее в аммиак, составляет 2÷3% при употреблении высушенного CO_2 и 17% при влажном CO_2 . Между тем в коксе заключалось столько водорода, что с ним могло бы соединиться и образовать аммиак в 4 раза большее количество азота, чем было в наличии. Отсюда следует, что водород кокса не принимает вовсе участия в образовании аммиака и что только водяной пар является агентом, образующим аммиак.

б) Отношение количеств углерода и азота в коксе остается практически неизменным на различных стадиях газификации. Отсюда становится вероятным предположение, что азот существует в коксе в виде очень стойкого нитрида, равномерно распределенного по всей массе кокса.

в) Разложение аммиака сильно задерживается присутствием водяного пара.

г) Добавка или присутствие окислов и солей влияет на образование аммиака. Так, прибавка углекислого кальция к коксу в количестве 5% приводила к сильному возрастанию количества аммиака. Подобное же явление наблюдалось от введения окиси железа Fe_2O_3 . В случае коксовых остатков с высоким содержанием золы и серы добавка CaCO_3 имела следствием значительное увеличение выхода аммиака.

В связи с выводом (а) Зальманга следует иметь в виду, что CO_2 является таким же эндотермическим агентом, как пар, и что единственными продуктами газификации кокса паром, отличающимися от продуктов газификации кокса углекислотой, являются водород и неразложившийся водяной пар. Поэтому агентами, образующими аммиак, могут быть или водяной пар или водород. В настоящее время обычно принимают, что водород в момент образования (*in statu nascendi*) обладает большим сродством к азоту, чем водород в любом другом состоянии.

Кобб и Монкхауз [55] исследовали влияние качества кокса, полученного при разных температурах коксования, на выход аммиака при действии различными газами. С целью приблизить обстановку опытов к практическим условиям они работали при продолжительности контакта газов с коксом от 2 до 6 секунд. Результаты их опытов приведены в таблицах 54, 55, 56.

Таблица 54. Влияние качества кокса на выход аммиака при воздействии на кокс различных газов

	Температура коксования °C					
	500		800		1100	
	Протекающий газ					
	Азот	Водород	Азот	Водород	Водород	Водород и пар
Азот в аммиаке в %	11,7	34,2	0,3	3,9	0	5,7
Остаток азота в коксе в %	60,4	28,2	70,2	59,0	100	87,9
Свободный азот (по разности) в %	27,9	37,6	29,5	37,1	0	6,4

Характер кокса, подвергавшегося испытаниям, был следующий: низкотемпературный кокс – мягкий, кокс, полученный при 800°С, – средней твердости, и, наконец, высокотемпературный (1100° С) – чрезвычайно твердый.

Из данных таблицы 54 следует: при мягком (менее обуглероженном) коксе пропускание водорода более способствует образованию аммиака, чем пропускание азота. При коксе средней твердости образование аммиака ничтожно в обоих случаях, хотя влияние отдельных газов то же, что и при мягком коксе. Наконец, при высокотемпературном твердом коксе образования аммиака в обоих случаях совершенно не происходит. Далее важно отметить, что когда в опытах с твердым коксом к потоку водорода был добавлен пар, то наблюдалось равномерное улетучивание аммиака, которое не успело закончиться к концу опыта.

Это же подтверждают и данные, приведенные в таблице 55. Количество пара в описанных опытах соответствовало температуре насыщения газов 87÷88° С.

Таблица 55. Влияние последовательного действия потоков различных газов при температуре 800° С на переход азота, содержащегося в низкотемпературном мягком коксе, в аммиак.

	Азот (один)	Азот и водород последова- тельно	Азот + во- дород и пар + азот последова- тельно	Азот (один)	Азот и пар последова- тельно
	1	2	3	4	5
Азот в аммиаке в %	10,1	41,1	79,2	10,7	80,3
Остаток азота в коксе в %	70,3	38,3	0	69,7	0
Свободный азот (по разности) в %	19,6	20,6	20,8	19,6	19,7

Таблица 56. Выход аммиака в зависимости от температуры при работе с водородом и водяным паром.

		Кокс при 500°		Кокс при 1000°
		в струе Н ₂	в струе водяного пара	в струе водяного пара
Содержание N в коксе в %		1,87	1,87	0,58
Выделившийся в виде NH ₃ азот в процентах от всего азота кокса	500	0,38	—	—
	600°	20,85	21,35	—
	700	24,18	51,29	—
	800°	13,21	25,65	1,36
	900°	6,50	—	95,40
	1000°	3,10	—	0,59
Сумма		68,20	98,3	97,3
Осталось азота в коксе в %		13,20	—	—
Не обнаружено азота в %		20,60	1,7	2,7

Влияние температуры процесса на выход аммиака при пропускании водорода из водяного пара иллюстрируют цифры таблицы 56.

* Из приведенных данных следует, что наибольший выход аммиака имел: место при воздействии на кокс водяного пара, причем отщепление азота в случае низкотемпературного кокса происходило значительно легче и при более низких температурах, чем для высокотемпературного. Последнее обстоятельство объясняется тем, что содержащийся в коксе азот показывает, как правило, тем большую реакционную способность, чем ниже была температура коксования. Это находится в связи с изменением общей реакционной способности кокса в зависимости от температуры коксования.

При воздействии на кокс струи H_2 отщепление азота идет значительно медленнее и далеко не так полно, как при воздействии водяного пара. До сих пор окончательно не выяснено, чем объясняется благотворное влияние пара на выход аммиака. Некоторые исследователи считают, что причиной этому является повышенная, реакционная способность водорода *in statu nascendi*, образующегося при разложении водяного пара. Другие, как д-р Никодем Каро [56], находят объяснение этому в гидролизующем действии водяного пара *.

Таким образом в отношении влияния различных факторов на образование аммиака в процессе газификации кокса можно сделать следующие выводы:

- 1) азот содержится в коксе в весьма устойчивых соединениях;
- 2) участие водяного пара является необходимым для превращения азота кокса в аммиак;
- 3) природа кокса влияет на скорость образования аммиака, и
- 4) количество аммиака в газе не отвечает его равновесному состоянию с азотом и водородом. Разложение аммиака предотвращается главным образом вследствие медленности этого процесса.

Образование аммиака в генераторах. Так как в генераторе нельзя отчетливо разграничить отдельные зоны, которые обычно перекрывают друг друга, то указать точно области образования аммиака при сухой перегонке топлива и газификации кокса не представляется возможным. Несмотря на это, выводы, сделанные выше, остаются справедливыми и могут быть непосредственно применены и к непрерывному процессу газификации топлива в генераторах.

Исследование влияния количества пара, вводимого в генератор, на выход, аммиака было проведено Боном и Уилером [57]. Результаты, полученные ими при испытании генератора Монда, представлены в таблице 57, и по ним построены кривые рис. 24.

На рис. 24 изображены три кривые, нанесенные на график в зависимости от расхода пара. Кривые показывают: 1) выход азота топлива в виде аммиака, 2) процентное содержание водорода по объему в полученном газе и 3) суммарное количество разложившегося пара. Количества затраченного и разложившегося пара выражены в килограммах на килограмм газифицируемого связанного углерода, а не как обычно на килограмм загруженного угля. Мы считаем, что введенный нами способ учета расхода пара является более показательным, так как в генераторе водяной пар реагирует обычно со связанным углеродом (а также со связанным азотом), а не с летучими составляющими топлива.

Из кривых этого рисунка видно, что количество азота, улавливаемого в виде аммиака, возрастает с увеличением содержания в газе водорода и с количеством, разложившегося водяного пара. Этим подтверждаются высказанные ранее соображения о воздействии водяного пара на кокс. Но вследствие того, что в общее количество улавливаемого аммиака входит также и “летучий” аммиак топлива, действительный эффект увеличенного расхода пара отражается на выходе аммиака сильнее, чем это выглядит по кривым рис. 24.

Данные Бона и Уилера типичны лишь постольку, поскольку идет речь о сравнительном воздействии переменного количества пара в определенном генераторе.

Однако, если приходится иметь дело с генераторами других конструкций, выводы, сделанные из испытаний Бона и Уилера, могут оказаться неприемлемыми.

ТАБЛИЦА 57. Получение аммиака в газогенераторах.

Испытатель	Генератор	Температура насыщенного воздушного дутья °С	Объемное содержание водорода в газе %	Приблизительное время пребывания сек	Расход пара по отношению к газифицируемому углероду		Отношение количества разложившегося пара к количеству введенного в %	Содержание азота в топливе в %	Выход чистого сернокислого аммония кг/т	Переход азота угля в аммиак в %
					Введено кг/кг	Разложилось кг/кг				
Бон и Уилер	Монда	60	16,6	2,1	0,77	0,672	87,4	1,39	17,5	26,5
		65	18,3	2,1	0,94	0,752	80,0	1,39	20,0	30,4
		70	19,65	1,9	1,37	0,84	61,4	1,39	23,0	35,0
		75	21,8	1,8	1,88	0,977	52,0	1,39	29,4	44,4
		80	22,65	1,7	2,64	1,056	40,0	1,39	32,4	49,0
Общество Пауэр Газ Корпорейшен	Монда	85	26,0	1,45	4,24	1,27	30,0	1,4	40,5	61,5
	Низкотемпературного типа	78	21,5	3,5	2,55	1,58	62,0	1,45	41,0	60,0
		75	20,5	>5	1,75	1,58	90,0	1,45	39,4	57,5

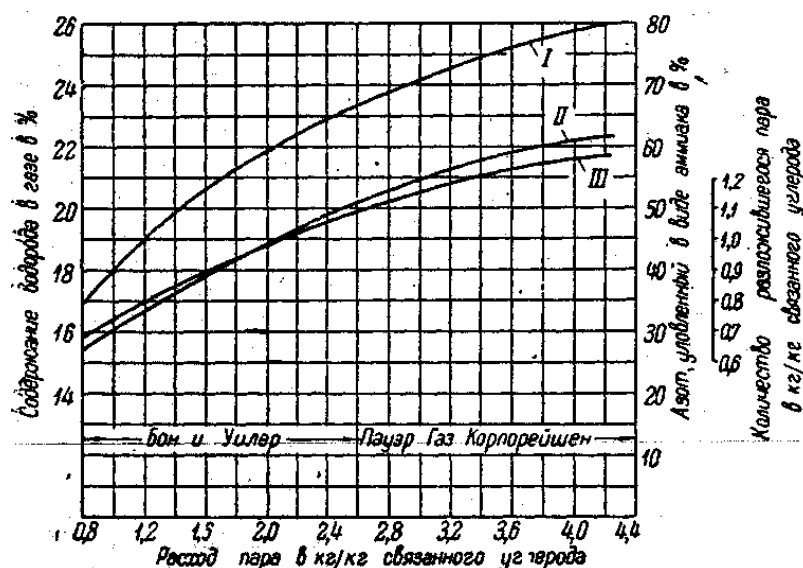


Рис. 24. Получение аммиака в генераторе Монда.

I—процентное содержание водорода в газе, II—процент азота, уловленного в виде аммиака, III—количество разложившегося пара в кг/кг связанного углерода.

Из других факторов следует отметить фактор времени и быстрое охлаждение образующегося аммиака.

Специально для выявления эффекта возрастания длительности соприкосновения между газом и топливом в таблице 57 помещены и результаты испытаний, проведенные обществом Пуэр Газ Корпорейшен.

Из данных таблицы 57 видно, что с возрастанием времени соприкосновения, т.е. с замедлением газификации топлива, выход аммиака сильно повышается даже при таких низких

расходах пара, которыми характеризуются испытания Бона и Уилера на генераторе Монда. И далее, при условии увеличения времени соприкосновения, даже при уменьшении количества подаваемого пара вдвое по сравнению с генератором Монда, выход аммиака остается неизменным.

В двух последних испытаниях, включенных в таблицу 57, количество неразложившегося пара меньше, чем при соответствующих температурах дутья, имевших место в опытах Бона и Уилера. Следовательно, вопреки мнению многих исследователей предохраняющее действие присутствующего в большом количестве неразложенного пара не является уже столь существенным фактором в образовании аммиака. Это обстоятельство особенно важно с экономической точки зрения, так как позволяет получать одинаковый выход аммиака при значительно меньшем расходе пара.

Влияние охлаждения газа на образование аммиака было исследовано Заксом [59], которому удалось посредством быстрого охлаждения газов при выходе из горячих зон генератора приблизительно удвоить выход аммиака. К сожалению в производственных условиях организовать эффективное охлаждение газа затруднительно.

Другой способ увеличения выхода аммиака заключается в добавке, к топливу извести. Холлингсхэд и Чадвик [59], работая в продолжение нескольких лет с добавкой от 1 до 2% извести-пушенки, доказали, что выход аммиака можно увеличить на 15%, не вводя никаких других изменений в нормальную эксплуатацию мондовской установки.

Заканчивая на этом рассмотрение условий образования аммиака в генераторах, дополним сделанные ранее выводы следующими соображениями. Для получения максимального выхода аммиака:

- 1) расход пара должен быть тем больше, чем меньше продолжительность времени соприкосновения газов с топливом;
- 2) добавку извести в соответствии с составом золы топлива следует производить во всех случаях, где это возможно, и
- 3) следует добиваться быстрого охлаждения газов, содержащих аммиак.

Обычно в газогенераторных установках с улавливанием побочных продуктов аммиак получается в виде сернокислого аммония, и поэтому на практике принято выражать удельный выход аммиака на единицу веса топлива в килограммах полученного сернокислого аммония на тонну газифицируемого угля. Однако выход аммиака в различных установках правильнее сравнивать другим способом, а именно по азоту, перешедшему в аммиак, в процентах от всего азота, заключенного в топливе.

Для быстрого перевода значений показателей выхода аммиака по обоим указанным способам построена диаграмма рис. 25, на которой по оси абсцисс отложены содержания азота в топливе в процентах, а по оси ординат – выход сернокислого аммония в килограммах на тонну угля. Нанесенные кривые представляют взаимозависимость этих величин для различных обычно встречаемых на практике значений коэффициента улавливания в пределах от 50 до 75%.

Эти кривые построены для сернокислого аммония с содержанием NH_3 – 25% (против теоретического 26,75%), вследствие чего при пользовании графиком, если желательно получить выход “чистого” сернокислого аммония в кг/т , значения, отсчитываемые по оси ординат, надо уменьшать на 3%.

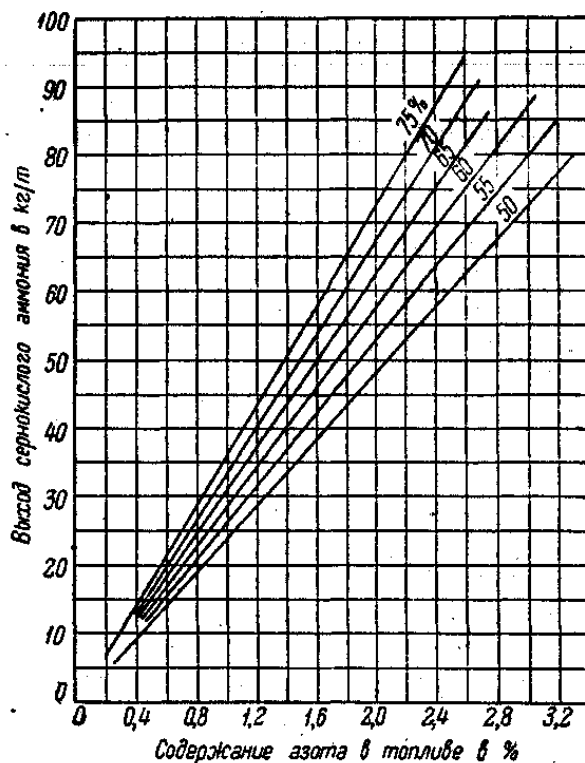


Рис. 25. Зависимость между коэффициентом улавливания азота и выходом сернокислого аммония.

* в) Смола.¹

Генераторные смолы. Получаемая при газификации любого битуминозного топлива смола по своему характеру в зависимости от процесса и типа газогенератора может быть первичной или вторичной.

Первичные смолы получают в тех случаях, когда топливо, загружаемое в генератор, не поступает сразу в зону высоких температур, а подвергается, постепенному и медленному нагреву.

Генераторный газ, проходящий через зону возгонки, не должен быть перегретым, а выделяющаяся смола не должна оседать на холодных частях топлива в верхних горизонтах шахты. В противном случае сконденсировавшаяся на топливе смола подвергнется новой перегонке и таким образом в большей или меньшей степени разложится.

При соблюдении этих условий получаемые смолы обладают всеми признаками первичных смол и незначительно отличаются по своему составу и свойствам от низкотемпературных смол, полученных в установках, работающих под вакуумом или же при постоянном токе индифферентного газа (шпюльгаза).

Вторичные смолы получают в тех случаях, когда холодные куски загружаемого в генератор топлива сразу попадают в область высоких температур (выше 450°C) и подвергаются резкому нагреву.

Разложение смол происходит частично в токе горячих газов, поднимающихся из нижних зон генератора, частично на нагретых поверхностях кусков топлива. Вследствие происходящего разложения выход вторичных смол из топлива одного и того же вида, как правило, значительно ниже, чем первичных.

Вторичные смолы, получаемые в газогенераторах, отличаются высоким содержанием ароматических и ненасыщенных циклических углеводородов и по своему составу и свойствам приближаются к смолам, получаемым в коксовальных установках.

О выходе смолы из какого-либо вида топлива нельзя судить по его элементарному анализу и по содержанию в нем летучих, так как последние для различных видов топлив в процессе термического разложения ведут себя различно.

Для некоторых топлив большая часть летучих переходит в газообразные продукты сухой перегонки, для других же в жидкие погонны – смолу. Поэтому о возможном выходе смолы из какого-либо топлива принято судить по результатам сухой перегонки, произведенной в лабораторных условиях.

Кроме указанных выше специфических условий, сопровождающих образование смол в газогенераторе, на их состав оказывают значительное влияние два следующих обстоятельства:

1. Объем газа в генераторе, приходящийся на тонну топлива, в 10÷20 раз больше объема газа, получаемого при сухой перегонке. Поэтому парциальное давление наиболее легких паров смолы настолько уменьшено в генераторном газе, что они в составе последнего ведут себя как постоянные газы, если только он не подвергается промывке жидкостями с особыми смолопоглощающими свойствами.

2. Атмосфера, в которой происходит образование смолы из топлива в газогенераторе, резко отличается от атмосферы смолообразования при сухой перегонке (при наружном обогреве). В генераторе перегонка топлива происходит при значительно больших количествах окиси углерода и азота и значительно меньших количествах содержащих водород газов.

Этими обстоятельствами в значительной степени объясняется тот факт, что состав газогенераторных смол всегда отличен от состава смол, получаемых при лабораторных испытаниях (даже при одинаковом количественном выходе).

¹ При переработке раздела о смоле частично использованы и цифровые данные приведенные Рамбушем. Таблицы 66, 67, 68, 69, 72, 73, 74 и 75 заимствованы из оригинала. Ред.

Ниже приводятся характеристики смол, получающихся при термическом разложении и газификации следующих видов топлив:

- 1) древесины;
- 2) торфа;
- 3) бурых углей;
- 4) каменных углей и
- 5) сланцев.

Наряду с результатами лабораторных исследований приводятся и данные, полученные на промышленных установках, позволяющие осветить вопросы образования смол и выявить роль и влияние отдельных факторов на их выходы и составы.

Смола из древесины. Главнейшими составными органическими частями древесины являются: целлюлоза, лигнин и гемицеллюлоза.

В среднем древесина содержит в процентах по весу: целлюлозы около 50%, лигнина около 20÷25% и гемицеллюлозы около 20÷25%.

Выходы смолы, получаемые при сухой перегонке основных составляющих древесины, различны между собой. В таблице 58 приведены результаты сухой перегонки некоторых видов целлюлозы [60].

Таблица 58. Выходы и составы смолы при сухой перегонке различных видов целлюлозы.

	Целлюлоза				
	из хлопка	из сосны	из ели	из березы	из бука
Выход смолы в %	4,18	4,85	6,28	9,58	5,23
Состав смолы: в %					
С	61,3	62,7	61,3	68,5	64,8
Н	7,0	8,0	6,8	7,7	6,7
О+Н	31,7	29,3	31,9	23,8	28,5

Из данных таблицы 58 видно, что как выходы, так и составы смол, полученных из различных видов целлюлоз, довольно близки между собой.

Исключение составляет целлюлоза березы, показавшая более высокий выход смолы, отличной и в отношении элементарного состава.

Поведение лигнина и гемицеллюлоз в процессе сухой перегонки изучено значительно меньше. По опытам Гейзера и Скъёлдебранда [61] при сухой перегонке лигнина, полученного из ели, выход смолы составил 13,0%.

По опытам Бергстрема [62] выход смолы при сухой перегонке гемицеллюлоз был определен в 11,1%. Эти данные, правда далеко недостаточные для составления исчерпывающего суждения все же позволяют сделать вывод, что выходы смолы, при термическом разложении лигнина и гемицеллюлоз значительно превышают выход смолы из целлюлозы.

В таблице 59 приведены данные о выходах и составах смол, полученных при сухой перегонке сосны, ели, березы и бука [60]. Перегонка производилась в реторте при температуре в 420°C, причем древесина содержала 7÷9% влаги.

Как видно, наибольший выход смолы получился при сухой перегонке сосны, являющейся наиболее смолистым из всех представленных в таблице пород дерева.

Влияние скорости проведения процесса сухой перегонки на выходы смолы видно из таблицы 60, составленной по данным Боргезани [63].

При газификации древесины в генераторах выход смолы в значительной мере зависит от формы и размеров загружаемой древесины. При газификации крупных

Таблица 59. Выходы и составы смолы при сухой перегонке некоторых древесных пород.

	Сосна	Ель	Береза	Бук
Выход смолы в %	11,79	8,08	7,93	8,11
Состав смолы в %				
С	68,5	66,10	65,10	61,70
Н	6,9	7,18	7,00	6,50
О + N	24,6	26,72	27,90	31,80

Таблица 60. Сухая перегонка каштана.

	Выход смолы в %	
	Медленная перегонка	Быстрая перегонка
Ствол	3,96	3,30
Ветви	4,32	3,60
Корни	4,06	3,38

поленьев выход смолы значительно ниже, чем при газификации щепы. Так например, для крупных поленьев выход смолы обычно составляет от 6,5 до 9,0%, считая на абсолютно сухую древесину, в то время как для щепы он колеблется в пределах от 10 до 17%. Как показывают опыты ЛенНИЛХИ (СССР), путем дальнейшего измельчения щепы можно еще более повысить выход смолы. Так например, при уменьшении размеров щепы с 64 до 45 мм выход смолы увеличился на 13,5%, причем одновременно возросли и выходы уксусной кислоты и метилового спирта.

Ниже приводятся некоторые данные о древесной генераторной смоле, полученной при газификации щепы смеси хвойных (80%) и лиственных пород (20%) в генераторе со швельшахтой системы AVG [64]. Исследованию подвергалась смола, полученная из электрофильтров. Смола содержала 15÷20% влаги в виде очень тонкой эмульсии, причем обычные методы удаления воды не дали заметного результата. Общая характеристика смолы: удельный вес 1,124 (25°C), температура вспышки 108°C, вязкость при 50°–7,8°, зольность – 0,3%. Содержание свободного углерода 1,04%; асфальтенов – 48,86%; оснований – 1,07%; карбоновых кислот – 9,83%; фенолов – 24,59%; нейтральных соединений – 15,61%. Элементарный состав смолы: С – 79,37%, Н – 8,43%, О+N – 12,18%; Q^c – 7700 ккал/кг. Выход смолы – 17,3% в расчете на сухую древесину.

При газификации щепы из смеси хвойных и лиственных пород в шахтном генераторе выход смолы составил (в пересчете на сухую древесину) 14,7%. Элементарный состав смолы: С – 63,3%, Н – 6,6%, О+N – 30,1%. Теплотворная способность при влажности $w = 2,8\%$, $Q_o^p = 5640$ ккал/кг.

При газификации чурок в генераторе системы Кросслей выход смолы составил около 6,5% на сухую древесину. Влажность смолы после отстаивания – 35%, удельный вес 1,035. Температура застывания 25÷30°C. Содержание асфальтенов 15,15%.

Древесные газогенераторные смолы представляют густые, малоподвижные жидкости темнокоричневого или черного цвета с резким специфическим запахом. Они находят такое же применение, что и смолы, получаемые при сухой перегонке дерева, т.е. идут на просмолку снастей и дерева, шпалопропитку, для выработки пека и т.д.

Торфяная смола. Состав первичной торфяной смолы в значительной степени зависит от состава и свойств исходного торфа. В зависимости от соотношения между неразложившимися растениями, входящими в состав торфа, и гуминовыми веществами, иначе говоря, от степени разложения торфа, торфяная смола приближается по своему составу либо к растительным либо к буроугольным смолам. Основная часть торфяной смолы, 50÷60%, образуется за счет битумов, остальное количество получается при разложении других составных частей торфа.

Выделение смолы начинает происходить при температуре около 250°C, причем процесс ее отгонки продолжается до 550°C. Дальнейший нагрев полукочка совершенно не

сказывается на выходах смолы и ведет лишь к увеличению выхода газа и аммиака [67,51].

Введение пара не влияет существенным образом на выход смолы и лишь меняет ее состав: количество кислых продуктов в ней значительно увеличивается. Выход кокса при этом несколько понижается вследствие образования водяного газа, а выход аммиака значительно увеличивается [51].

Высокая активность торфяного полукокса вызывает во время процесса сухой перегонки течение таких реакций, которые не наблюдаются при перегонке бурых и каменных углей. В частности, присутствие в первичной торфяной смоле значительных количеств гомологов бензола можно объяснить восстановлением фенолов торфяным полукоксом.

Смола из хорошо разложившегося сфагнового торфа содержит относительно много парафина, так как процентное содержание восков – источник образования парафина – растет с увеличением разложения.

Выходы смолы могут значительно колебаться даже для торфа одной и той же залежи, причем низинные горизонты торфа дают более высокие выходы. Результаты сухой перегонки некоторых торфов приведены в таблице 61 (главным образом по СССР).

Таблицам 61. Результаты сухой перегонки торфов различных болот.

	Степень разложения	Тип примененной аппаратуры	Максимальная температура перегонки	Выходы в %				Исследователь
				Полукок	Смола	Вода разложения	Газ и потери	
Галицкий мох	Средн.	Алюминиевая реторта	450	46,35	20,80	15,86	16,99	Инсторф [68]
Галицкий мох	”	”	520	41,30	21,10	17,00	20,60	”
Галицкий мох	”	”	515	42,50	17,48	18,95	21,07	Франк [69]
Электропередача	”	”	—	40,90	18,20	22,20	18,70	—
Елагинское 1,25 м	—	”	—	42,40	18,60	20,70	18,30	—
Елагинское 2,00 м	—	”	—	46,60	18,90	17,50	17,00	—
Красное	Средн.	”	500	42,30	16,10	21,30	21,60	Ниф КЛХТИ
Красное	”	”	500	47,80	16,90	22,50	16,30	”
Шувалово	”	”	500	46,60	15,90	19,46	18,04	—
Мезиновское	”	”	500	41,60	18,26	20,13	20,15	Инсторф [68]
Шваненбург	—	Медная реторта	—	32,10	6,50	35,00	26,40	Геринг [51]
Норвежский торф	—	—	—	24,00	8,60	37,00	32,40	”
Затолческое	—	Реторта Грефе	—	43,70	7,70	16,80	31,80	—
Затолческое	—	—	—	44,70	11,80	18,00	25,50	—
Зырянское	—	—	—	45,00	9,20	22,90	22,90	—
Синявинское	—	—	—	42,50	8,30	26,40	22,80	—
Чернораменское	—	—	—	43,10	8,40	20,90	27,60	—
Электропередача	—	—	—	41,50	9,70	25,50	23,30	—

Ранее уже указывалось, что в реторте Грефе так же, как и в медной реторте, с которой производил опыты Геринг, выходы смолы получаются преуменьшенными вследствие ее разложения. Наиболее надежные результаты по полукоксованию получаются при перегонке топлива в алюминиевой реторте Фишера.

По имеющимся данным первичная смола из хорошо разложившегося сфагнового

торфа содержит следующие группы соединений:

- 1) осаждаемых бензолом веществ 8%;
- 2) органических оснований 0,3%;
- 3) органических карбоновых кислот 0,2%;
- 4) фенолов 9,7%;
- 5) легких нейтральных масел 15,0%;
- 6) тяжелых 16,6%;
- 7) сырого парафина 11,2%;
- 8) остатка от перегонки 22,7%;
- 9) асфальтенов 11,6%;
- 10) силикагелевых смол 13,8%.

Осаждаемые бензолом вещества представляют смесь сложных органических соединений. Органические основания являются смесью пиридина и его гомологов. Карбоновые кислоты относятся как к предельным, так и к непредельным одноосновным кислотам жирного ряда. Фенольная фракция торфяной смолы состоит преимущественно из ксиленолов и других высших гомологов карбоновой кислоты. Низкое содержание фенолов в торфяной смоле объясняется восстановлением во время перегонки торфа значительной части фенолов до ароматических углеводородов. Легкие нейтральные масла торфяного дегтя состоят из смеси углеводородов и кетонов, причем среди углеводородов найдено значительное количество ароматических, начиная с ксилолов. Тяжелые масла также содержат много кислородных соединений. Парафин первичной торфяной смолы легкоплавкий и состоит из насыщенных и ненасыщенных углеводородов, кислот и омыляемых веществ.

Смолы, извлекаемые силикагелем, представляют черные тягучие вещества с элементарным составом: С – 74,6%, Н – 9,7%, S – 0,39, О – 15,3%.

Таким образом первичная торфяная смола характеризуется высоким содержанием кислородных соединений, что объясняется большим содержанием кислорода в торфе.

При промышленной газификации торфа выходы и составы получаемой смолы в весьма большой степени зависят от типа газогенератора, причем значительное влияние оказывает также характер и состав исходного торфа. При газификации торфа в генераторах с высоким слоем топлива (со швельшахтой), вследствие благоприятных условий швелования выходы смолы получаются большими (от 8 до 11%, считая на абсолютно сухой торф); при этом получаемая смола содержит значительное количество легких фракций и по своему составу приближается к первичным смолам.

При газификации торфа в генераторах без швельшахт, т.е. с более низким слоем топлива, образующаяся смола вследствие повышенного температурного режима в значительно большей степени подвергается разложению и выход ее получается более

ТАБЛИЦА 62. Состав торфяной смолы из генераторов различного типа.

низким (6÷8% от веса абсолютно сухого торфа), а сама смола более тяжелой.

Влияние типа генератора на состав получаемой смолы видно из таблицы 62.

Влияние характера торфа на состав первичной смолы видно из таблицы 63.

Составы некоторых торфяных газогенераторных смол приведены в

	Генера- тор Монда	Генера- тор со швель- шахтой	Обыкно- венный генера- тор	Генера- тор с внутрен- ней ре- тортой
Удельный вес при 15°	0,977	0,977	1,016	1,046
Состав смолы в %:				
смазочное масло	28,0	20,3	29,9	34,1
парафин	15,1	31,8	16,8	11,9
масло несмазочное	16,7	11,8	10,1	9,7
фенолы	18,4	10,9	6,9	10,8
пек	16,3	24,4	31,7	28,3

таблице 64.

Таблица 63. Состав первичных газогенераторных смол в процентах (по Раковскому) [72].

Тип смолы	Состав смолы						Предельная глубина перегонки ¹
	Асфаль- тены	Воски и парафи- ны	Фенолы	Азотистые основания		Нейтраль ные масла.	
				из сырого дегтя	из дистил- латов		
Смола из верхового торфа	8÷12	18÷20	8÷12	3÷5	0,5÷1,0	40÷45	65÷70
Смола из низинного торфа	20÷40	5÷12	8÷12	10÷15	2÷3	15÷20	35÷50

Таблица 64. Составы торфяных генераторных смол.

Тип газогенератора	Характеристика торфа	Характеристика смолы	Выход		Элементарный состав смолы в %						Q_o^c
			По отношению к общему количеству смолы	По отношению к сухому торфу	C	H	O	N	A	S	
Генератор с швельшахтой системы AVG [73]	Верховой	Из аппаратов Тейзена	95,6	10,2	80,42	9,33	10,10			0,15	8878
То же	Верховой	Из гидрозатворов	1,1	0,12	75,96	9,05	14,83			0,16	8568
То же [74]	Верховой	Масла из скрубера	—	—	88,05	10,77	1,18				10119
То же	Низинный	Смола из тейзенов	78,0	7,0	70,77	8,74	19,87	0,35	0,03	0,24	8496
Генератор без швельшахты с вращающейся колосниковой решеткой	Низинный	Общая смола	—	6,26	68,28	10,71	19,98	1,06	—	—	8230

Как показывает практика, даже при работе на торфе с одного болота состав торфяной смолы может значительно колебаться. Это положение хорошо иллюстрируется данными таблицы 65.

Заслуживает внимания то обстоятельство, что несмотря на весьма значительные колебания в элементарном составе, теплотворная способность смолы изменяется в относительно небольших пределах. В приведенных данных разница между крайними значениями теплотворной способности составляет всего 3,3%.

¹Максимальное количество смолы, отгоняемой при перегонке.

Таблица 65. Средний состав смолы из аппаратов Тейзена торфяной газогенераторной станции одного из заводов СССР.

Месяцы	Общий выход смолы на сухой торф	Удельный вес смолы при 15°	Элементарный состав смолы в %						Q ^c
				Н	О		S	A	
Март	7,7	1,04	68,67	12,25	19,27		–	0,1	8382
Апрель	8,4	1,05	77,24	9,41	12,04	1,04	0,10	0,17	8480
Май	9,0	1,07	76,5	9,30	12,73	1,12	0,20	0,09	8236
Июнь	9,1	1,08	78,30	7,94	8,74	4,96	0,03	0,04	8358
Июль	9,5	1,08	71,00	8,70	16,95	3,19	–	0,16	8515
Август	–	1,04	67,01	8,42	19,98	4,20	0,29	0,20	8439

Выходы смолы при газификации торфа в генераторах обычно составляют:

1) в генераторах с швельшахтой от 50 до 65%;

2) в генераторах без швельшахты от 30 до 50%, считая по выходу смол в алюминиевой реторте Фр. Фишера.

Некоторые данные по фракционной разгонке и анализу торфяных газогенераторных смол приводятся ниже.

Смола из аппаратов Тейзена газогенераторной станции стекольного завода в г. Гусь-Хрустальный [68,78]: удельный вес 0,98, температура застывания – 28°, температура вспышки – 142°. Результаты разгонки: 130÷275°– 34%; 275÷315°– 19%; пек – выше 315°– 46%. Содержание асфальтенов – 32%, нейтральных масел – 45% фенолов – 16%. Вязкость при 50°– 22,6°E, при 80° – 4,8°E.

Смола из аппаратов Тейзена генераторной станции Уралмашзавода: температура вспышки 135÷160°. Результаты разгонки: до 180° – 1,52%; 180÷225°– 9,16%, 225÷250°– 19,41%, 250÷273°– 11,09%, пек – 52,16%. В смоле содержится: фенолов 12,3%, нейтральных масел 11÷14%, парафина – 3%, пиридина 1,7%, воска – 4,6%. Вязкость смолы при 50°– 21,5°E, при 66°– 17,5°E, при 70°– 12,4° E.

Результаты разгонки обезвоженной смолы из смолохранилища Гомельского стекольного завода [76]: до 170°– 1,4%, 170÷270°– 14÷15%, 270÷300°– 15÷16% и 300÷320°– 7÷8%. Содержание золы в смоле – 3,5%.

Торфяная смола представляет собой густую жидкость (достаточно подвижную уже при подогреве до 50÷60°), имеющую темнокоричневую или почти черную окраску, с резким специфическим запахом. Легкие фракции торфяной смолы имеют желтый цвет (вплоть до соломенного), однако при стоянии на воздухе быстро темнеют. При продувке воздухом, вследствие окисления и полимеризации смола густеет и при комнатной температуре представляет резиноподобную, тянущуюся в нити массу.

Смола из бурых углей. Легкая способность бурых углей к окислению на воздухе сказывается и на выходе первичной смолы. Фр. Фишер указывает [77], что выход смолы из угля, подвергнувшегося хранению на воздухе, значительно меньше, чем из свежедобытого угля.

Кроме того, количественное соотношение главных составных частей смолы будет различно в зависимости от того, взят ли бурый уголь в естественном влажном состоянии или же в брикетированном виде.

В последнем случае при сушке и брикетировании угля имеют место процессы окисления и полимеризации, которые сказываются на составе смол, получаемых при последующей сухой перегонке. Смола из буроугольных брикетов содержит относительно много парафина и относительно мало фенолов по сравнению со смолой из углей. Содержание и характер битумов в исходном угле в значительной степени влияют на выход и состав смолы.

Бурые угли с высоким содержанием битума, состоящего почти из одного горного воска, дают большой выход первичной смолы, причем смола содержит много парафина 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 первичные смолы с низким содержанием фенолов (до 40%) и гидрированных ароматических углеводородов.

Угли с незначительным содержанием битумов дают небольшие выходы первичных смол, содержащих много фенолов.

Образование первичной смолы при термическом разложении бурого угля происходит в температурном интервале 300÷550°C. При перегреве смоляных паров выше 550°C наступает их разложение. Признаком разложения первичной смолы является образование нафталина, бензола и их гомологов. Наоборот, отсутствие указанных углеводородов служит надежным признаком первичного характера полученной смолы.

Для некоторых видов бурых углей указанный интервал смолообразования смещается, и разложение смол наступает при температурах меньше 550°C. В таблице 66 представлены результаты перегонки канадского лигнита при различных температурах, скоростях подогрева и характере обогрева[79].

Таблица 66. Смола сухой перегонки шендского лигнита.

Температура °C	Сырая смола			Сухая смола			
	Выход смолы %	Содер- жание воды %	Плот- ность	Выход из сухого угля л/т	Тепло- творная способ- ность ккал/кг	Результаты перегонки	
						До 310° %	остаток – пек %
Быстрый нагрев:							
350	1	—	—	—	—	—	—
400	2,9	1,5	0,98	30	9585	60,9	38,1
475	4,2	7,7	0,99	39,5	9580	55,6	42,9
555	4,1	9,4	1,00	37,5	9470	64,2 ¹	34,71
605	4,2	3,3	1,00	40,5	9465	53,7	43,4
690	3,9	5,2	1,00	36,5	9420	65,2	32,5
Быстрый нагрев в рас- плавленном свинце							
750÷800	3,7	22,8	1,01	29	9500	42,6	57,1
Быстрый нагрев, высушенный уголь, 550	3,4	2,3	0,97	34,5	9660	58,6	40,7
Быстрый нагрев, высушенный уголь, не в расплавленном свинце:							
750÷800	3,0	31,0 (?)	0,98	23	9515	42,0	56,5
900÷950	3,0	31,3 (?)	0,99	21	9600	40,5	58,7
Медленный нагрев:							
450	4,3	9,6	0,99	39	9505	62,7	36,2
550	4,5	1,8	0,99	44,5	9450	60,5	38,3
655	4,0	6,6	0,99	38	9750	60,0	38,5

¹ Прекращено при 325°C.

Лигнит был следующего состава:

На сухое вещество	влажность	32,6%
	зола	12,5%
	летучие	39,2%
	связанный углерод	48,3%
	весь углерод.	62,5%
	водород	3,9%
	сумма серы, азота и кислорода	21,1%
	теплотворная способность	5690 ккал/кг.

Как видно из таблицы 66, выход смолы ниже 350°C очень невелик. Наибольший выход имел место при медленном нагреве топлива до температуры около 550°C. Выход смолы при быстром нагреве снижался тем больше, чем выше была конечная температура

Таблица 67. Влияние температуры на выходы и составы смолы при сухой перегонке американского лигнита.

Конечная температура перегонки угля °С	Выход жидкого конденсата из угля %	Выход сухой смолы из угля %	Продукты дистилляции смолы в %						Потеря
			Масла			Парафины		Кокс	
			До150°	150÷300°	выше 300°	твердый	мягкий		
150	6,9	—	—	—	—	—	—	—	—
200	8,7	0,5	—	—	—	—	—	—	—
250	15,2	1,9	10,3	42,1	33,1	3,9	1,3	9,6	4,9
300	15,5	2,8	10,7	42,5	33,4	5,0	1,8	10,0	3,4
350	16,3	3,5	11,3	41,9	33,9	5,5	2,1	9,7	3,2
400	15,7	3,2	10,5	41,7	33,2	5,2	1,9	10,3	4,3
450	15,9	2,8	9,3	41,4	31,4	3,4	1,5	13,6	4,3
500	15,4	2,3	7,8	41,5	29,8	2,1	1,4	15,9	5,0
550	15,5	1,6	5,9	41,2	29,2	0,9	0,7	17,6	6,1
600	15,1	1,0	3,9	40,9	27,8	0,6	0,5	21,1	6,3

нагрева. Предварительная подсушка также уменьшала общий выход смолы.

Результаты сухой перегонки американского лигнита из Ньюкастля [80] следующего состава: влажность — 12,1%, зола — 10,41%, летучих — 36,8%, связанный углерод — 40,7%, сера — 0,34%, азот — 1,37%, с низшей теплотворной способностью 5780 ккал/кг — приведены в таблицах 67 и 68.

ТАБЛИЦА 68. Удельный вес фракций смоляных масел из таблицы 67.

Температура °C	Фракция		
	до 150°	150÷300°	выше 300°
250	0,807	0,905	0,939
300	0,815	0,908	0,957
350	0,812	0,915	0,950
400	0,815	0,926	0,968
450	0,816	0,935	0,966
500	0,816	0,938	0,978
550	0,818	0,946	0,983
600	0,821	0,955	0,985

В таблице 67 в зависимости от конечной температуры перегонки помещены выходы смолы и жидкого конденсата в процентах от веса угля, а также фракционный состав смолы.

В таблице 68, составляющей продолжение таблицы 67, даны значения удельных весов отдельных смоляных фракций.

Особый интерес в этих испытаниях представляет тот факт, что в интервале температур 350÷400°C в данном топливе происходит разложение смолообразующих компонентов летучих веществ.

Максимальный выход смолы, 3,5% получается при 350°C; при температуре ниже 200°C образование смолы практически отсутствует. Как видно из приведенных данных, американские лигниты, о которых только что шла речь, не содержат большого количества смолообразующих веществ, что, однако не является специфической особенностью лигнитов вообще. Это хорошо видно по результатам сухой перегонки различных видов бурого угля из Боснии, помещенным в таблице 69.

При промышленной газификации бурых углей в генераторах без швельшахт выход смолы составляет до 70% от определенного по методу Грефе.

При газификации топлива в генераторах со швельшахтами выход смолы получается значительно большим и составляет обычно 80÷90% от максимально возможного (по Грефе), в некоторых же случаях почти равен ему.

Однако, вследствие малой механической прочности углей и их способности растрескиваться при нагреваний, газификация бурых углей в естественном состоянии в

генераторах со швельшахтами далеко не всегда возможна. Поэтому в генераторах со швельшахтами часто газифицируются буроугольные брикеты.

По германским данным [81], состав смолы из буроугольных брикетов значительно изменяется в зависимости от количества пара, подаваемого на газификацию. При малом подводе пара содержание парафина в смоле составляет 5÷6%, а содержание креозота около 25%; при большой добавке пара содержание парафина увеличивается до 9,5%, а содержание креозота падает до 20%. При дальнейшем увеличении добавки пара, что однако связано с уменьшением к.п.д. генератора, содержание парафина еще более увеличивается, а креозота уменьшается.

При газификации германских буроугольных брикетов в генераторе со швельшахтой системы AVG при выходе смолы в 100% от определенного по методу Грефе – свойства и состав полученной первичной смолы были следующими: удельный вес 0,94, точка застывания 37°, температура воспламенения 126°, содержание воды 0,5%, кислых масел 10,14%, парафина в неочищенной смоле 33%, в дистилляте 20%, нерастворимых в бензине 3,8%, нерастворимых в бензоле 0,64%. Содержание золы 0,07%. Низшая теплотворная способность смолы 9446 ккал/кг.

ТАБЛИЦА 69. Выход и состав смолы трех видов боснийского бурого угля при перегонке до температуры красного каления.

	Какань	Зеница	Бреза
Влажность топлива в %	9,33	14,9	17,1
Состав сухого топлива в %			
зола	8,6	24,1	22,8
связанный углерод	52,1	32,2	39,6
летучие	39,3	43,7	37,6
азот	1,06	0,53	1,33
Смола:			
выход смолы из сухого угля в %	12,1	9,52	8,7
выход смолы в пересчете на горючую массу угля в %	13,9	12,5	11,3
влажность смолы в %	27,4	–	16,6
Фракционная разгонка сухой смолы в %:			
легкие масла	41,6	–	46,7
тяжелые масла	16,4	–	25,3
пек	38,5	–	28,0
потери	3,5	–	–
Состав смолы в %:			
фенолы	20,4	18,0	25,3
основания	2,1	2,8	2,7
асфальтены	31,2	37,2	17,7
парафин	6,4	7,2	8,2
нейтральные масла	15,0	14,9	10,2
смазочные масла	24,4	20,5	32,1
потери	0,5	–	3,8

В таблице 70 представлены данные по смоле, полученной при газификации в генераторе со швельшахтой среднегерманского бурого угля в естественно влажном состоянии и в брикетированном виде [82]. Состав бурого угля: влажность 50%, Н – 2,4%, зола – 7,0%, С – 29,5%, N – 0,3%, S – 1,5%. При лабораторном испытании выход смолы из угля – 4,61%; выход смолы из буроугольных брикетов – 8,9%.

Таблица 70. Промышленные данные по выходам и составу смол при газификации среднегерманского бурого угля.

	Бурый уголь		Буроугольные брикеты			
	Смола из I ступени электрофильтров	Смола из холодильников	Смола из II ступени электрофильтров	Смола из I ступени электрофильтров	Смола из холодильников	Смола из II ступени электрофильтров
Выход смолы в процентах от веса топлива	3,44	0,69		5,62	1,56	
Выход смолы от теоретического количества в %	74,60	15,00		63,10	17,50	
Удельный вес при 15°	1,05	0,975	0,967	1,0	0,938	0,932
Содержание воды в %	1,0	0,1	0,0	1,0	1,0	0,5
Содержание золы в %	0,06	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Нерастворимых в бензоле %	0,86	0,38	0,29	0,74	0,0	0,0
Разгонка по Энглеру в %:						
до 180°	–	–	–	–	–	1,5
210°	–	2,0	4,2	–	6,4	10,5
250°	2,8	17,2	18,2	3,4	26,3	26,3
280°	7,5	23,7	23,7	12,8	33,2	29,8
300°	16,0	25,4	25,2	21,2	34,1	31,9
360°	73,7	31,7	28,7	62,6	–	–
Содержание креозота в %	25,0	24,1	29,9	21,4	15,3	19,4
Содержание парафина в %	9,8	1,1	0,3	11,7	0,3	0,2

Ниже приводятся некоторые данные по газогенераторным смолам бурых углей СССР.

При газификации подмосковного угля в генераторе, спроектированном Институтом силикатов совместно с Москвоуглем и построенном на Щекинском Керамическом заводе, выход смолы составил около 3,8% (на рабочее топливо). Элементарный состав сухой смолы: С – 78,61%, Н – 8,22%, S – 2,30% и О+N – 10,87%. Высшая теплотворная способность смолы 8590 ккал/кг. Удельный вес при 80°С – 1,02. Разгонка смолы по Шпилькеру: до 170° отгоняется 1,6%, в пределах 170÷230°– 3,2%, 230÷270°– 11,0%, 270÷340°– 38,3%, пека – 41,5%, потери 4,4%.

При опытной газификации [88,84] подмосковного угля в газогенераторе Дятьковской хрустальной фабрики выход смолы составил 4,94% от веса топлива. Состав смолы: С – 79,70%, Н – 7,87%, О + N – 9,43%, S – 3,00%, Q_н – 8870 ккал/кг.

При опытной газификации подмосковного угля в газогенераторе системы AVG были получены следующие данные [85]:

1) При высоте слоя топлива 3,29 м. Выход смолы 3,24% от веса топлива. Состав смолы: С – 83,10%, Н – 8,44%, S_{об}– 2,61%, О + N – 5,85%-) высшая теплотворная способность смолы – 9178 ккал/кг.

2) При высоте слоя топлива 7,01 м. Выход смолы 3,42% от веса топлива. Состав смолы: С – 81,33%, Н – 8,42%, S_{об}– 3,39%, О + Н – 6,86%; высшая теплотворная способность смолы – 8932 ккал/кг.

Высокое содержание серы в смоле объясняется высоким содержанием серы в подмосковном угле.

Следует отметить, что подмосковные угли при лабораторном испытании на выход смолы дают сильно колеблющиеся результаты даже для углей одной и той же шахты [86]. Так, для углей шахты им. Кагановича крайние колебания в выходах смолы составляют от 5,2% до 23,7% (в пересчете на горючую массу), для шахты им. Шварца соответственные цифры 3,5% и 24,0%.

При газификации челябинского угля в генераторе системы AVG (без швельшахты) [87] выход смолы составил 1,32% от веса топлива. При комнатной температуре смола не размягчается. Удельный вес при 15° (по Лунге) —1,0059. Температура размягчения по Кремеру – Сарнову 27° С. Свободного углерода – 14,7%. Состав смолы С – 71,84%; Н – 6,76%; О + Н – 11,67%; А – 4,73%. Высшая теплотворная способность смолы – 7470 ккал/кг.

При опытной газификации челябинских углей в газогенераторе со швельшахтой системы AVG были получены следующие результаты [88]:

1) При высоте слоя топлива 6,84 м. Состав смолы: С – 79,0%, Н – 7,62%, S_{об}– 1,01%, О+Н – 12,37%; высшая теплотворная способность сухой смолы – 8552 ккал/кг.

2) При высоте слоя топлива 3,36 м. Состав смолы: С – 79,81%, Н – 7,51%, S_{об} – 1,00%, О+Н – 11,68%; высшая теплотворная способность сухой смолы 8570 ккал/кг.

При газификации челябинского угля в генераторе системы Пинч с двойным отбором газа [76] выход смолы (ориентировочно) – 5,0%. Состав смолы: С – 79,0%, Н – 7,60%, О – 10,0%, Н – 2,4%; высшая теплотворная способность смолы – 8560 ккал/кг.

Следует отметить, что при лабораторном испытании челябинский уголь показывает значительные колебания выходов смолы. По данным Титова [90], при перегонке в алюминиевой реторте Фишера челябинского угля различных пластов выходы смолы колебались от 2,7 до 6,3 %.

Каменноугольная смола. Выходы и состав первичной каменноугольной смолы в сильнейшей степени зависят от природы, угля.

По Шредеру [91] (таблица 71) выход смолы увеличивается с переходом от тощих к длиннопламенным углям, причем одновременно растет и содержание фенолов в первичной смоле.

Таким образом по содержанию фенолов в первичной смоле можно судить о возрасте исходного угля.

При термическом разложении каменных углей выделение смолы начинается в некоторых случаях уже при температуре около 250°С, однако обычно первые погоны появляются при температуре 350÷400° С. Согласно исследованиям Бернштейна, выделение основной массы смолы начинается при 325÷434° С. По данным Берри [92],

выделение смолы из большого числа разновидностей американских углей начинается уже при 300° С, достигает максимума в интервале 375÷475°С и прекращается ниже 550÷600°С.

Результаты сухой перегонки английских и германских углей до конечной температуры 600° С приведены в таблицах 72 и 73.

Таблица 71. Выход первичной каменноугольной смолы и содержание в ней фенолов

Угли	Выход первичной смолы в %	Фенолов в первичной смоле в %
Тощие	ок. 1,5	0
Жирные	” 3,5	15÷20
Газовые	” 8,0	ок. 30
Длиннопламенные	” 12,8	” 45

Таблица 72. Выход смолы из английских углей.

Образец №	Анализ угля							Температура выделения первых смоляных паров °С
	Рабочее топливо				Сухое и беззолное топливо		Выход смолы из угля %	
	Влага %	Летучие %	Связанный углерод %	Зола %	Летучие %	Кокс %		
1	9,98	35,84	50,04	4,14	41,73	52,27	14,05	380
2	7,23	34,74	51,11	6,92	40,47	59,53	11,8	360
3	4,71	29,09	44,32	21,88	39,63	60,37	9,8	350
4	1,32	36,31	58,55	3,82	38,28	61,72	15,8	390
5	4,68	34,85	56,60	3,87	38,12	61,88	15,2	390
6	1,62	33,60	56,38	8,40	37,34	62,66	14,06	360
7	6,37	33,40	56,26	3,97	37,25	62,75	13,10	350
8	0,92	25,67	71,54	1,87	26,40	73,60	9,85	370
9	0,88	12,92	83,16	3,04	13,45	86,55	2,00	400
10	0,90	10,09	80,96	8,05	11,08	88,92	1,1	490

Перегонка английских углей [98] производилась в небольшом лабораторном дистилляционном аппарате емкостью 20 г, германских же углей [94] – во вращающейся реторте емкостью 20 кг.

В таблице 74 приведены результаты сухой перегонки углей в условиях медленного подъема температуры, что таким образом приближает обстановку опытов к условиям, имеющим место в генераторах с высоким слоем топлива [95].

В каждой из приведенных выше таблиц данные расположены по признаку возрастания содержания кокса, пересчитанного на горючую массу топлива. Несмотря на то, что аппаратура, применявшаяся при перегонке углей, была различна, на основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1) маловероятно, чтобы из углей с содержанием летучих меньше 15% (в пересчете на органическую массу) можно было получать в промышленных условиях столько смолы, чтобы она могла рассматриваться как товарный продукт;

2) из углей с содержанием летучих выше 25% можно уверенно рассчитывать получить товарное количество смолы, и на таких углях должно быть, где только возможно, организовано улавливание побочных продуктов;

3) чем больше выход смолы, тем вероятнее меньший ее удельный вес;

4) содержание фенолов в смоле, полученной из каменных углей, возрастает с содержанием летучих в угле.

Фр. Фишер [96] считает основным признаком первичности каменноугольной смолы отсутствие в ней нафталина и содержание лишь незначительных количеств бензола и карболовой кислоты. Фенолы первичной каменноугольной смолы состоят главным образом из высших гомологов карболовой кислоты. Содержание же самой карболовой кислоты составляет только десятые доли процента.

Фр. Фишер приводит следующий состав фенолов первичной смолы, полученной из газового – пламенного угля (в процентах от веса смолы).

карболовая кислота	0,06
крезолы	1÷2
ксиленолы	1÷2
пирскатехин	0,25
фенолы, кипящие выше ксиленолов	30÷32
кислые смолы	10

Таблица 73. Выход и некоторые свойства смолы германских углей.

Тип и месторождение угля	Анализ угля				Выход сухой смолы ¹		Удельный вес смолы		Содержание фенолов в смоле %
	Рабочее топливо		Сухое и беззолное топливо						
	Влага %	Зола %	Летучие %	Коксовый остаток %	По рабочему топливу %	По сухому и беззолному топливу %	25°	50°	
Длиннопламенный (Рейн)	1,0	18,4	56,1	43,9	25,6 29,7	31,8 36,9	0,952 —	0,883 0,905	5÷10 5÷10
Длиннопламенный (Рейн)	1,2	13,5	46,2	53,8	13,5 15,6	15,8 18,3	0,96 —	0,936 0,965	20 20
Верхняя Силезия	12,79	8,41	42,7	57,3	6,1 6,3	7,74 7,99	— 1,008	— 0,99	40 40
Длиннопламенный (Саар)	7,8	1,8	39,8	60,2	7,2 7,7	8 8,5	1,022 1,008	1,005 0,99	40 35
Длиннопламенный (Саар)	2,0	2,3	39,1	60,9	11,5 12,5	12,2 13,5	1,066 1,014	0,98 0,991	40 35
Верхняя Силезия	2,54	4,74	38,5	61,5	10,2 11,0	11,0 11,86	1,012 —	0,992 —	30 35
Нижняя Силезия	3,4	3	36,5	63,5	7 6,5	— —	1,025 1,035	1,005 1,015	35 40
Верхняя Силезия	1,87	2,01	32	68	5,75 7,10	5,98 7,39	0,988 1,020	0,966 0,988	35 35
Длиннопламенный газовый (Рур)	2,4	3,6	31,5	68,5	10 11	10,6 11,4	1,010 1,040	0,988 1,015	35 37,5
Нижняя Силезия	0,9	4,1	25,9	74,1	3 3,5	— —	1,02 1,015	1,0 1,0	30 30
Короткопламенный жирный (Рейн)	0,8	1,1	20,2	79,8	3,8 3,8	3,9 3,9	1,09 1,07	1,068 1,055	20÷30 20÷30
Короткопламенный жирный (Рур)	0,8	1,0	14,7	85,3	1,4 —	1,4 —	1,04 —	1,02 —	0 —

При разложении первичной смолы, в результате крекинга высших фенолов образуется карболовая кислота, вследствие чего ее содержание в смоле увеличивается. Таким образом вторичные смолы отличаются высоким содержанием карболовой кислоты. Шютц [97] приводит пример, в котором содержание карболовой кислоты в сыром феноле составляло 5,62%.

Характерной особенностью вторичных каменноугольных смол является присутствие значительных количеств бензола, тиофена, нафталина и антрацена. Особого внимания заслуживает высокое содержание нафталина, достигающее в коксовых смолах до 5÷8%, в то время как в первичных смолах обнаружить его присутствие не удается.

¹ Двойные значения, указанные в графах выхода сухой смолы, относятся: верхнее к сухой перегонке, нижнее к перегонке с одновременной подачей пара. В обоих случаях обогревание реторты наружное.

Таблица 74. Выход и некоторые свойства смолы различных углей при медленной перегонке до конечной температуры 800° С.

Месторождение	Анализ угля				Продолжительность перегонки <i>час</i>	Выход смолы и масел на сухое беззольное топливо %			Разгонка по фракциям сухой смолы %		
	Рабочее топливо		Сухое и беззольное топливо			Сжиженная смола	Абсорбированные масла	Суммарный выход смолы и масел	0÷230°	230÷350°	Остаток + потери
	Влага %	Зола %	Легучие %	Кокс %							
Северная Европа	1,7	18,9	46,3	53,7	7,5	13,3	1,0	14,3	37,8	32,1	30,1
Шотландия	7,4	11,9	37	63	6	8,5	0,5	9,0	28,3	39,6	32,1
Ноттингхэмшир	3,8	11,5	36	64	5,5	8,3	0,6	8,9	27,6	32,2	40,2
Южная Африка	6,2	19,1	35,6	64,4	7,75	3,6	0,9	4,5	28,4	52,4	19,2
Йоркшир	7,35	7,5	34	66	8,17	9,6	1,2	10,8	29,5	35,8	34,7
Нижний Уэльс	0,65	13,2	30,2	69,8	6,5	9,3	0,9	10,2	25,0	33,3	41,7
Южная Африка	1,8	18,3	26,7	73,3	6,75	5,1	1,3	6,4	18,5	30,0	51,5
Франция	0,5	10,2	17,4	82,6	5	1,8	0,3	2,1	—	—	—

В таблице 75 приведена характеристика смол, получающихся при газификации различных углей в генераторах разных систем. Опыты произведены фирмой Пауэр Газ Корпорейшен в г. Стоктоне [98]. Выход смолы в процентах к перерабатываемому углю показан в тех случаях, где он был известен. В трех случаях, кроме того, приведены данные по выходу и составу смолы, полученные при лабораторных испытаниях топлив.

Как следует из данных таблицы 75, наименьший выход смолы по отношению к лабораторному был получен на мондовской установке. Это объясняется тем обстоятельством, что топливо, поступающее в генератор Монда, сразу подвергалось воздействию высоких температур (500÷550°С), вследствие чего происходило значительное разложение смоляных паров.

В низкотемпературном генераторе время нагрева угля до той же температуры, т.е. до 500÷550°С, составляло 3÷4 часа, т.е. условия для выделения смолы были весьма благоприятны.

В генераторе полу-мондовского типа время нагревания до той же температуры было примерно в три раза меньше, чем в низкотемпературном, вследствие чего выход смолы также был меньше.

В таблице 76 приведены данные по смоле, полученной при газификации различных германских углей в генераторах, разных систем [99]. Наряду с данными, относящимися к каменным углям, приведена характеристика и двух видов буроугольных смол.

Таблица 77 содержит результаты анализов первичной смолы из различных видов углей [100] и является дополнением к таблице 76. В ней также для сравнения приведены данные по первичной смоле из буроугольных брикетов.

Смолы, получаемые при газификации каменных углей, обладают относительно малым удельным весом по сравнению с другими промышленными видами смол, что иллюстрируется данными таблицы 78.

Таблица 75. Выход и фракционная разгонка различных каменноугольных смол.

	I		II	III		IV		V		
	Обыкновенный генератор, индийский уголь, летучих 25%. Малая нагрузка	Установка с улавливанием побочных продуктов. Типа Лима. Американский уголь, летучих 30%		Смола из генератора Монда	Лабораторная смола	Смола из генератора Монда	Генераторная смола полумондовского процесса	Лабораторная смола	Низкотемпературная генераторная смола	
Влажность полученной смолы в %										
Фракции смолы в процентах от начального веса сухой смолы: 70÷170° 170÷230° 230÷270° 270÷300° 300÷350° Выше 350° Остаток и потери (по разности) . .	27,2	24	38	—	10,0	2,0	—	33	50	—
	18,2	4,9	0,7	5,35	0,5	1,0	4,5	1,5	1,0	2,8
			3,3	23,0		6,8	23,1	7,8	10,5	26,7
			6,9	15,0		10,7	13,2	12,6	10,3	7,4
	17,5	22,4	7,2	24,55	10,5	24,6	19,0	7,0	9,6	28,4
			14,1	—				13,7	31,7	
	—	—	—	26,1	—	—	14,9	—	17,3	12,8
64,3	72,7	41,7	32,1	85,7	42,0	40,2	40,1	24,2	34,7	—
Выход сухой смолы в процентах от веса сухого угля	—	—	3,6	7,4	2,08	5,2	7,28	7,6	9,5	10

Таблица 76. Выход и характеристика различных газогенераторных смол из германских углей.

	Саар- ский уголь	Верхнесилезский уголь		Лаузиц- кий сор- тирован- ный уголь	Среднегерманские буроугольные брикеты	
	Генератор с внутренней реторгой	Генератор Монда	Генератор Лурги	Генератор с реторгой и вращающейся решеткой	Генератор Геллера без реторт	Генератор AGB
Выход смолы в %	5÷5,5	6÷7	6÷6,5	2,0÷2,3	—	10÷12
Свойства смолы:						
удельный вес при 15°	1,104	1,059	1,02÷1,05	1,012	1,005	0,98
механическое загрязнение в %	2,36	2,03	1,3	0,52	0,58	0,4÷0,5
вязкость при 100° С в ° Е	—	1,69	1,7	—	1,84	—
выход дистиллята в %	59,5	66,0	72,0	66	68,7	70
выход пека в %	39,7	33,0	27,0	32	30,0	28
Первичный дистиллят:						
удельный вес при 15°	1,020	1,022	1,023	1,008	—	0,97
вязкость при 50° С в ° Е	1,41	2,0	1,8	2,5	—	2,5
температура вспышки °С	108	105	96	112	—	108
температура затвердения °С	— 2	— 2	— 1	—	—	+18
содержание парафина в %	1,95	2,8	2,92	3,5	11,8	10÷14
температура плавления парафина °С	58	51	52	51	51,5	50÷51
содержание кислых масел в %	40	36	37	26	13,0	28
содержание асфальта в %	3,07	—	—	8,9	—	—
Разгонка первичного дистиллята по удалении парафина:						
легкое масло в %	25,5	27,0	30	—	26,5	24,0
удельный вес при 15° С	0,976	—	—	—	0,9695	0,94
температура вспышки °С	89	82	85	—	95	95
смазочное масло в %	31,4	37	30	—	35,5	44
температура вспышки °С	148	152	150	—	179	150
вязкость при 50° С в ° Е	4,97	4,9	6÷7	—	8,5	4÷5
Свойства пека:						
температура затвердения °С	100	76÷77	83÷84	92,5	57,5	65
нерастворимый остаток в бензине в %	22,7	12,3	16,7	12,8	Следы	15
зола в %	1,115	1,09	1,09	0,46	—	0,6

Таблица 77. Результаты анализов первичной смолы из различных углей.

	Топливо			
	Газовый пламенный уголь	Тощий уголь	Газовый уголь	Буро-угольные брикеты
Сырая смола:				
удельный вес	1,052	1,068	1,066	1,026
нерастворимый остаток в бензоле в %	0,954	0,11	1,60	2,77
зола в %	0,12	0,18	0,14	0,13
вода в % около	3,0	5,80	4,50	7,3
масло (при первичной дистилляции) в %	56,35	67,50	57,0	56,2
пек в %	40,00	26,30	38,3	34,8
Первичный дистиллят:				
удельный вес	1,001	1,030	1,008	1,013
вязкость при 20° С в °Е	4,31	9,47	3,11	11,6
температура вспышки °С	93	112	85	115
температура воспламенения °С	108	130	98	135
температура застывания °С	-5	+4	-6	+7
кислые масла в %	36	44	32	28
Пек:				
температура размягчения °С	87	95	83	70
растворимый остаток в алкоголе в %	58	60	76	75,5
зола в %	0,47	0,55	0,20	1,24
Парафин на сырую смолу в %	0,345	17,0	0,5	8,5
температура плавления °С	34	—	54	57
Смазочные масла на сырую смолу в %	34,8	40,5	34,9	28,4
вязкость при 50 ° С в ° Е	4,35	—	4,91	6,70
температура вспышки °С	154	173	148	152

Смолы газогенераторных установок, по сравнению со смолами коксовых заводов, имеют, как это уже указывалось выше, отличный состав и потому находят иное применение. Однако до сего времени использование этих смол поставлено далеко не удовлетворительно. Чаще всего они употребляются после обезвоживания в качестве жидкого топлива, хотя ценность отдельных продуктов, заключенных в них, никак не определяется их тепловым эффектом при сжигании. Значительно более целесообразной представляется комплексно-химическая переработка, позволяющая выделить из смолы отдельные ценные продукты: фенолы, смазочные масла, моторное топливо и т.д., находящие себе применение в различных отраслях промышленности. Так например, фенолы могут быть использованы в производстве дезинфекционных средств, для получения пластмасс, для предохранения дерева от гниения и т.д; пек – в дорожном строительстве и для брикетирования.

Сланцевая смола. Вследствие весьма больших выходов смолы при швелевании, сланец представляет собой сырье, особо пригодное для получения искусственного жидкого топлива. В Эстонии переработка сланцев на жидкое топливо ведется главным

Таблица 78. Удельные веса различных видов смол.

Происхождение смолы	Удельный вес кг/м ³
Доменные смолы	954
Смолы полукоксовых установок	1050÷1070
Генераторная смола (низкотемпературная)	1030÷1070
Смола из вертикальных реторт	1080÷1160
Смола из горизонтальных реторт	1180÷1200
Смола коксовых печей	1150÷1200

образом в тоннельных печах, причем достигнуты выходы смолы до 90÷95% от выходов, определенных в реторте Фишера. Выход смолы из сланца, как это было уже указано ранее в разделе о сухой перегонке топлива, колеблется в весьма широких пределах, причем эти колебания в основном объясняются различным качеством сланца, иначе говоря различными количественными соотношениями между органической и минеральной частями сланца. Для сланцев не только одного и того же месторождения, но одного и того же пласта содержание минеральной составляющей изменяется в весьма широких пределах, что влечет за собой и значительные колебания в выходах смолы. Однако выход смолы, отнесенный к органической массе, колеблется в значительно меньших пределах. Так например, для сланцев Алексеевского месторождения (СССР) выход смолы на сухой сланец колеблется от 8,21 до 22,60%, в то время как выход смолы в расчете на органическую массу топлива в среднем составляет от 40 до 50%. Сланцы СССР представляют собой материалы смешанного происхождения, причем в сланцах Поволжья преобладает гумусовая часть, а в сланцах Северозападной области – сапропелитовая [101].

Однако от первичной смолы углей гумусового происхождения сланцевая смола отличается низким содержанием фенолов и высоким содержанием ароматических углеводородов. Эта особенность сланцевой смолы объясняется процессами восстановления гуминовых веществ, имевших место во время образования сланцев. В таблице 79 приведена характеристика смолы, полученной при швелевании и коксовании гдовских сланцев в тоннельной и камерной печах ленинградского филиала Всесоюзного научно-исследовательского института газа и жидкого топлива (ЛенВНИГИ).

Таблица 79. Смола гдовского сланца.

Печи	Уд. вес 15°	Элементарный состав в%					Q_c^c	Разгонка по Энглеру в%				
		С	Н	N	S	O		до 180°	180 250°	250 300°	300 350°	выше 350°
Камерная	1,022	85,53	8,33	0,21	0,59	5,34	9405	8,2	17,8	14,0	32,5	27,5
Тоннельная	0,974	83,81	9,29	0,37	0,79	5,69	9585	19,0	15,5	11,5	23,9	29,1

Приведенные в этой таблице данные, не являясь средне-взвешенными, все же дают наглядное представление об основных отличиях смолы, полученной при швелевании и коксовании сланца.

Как видно из таблицы 79, смола тоннельной печи содержит большее количество легких фракций, чем смола, полученная при переработке сланцев в камерной печи. Так, содержание фракций с точкой кипения до 250° С составляет в первом случае 34,5%, во втором – только 26%. В то же время элементарные составы и теплотворные способности обеих смол весьма близки между собой.

Вследствие того, что газификация сланца в настоящее время находится на начальной ступени развития, имеются лишь отдельные и далеко неполные данные о сланцевых газогенераторных смолах.

Так например, при газификации гдовского сланца в смеси с металлургическим коксом в генераторе жидкого шлака Ленинградского филиала ВНИГИ смола, полученная при очистке газа, имела характеристики, приведенные в таблице 80.

Как видно из этой таблицы, смола имела чрезвычайно сильную обводненность и образовала с водой весьма стойкие эмульсии, разрушить которые обычными способами не удавалось. Образованию эмульсий способствовало наличие значительных количеств пыли, уносимой током газа из генератора. Этим же объясняется и чрезвычайно высокое содержание золы в смоле. Исследование смолы, выпадавшей в скрубберах, дало

следующие результаты: удельный вес смолы при 15° С – 0,9992, фракционная разгонка до 180° С – нет, 180÷250°С – 11,0%, 250÷300° С – 14,0%, 300÷350° С – 12,5%, выше 350° С – 62,5%.

Отсутствие легких фракций в исследованной смоле объясняется тем, что из-за большого объема газа парциальное давление легких фракций было столь малым, что они вели себя как постоянные газы и не конденсировались совместно с более тяжелыми при охлаждении газа.

Выводы. На основании приведенных выше данных, характеризующих свойства, выходы и составы смол, получаемых из различных видов топлив, можно сделать следующие выводы.

1. При современном состоянии наших знаний о структуре топлива невозможно только по одному элементарному анализу и количеству летучих составить представление о возможных выходах смол в процессе сухой перегонки. Для этого необходимо производить специальное лабораторное испытание.

2. Для получения в газогенераторах максимального выхода смол необходимо обеспечить постепенное нагревание топлива до температуры конца выделения смол и всячески избегать местных перегревов.

3. Начальная температура смолообразования обычно не ниже 200° С для растительного топлива и торфов, 250° С для бурых углей и лигнитов, 350° С для каменных углей и 250° С для сланцев.

4. При благоприятных условиях в генераторном газе в зависимости от вида, применяемого топлива может содержаться почти 100% смолы, получаемой в лабораторных условиях (по Грефе).

5. Первичные газогенераторные смолы, как правило, не содержат вовсе или содержат в весьма незначительном количестве ароматические углеводороды. Присутствие их характерно для вторичных смол.

5. В виду ценности отдельных продуктов, содержащихся в газогенераторных смолах, последние целесообразно подвергать комплексно-химической переработке для извлечения товарных продуктов, могущих найти широкое применение в различных областях промышленности. *

Таблица 80. Характеристика сланцевой газогенераторной смолы [102].

	Влаж- ность смолы	Удель- ный вес влажной смолы 15°	Золь- ность А ^с	Вязкость по Энглера при 100° С
Смола из гидравлики . . .	68,6	1,154	17,1	7,1
Смола из скрубберов . . .	74,2	1,009	9,3	4,62

*г) Сера

Содержание серы в отходящем генераторном газе зависит главным образом: от ее количества в топливе и может меняться в очень широких пределах.

Для представления о том, насколько сильно колеблется содержание серы в отдельных видах топлив и при переходе от одного к другому, ниже приводится таблица 81, из которой кроме того видно, что только дрова, растительные отбросы и некоторые сорта торфа могут считаться бессернистыми топливами. Сера содержится в топливе в форме различных неорганических и органических соединений. Всю серу топлива принято разделять на две группы: минеральную серу, связанную с неорганическим веществом угля – золой, и органическую серу, связанную с органической массой угля. Минеральную серу обычно подразделяют на два вида: серу пиритную и серу сульфатную.

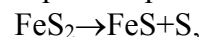
До сих пор природа серы в угле и ее превращения при различных процессах переработки не вполне изучены. Картина превращений сернистых соединений в значительной степени меняется в зависимости от способа переработки угля, режима

Таблица 81. Содержание серы в различных топливах (на сухое вещество).

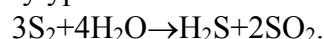
Страна	Топливо	Содержание серы в %
—	Дрова обычно	Следы
СССР	Торф	0,1÷2,0
СССР	Гдовские сланцы	0,5÷2,0
СССР	Средневожские сланцы	3,5÷7,2
СССР	Каменный уголь донецкий	0,8÷5,0
Англия	„ „ шотландский (один из видов)	4,0
Германия	Каменный уголь (один из видов)	3,0
Италия	„ „ Истрия	10,0
Америка	„ „ (один из видов)	4,0
Англия	Антрацит уэльсский обычно	0,5
Германия	„ „ (один из видов)	1,7
СССР	„ „ донецкий	0,8÷5,5
СССР	Подмосковный бурый уголь	2,0÷6,0
СССР	Челябинский „ „	0,6÷2,4
СССР	Угли Кузнецкого бассейна	0,2÷1,4
СССР	Среднеазиатские угли	0,3÷7,3
СССР	Уголь Закавказья	0,8÷1,7
СССР	Кизеловские угли	3,6÷8,3
СССР	Богословские угли	0,4÷0,7

процесса, вида топлива, общего содержания серы в угле и относительных количеств различных ее видов.

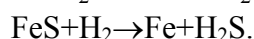
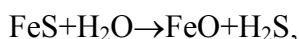
Поступающее в генератор топливо, нагреваясь, начинает выделять сероводород. Образование сероводорода происходит по следующим реакциям. При нагревании пиритная сера разлагается с образованием элементарной серы



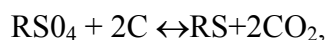
которая в присутствии водяного пара, как это доказал Грюнер [103], гидрализуется по следующему уравнению:



Образовавшаяся SO_2 восстанавливается водородом газа в H_2S . Одновременно происходит образование сероводорода из сульфида.



Сульфатная сера в значительной степени восстанавливается углеродом до сульфидной



которая под влиянием водяных паров и водорода может образовывать новые количества сероводорода или же в некотором количестве окисляться обратно в сульфатную.

Выделение сероводорода при нагревании топлив начинает происходить при низких температурах. Так, Русман и Целлер [104] нашли, что при перегонке бурых углей сероводород появляется в дистилляционных газах уже при 180°C . Для каменных углей выделение сероводорода начинается при несколько более высокой температуре, около 300°C . Наглядное представление о постепенных превращениях различных форм серы угля при нагревании дают данные Пауэлла и Парра, представленные в таблицах 82, 83.

Как следует из данных Пауэлла и Парра [105,106], превращения органической серы начинаются с наиболее низких температур и продолжаются до конца перегонки. Органическая сера в основном переходит в сероводород и лишь отчасти в сернистые соединения смолы. Разложение пиритной серы начинается в интервале температур $300\div 400^\circ \text{C}$ и полностью заканчивается при 600°C . В интервале температур до 500°C выделяется около 85% всего сероводорода. Поэтому газы низкотемпературной перегонки

углей всегда содержат много сероводорода.

ТАБЛИЦА 82.¹ Поведение серы угля при сухой перегонке.

Температура в °С	0	300	400	500	600	1000	0	300	400	500	600	1000
Форма серы	Покогонтасский уголь S=0,56%						Теннесийский уголь S=4,25%					
Серa пиритная	0,08	0,07	0,09	0,01	—	—	1,75	1,75	1,42	0,31	—	—
Серa сульфатная	0,01	0,02	0,02	—	—	—	0,71	0,55	0,44	0,01	0,01	—
Серa органическая	0,47	0,47	0,44	0,43	0,35	0,27	1,79	1,63	1,51	1,70	1,87	1,81
Серa сульфидная	—	—	—	0,04	0,05	0,09	—	0,13	0,44	0,93	0,82	0,84
Серa в смоле	—	—	—	0,02	0,03	0,03	—	—	0,05	0,10	0,16	0,16
Серa в виде H ₂ S	—	—	0,01	0,06	0,13	0,17	—	0,19	0,39	1,2	1,39	1,44
Всего	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25

Таблица 83. Превращение серы угля под влиянием температуры.

Температурный интервал °С	FeS ₂ → FeS + S	RSO ₄ → RS	Органическая сера → H ₂ S	Органическая сера → S смолы	RS → Органическая сера
0÷300					
300÷400	0,00	0,16	0,19	0,00	0,00
400÷500	0,33	0,11	0,05	0,05	0,00
500÷600	1,11	0,43	0,25	0,05	0,49
600÷1000	0,31	0,00	0,03	0,06	0,26
	0,00	0,01	0,05	0,00	0,02
Общее количест- во серы	1,75	0,71	0,57	0,16	0,73

Ферстер и Гейслер [107], исследуя превращение серы при перегонке германских углей, пришли к несколько иному заключению, чем Пауэлл и Парр.

По Ферстеру и Гейслеру, сероводород обязан своим происхождением только сульфидной сере, органическая сера в этом участия почти не принимает.

Кокс, полученный при высокотемпературной перегонке, содержит весьма стойкие органические соединения серы, очень постоянные в отношении высокой температуры. Из этих соединений сера не извлекается ни одним растворителем и не улетучивается при нагревании до 1000° С под вакуумом, однако при нагревании в струе H₂ при температурах выше 500° С она постепенно вытесняется в виде H₂S.

Вибаут [108] обнаружил, что сера и углерод образуют сульфиды пока еще неизвестного строения, и получил подобные соединения искусственным путем при пропускании паров серы через аморфный углерод при температурах выше 500° С.

Пауэлл при пропускании через нагретый до 1000° С кокс струи водорода нашел, что практически вся сера может перейти в сероводород. Вольф в аналогичных условиях получил обессеривание кокса на 60%. Монкхауз и Кобб [109] нашли, что

¹ При переработке раздела о сере топлива использован материал, приводимый Рамбушем; в

частности, из оригинала заимствована таблица 82. Ред.

продолжительным (до 76 часов) воздействием водорода можно достичь 90%-ного обессеривания кокса.

Как уже поминалось, сера содержится в генераторных газах почти исключительно в виде сероводорода; сероуглерод встречается лишь в минимальных количествах. Поэтому во всех установках с получением серы в виде побочного продукта применяются способы, основанные на химических реакциях с участием сероводорода. Содержание последнего в газе зависит не только от содержания серы в углях, но и от способа газификации,

Таблица 84. Содержание серы в генераторном газе из малосернистого кокса.

Тип генератора	Содержание серы в газе в г/м^3	Среднее содержание серы г/м^3
Генератор жидкого шлака завода Георгс – Мариенхютте с сухим дутьем	0,13÷0,64	0,35
Генератор жидкого шлака с вдуванием пара системы Вюрта	0,49÷2,00	1,39
Генератор системы Керпели с паровоздушным дутьем	0,53÷1,95	1,03

интенсивности процесса и от относительных количеств воздуха и пара, с которыми работает генератор.

Влияние количества вдуваемого пара на содержание сероводорода в газе видно из таблицы 84, составленной по данным Маркграфа [110].

Генераторный газ из дров, древесного угля и торфа практически не

содержит сероводорода; обычно газ из антрацита и каменного угля содержит $1,5\div4,5 \text{ г/м}^3 \text{ H}_2\text{S}$, газ из бурых углей $3\div12 \text{ г/м}^3$ и даже до $52 \text{ г/м}^3 \text{ H}_2\text{S}$ [111].

В газ переходит от 40 до 90% серы, содержащейся в угле, остальная часть содержится в шлаке в виде сульфата, сульфида или сульфита Ca, Na, Fe. Так например, при газификации донецкого антрацита в генераторах Тиссена в газе содержалось от 82 до 89% всей серы угля. При газификации бурых углей Подмосковского района на смешанный газ, в газе содержалось от 62 до 70% всей серы угля, причем содержание сероводородов доходило до 28 г/м^3 . В виду того, что содержание сероводорода в газе нежелательно, а во многих случаях и недопустимо, для уменьшения выхода H_2S предлагалось прибавлять к загружаемому в генератор углю известь, щелочи, щелочные карбонаты, мелко толченное железо или окись железа.

Однако эти способы не нашли применения в практике, и для очистки газа от сероводорода применяют специальные методы, описанные ниже в главе об очистке газа. *

5 СОСТАВ ЗОЛЫ ТОПЛИВА

а) Значение золы

В предыдущем уже неоднократно упоминалось о том, что не только количество золы, содержащейся в данном топливе, имеет важное значение, но что и состав ее в большой мере определяет оптимальные условия для рентабельной газификации того или иного вида топлива.

Так, было указано, что даже следы некоторых минеральных веществ в золе могут влиять на скорость реакций углекислоты и водяного пара с нагретым углеродом, а также на выход аммиака, и что температурой плавления золы определяется наивыгоднейший температурный режим, который следует поддерживать в нижних зонах генератора. Допущение более высокой температуры приводит к шлакованию золы и к нарастанию шлака (обычно на внутренней поверхности футеровки), в результате чего приходится прибегать к тяжелому физическому труду для срезания или разбивки шлака на малые

куски, удаляемые из генератора вместе с золой. В противном случае нарастание шлака может привести к зависанию слоя топлива с последующим возникновением “пустот” и неравномерным процессом горения.

Зола некоторых углей (в особенности это относится к некоторым германским бурым углям) создает большие трудности в газификации не только из-за ее склонности к шлакованию, но также в виду ее способности в некоторых случаях цементироваться в воде, что сильно усложняет ее удаление. Поэтому, равно как и по другим причинам, о которых будет сказано дальше, появились генераторы промышленного типа, в которых зола намеренно полностью превращается в жидкий шлак и в таком виде удаляется из генератора. По сравнению с золой, получаемой в большинстве других газогенераторов, отвердевший жидкий шлак в ряде случаев может иметь известную экономическую ценность. Однако применение генераторов с жидким шлакоудалением является ограниченным, и поэтому в виде общего правила золу, участвующую в генераторном процессе, для большинства промышленных топлив можно рассматривать лишь как балласт, вызывающий дополнительные издержки.

Современная тенденция в производстве генераторного газа заключается в стремлении к осуществлению возможно большей интенсивности газификации. Но, стремясь к этому, нельзя допускать температур, более высоких, чем те, которые в большей или меньшей степени вызывают шлакообразование, если только не предусмотрены специальные меры для разбивки и удаления твердого шлака. Поэтому в дальнейшем мы ограничимся рассмотрением вопроса о том, в какой степени свойства золы позволяют судить о вероятном поведении топлива в генераторах того или иного типа. Такое рассмотрение дает возможность с известной степенью точности предвидеть, какой тип генератора и какие производственные условия являются наиболее подходящими для работы на данном топливе, свойства золы которого известны.

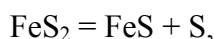
б) Температура плавления золы

* Зола топлива состоит из минеральных веществ, входящих в состав собственно углеобразователей, и веществ, привнесенных со стороны в результате действия воды и ветра. Эти минеральные вещества бывают или равномерно распределенными в топливе или же образуют более или менее крупные механические вкрапления. Важнейшими минеральными примесями являются различные силикаты, карбонаты, сульфаты, пириты и закисное железо.

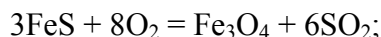
Поэтому очаговые остатки в окончательном виде представляют смесь кислых и основных соединений, главным образом кремнезема и глинозема, с окисью железа, известью, магнезией, щелочами и т.д., образующими сложные, силикаты самого разнообразного состава.

Из числа различных изменений, происходящих в золе топлива при газификации, упомянем следующие:

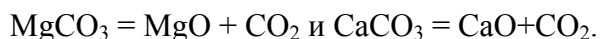
- 1) серный колчедан разлагается по реакции с выделением элементарной серы,



и последующим образованием H_2S и SO_2 в присутствии H_2 , H_2O и O_2 или взаимодействует по реакции



- 2) карбонаты магния и кальция разлагаются с выделением углекислоты



- 3) сульфаты восстанавливаются до сернистых металлов;
- 4) углерод кокса образует карбиды железа и кремния;
- 5) щелочи, в зависимости от температуры, в большей или меньшей степени

улетучиваются.

Подобно другим сложным смесям, зола обладает той особенностью, что отдельные ее компоненты образуют “эвтектические” смеси с более низкой температурой плавления. Поэтому, благодаря своей относительной текучести, постепенно выплавляясь, они связывают при охлаждении другие части золы и образуют более или менее пористый шлак. *

Вследствие этого на практике нередко случаи, когда состав шлака значительно отличается от состава золы. В результате нельзя говорить о температуре шлакования какой-нибудь золы как об определенной температуре, выше которой вся зола превращается в шлак и ниже которой вовсе не образуется шлака. Температурный интервал, на протяжении которого вся зола постепенно переходит сначала из твердого состояния в пластичное и затем из пластичного в жидкое, может ограничиваться всего лишь 20°, но может достигать и 200° С. Интервалы деформации для большинства промышленных видов топлив лежат в пределах от 1000 до 1700° С.

На рис. 26 показаны в виде примера стадии деформации конусов, сделанных из золы двух видов американского угля по данным Фильднера и Холла [112].

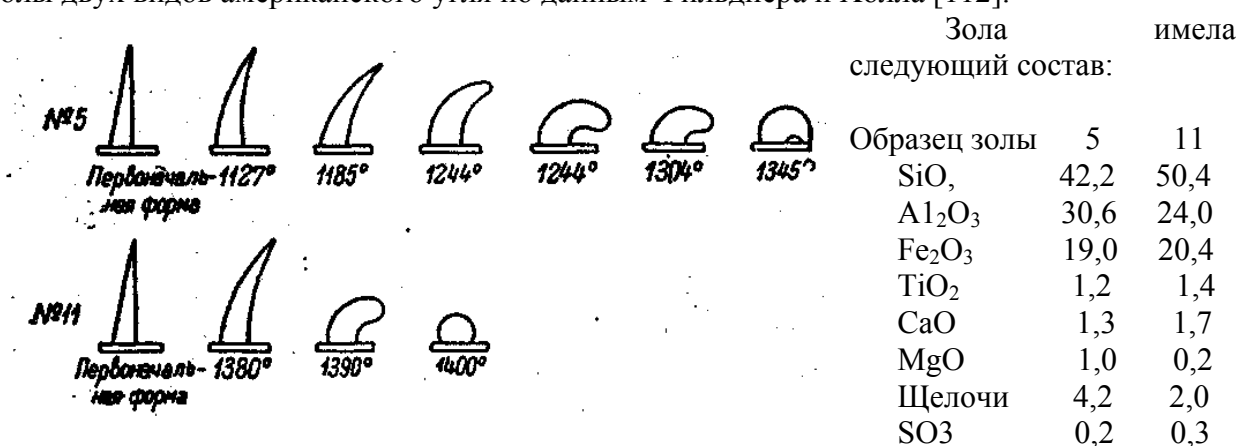


Рис. 26. Стадии плавления двух образцов золы.

Для лабораторного определения “точки плавления” золы из последней обыкновенно формуют конуса наподобие конусов Зегера, которые подвергают нагреванию в специальных печах при постепенно возрастающей температуре. За состоянием конуса в продолжение нагревания наблюдают и отмечают температуру, соответствующую полному его падению. Эта температура и принимается обычно за точку плавления золы.

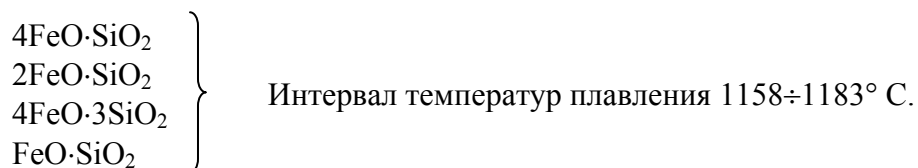
Однако необходимо иметь в виду, что на практике неосуществимо совершенное перемешивание золы, что имеет место при изготовлении образца в лаборатории, и что атмосфера в печи, в которой производится опытное определение точки плавления, редко бывает похожа на среду, в которой происходит действительный газогенераторный процесс.

Фильднер, Холл и Фейлд [112] тщательно исследовали влияние среды на плавление золы. С этой целью они применили несколько печей различного типа, в которых поддерживалась окислительная или восстановительная атмосфера. Одна из обнаруженных при этом причин разного поведения золы приписывается содержащемуся в ней железу. Последнее может находиться в золе в виде металлического железа Fe, закиси железа Fe₂O, магнитного железняка Fe₃O₄ и окиси железа Fe₂O₃; железо сернистых металлов¹ переходит при низких температурах в Fe₂O₃. При нагревании в воздухе Fe₂O₃ распадается при 1350° на Fe₃O₄ и кислород, а в присутствии кремнезема образует шлаки с очень высокой температурой плавления. Однако это имеет место лишь в том случае, если нагревание происходит в окислительной атмосфере.

¹ На практике наблюдается, что топливо с большим содержанием серы часто вызывает производственные трудности вследствие повышенного шлакообразования. Это объясняется главным

образом присутствием в золе пиритов, а иногда и легкоплавких сульфатов.

Наоборот если зола нагревается в слегка *восстановительной* атмосфере водорода и окиси углерода, то окись железа Fe_2O_3 восстанавливается в закись FeO , образующую кремнекислые плавни со сравнительно более низкой температурой плавления, например:



Это обстоятельство очень важно. Действительно, оказывается, что в практических условиях температура плавления золы зависит от того, в какой зоне генератора зола находится: в восстановительной или окислительной. Так, особенно для зол с большим содержанием железа, автор нашел, что шлак, образовавшийся среди кусков угля в некотором удалении от решетки, совершенно отличен по составу от шлака, образовавшегося из золы того же топлива, но взятого с решетки, т.е. из действительной зоны золы.

С точки зрения газогенераторного процесса температура шлакования – это та температура, при которой из золы образуется достаточно текучая жидкость, связывающая отдельные частицы топлива между собою, образуя вместе с ними твердый шлак. Ясно поэтому, что опытное определение точки плавления золы топлива, предназначенного для использования в газогенераторе, должно непременно производиться в печи с восстановительной атмосферой. Иначе температура шлакования может на практике оказаться гораздо ниже найденной лабораторным путем.

Влияние присутствующих в золе солей щелочных металлов вообще очень значительно. Так, единственное внешнее различие в составе обоих образцов золы по рис. 26 заключается в том, что в образце с низшей температурой начала размягчения содержится больше щелочей. Обычно только от 1 до 7% золы растворимо в воде (и с таким топливом не встречается затруднений при газификации), но если содержание растворимых селей превышает 12% (встречаются и такие топлива, у которых эта цифра доходит до 40 и 50%), то топливо практически является непригодным [113]. Растворимая соль обычно бывает представлена сернокислым натрием Na_2SO_4 со следами обыкновенной поваренной соли NaCl . Каждая из этих солей плавится при температуре ниже 900°C , а их эвтектические смеси имеют еще более низкую температуру плавления. Поэтому наличие таких солей означает, что зола плавится при очень низкой температуре и что топлива подобного рода могут быть с успехом газифицируемы разве только в газогенераторах с жидким шлакоудалением. Другой отрицательной стороной топлива, содержащего в золе Na_2SO_4 и NaCl , является то обстоятельство, что эти соли очень гигроскопичны и поглощают воду в количестве, превышающем собственный вес; испарение же этой воды, отягчает самый процесс газификации. Содержание извести и магнезии в золе следующим образом влияет на склонность топлива к шлакованию: до тех пор, пока известь и магнезия содержатся в количествах, не превосходящих соответствующие эвтектические смеси с наинизшей точкой плавления, температура плавления золы понижается; наоборот, наличие их в избыточных количествах повышает температуру плавления.

В связи с этим упомянем об исследованиях Бона и Уилера [114] о плавкости золы некоторых ланкаширских углей при газификации их в генераторе Монда (см. таблицу 85); различные угли условно обозначены в таблице порядковыми номерами.

Из углей, анализ золы которых представлен в этой таблице, самой легкоплавкой золой обладает уголь № 1, а самой тугоплавкой – уголь № 5. Вообще при переходе справа налево вместе с повышением содержания CaO зола становится все более легкоплавкой. Следует заметить, что ни в одном из образцов содержание извести не превышало 16%.

Влияние извести и других окислов на температуру плавления золы и на текучесть ее в расплавленном состоянии приобретает особое значение для генераторов с жидким шлакоудалением. Дело в том, что очень редко встречается зола такого состава, который

Таблица 85. Анализ золы ланкаширских углей.

Соста- вляющие	1	2	3	4	5
SiO ₂	31,40	30,02	26,40	33,8	39,40
Al ₂ O ₃	21,15	19,14	28,00	21,95	28,49
Fe ₂ O ₃	22,85	22,14	32,42	29,30	22,85
MnO	0,55	0,65	0,0	0,0	0,40
CaO	16,25	11,10	7,00	3,00	4,30
MgO	0,10	3,65	2,88	3,24	1,08
SO ₃	7,00	13,29	2,74	8,58	3,26
P ₂ O ₅	0,11	0,15	0,28	0,15	0,17

обеспечивал бы поддержание шлака в полностью расплавленном состоянии в течение всего времени его удаления из генератора. Поэтому в генераторах с жидким шлакоудалением не только бывает необходимо поддерживать температуру в нижней части на очень высоком уровне посредством сильного дутья, но обыкновенно приходится также специально вводить в загружаемое топливо флюсующие добавки, обычно известь или доменный шлак. При достаточно высокой температуре в горне генератора и выдерживании шлака в расплавленном состоянии, железо, содержащееся в золе или в шлакующей добавке, выделится из

шлака, и оба компонента (железо и шлак) могут рассматриваться как две несмешивающиеся жидкости различного удельного веса, причем железо, как наиболее тяжелое, будет собираться под жидким шлаком, текучесть которого будет в основном зависеть от содержания извести. Естественно поэтому, что если известь в золе недостаточно, то ее следует дополнительно вводить в соответствующем количестве в составе флюсующей добавки. Мы приходим таким образом к условиям производства жидкого шлака, аналогичным условиям в доменной практике.

в) Вязкость шлака

В таблице 86 приведены состав и температура размягчения различных доменных шлаков.

Таблица 86. Доменные шлаки.

SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	MnO	CaS	Температура размягчения °C
48,0	8,0	—	—	32,0	5,0	0,1	2,0	1244÷1254
43,6	9,5	0,59	0,19	40,2	2,1	0,2	2,8	1279
37,2	11,5	0,42	0,52	25,3	19,6	2,2	3,5	1297÷1300
33,7	26,6	0,79	0,28	26,7	6,4	0,33	4,9	1342
34,3	13,8	0,35	0,56	41,3	6,4	0,55	5,4	1343÷1360
18,3	35,3	0,52	0,58	31,2	9,7	0,35	4,1	1410
31,5	14,8	0,29	0,29	47,6	1,8	0,2	3,6	1403÷1443

Для возможности легкого отвода шлака из генератора необходимо не только перегревать шлак выше температуры размягчения, но еще при этом обязательно доводить перегрев до такой температуры, чтобы вязкость была достаточно мала и позволяла бы шлаку беспрепятственно вытекать.

Вопросы, относящиеся к плавлению шлаков и их вязкости, составляют предмет специального изучения и в настоящей книге не могут быть полностью освещены. Поэтому мы ограничимся указанием лишь самых основных сведений.

* В настоящее время о химическом составе шлака принято судить по отношению суммы $\text{CaO} + \text{MgO}$ к сумме $\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$, которое часто называют степенью основности шлака.

С практической точки зрения наибольшее значение имеет температура плавления шлаков и их вязкость, т.е. подвижность в жидком состоянии, которые в сильнейшей степени зависят от химического состава.

Для суждения о том, как меняются эти свойства в связи с различными составами шлака, обычно пользуются специальными диаграммами, построенными на основании опытных данных. Но в виду того, что разнообразие всех возможных составов шлака очень велико, и отдельные примеси, содержащиеся обычно в небольших количествах, сравнительно мало влияют на его свойства, указанные диаграммы построены лишь для шлаков, состоящих из трех основных компонентов: SiO_2 , Al_2O_3 и CaO . Диаграмма

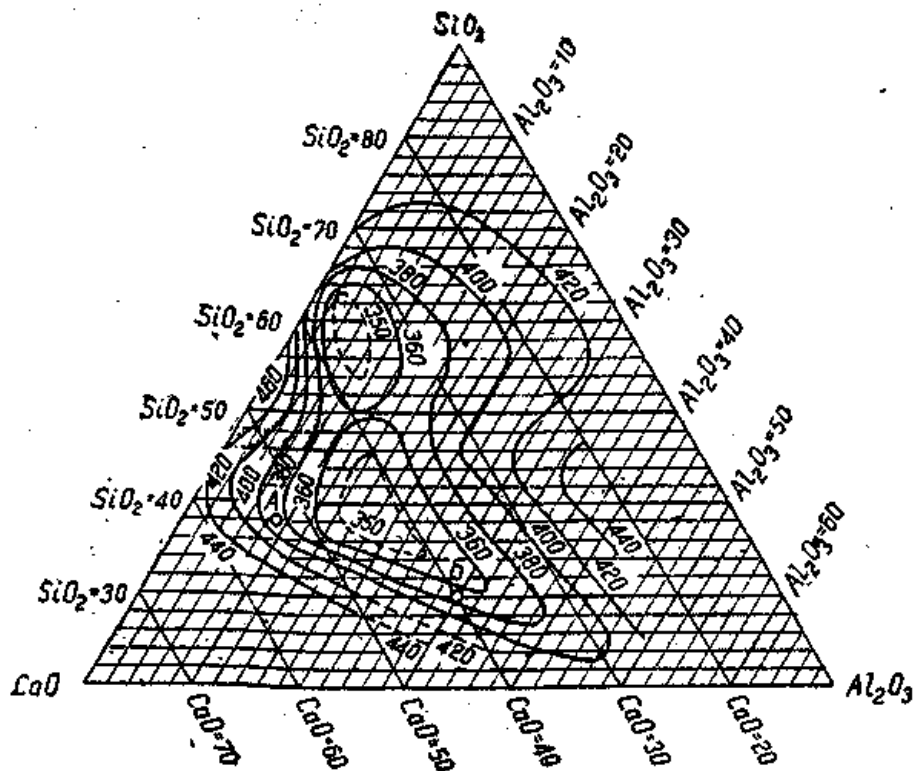
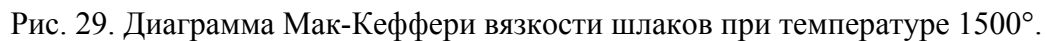


Рис. 27. Диаграмма Гау-Бабю плавкости шлаков.

плавкости шлаков Гау-Бабю показана на рис. 27, диаграмма температур плавления Ренкина и диаграмма вязкостей шлаков Мак-Кеффери – соответственно на рис. 28 и 29. Принцип построения всех этих диаграмм одинаков и основан на том свойстве равностороннего треугольника, что сумма расстояний от любой внутренней точки до всех трех сторон является величиной постоянной.

На каждой из сторон треугольника нанесены процентные содержания в шлаке SiO_2 , Al_2O_3 и CaO ; вершины треугольника соответствуют 100%-ному содержанию отдельных компонентов. (Диаграммы Гау-Бабю и Мак-Кеффери представленные на рис. 27 и 29, укорочены.)

Линии постоянных содержаний компонентов параллельны сторонам треугольника, лежащим против вершин максимального содержания этих составляющих. Так, точка *А* на диаграмме Гау-Бабю относится к случаю шлака следующего состава: SiO_2 – 38%, Al_2O_3 – 9%, CaO – 53%; точка *Б*: SiO_2 – 30%, Al_2O_3 – 30%, CaO – 40%. Для пользования этими диаграммами действительный состав шлака нужно пересчитать на условный с содержанием SiO_2 , Al_2O_3 и CaO , равным 100%.



120

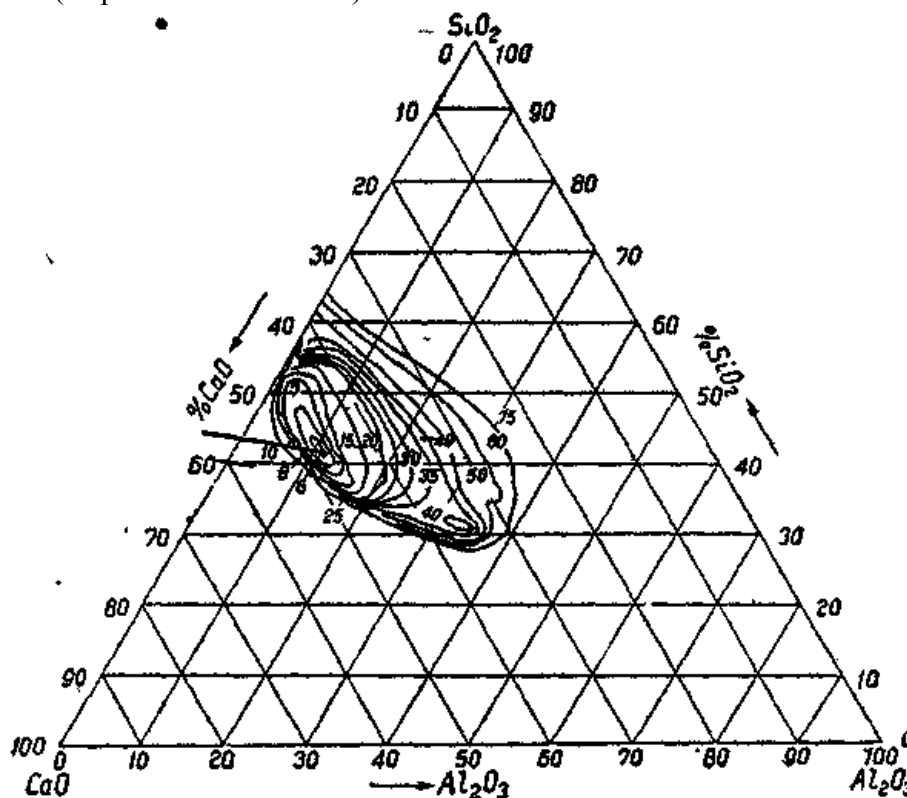
Состав условного шлака будет:

$$\text{SiO}_2 = \frac{34 \cdot 100}{89,5} = 38,0\%$$

$$\text{Al}_2\text{O}_3 = \frac{8 \cdot 100}{89,5} = 9,0\%$$

$$\text{CaO} = \frac{47,5 \cdot 100}{89,5} = 53,0\%$$

На диаграмме Гау-Бабу (рис. 27) нанесены кривые составов шлаков, имеющих одинаковую теплоту плавления. Теплота плавления представляет полное количество тепла, необходимое для расплавления шлака данного состава, включая и скрытую теплоту плавления (выражается в ккал/кг).



шлаки были достаточно подвижны и текучи, т.е. обладали бы небольшой вязкостью. Этому условию удовлетворяет шлак А, имеющий вязкость, равную примерно 5 пуазам. Работа на шлаках с вязкостью 8÷9 пуазов становится более трудной и поэтому нежелательной. Диаграммы вязкости шлаков для других температур даны на рис. 30 и 31.

Плавкость и текучесть шлаков увеличиваются с добавкой MgO, который вносится в виде доломита.

По своему характеру шлаки принято разделять на основные и кислые, в зависимости от величины отношения

$$M = \frac{\text{CaO} + \text{MgO}}{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3}$$

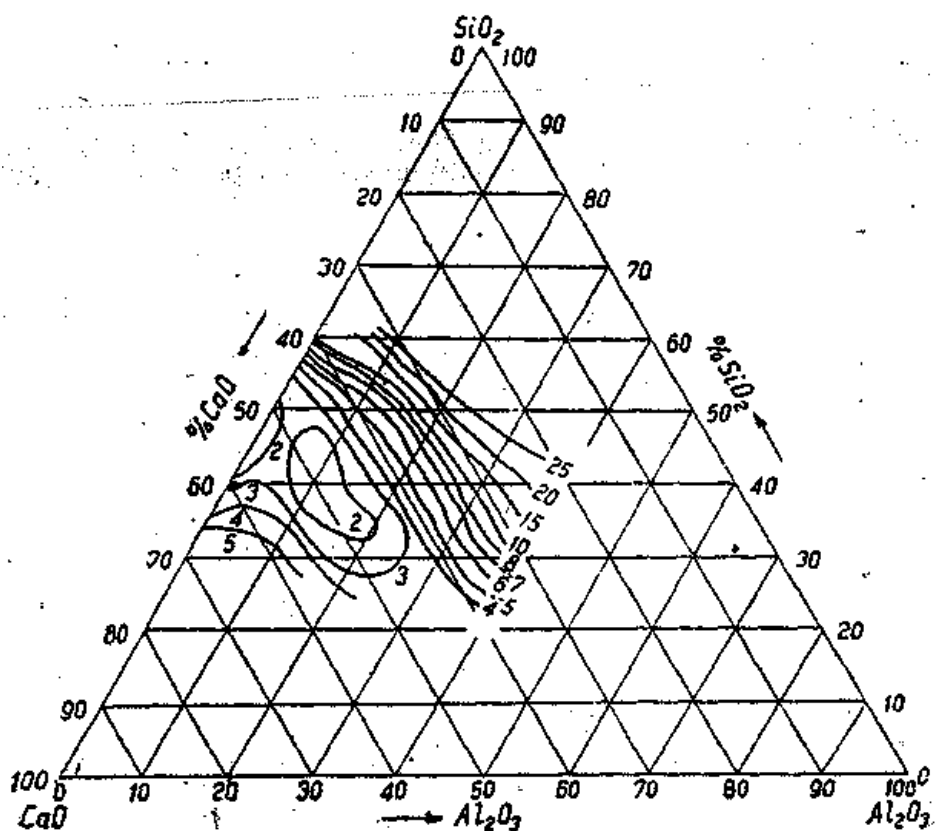


Рис. 31. Диаграмма Мак-Кеффера вязкости шлаков при температуре 1600°.

Основные шлаки ($M > 1$) застывают в камневидные массы с большим удельным весом; наиболее основные из них на воздухе рассыпаются в тонкий порошок. Кислые шлаки в жидком состоянии тягучи, а в холодном стекловидны и по большей части имеют зеленовато-бурый цвет.*

г) Формула Бишофа

Помимо SiO_2 , Al_2O_3 , CaO и Fe_2O_3 , являющихся основными компонентами золы топлива, в ней содержатся и другие соединения, которые в большей или меньшей степени влияют на температуру плавления. В некоторых случаях (особенно для более тугоплавких зол) хорошие результаты можно получить, если рассматривать золу как глину и вычислять соответствующий коэффициент огнеупорности.

С этой целью Бишоф установил следующую формулу для приближенного определения коэффициента огнеупорности Q огнеупорной глины по ее составу:

$$Q = \frac{A^2}{3BC}$$

где A – содержание кислорода в глиноземе,
 B – содержание кислорода в основных окислах и
 C – содержание кислорода в кремнеземе.

Плавление огнеупорной глины, равно как большинства зол, есть результат взаимодействия кислого кремнезема с основными и металлическими окислами, образующими при этом соответствующие силикаты.

Чем выше содержание бисиликата окиси алюминия в золе, тем она более тугоплавка. Если содержание в золе кремнезема больше того количества, которое может дать бисиликаты с наличным глиноземом и плавнями, то этот избыточный кремнезем стремится к образованию высших, более легкоплавких силикатов.

Для максимального уменьшения неполадок от шлакообразования при топливе с очень легкоплавкой золой или золой, разрушительно действующей на кирпичную кладку, применяется добавка в загружаемое топливо или глины (глинозема) или песка (кремнезема), что с успехом оправдалось на многих газогенераторных установках. Этот прием, разумеется, прямо противоположен добавке в загружаемое топливо флюсующих оснований, практикуемой в генераторах с жидким шлакоудалением.

Для облегчения расчетов ниже приводится таблица 87, в которой сопоставлены количества кислорода в процентах в глиноземе, кремнеземе и основаниях, входящих в состав золы.

Таблица 87. Значения, пропорциональные коэффициентам в формуле Бишофа.

Согласно принятой Бишофом шкале, железо, определяемое как Fe_2O_3 , должно быть пересчитано на FeO , вследствие чего коэффициент, проставленный в таблице против FeO , есть число, на которое надо умножить процентное содержание Fe_2O_3 в золе, чтобы получить пропорцию кислорода, соответствующую форме FeO .

Вычисления по формуле Бишофа не приводят к полному соответствию между температурой плавления и коэффициентом огнеупорности, что объясняется, вероятно, присутствием в золе несиликатов (вроде гипса, фосфатов и др.). Однако коэффициент огнеупорности все же является некоторым указанием на предполагаемую шлакуемость топливной золы известного состава.

Таким образом из изложенного выше следует, что о способности золы шлаковаться можно судить по ее составу, пользуясь диаграммами Гау-Бабю и Ренкина или понятием о коэффициенте огнеупорности, и по температурам плавления и размягчения, определенным опытным путем в восстановительной и окислительной среде.

*д) Зола различных топлив

По причинам, о которых говорилось выше, определения температуры плавления золы топлив должны производиться с большими предосторожностями и преимущественно в полувосстановительной среде. К сожалению, проведение этих определений доступно не всем заводским лабораториям, так как для этого требуются специальные печи и аппаратура. В этом отношении некоторым преимуществом обладают химические анализы, производство которых не вызывает таких трудностей, хотя и позволяет получать ценные указания относительно ожидаемой шлакующей способности золы.

Составляющие	Процент кислорода в Al_2O_3	Процент кислорода в SiO_2	Процент кислорода в RO	$3 \times$ (процент кислорода в RO)
Al_2O_3	49,96	—	—	—
SiO_2	—	52,98	—	—
FeO	—	—	20,0	60
CaO	—	—	28,53	85,6
MgO	—	—	39,71	119,1
MnO	—	—	22,54	67,6
K_2O	—	—	16,93	50,9
Na_2O	—	—	25,71	77,1

Содержание золы в древесном топливе обычно не велико и колеблется в пределах $0,3 \div 2,0\%$, считая на сухое вещество ¹. Увеличенное содержание золы наблюдается лишь в случае сплавных дров за счет посторонних примесей – песка и речного ила. Температура плавления золы высока.

Содержание золы в торфах зависит от характера болота и колеблется в очень широких пределах: от 2,0 до 40,0%. Наименьшее количество золы имеют торфы верховых болот, среднее – промежуточные и наибольшее – низинные. Температура плавления золы зависит главным образом от веществ, привнесенных со стороны, и иногда бывает очень низкой. Интервал температур размягчения $1000 \div 1450^\circ \text{C}$.

Содержание золы в бурых углях, как правило, велико. Так, для углей Подмосковского бассейна количество золы доходит до 35% ($20 \div 35\%$), в челябинских углях – до 39% ($15 \div 39\%$), в богословских – до 21% ($10 \div 21\%$), в среднеазиатских – до 40% ($6 \div 40\%$), в углях Закавказья – до 28% ($12 \div 28\%$) и т.д. Температура плавления золы, определяемая ее составом, также колеблется в очень широких пределах, практически от 1100 до 1400°C и выше. При этом, несмотря на тугоплавкость золы, некоторые угли и в частности подмосковный все же иногда шлакуются, что объясняется большим содержанием в золе пиритов.

Каменные угли и антрациты содержат весьма различные количества золы, плавкость которой колеблется в очень широких пределах: содержание золы от 1,5 до 25%, и температура плавления от 1050 до 1600°C .

Наиболее зольными топливами являются сланцы. Содержание твердой минеральной части в них, в большинстве случаев легкоплавкой и склонной к шлакообразованию, доходит до $60 \div 65\%$. Из применяемых в промышленности СССР наивысшей температурой размягчения обладают сланцы гдовского месторождения (в среднем, около 1200°C) и наинизшей – средневожские (в среднем 1080°C).

Приведенные общие данные о золе различных топлив показывают, что колебания в ее характере и свойствах даже для одного вида топлива настолько велики, что лишают возможности заранее предвидеть, насколько это топливо с точки зрения поведения золы пригодно для газификации и какие результаты можно ожидать при его переработке в промышленный газ.

Поэтому особое значение приобретают предварительные лабораторные исследования топлив, дающие основные указания об их особенностях и в частности о составе золы и ее плавкости.

Заканчивая на этом рассмотрение золы как фактора, в значительной, мере определяющего успех в производственных условиях, особо отметим, что очень часто именно характер и свойства золы не позволяют получить на практике достаточно удовлетворительных результатов. *

В заключение приведем некоторые выводы, которые можно сделать на основании изложенного применительно к практике газогенераторного дела:

1) если содержание кремнезема и глинозема в золе велико, то температура ее плавления должна быть высокой;

2) содержание железа в золе благоприятствует образованию плавней с низкой температурой плавления;

3) до известных пределов (не свыше 30%) окись кальция обычно влияет на температуру плавления золы в сторону ее понижения;

4) температура плавления золы совершенно не зависит от количества золы и является ее свойством, которое может быть определено только приближенно;

5) топлива с большим содержанием серы склонны давать золу с низкой температурой плавления;

6) температура плавления золы может быть понижена прибавкой к топливу окиси железа, магнезии и щелочей.

¹ Дальше всюду содержание золы приводится в расчете на сухое вещество.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Для производства генераторного газа фактически может служить любой аппарат, снабженный устройством для подвода воздуха и пара и для отвода газа. Однако к.п.д. процесса газификации и состав получаемого газа в большой мере зависят от того, насколько приспособлен данный аппарат для данного топлива и для данного потребления газа.

Количество конструкций газогенераторов и газогенераторных установок, работающих более или менее успешно, очень велико, и описать их все не представляется возможным. Поэтому мы вынуждены ограничиться описанием лишь некоторых из них, наиболее типичных и зарекомендовавших себя в длительной эксплуатационной работе или, по ряду соображений, представляющих специальный интерес.

При выборе типа газогенератора, наиболее подходящего для определенных целей, в первую очередь необходимо сообразоваться с тем, насколько данный генератор по своим размерам приспособлен для термически эффективной переработки топлива, предназначенного для газификации. Но при этом совершенно необходимо считаться и с тем, насколько в данном типе генератора предусмотрены меры борьбы с различными возможными неполадками в работе и насколько усложнение конструкции повлияет на стоимость всей газогенераторной установки.

Для того чтобы ясно представить себе трудности, которые могут возникнуть в процессе газификации, полезно ознакомиться в общем виде с последовательными этапами прохождения топлива через генератор, начиная с момента загрузки и кончая выгребом шлака.

На рис. 32 схематически показано, на какие зоны может быть разделен генератор, перерабатывающий битуминозное топливо. Воздух и пар в виде паровоздушной смеси подаются через решетку или дутьевую головку внизу генератора; наверху проводится загрузка холодного топлива и отвод неочищенного газа. Смесь воздуха и пара сначала приходит через инертную зону золы (на которой покоится топливо), где несколько подогревается и затем поступает в слой раскаленного кокса. Углерод кокса, реагируя с кислородом воздуха и пара, образует углекислоту и окись углерода, причем одновременно выделяется и водород. Далее вследствие соприкосновения с вышележащими слоями раскаленного кокса образовавшаяся углекислота восстанавливается до окиси углерода.

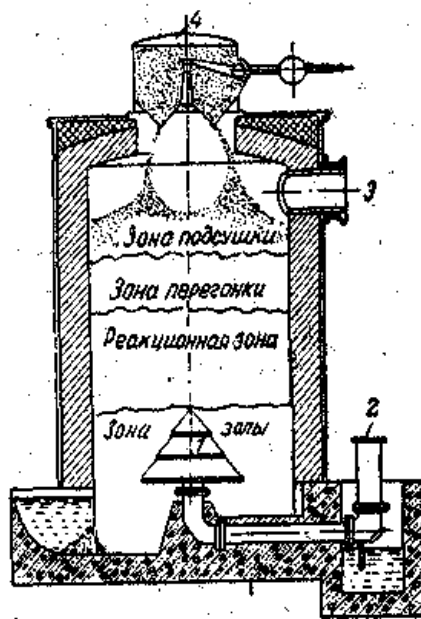


Рис. 32. Распределение зон в генераторе.

1 — колосниковая решетка, 2 — подача дутья, 3 — отвод газа, 4 — загрузочная коробка.

Во многих газогенераторах реакция разложения водяного пара не успевает закончиться к моменту выхода газа из слоя топлива в верхней части генератора, так как полнота разложения зависит от количества вводимого с дутьем пара, Температуры и высоты слоя топлива. В самой верхней части толщ топлива за счет физического тепла нагретых газов, поступающих снизу, происходит возгонка летучих и испарение влаги топлива.

Таким образом можно считать, что в газогенераторе имеют место следующие четыре области, которые переходят одна в другую более или менее постепенно: 1) зона золы, 2) реакционная зона, 3) зона сухой перегонки, 4) зона подсушки.

Всякого рода затруднения, случающиеся при работе генераторов, бывают Обычно в следующих двух местах: 1) в зоне сухой перегонки и 2) в месте стыка зон окисления и золы. И если эти затруднения вообще могут иметь место при газификации данного вида топлива, то они безусловно должны быть учтены при выборе и проектировании определенного типа генератора. Обычно зоны в газогенераторе устанавливаются в соответствии с особенностями топлива, составом паровоздушного дутья и высотой слоя топлива.

Переходя к конкретному описанию специфических особенностей отдельных конструкций генераторов, в целях наибольшей ясности мы будем придерживаться следующей последовательности, в описании различных типов и конструкций газогенераторов:

- 1) генераторы с жидким шлакоудалением;
- 2) генераторы с ручным золоудалением;
- 3) генераторы с механическим золоудалением;
- 4) устройство шахты газогенераторов;
- 5) загрузочные устройства генераторов;
- 6) приспособления для перемешивания и разравнивания топлива;
- 7) производство и подача пара в газогенераторы;
- 8) генераторы с улавливанием побочных продуктов;
- 9) генераторы для мелкозернистых и пылевидных топлив;
- 10) генераторы большой производительности;
- 11) генераторы специального назначения.

1 ГЕНЕРАТОРЫ С ЖИДКИМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ

а) Первоначальные конструкции

Ранее уже упоминалось (стр. 115), что температура плавления золы многих топлив бывает иногда настолько низка, что, во избежание серьезных производственных затруднений от шлакования, часто бывает необходимо или понижать форсировку или к воздушному дутью добавлять в таком количестве пар, что в результате получается газ с большим содержанием водорода и углекислоты.

Совершенно очевидно, что эти пути для избежания производственных трудностей не всегда оказываются приемлемыми.

Как известно, в доменных печах и вагранках зола топлива вместе с железом и другими примесями, содержащимися в руде, специально поддерживается в расплавленном состоянии и в этом виде удаляется из печей. Подобно этому и в газогенераторном деле было предложено много способов для удаления золы в жидком состоянии, так как лица, первоначально работавшие в области газификации топлив, были почти все связаны с черной металлургией.

Так например, во Франции впервые газогенератор был построен Эбельменом (1840г.) в комбинации с пудлинговой печью. По конструкции этот генератор очень напоминал шахту доменной печи. Воздух вводился у основания шахты, а шлак удалялся через выпускное отверстие – лётку в поду. В верхней части генератора была подвешена

реторта (юбка), предохранявшая от уноса свежего топлива и служившая своего рода питателей.

Схема генератора Эбельмена показана на рис 33. Генератор работал на древесном угле. Для получения из золы легкоплавкого шлака в топливо при загрузке в качестве флюса добавлялся металлургический шлак или известняк. Эбельмен работал на этом генераторе без добавки и с добавкой пара к воздушному дутью и в последнем случае испытал большие затруднения от увеличения вязкости шлака.

На сухом дутье в этом генераторе получался газ следующего состава: CO_2 – 0,5%; CO – 33,3%; H_2 – 2,8%; CH_4 – 0%; N_2 – 63,4%, т.е. газ с теоретически максимальным количеством окиси углерод.

В 1880–1890 гг. генераторы с жидким шлакоудалением работали в Витковицах в Германии. Флюсующей добавкой служил известняк.

В 1881 г. в “Известиях американского института горных инженеров” упоминается о генераторе с жидким шлакоудалением, построенном Тэйлором (W. J. Taylor) и работавшем в Честере (США). Топливом для этого генератора служил антрацит, а в качестве флюса добавлялся доменный шлак в количестве от 30% до 40%,

В 1902 г. известный пионер газогенераторного дела Твэйт (В. Н. Thwaite) пустил в Англии свой так называемый “ваграночный” генератор диаметром около 1,8 м и высотой около 9 м.

На рис. 34 воспроизведена репродукция с фотографии подобной установки, работавшей около Лидса в 1906 г. [115]. На отходах кокса зольностью 9,5% при сухом воздушном дутье газ получался следующего состава:

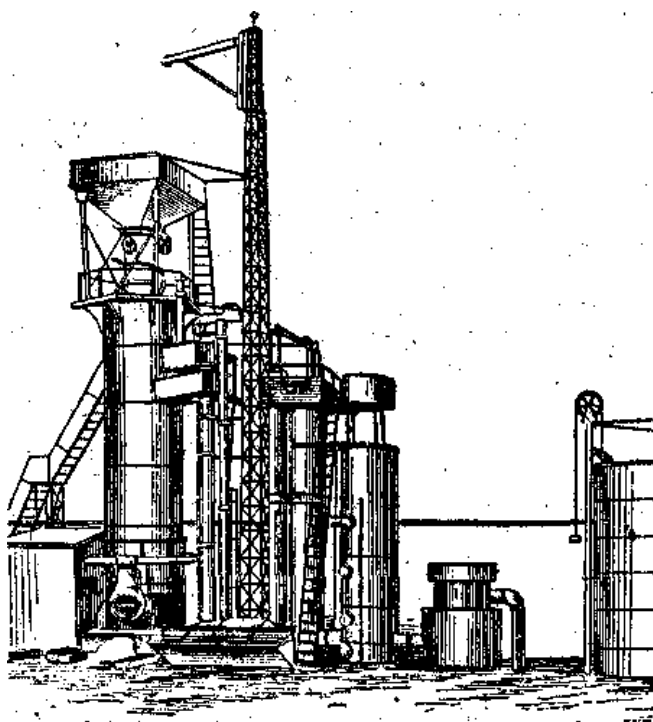


Рис.34. Генератор жидкого шлака Твэйта.

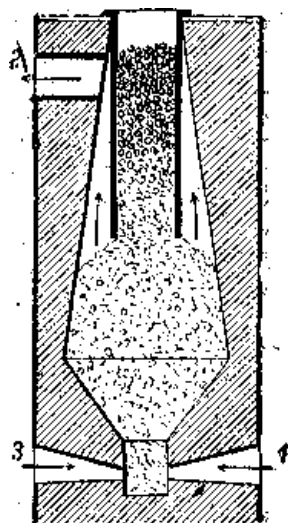


Рис. 33. Генератор жидкого шлака Эбельмена.

1 – подвод воздуха, 2 – отвод газа, 3 – выпуск шлака.

CO_2 – 0,08÷1,2%; O_2 – 0,4÷1,8%; CO – 30÷32,4%; H_2 – 0,2÷0,4%; CH_4 – 4,1÷1,6%; N_2 – 64,1÷63,0%.

Другой газогенератор Твэйта [116] работал на ланкаширском битуминозном угле и давал газ следующего состава: CO_2 – 2,0%; CO – 29,0%; H_2 – 5,35%; CH_4 – 2,05%; N_2 – 61,6%.

Благодаря принятой большой высоте слоя топлива, газ покидал установку с низкой температурой, а следовательно с сравнительно небольшой выходной скоростью, и с постоянной, теплотворной способностью.

Следующий шаг [117] к модернизации генератора с жидким шлакоудалением был сделан в 1907 г. французской фирмой Фише и Хертри (Fichet & Heurtry) совместно с Сепюлькром (Sepulchre), которые выпустили на рынок так называемый генератор SFH, изображенный на рис. 35.

В Жиронкуре (Франция) была пущена установка из шести таких генераторов, причем газ с успехом использовался в нагревательных и отжигательных печах. Особенно отмечалось, что с жидким шлаком теряется меньше тепла, чем обычно содержится в

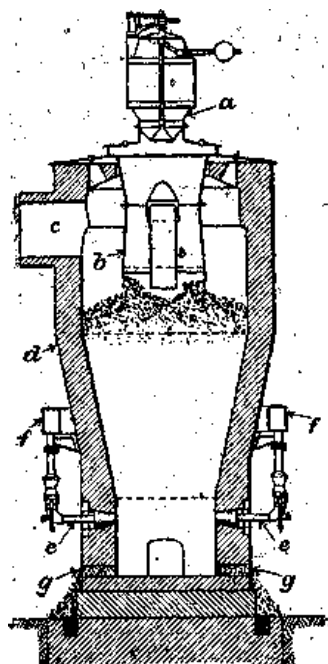


Рис. 35. Генератор жидкого шлака SFH.
a – загрузочная коробка, *b* – юбка, *c* – газослив, *d* – корпус генератора, *e* – фурмы, *f* – кольцевой трубопровод, *g* – летка.

Корпус газогенератора *d* по форме напоминает нижнюю часть доменной печи. Шахта генератора шире, горна, снабженного соответствующим количеством фурм *e* для подвода воздушного дутья, охлаждаемых водой. В эти фурмы воздух поступает из расположенного выше кольцевого трубопровода *f*, подвешенного на кожухе генератора. Расплавленный шлак вытекает через шлаковые отверстия – летки *g*. В качестве флюсующих добавок успешно применялись известняк и сортированный раздробленный доменный шлак.

углероде, удаляемом вместе с золой и шлаком из обыкновенных газогенераторов [118].

Некоторые из анализов газа, полученного при работе этих генераторов на различных видах топлива, приводятся ниже в таблице 88, составы угля, шлака и чугуна – в таблице 89.

Если принять во внимание, что форсировка была очень велика – около $1000 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$, считая по площади поперечного сечения горна (около $250 \div 300 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$ на площадь сечения шахты), – то представляется из ряда вон выходящим то обстоятельство, что в конечном газе содержалось такое огромное количество метана.

Кирпичная кладка нижней части генераторов быстро изнашивалась и требовала замены каждые три месяца, между тем как футеровка шахты могла не обновляться в течение нескольких лет.

В этих генераторах, как утверждают, также с успехом производилась и газификация угольной мелочи, топливных

отходов и очень зольных топлив. Однако опыт работы построенных в Германии заводских генераторов подобного типа, о чем будет сказано дальше, этого не подтвердил,

На рис. 35 видно, что верх генератора снабжен загрузочной коробкой для топлива *a*, ретортой (юбкой) *b* и газоотводом (газосливом) *c*.

Корпус газогенератора *d* по форме напоминает нижнюю

Таблица 88. Составы газа.

Составляющие газа	Лигнит	Бурый уголь	Уголь	Коксовые брикеты
CO ₂	2,5	1,4	1,0	1,6
CO	29,5	28,3	31,0	27,9
CH ₄	3,2	7,5 (?)	6,5 (?)	2,0
H ₂	6,7	7,7	6,0	1,2
N ₂	58,1	55,1	55,0	67,3

Таблица 89. Составы бурого угля, шлака и чугуна.

Бурый уголь (в %)			Чугун (в %)		Шлак (в %)	
Влажность	10,0		(выпускался вместе со шлаком)		SiO ₂	42,17
На сухое вещество в %	Зола	37,66	Углерод	2,30	Fe ₂ O ₃	1,26
	Углерод	44,41	Кремний	1,73	Al ₂ O ₃	18,83
	Водород	1,36	Фосфор	0,23	CaO	20,57
	Азот	0,45	Сера	1,97	MgO	12,89
	Сера	6,50			MnO	0,17
					S	1,72
					P ₂ O ₅	0,04

Вследствие высоких температур в горне вокруг фурм для воздушного дутья наблюдался быстрый износ футеровки, для успешной эксплуатации приходилось применять специальные сорта огнеупоров, которые обычно употребляются при кладке доменных печей. Хорошие качества показал магнезитовый кирпич при условии наружного охлаждения водой.

Более подробные исследования были поставлены в 1912 г. Смитом [119] на опытном газогенераторе, работавшем на коксе.

Опыты показали, что наиболее благоприятные результаты получаются в том случае, когда производится подогрев воздушного дутья. Точно так же было установлено, что вдувание водяного пара в количествах до 0,75 кг на килограмм кокса не ухудшает текучести шлака, т.е. не нарушает работы генератора и позволяет использовать избыточное физическое тепло, выделяющееся в горне генератора.

Наибольшие трудности возникали с удалением шлака, так как зола применявшегося кокса содержала большое количество кремнезема (до 55%) и требовала добавки от 15 до 20 кг известняка на 100 кг кокса, содержащего около 11% золы.

Широкое развитие газогенераторов с жидким шлакоудалением относится лишь ко времени мировой войны и послевоенного периода.

б) Генератор Вюрта

В 1913 г. в Бохуме (Германия) инж. Вюрт [120] (Wurth) построил два газогенератора для работы на коксе. Впоследствии число генераторов было увеличено до четырех.

Генератор Вюрта, схематический чертеж которого изображен на рис. 36, явился дальнейшим развитием генератора типа SFH. Внутренний диаметр шахты газогенератора Вюрта 2,8 м, высота загрузочной площадки над уровнем нижней отметки около 5,5 м. Генератор снабжен воздушными фурмами и паровыми соплами.

* Чрезвычайно важно отметить, что первые опыты по газификации кокса в этом газогенераторе оказались неудачными. Несмотря на тщательный подбор шихты, неоднократное изменение диаметра фурм, давления дутья и высоты слоя топлива, не удавалось наладить длительно устойчивый режим работы, постоянно нарушавшийся сильным шлакованием и постепенным перемещением зоны плавления к верху генератора.

Только после установки над воздушными фурмами паровых сопел (на высоте 0,5 м) в дальнейшей работе с подачей пара эти явления были устранены. Оказалось, что вследствие высокой температуры горнового газа в газогенераторе происходило преждевременное плавление золы кокса и флюсов, превращавшее шихту в вязкую, малоподвижную массу, плохо проницаемую для газов.

Вдувание пара в этом отношении оказали благотворное влияние, так как избыток физического тепла, развивавшегося в горне, поглощался эндотермическими реакциями разложения водяного пара, вследствие чего зона плавления сузилась до сравнительно короткого участка, температура газа понизилась, и шихта стала легко проницаемой для газа. Между прочим, подобные явления не наблюдаются при работе доменных печей и

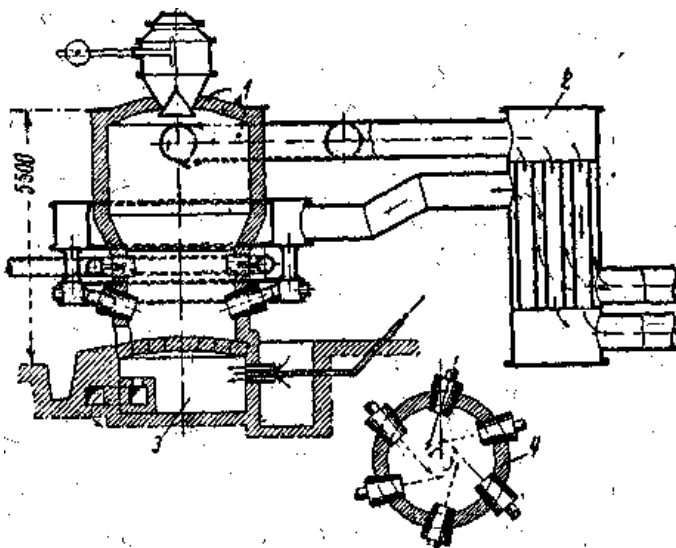


Рис. 36. Генератор жидкого шлака Вюрта.

1 – генератор, 2 – подогреватель дутья и пылеотделитель,
3 – подогреватель пода генератора (лещади),
4 – расположение фурм в плане.

именно потому, что там снижение температуры происходит автоматически за счет эндотермичности восстановительных реакций. *

Далее встретились затруднения, вызванные загустеванием жидкого шлака и накоплением его в нижней части горна на лещади. Вследствие этого пришлось прибегнуть к организации специального подогрева газом пода генератора (лещади) снизу. Однако при этом потребовались сооружение весьма солидного кирпичного свода, несущего на себе значительную нагрузку.

Совершенно очевидно, что такая конструкция является неудовлетворительной, так как ведет к дополнительному расходу газа, а следовательно к уменьшению общего к.п.д. газогенератора. Впоследствии это затруднение удалось избежать, применяя в качестве флюсов руду или железистый шлак.

При применении таких флюсов на лещади газогенератора образуется горячая металлическая подушка, благодаря чему можно вовсе отказаться от подогрева лещади снизу. Поэтому в позднейших конструкциях генератора Вюрта устройства для подогрева пода, показанные на рис. 36, отсутствуют.

При выходе из газогенератора газ проходит через пылеотделитель, который в то же время может служить воздухоподогревателем. Количество удаляемой пыли весьма значительно и достигает $6\div 7\%$ от газифицируемого топлива, несмотря на то, что применяется кокс с размером кусков в $10\div 60$ мм. Хотя этот унос и представляет весьма значительную потерю, нельзя не отметить однако того обстоятельства, что производительность генератора по топливу может достигать крайне высоких значений – до 60 т в сутки, что приблизительно эквивалентно форсировке в $370\text{ кг/м}^2\cdot\text{час}$, считая по площади поперечного сечения шахты, или $1175\text{ кг/м}^2\cdot\text{час}$ по сечению горна, т. е. в два-три раза больше, чем средняя форсировка обычных немеханизированных газогенераторов одинакового диаметра, использующих в качестве топлива кокс.

Конструкцией предусмотрены две летки для выпуска шлака, открываемые попеременно раз в два-три часа. Каждый выпуск шлака сопровождается выдачей небольшого количества чугуна (около 3% от выпускаемого шлака).

Пределы допускаемых колебаний в нагрузке газогенератора связаны с плавкостью и текучестью золы и плавней, однако на основании опыта гарантируется бесперебойный ход генератора при снижении форсировки до половины ее нормальной величины.

Некоторые эксплуатационные данные работы газогенератора Вюрта [121] приводятся ниже в таблице 91.

в) Генераторы завода Георгс-Мариенхютте

Почти одновременно с генераторами Вюрта были начаты работы по газификации кокса с жидким шлакоудалением, на заводе Георгс-Мариенхютте [122].

Сводка основных размеров и производительностей генераторов завода Георгс-Мариенхютте дана в таблице 90. Из этой таблицы видно, что даже при такой большой производительности как 100 т кокса в сутки требуется генератор сравнительно небольших размеров, с наружным диаметром шахты $3,8\text{ м}$ и высотой – $6,5\text{ м}$. Это означает, что для генераторов с жидким удалением шлака требуется значительно меньшая строительная площадь по сравнению с генераторами других типов.

Генератор завода Георгс-Мариенхютте изображен на рис. 37. В основном он очень напоминает позднейшие конструкции генераторов Вюрта и отличается лишь тем, что вместо двух диаметрально противоположных газоотводов он снабжен одним газовым патрубком, размещенным частично в верхней плите.

Благодаря этому унос пыли и мелочи значительно ниже, чем у генераторов Вюрта. Генераторы Георгс-Мариенхютте работают на воздушном дутье без вдувания пара. Флюсующая добавка, загружаемая вместе с топливом, содержит гораздо больше железа.

Все воздушные фурмы охлаждаются водой. Для выпуска шлака предусматривается не меньше двух леток на высоте около 200 мм над леткой для выпуска чугуна. Удаление

Таблица 90. Производительность и основные размеры газогенераторов Георгс-Мариенхютте.

Расход газифицируемого кокса <i>т/сутки</i>	Выход газа <i>м³/час</i>	Расход воздуха <i>м³/мин</i>	Приближенные размеры в миллиметрах							
			Диаметр шахты		Диаметр горна		Диаметр газового патрубка	Диаметр кольца воздухопровода	Диаметр воздухопровода	Высота
			внутренний	наружный	внутренний	наружный				
10÷15	от 2 000 до 3000	55	1500	2050	1100	1650	600	3000	250	4000
20÷30	от 4000 до 6000	105	2000	2500	1600	2150	820	3500	250	5000
30÷45	от 6000 до 9 000	155	2300	2800	1900	2450	820	3800	250	5000
50÷70	от 10 000 до 14000	245	2750	3300	2350	2900	1000	4400	375	6000
70÷100	от 14000 до 20000	355	3300	3800	2850	3400	1200	4900	375	6500

шлака производится примерно раз в 4 часа, выпуск чугуна – каждые 8÷12 часов в зависимости от содержания железа во флюсующей добавке; такой добавкой обычно служит бессемеровский или основной мартемовский шлак. Выход чугуна колеблется в пределах от 1,5 до 4,2% по весу газифицируемого кокса.

Утверждают, что футеровка нижней части горна и пода (лещади) генератора выдерживает до 13 месяцев непрерывной работы, после чего требует полной замены.

Генераторы, подобные описанным, были установлены на заводе Гельзенкирхевер-Бергверкс (Gelsenkirchener Befgwerks). Сравнительные данные по работе газогенераторов Вюрта и Георгс-Мариенхютте приводятся в таблицах 91 и 92.

Обращает на себя внимание тот факт, что потери от уноса в генераторе Вюрта очень велики. Пыль, осевшая в осадительной камере, представляла собою смесь более или менее мелких частиц углерода которые обычно уносятся из газогенераторов, с сравнительно крупными кусочками кокса, захваченными потоком газа, имевшим большую скорость вследствие повышенной производительности.

Малая потеря от уноса в рассматриваемом испытании генератора Георгс-Мариенхютте объясняется, повидимому, незначительной скоростью газа в виду, малой форсировки. Это предположение подтверждается [123] тем, что эффективно газифицировать более мелкое топливо, чем грохоченный кокс, в этих генераторах также не удастся. В этом случае потери от уноса становятся чрезмерными, а действенное осаждение из газа пыли оказывается затруднительным.

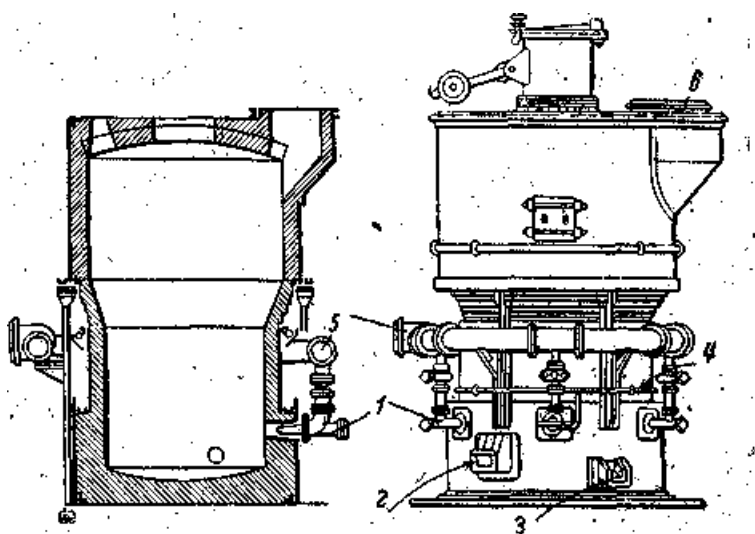


Рис. 37. Генератор жидкого шлака завода Георгс-Мариенхютте.

1 – фурмы, 2 – шлаковая летка, 3 – чугунная летка, 4 – подводы воды для охлаждения фурм, 5 – кольцевой воздухопровод, 6 – отвод газа.

Таблица 91. Эксплуатационные данные работы газогенераторов Вюрта и Георгс-Мариенхютте.

Наименование	Единицы измерений	Генератор		Наименование	Единицы измерений	Генератор	
		Вюрта	Георгс-Мариенхютте			Вюрта	Георгс-Мариенхютте
Основные размеры генератора: Диаметр горна в свету				теплотворная способность низшая в неочищенном газе (0°, 760 мм)	ккал/м ³	1210	1082
Диаметр шахты в свету	м	1,5	1,6	содержится:			
Площадь поперечного сечения горна	м ²	2,8	2,0	сероводород	г/м ³	1,52	0,39
Площадь поперечного сечения шахты	м ²	1,76	2,0	влага	г/м ³	27,8	7,9
Топливо – кокс:				пыль	г/м ³	21,7	5,3
углерод	%	87,4	87,4	Температуры и давления:			
водород	%	0,5	0,5	температура воздушного дутья у фурм	°С	240	55
зола	%	8,1	8,1	температура отходящего газа	°С	700	800
влага	%	4,0	4,0	повышение температуры охлаждающей воды	°С	35	35
Производительность газогенератора:				гидравлическое сопротивление слоя топлива в генераторе	мм в ст.	550	330
суточная по топливу	т/сутки	50	30	давление дутья перед фурмами	мм в ст.	700-850	400—600
Форсировка площади поперечного сечения:				Состав чугуна:			
а) горн	кг/м ² ·час	1175	625	Si	%	3,00	—
б) шахта	кг/м ² ·час	340	398	Mn	%	2,91	9,27
Расход материалов на 1 тонну кокса:				P	%	1,42	9,25
добавка шлака (по весу)	%	11,0	17,7	S	%	0,07	0,02
расход воздуха (0°, 760 мм)	м ³ /т	3300	3800	Тепловой баланс.			
расход пара, подаваемого в генератор	кг/т	320	0	Приход тепла:			
расход охлаждающей воды	%	2,2	7,7	теплотворная способность топлива	%	94,0	99,1
Выходы продуктов на 1 т кокса:				теплосодержание воздуха	%	3,2	0,9
газа (0°, 760 мм)	м ³ /т	4430	4650	теплота пара	%	2,8	—
шлака	%	13,3	18,0	Итого	%	100,0	100,0
чугуна	%	0,3	3,2	Расход тепла;			
пыли	%	9,6	2,4	теплотворная способность газа	%	74,3	72,0
Газовый анализ.				физическое тепло газа и примесей	%	15,2	18,4
состав сухого газа:				потеря тепла с углеродом уноса	%	5,6	1,2
CO ₂	%	2,0	0,6	потеря тепла со шлаком и чугуном	%	0,9	1,5
CO	%	32,0	33,4	потеря тепла с охлаждающей водой	%	1,0	3,8
CH ₄	%	0,5	0,5	потери в окружающую среду и неучтенные потери	%	3,0	3,1
H ₂	%	7,5	0,2	Итого	%	100,0	100,0
N ₂	%	58,0	64,6				

ТАБЛИЦА 92. Составы флюсов, шлака, золы кокса и пыли.

	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe	Mn	Ca	Mg	S	P ₂ O ₅
Газогенератор Вюрта:								
зола кокса	49,02	30,93	9,24	—	2,31	3,23	0,96	—
добавляемый дробленый доменный шлак	29,99	17,15	1,93	2,8	28,52	2,78	2,17	—
выдаваемый шлак	37,0	24,3	1,61	1,34	21,11	2,2	0,95	—
пыль	44,35	27,85	5,7	1,94	8,83	1,25	2,44	—
Газогенератор Георгс-Мариенхютте:								
зола кокса	25,9	25,13	19,36	—	1,52	1,07	1,19	—
добавляемый бессемеровский шлак	24,53	1,88	11,54	9,87	23,0	3,84	0,32	4,94
добавляемый мартеновский шлак	14,0	4,4	14,0	5,09	27,47	4,76	0,41	2,55
выдаваемый шлак	32,33	—	1,61	4,90	21,72	—	0,62	—
пыль	36,7	18,21	7,03	4,33	6,51	5,65	2,75	5,73

* Опыт работы на газогенераторах этих конструкций показал, что наилучшие результаты дает газификация отгрохоченного от мелочи кокса с размером кусков 25÷50 мм. В противном случае коксовая мелочь ведет к увеличенному уносу и неблагоприятно влияет на подвижность жидкого шлака. Далее выяснилось, что сильно спекающиеся угли и угли, образующие непрочный кокс, мало пригодны для газификации с жидким шлакоудалением.

Специально поставленные опыты для выяснения вопроса о максимальной зольности топлива показали, что для нормальной работы газогенератора Георгс-Мариенхютте с холодным воздушным дутьем выход шлака не должен превышать 90÷95% от веса загружаемого кокса, т.е. содержание твердого углерода в шихте не должно быть менее 50÷53%*

г) Генератор Ремана

Газогенератор Ремана, представленный на рис. 38, был сконструирован в расчете на использование в нем более мелкого кокса. Специфические особенности этой конструкции заключаются в следующем: 1) площадь поперечного сечения горна непропорционально мала по сравнению с площадью сечения в верхней части газогенератора; 2) выше уровня загрузки топлива диаметр кожуха генератора сильно увеличен, и в нем размещено большое кольцевое

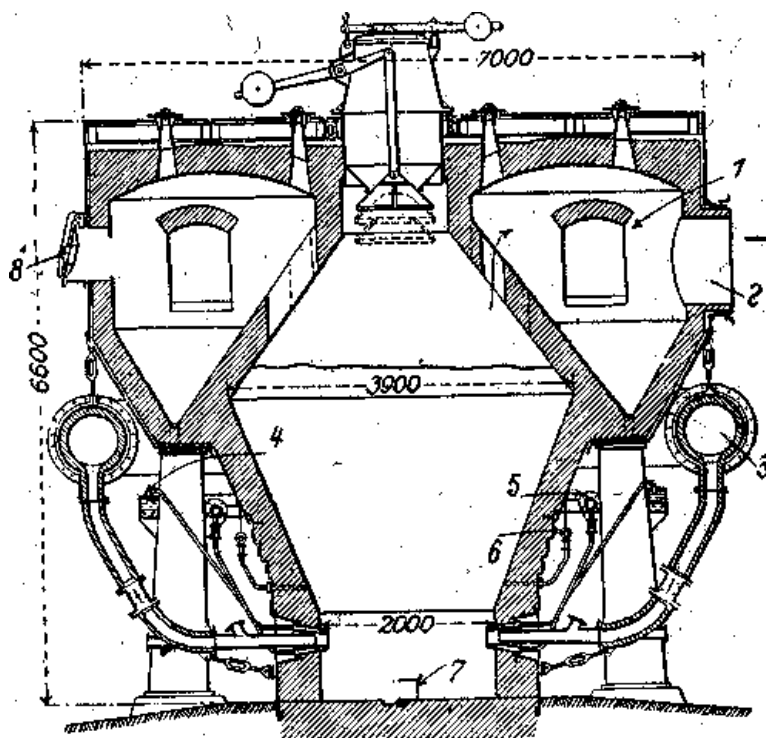


Рис. 38. Генератор жидкого шлака Ремана.

1 — пылеотстойная камера, 2 — отвод газа, 3 — кольцевой воздухопровод, 4 — водосборный канал, 5 — подвод воды на охлаждение фурм, 6 — подвод пара, 7 — летка для выпуска шлака, 8 — предохранительный клапан.

пространство, выполняющее роль пылесадительной камеры, через которую проходит газ перед выходом из генератора. Значительное сужение генератора книзу по мысли конструктора должно содействовать достижению достаточно высокой температуры в горне, необходимой для получения легкотекучего шлака, а постепенное увеличение площади поперечного сечения выше фурм должно обусловить более медленное движение газа.

Газ поступает через окна в “ложном” своде собственно генератора в расположенную под ним кольцевую камеру. Вследствие этого движение газа замедляется, и основная масса более крупного уноса осаждается. При помощи вспомогательного устройства – специальных труб и клапанов, осевшая пыль может снова подаваться в газогенератор, будучи примешена к воздуху, идущему на дутье. Поэтому с точки зрения использования малоценных топлив конструкция Ремана представляет большой интерес.

д) Генераторы Пинча

Фирма Ю. Пинч (Pintsch) строит газогенераторы с жидким шлакоудалением двух типов, один из которых изображен на фотографии рис. 39. Вообще говоря, этот тип генератора очень мало отличается от уже описанных ранее.

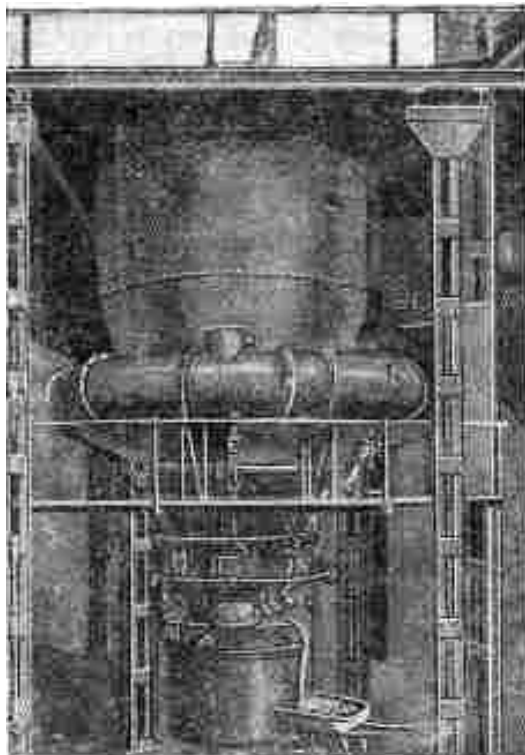


Рис. 39. Генератор жидкого шлака Пинча.

Другой тип в оформлении этой фирмы, особенно пригодный для генераторов малой производительности, изображен на фотографии рис. 40. Рис. 41 показывает разрез по оси нижней части этого генератора.

Генератор, изображенный на рис. 39, употреблялся как запасный на случай потребности в газе для 1000-сильного газового двигателя, работавшего на доменном газе, в те периоды, когда на силовой станции не бывало доменного газа. Поскольку последний содержит ничтожное количество водорода, двигатель на доменном газе можно отрегулировать таким образом, чтобы начальное давление сжатия смеси газа с воздухом в цилиндре было выше, чем при работе на генераторном газе. Газовые двигатели, рассчитанные на такие высокие степени сжатия, допустимые при работе на доменном газе, часто становятся ненадежными при работе на обыкновенном генераторном газе. Между тем, если применять генераторный газ, полученный при сухом воздушном дутье, эта ненадежность отпадает. Данные о работе этого генератора приводятся ниже.

Состав материалов, загружаемых в генератор: 1) металлургический кокс (зольность – 10,2%) с составом золы: SiO_2 – 46,06%; Al_2O_3 – 16,79%; Fe_2O_3 – 30,34%; CaO – 2,79%; MgO – 0,37%; P_2O_5 – 0,73%; 2) железная руда в качестве флюсующей добавки: Fe – 27,91%, Mn – 4,00%, P – 1,09%, $\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2$ – 6,92%, CaO – 12,86%, MgO – 1,16%, H_2O – 6,06%.

Состав продуктов, выдаваемых генератором: 1) шлак (выпуск ежечасно): SiO_2 – 32,06%, Al_2O_3 – 18,16%, FeO – 16,31%, MnO – 5,64%, CaO – 25,12%, MgO – 0,28%, P_2O_5 – 0,53%, CaS – 1,16%; 2) газ (по объему): CO_2 – 1,5%, O_2 – 0,2%, CO – 32,2%, H_2 – 0,5%, N_2 – 65,6%.

Теплотворная способность газа – 993 ккал/м³ (0°, 760 мм).

Газогенератор работал без подогрева воздуха и без подвода пара. Термический к.п.д. газификации составлял около 70%. Давление воздуха равнялось 560 мм вод. ст. Давление газа 38 мм вод. ст.

Внутренний диаметр описываемого генератора – 0,9 м, что при мощности двигателя в 1000 ЛС соответствует очень большой производительности. Однако, как уже упоминалось, форсированный ход генератора благоприятен в том отношении, что создает известную гарантию достаточной текучести шлака.

Так как потери тепла от лучеиспускания нижней части генератора возрастают с уменьшением его размеров, то естественно, что чем меньше генератор, тем труднее поддерживать в нем режим жидкого шлакоудаления. Эти трудности учтены конструкцией генератора, показанного на рис. 40, которая предусматривает также и возможность работы на топливе с высокой температурой плавления золы и мероприятия, облегчающие производственные трудности, связанные с затвердеванием шлака в периоды малой нагрузки.

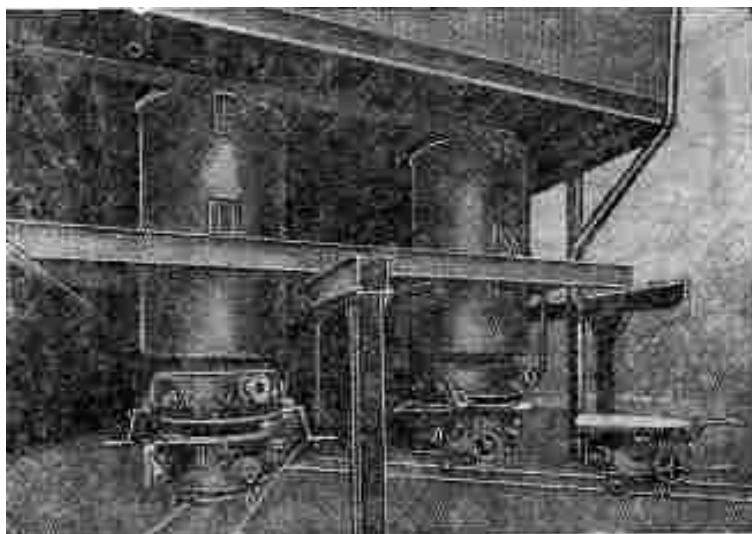


Рис. 40. Генератор жидкого шлака Пинча со съемным подом.

На рис. 40 показана установка из двух таких генераторов, работающая на химическом заводе, для которого газ, благодаря высокому содержанию СО и низкому СО₂, является подходящим сырьем для производства муравьиной кислоты.

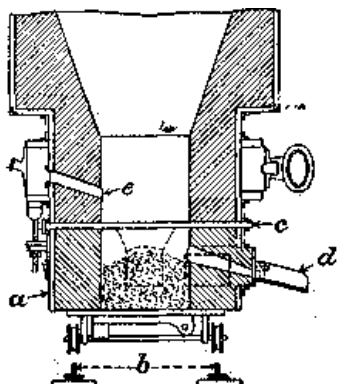


Рис. 41. Разрез нижней части генератора Пинча.
а – шлаковая вагонетка, б – рельсы, с – асбестовое уплотнение, d – желоб для выпуска шлака, e – воздушная фурма.

Генераторы подвешены снизу к каркасу и снабжены передвижными шлакоприемниками, смонтированными на вагонетках, устройство которых более детально показано на рис. 41. Здесь а – шлаковая вагонетка, передвигающаяся по рельсам b, с – солидное асбестовое уплотнение между неподвижной и съемной частями генератора, d – желоб для выпуска шлака и e – воздушные фурмы. Нижняя часть газогенератора с содержащимся в ней более или менее, жидким шлаком отделяется от верхней неподвижной части обычно около четырех раз в сутки, и к генератору присоединяется другой шлакоприемник. На время смены шлакоприемников топливо подпирается через воздушные фурмы “ложными колосниками”, что напоминает приглушение процесса при очистке от шлака генераторов водяного газа.

Для предотвращения перерывов в производстве газа, на время смены вагонеток с шлакоприемниками пускается в ход эксгаустер (на трубопроводе холодного газа), и таким образом генератор временами работает под разрежением.

Газогенераторы описанного типа не отличаются простотой в обслуживании и нуждаются в более квалифицированной рабочей силе, чем газогенераторы с жидким шлакоудалением большего размера. Однако с точки зрения возможности непрерывного и дешевого производства практически чистой окиси углерода (разбавленной, разумеется,

азотом) эти генераторы представляет известный интерес и выгодно отличаются от применявшихся до сих пор для аналогичных надобностей малых генераторов с сухим воздушным дутьем и удалением шлака вручную.

*е) Генераторы Лер Шо

Особенность процесса газификации с жидким шлакоудалением – получение высоких производительностей в одном агрегате и наметившаяся возможность рентабельной переработки многозольных топлив – повели к дальнейшему расширению и углублению работ в этой области. Во Франции в С.-Этьене (St. Etienne) [124,125] в 1920 г. была пущена установка, работавшая на сланцах и выдававшая в качестве товарных продуктов: газ с теплотворной способностью от 1050 до 1230 ккал/м³ кремнистый чугун и шлак, годный для переработки на цемент. Особенностью этой установки явился высокий подогрев воздушного дутья – до 400÷600° С, который позволил перерабатывать топливо с содержанием золы до 70÷73%. Комбинация газогенератора со специальным воздухонагревателем оказалась удачной и нашла себе применение для газификации отходов при обогащении углей. Там же, в С.-Этьене, в 1925 г. фирмой Лер Шо (L'air chaud) были смонтированы и пущены в эксплуатацию два газогенератора с жидким шлакоудалением для газификации смеси сланца и низкосортного кокса, производительностью каждый до 120 т шихты в сутки. Одновременно с газом в качестве побочных продуктов получался чугун и шлак, перерабатываемый в цемент.

Каждый из генераторов снабжен трубчатым воздухонагревателем из специальной жароупорной стали, позволяющим получать подогрев воздушного дутья до 600°С. Загрузка шихты осуществляется скиповыми подъемниками и производится обычно через четверть часа. Выдача шлака и чугуна производится через две летки, расположенные друг

Таблица 93. Эксплуатационные характеристики газогенераторов Лер-Шо.

	Единицы измерения	Величины		Единицы измерения	Величины
Состав шихты:			шлак	т/сутки	35
сланец	%	38,5	кремнистый чугун	т/сутки	11
кокс	%	35,3	Анализ газа:		
известняк	%	21,5	CO ₂	%	3,5
скрап	%	4,7	CO	%	32,5
Суточная производительность по:			H ₂	%	4,0
сланцу	т/сутки	40,4	CH ₄	%	1,0
коксу	т/сутки	37,0	N ₂	%	59,0
известняку	т/сутки	22,6	Низшая теплотворная		
скрапу	т/сутки	5,0	способность	ккал/м ³	1180
По шихте.	т/сутки	105,0	Состав кремнистого чугуна:		
Форсировка площади			C	%	2,7
поперечного сечения горна по			SiO ₂	%	4,7
топливу (кокс + сланец)	кг/м ² ·час	~850	S	%	0,02÷0,05
углероду	кг/м ² ·час	~385	P	%	0,15
Суточные выходы продуктов:			Состав шлака:		
газ	м ³ /сутки	220000	SiO ₂	%	34,0
			Al ₂ O ₃	%	22,0
			CaO+MgO	%	43,0

против друга и ведущие в приямок для разделения чугуна и шлака. Шлак выпускается из газогенератора через полчаса и гранулируется водой. Выходящий из генератора газ поступает для очистки от пыли в пылеуловитель и далее в газоочистку, состоящую из мокрых скрубберов и дезинтегратора Тейзена. На собственные нужды – сушку гранулированного шлака и подогрев воздушного дутья – расходуется около 16÷17% всего вырабатываемого газа. Высушенный шлак подвергается размолу и смешению с известью для приготовления цемента.

Основные размеры газогенератора: внутренний диаметр – 2,2 м, высота 7,8 м. Охлаждение наружное – брызгалами. Воздушные фурмы охлаждаются водой.

Эксплуатационные данные по работе установки приведены в таблице 93 составы исходных материалов – в таблице 94.

Таблица 94. Состав исходных материалов.

Шихта.	Влаж-ность	На сухое вещество в %			Состав золы в %				
		Зола	Лету-чие	Неле-тучий углерод	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃
Сланец сортированный	3	58	15	27	44	22	6,5	1	20
Сланец мытый	3	55	16	29	—	19	14,0	3	25
Кокс	10	24	1	75	50	28	6,0	1	12
Известняк	—	—	—	—	—	—	54,0	—	—

Указанный в таблице 93 выход газа представляет валовую производительность газогенератора. За вычетом 35 000 м³ газа, идущего на собственные нужды, суточное количество товарного газа составляет 185000 м³. Шлак, выдаваемый генератором, перерабатывается на цемент: из 35 т шлака получается 50 т цемента. *

*** ж) Применение генераторов с жидким шлакоудалением для получения цветных металлов и чугуна**

Опыт длительной эксплуатации газогенераторов Лер Шо в С.-Этьене показал, что, наряду с высокой производительностью и возможностью использования низкосортных топлив, генераторы с жидким шлакоудалением отличаются еще и тем, что помимо своей основной задачи – производства газа, могут одновременно работать и как металлургические печи, давая ценные побочные продукты.

Поэтому в частности возможность применения генераторов с расплавлением золы в металлургии цветных металлов не вызывает сомнений. Газогенератор, работающий на низкосортной руде или металлургических отходах и на дутье, подогретом до требуемой температуры, позволяет получать газ с содержащимися в нем парами металлов, которые при очистке газа могут быть получены в виде “концентрата”, состоящего главным образом из окислов. Таким путем возможно перерабатывать руды и отходы, содержащие цинк, кадмий, свинец и олово. Если руда содержит медь и серу, то образуется жидкая масса, состоящая из сернистой меди в смеси с сернистым железом, а иногда и чистое железо. Топливо, входящее в состав шихты, может быть низкосортным и, для повышения калорийности получаемого газа, содержать летучие. На практике было установлено, что наилучший способ работы заключается в предварительной переработке руды и топлива в

брикеты. Для этой цели могут быть использованы такие, виды малоценного топлива, как коксовая мелочь, каменноугольный и антрацитовый штыб. В этом случае шихта, загружаемая в газогенератор, будет состоять из брикетов и небольшого количества известняка и кокса. Соответствующие опыты показали, что практически возможно, перерабатывать любой вид руды и металлургических отходов. Во всех случаях металлы: цинк, кадмий, свинец и олово, переходят в парообразное состояние и могут быть выделены из газа при очистке; в некоторых случаях переходят в парообразное состояние и такие металлы, как марганец и серебро. При этом успешная работа газогенератора регулируется надлежащим соотношением между твердым углеродом и количеством металла в шихте, а также и необходимой температурой дутья.

Промышленный газогенератор с производительностью 120 *t* шихты в сутки, впоследствии замененный на более крупный, способный перерабатывать до 200 *t* в сутки, длительное время работал на одном цинковом заводе во Франции [124]. В нем перерабатывалась шихта, состоявшая из кокса, известняка и отходов электролитического производства цинка.

Позднейший газогенератор выполнен с прямоугольным поперечным сечением и имеет следующие основные размеры: сечение 3,5×1,68 *m*, высота от основания до загрузочного устройства – 7,0 *m*. Генератор имеет охлаждаемые водой фурмы и наружное водяное охлаждение кожуха. В генераторе перерабатывается осадок, получаемый от электролитического процесса и нерастворимый в серной кислоте. Он состоит главным образом из цинкоферрита $ZnOFe_2O_3$ и содержит около 20% цинка и 7% свинца. Этот осадок поступает из вращающихся фильтров в виде массы, которая смешивается с коксовой мелочью и после подсушки формуется в брикеты, содержащие около 16% твердого углерода. Для доведения общего количества углерода примерно до 26% эти брикеты загружаются в генератор вместе с кусковым коксом.

В качестве флюса добавляется известняк. Очищенный газ содержит около 10% CO_2 и 24% CO и имеет теплотворную способность, близкую к 800 *ккал/м³*. Выдача шлака совместно с расплавленной металлической массой производится каждые 30 минут в специальные ковши. Расплавленному металлу в ковшах дают сначала отвердеть и остыть, после чего ковши освобождаются, а выброшенная из них металлическая масса раздробляется.

Металлы, представляющие собой в парообразном состоянии преимущественно окислы, а отчасти и сернистые соединения, получают в виде илообразной массы в мокрых скрубберах и дезинтеграторе Тейзена. Далее эта масса поступает в сгуститель Дорра, а затем во вращающийся фильтр. Осадок из фильтра подается во вращающийся кальцинер, в котором материал подсушивается и обызвествляется. Конечный продукт состоит из окислов цинка и свинца с некоторым количеством сернистых соединений. Этот концентрат обрабатывается разведенной серной кислотой из электролитического процесса, вследствие чего образуется растворимый сернокислый цинк и нерастворимый сернокислый свинец. При последующей фильтрации тот и другой разделяются между собой, причем сернокислый цинк возвращается в электролитический процесс, а сернокислый свинец поступает в продажу как побочный продукт. Важнейшие эксплуатационные данные работы генератора производительностью 120 *t/сутки* приведены в таблице 95.

Из указанного в таблице 95 валового выхода газа около 80000 *м³/сутки* расходуется на собственные нужды.

Описанные газогенераторы пригодны и для переработки цинковых отходов из реторт и шлаков из свинцовых печей.

Отмеченные уже ранее особенности газогенераторов с жидким шлакоудалением, заключающиеся в высокой производительности, возможности одновременного проведения металлургических процессов и использования малоценных видов топлив, приобретают особое значение для строительства крупных комбинированных производств. В этом отношении весьма показательными являются опыты по доменной плавке чугуна

Таблица 95 Эксплуатационные данные работы газогенератора на отходах электролитического производства цинка

	Единицы измерения	Количества	
Средний состав исходных материалов.			
а) Цинковые отходы:			
Zn.	%	20	В виде ZnO * Fe ₂ O ₃ , ZnS и ZnSO ⁴ *H ₂ O
Fe ₂ O ₃	%	25÷33	
S	%	6÷7	
SiO ₂	%	7÷8	
CaO	%	2	
Cu	%	1	В виде CuO
Ag	%	0,05	
б) Коксовая мелочь, идущая на брикеты, углерод			
	%	70	
в) Кокс углерод			
	%	75	
Генератор перерабатывает в сутки:			
брикетов	т/сутки	75	60 т отходов и 15 т коксовой мелочи
кокса	т/сутки	28	
известняка	т/сутки	17	
Содержание углерода в:			
брикетах	%	16	
шихте	%	26	
Температура воздушного дутья	°C	550	
Состав металла:			
Fe	%	55÷60	
Си	%	3÷5	
S	%	25÷27	
Zn	%	1	
Ag	%	0,2	
Состав концентрата:			
Zn	%	50÷60	
Pb	%	12÷22	
S	%	6÷8	
Выходы продуктов:			
газ (0° и 760 мм)	м ³ /сутки	190000÷220000	валовой выход
шлак	т/сутки	35÷40	
металл	т/сутки	15÷18	
концентрат	т/сутки	20÷22	

на воздушном и обогащенном воздушном дутье, проведенные в течение последних лет.

Не останавливаясь подробно на результатах этих опытов и отсылая интересующихся к специальной литературе [126,127,128,129], отметим, что указанные работы подтвердили универсальность процесса с расплавлением шлака и дали положительные результаты, открывающие широкие возможности в деле организации комплексной переработки топлив. К сожалению однако, эти работы еще не доведены до практического приложения. Тем не менее они показали, что, например, доменная печь работающая на сыром торфе, является не только металлургической печью, но одновременно и мощным газогенератором. И, что особенно важно: все неполадки, возникающие во время работы, отражаясь на качестве металлургической продукции –

чугуне, почти не сказывались на качестве газа, На основании результатов этих опытов в настоящее время уже не может быть сомнений в том, что по крайней мере газификация смеси торфа и металлургического кокса с жидким шлакоудалением в мощных газогенераторах-домнах (газодомнах) возможна и целесообразна для крупных производств*.

*3) Опытные работы по газификации с жидким шлаком различных топлив

Выше при описании отдельных конструкций и работы газогенераторов с жидким шлакоудалением упоминалось, что в качестве топлива обычно применялся кокс, каменный или бурый уголь, причем к последним предъявлялись особые требования.

Таблица 96. Результаты опытов газификации сланцев с жидким шлакоудалением в вагранке.

	Единицы измерений	Кашпирский сланец		Гдовский сланец			Полукокс веймарн- ского сланца	
		Опыты №№						
		1	2	3	4	5		6
Состав рабочего топлива:								
сланца	%	80	90	85	85	90	89,4	
антрацита	%	20	10	15	15	10	10,6	
Часовая производи- тельность вагранки по:								
сланцу	кг/час	556	398	426	732	629	772	
антрациту	кг/час	139	44	75	129	71	92	
Напряжение площади поперечного сечения по:								
сланцу	кг/м ² ·час	981	702	750	1290	1105	1360	
антрациту	кг/м ² ·час	245	78	132	227	125	162	
углероду	кг/м ² ·час	421	196	343	589	445	363	
Теплотворная способ- ность рабочего топлива – смеси сланца и антрацита	ккал/кг	3530	2678	4325	4325	4125	2017	
Среднее давление воздушного дутья	мм вод. ст.	190	84	180	280	300	360	
Средняя температура воздушного дутья	°С	80	158	75	95	90	116	
Расход воздуха на 1 кг топлива	м ³ /кг	1,43	0,92	–	–	1,38	1,00	
Выход газа на 1 кг топлива	м ³ /кг	1,90	1,27	–	–	1,86	1,36	
Средний состав газа:								
CO ₂ + SO ₂	%	7,32	9,80	7,60	7,67	6,83	10,65	
O ₂	%	0,45	0,45	0,30	0,27	0,32	0,28	
C _n H _m	%	0,30	0,40	0,50	0,50	0,60	–	
CO	%	24,20	23,45	24,90	24,07	24,95	22,30	
CH ₄	%	3,10	3,55	4,80	5,13	4,49	2,40	
H ₂	%	4,75	4,55	2,50	2,77	3,61	4,65	
N ₂	%	59,88	57,80	9,40	59,59	59,20	59,72	
Теплотворная способность газа	ккал/м ³	1265	1312	1379	1382	1392	1051	

Оказалось, что не все каменные и бурые угли пригодны для процесса с жидким шлакоудалением, а только те из них, которые хорошо коксуются или термоустойчивы, т.е. не рассыпаются (разрушаются) под действием высоких температур. Подтверждением этому могут служить предварительные опыты по газификации углей (киселовского, губахинского, челябинского и половинкинского), произведенные в СССР [130,131] Харьковским Институтом металлов в 1930 г. и Газогенераторстроем совместно с Всесоюзным научно-исследовательским институтом газа (ВНИГИ) в 1934 г. Эти опыты показали, что длительно устойчивый и нормальный ход процесса был получен исследователями только на киселовском угле, образующем плотный, хорошо спекшийся кокс. При этом был получен легкоподвижный жидкий шлак и газ, вполне удовлетворительный по своему составу, с низшей теплотворной способностью $1000 \div 1100 \text{ ккал/м}^3$.

Из других видов топлив, переработка которых нецелесообразна, затруднительна или вообще невозможна в газогенераторах обычных конструкций, особо следует остановиться на сланцах, имеющих широкое распространение на территории различных стран. О переработке сланца в газогенераторах жидкого шлака в С.-Этьене (Франция) уже упоминалось. Приведем некоторые данные об опытных работах, произведенных в СССР и намечающих пути технически рационального и экономически приемлемого использования сланцев в газогенераторах.

Первые опыты по газификации сланцев с жидким шлакоудалением были проведены Газогенераторстроем в 1933 г. на вагранке сист. Кригара, приспособленной для опытов [132]. Газификации подвергались смеси сланцев и сланцевых огарков в различных пропорциях с антрацитом. Из большого числа проведенных опытов в таблице 96 приведены результаты тех из них, которые представляют наибольший интерес.

Составы исходных материалов даны в таблице 97. В отношении цифр, приведенных в таблице 96, нужно заметить, что расход воздуха и выход газа подсчитаны по материальному балансу, а напряжение площади поперечного сечения по углероду указано без учета выделения летучих, т.е. по общему содержанию углерода в смеси топлив. Опыты показали, что газификация применявшихся сланцев – Гдовского, Кашпирского и Веймарнского месторождений – возможна, но требует обязательной добавки твердого углерода. С уменьшением этой добавки устойчивость процесса

ТАБЛИЦА 97. Элементарный состав сланцев, сланцевого полукокса и антрацита.

Топливо	Влага	Зола А	CO ₂	С	Н	N	О	Сера		Теплотворная способность высшая по бомбе
								Общая S _{общ}	Горючая S _{гор}	
Кашпирский сланец:										
а) опыт № 1	16,06	42,09	9,12	20,95	2,52	0,36	6,35	4,12	2,45	2485
б) опыт № 2	11,18	49,57	10,35	18,10	2,21	0,40	6,03	4,27	2,26	2123
Гдовский сланец; средний состав для всех опытов	4,35	43,43	13,75	30,25	3,57	0,11	3,97	1,65	0,57	3735
Полукокс веймарнского сланца	1,49	59,19	19,33	16,25	1,79	1.	82	1,76	0,13	1343
Антрацит; средний состав для всех опытов	4,08	2,46	–	87,80	2,06	0,91	1,78	0,91	–	7682

уменьшалась и очень часто приводила к полному расстройству хода вагранки. Так как продолжительность отдельных опытов была невелика и измерялась часами, полученные результаты имеют лишь относительную ценность.

На основе указанных опытов был запроектирован и сооружен опытный газогенератор промышленного типа, разрез которого показан на рис. 42 (в Ленинградском филиале Всесоюзного научно-исследовательского института газа — ЛенВНИГИ).

Генератор снабжен шестью фурмами, охлаждаемыми, водой, и двумя летками для выпуска чугуна и шлака. Охлаждение футеровки предусмотрено как наружное, так и холодильными плитами, вделанными в кладку выше фурм. Для подогрева воздушного дутья установлен трубчатый воздухонагреватель, рассчитанный на подогрев воздуха максимум до 500°C . Топливо в генератор подается при помощи скипового подъемника. Диаметр горна генератора — 1,45 м, диаметр шахты — 2,25 м.

В конце 1936г. на этом генераторе были проведены опыты по газификации Гдовского сланца в смесях с торфом и коксом, продолжавшиеся около 19 суток. Газогенератор работал на шихтах, состоявших из сланца и кокса, сланцевого полукокса (твердого остатка от переработки в тоннельной печи) и кокса и сланцевого полукоксами торфа [102]. Основные показатели работы генератора на отдельных видах топлива, составы исходных материалов и полученных шлаков приведены в таблицах 98, 99, 100.

Наибольший интерес представляет работа газогенератора на смеси сланца и кокса, показавшая, что содержание в шихте 35% кокса обеспечивает устойчивый ход процесса и получение шлака, пригодного для переработки в известково-шлаковый цемент хорошего качества.

Последующие опыты на газогенераторе меньшего размера с диаметром горна 0,5 м в основном подтвердили эти выводы. Во время производства опытов выяснилось, что применение торфа в качестве высокоуглеродистого топлива, вообще говоря, возможно, однако нецелесообразно по той

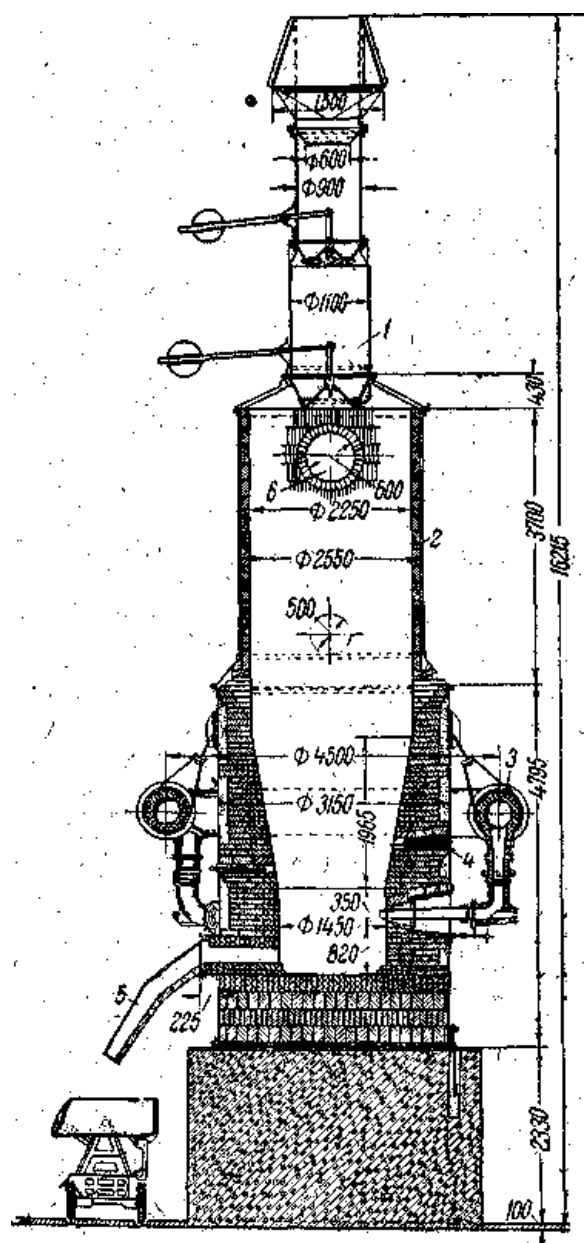


Рис. 42. Генератор жидкого шлака ЛенВНИГИ.

1 — загрузочное устройство, 2 — шахта генератора, 3 — кольцевой воздухопровод, 4 — холодильные плиты, 5 — летка для выпуска шлака, 6 — отвод газа.

причине, что составление шихты из весьма различных по своим свойствам топлив неблагоприятно сказывается на балансе тепла в горне генератора и ухудшает регулируемость процесса. Вероятно здесь сказывается и большая влажность торфа и повышенная, по сравнению с металлургическим коксом, реакционная способность торфяного кокса. Результаты опытной газификации сланцев с жидким шлакоудалением приводят к следующим выводам. Газификация сланцев в генераторах с выпуском жидкого

Таблица 98. Состав исходных материалов

	Влаж- ность рабочая в %	Состав на абсолютно-сухую массу в %							Теплотвор- ная способность сухого топлива по бомбе
		A	CO ₂	H	C	N	O	S _{общ}	
Торф, средний состав	24,50	8,68	–	5,73	54,00	1,76	29,83	0,26	5343
Каменноугольный кокс, средний состав	0,57	7,87	–	0,28	77,80	0,10	3,95	0,26	6240
Гдовский сланец, средний состав	5,13	50,82	21,00	2,69	22,20	0,10	3,19	1,31	2334
Сланцевый полукокс при газификации с торфом	12,20	65,18	25,10	0,42	8,90	следы	0,40	1,08	603
Сланцевый полукокс при газификации с коксом	7,10	66,14	24,70	0,27	8,37	следы	0,52	1,20	539

Таблица 99. Основные показатели процесса газификации при различных составах шихт.

	Единицы измерения	Режим работы генератора		
		Кокс – сланцевый полукокс	Торф – сланцевый полукокс	Сланец – кокс
Площадь поперечного сечения горна	м ²	1,64	1,64	1,64
Продолжительность испытания	час	40	28	24
Состав рабочего топлива:				
кокс или торф	%	50	65,6	35
сланцевый полукокс или сланец	%	50	34,4	65
Количество газифицированного топлива:				
кокса или торфа	кг	14600	21200	9000
сланцевого полукокса или сланца	кг	14400	11100	16800
Среднечасовая производительность генератора по:				
коксу или торфу	кг/час	365	760	375
сланцевому полукоксу или сланцу	кг/час	365	400	700
углероду	кг/час	312	340	455
Форсировка площади поперечного сечения горна генератора по:				
коксу или торфу	кг/м ² ·час	220	466	228
сланцевому полукоксу или сланцу	кг/м ² ·час	220	245	425
углероду	кг/м ² ·час	190	207	280
Средний состав газа:				
RO ₂	%	2,5	5,7	2,5
O ₂	%	0,3	0,3	0,4
H ₂	%	2,5	7,5	3,1
CO	%	31,0	28,5	30,4
CH ₄	%	0,5	2,4	1,9
N ₂	%	63,0	55,3	61,4
C _n H _m	%	–	0,3	0,3
Теплотворная способность газа:				
высшая	ккал/м ³	1068	1370	1246
низшая	ккал/м ³	1052	1331	1212
Среднее давление воздушного дутья	мм рт. ст.	40÷45	35÷40	40
Средняя температура подогрева воздушного дутья	°C	315	300	335
Выход сухого газа с 1 кг рабочего топлива	м ³ /кг	2,51	1,43	2,14
Расход воздуха на 1 кг рабочего топлива	м ³ /кг	1,93	0,96	1,61
Средняя температура газа на выходе	°C	375÷400	150÷200	300÷330

Таблица 100. Составы золы исходных материалов и полученных шлаков.

	Потери при прокаливании	Состав минеральной части								Модуль основности
		SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	S	Проч.	
1. Сланцевый полукокс	–	27,72	4,30	8,88	49,69	2,85	5,33	–	1,23	1,43
2. То же	–	28,67	4,25	9,49	47,18	2,92	5,95	–	1,54	1,33
3. Metallургический кокс	–	58,51	9,62	17,60	7,25	1,25	5,67	–	0,10	0,11
4. Кварцевый песок	–	95,30	1,40	2,80	–	–	–	–	0,50	–
5. Торф	–	44,66	20,66	13,17	12,16	2,05	5,25	–	2,05	0,24
6. Сланец	–	24,34	4,00	8,28	51,87	2,68	6,63	–	2,20	1,67
7. Шлак при работе на сланцевом полукоксе и metallургическом коксе (материалы по п.п. 1; 3, 4)	0,52	35,91	3,74	10,81	42,43	2,69	1,29	2,09	1,04	0,97
3. Шлак при работе на сланцевом полукоксе и торфе (материалы по п.п. 2 и 5)	0,47	41,25	4,00	9,29	39,48	2,66	1,04	1,35	0,93	0,85
9. Шлак при работе на сланце и metallургическом коксе (материалы, по п.п. 3 и 6)	0,40	36,97	3,74	10,23	42,83	2,80	0,90	1,52	1,01	0,97

шлака осуществима, но требует обязательной добавки твердого углерода и высокого подогрева воздуха. При работе на metallургическом коксе, содержание последнего шихте, для крупных газогенераторов, вероятно, не превысит 25÷30% при подогреве воздушного дутья порядка 500÷600°С. Жидкий шлак Гдовского сланца может быть использован для переработки в цемент.

Таким образом возможность газификации сланцев в газогенераторах с жидким шлакоудалением открывает известные перспективы в деле использования этого вида местного топлива и позволяет надеяться, что комплексная переработка сланца с одновременным получением газа и шлака, годного для производства цементов, найдет себе применение в промышленности.*

* и) Выводы

Ознакомившись с развитием конструкций газогенераторов с жидким шлакоудалением и результатами важнейших опытов по газификации различных топлив, укажем на те недостатки и преимущества, которые свойственны генераторам этого типа.

Из изложенного ранее следует, что основной особенностью рассматриваемых генераторов является их высокая производительность, обеспечивающая получение золы в расплавленном состоянии. Эта особенность представляет главнейшее преимущество газогенераторов с жидким шлакоудалением, так как позволяет значительно снизить капитальные затраты при сооружении установок и уменьшить необходимую рабочую силу на единицу веса газифицируемого топлива. Правда, эта же высокая производительность ведет и к некоторому сужению области пригодных для газификации топлив, однако очень часто вопросы мощности играют более существенную роль.

При работе на газогенераторах с жидким шлакоудалением шурование топлива излишне, не требуется надзора за механическими деталями и их замены, и уменьшается применение ручного труда. Однако текущий ремонт генератора обходится дороже, так как необходима более частая смена высококачественной футеровки горна и пода (лещади). В виду малого содержания железа коммерческая ценность жидкого шлака выше, чем

ценность смеси золы и шлака из обычных газогенераторов. Особенно это относится к тем случаям, когда получается шлак, годный для переработки на цементы: реализация шлака может резко уменьшить стоимость основного продукта производства – газа.

Далее необходимо отметить возможность одновременного проведения в одном агрегате газогенераторного и металлургического процессов, т.е. возможность получения, в качестве побочных продуктов, чугуна и других металлов. К числу других преимуществ газогенераторов с жидким шлакоудалением следует отнести также следующие: хороший выжиг топлива, возможность применения бедных руд и различных отходов металлургического и иных производств, возможность переработки многозольных топлив и топлив с легкоплавкой золой и возможность получения газа с малым содержанием углекислоты и водорода.

Особенно большие перспективы открываются перед этими генераторами при промышленном разрешении вопроса о дешевом техническом кислороде. В этом случае газогенераторы с жидким шлакоудалением вероятно окажутся наиболее подходящим типом генераторов для производства газа с малым содержанием водорода и переработки тех видов топлив, зола которых по своему составу пригодна для изготовления высокосортных шлако-портланд-цементов и портланд-цементов. При этом, возможно, отпадет и надобность в подогреве воздушного дутья.

Однако, несмотря на указанные преимущества, при современном состоянии техники газификации топлив, газогенераторы с жидким шлакоудалением обладают и рядом весьма существенных недостатков. К ним необходимо отнести: большой унос топливной мелочи и пыли, а следовательно увеличенные тепловые потери с неиспользованным углеродом; высокую температуру отходящего газа, особо нежелательную в том случае, когда газ используется предварительно охлажденным; необходимость в некоторых случаях подогревать воздушное дутье до высокой температуры; известное усложнение складского хозяйства, вызываемое надобностью в флюсующих материалах, и увеличение расходов, связанных с необходимостью более частого ремонта и меньшего срока амортизации.

Поэтому при решении вопроса о целесообразности установки газогенераторов с жидким шлакоудалением должны быть приняты во внимание все отмеченные выше моменты сообразно с их значимостью в каждом отдельном конкретном случае.*

2 ГЕНЕРАТОРЫ С РУЧНЫМ ЗОЛОУДАЛЕНИЕМ

Генераторы с ручным золоудалением, или генераторы с неподвижной колосниковой решеткой, иногда классифицируются по тому признаку, насколько доступны решетки и низ топлива снаружи, и называются соответственно генераторами с открытым и закрытым подом.

В последнем случае вводится еще дальнейшее подразделение по роду ограждения низа топлива и решетки от атмосферы, именно – имеется водяной затвор или нет.

Разумеется, если топливо постоянно сообщается непосредственно с атмосферой, то это означает, что генератор непременно работает под разрежением, безразлично, создается ли необходимое разрежение естественной тягой при помощи дымовой трубы или искусственно – эксгаустером. Напротив, конструкции генераторов с закрытой решеткой необязательно ограничиваются одними генераторами, работающими под давлением; встречаются генераторы закрытого типа, работающие и под разрежением.

Доступ к низу топливного слоя генераторов с закрытым подом осуществляется либо через шуровочные окна и зольниковые дверцы, которые время от времени открываются для удаления, вручную золы и шлака, в горячем сухом состоянии (так, называемые генераторы с сухим золоудалением), либо зола выгребается через водяной затвор, в который она сваливается по проходе через решетку и из которого она выходит в мокром состоянии (генераторы с мокрым золоудалением).

Генератор с открытым низом обладает перед всяким генератором закрытого типа

очевидным преимуществом более легкого доступа атмосферного воздуха к топливу.

Генератор с мокрым подом обладает нижеследующим рядом преимуществ перед генератором с сухим подом:

1) большее постоянство состава вырабатываемого газа, поскольку пропорция вводимой в генератор смеси водяного пара и воздуха не меняется в продолжение выгреба золы;

2) непрерывность хода генератора, поскольку воздушное дутье не прекращается во время удаления золы;

3) физическое тепло, содержащееся в золе, переходит в пар, когда зола попадает в воду затвора (или даже только подходит близко к ней);

4) водяной затвор действует в качестве предохранительного устройства при взрывах;

5) всякий провал топлива через решетку с появлением под уровнем решетки раскаленного несгоревшего топлива не может действовать разрушающе на железный кожух генератора и на детали решетки, так как появляющийся внизу очаг быстро ликвидируется.

Какой бы метод удаления золы ни применялся в данном генераторе (сухой, мокрый) и какова бы ни была конструкция его пода (открытый, закрытый), в каждом отдельном случае может применяться тот или иной из нижеперечисленных типов решеток. Поэтому генераторы с ручным золоудалением лучше всего классифицировать по виду колосниковой решетки, т.е. рассматривать следующие типы:

- а) генераторы с горизонтальной решеткой;
- б) генераторы с наклонной ступенчатой решеткой;
- в) генераторы с крышеобразной решеткой;
- г) генераторы с кольцевой решеткой;
- д) генераторы с круглой центральной решеткой;
- е) генераторы с двойным подводом дутья;
- ж) генераторы без колосниковой решетки.

Описываемые дальше конструкции решеток следует рассматривать только как типичные. В действительности существует почти столько же разновидностей конструкций решеток, сколько предприятий, выпускающих газогенераторы.

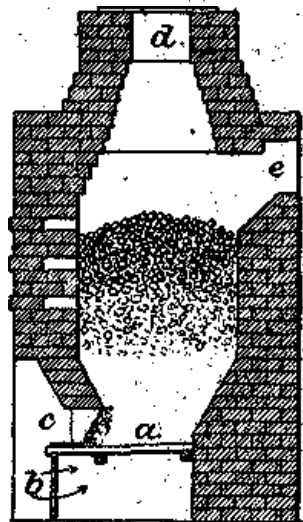


Рис. 43. Генератор Бишофа с горизонтальной, решеткой.

а – решетка, *б* – отверстия для подвода воздуха, *в* – зольниковая дверца, *г* – загрузочное отверстие, *д* – газотвод.

а) Генераторы с горизонтальной колосниковой решеткой

На рис. 43 показан газогенератор Бишофа, который, насколько известно, является первым когда-либо построенным генератором смешанного газа. Из рисунка видно, что основанием для слоя топлива служит горизонтальная решетка *а*. Воздух засасывается через отверстия в плите *б*, закрывающей поддувало, проходит через толщу топлива и выходит в виде газа через газотвод *д*. Загрузка топлива производится через *г*. Над самым уровнем решетки имеется зольниковая дверца *в*, через которую удаляется зола, а также в случае надобности и содержимое генератора.

Несколько современных типов газогенераторов с горизонтальной решеткой изображены на рис. 44–47.

На рис. 44 представлены план и разрез кирпичного генератора системы датского конструктора Хермансена (А. Hermansen). Этот генератор предназначен для высокосортного газового угля, газифицируемого в количестве не более 2 т в сутки. Генератор снабжен колосниками, подобными употребляющимся в топках паровых котлов для сжигания углей. Зола может проваливаться в водяное корыто, находящееся под колосниками.

Выше решетки имеется дверца для шурования и выгреба топлива. К верхнему краю дверцы приделан небольшой желобок для воды, благодаря чему как сама дверца, так и кожух непрерывно охлаждаются.

Рис. 45 изображает вертикальный разрез через решетку всасывающего генератора (работающего под разрежением) системы Нейшенел Газ Энджин (National Gas Engine Company), который строится этой фирмой для двигателей мощностью до 500 ЛС. Снимок генератора этой системы на 40÷60 ЛС вместе с вспомогательными устройствами представлен на рис. 46. Решетка подвешена к кожуху над водоемом. Доступ в пространства под и над решеткой осуществляется через зольниковые дверцы.

На рис. 47 показаны план и разрез решетки генератора американского типа, выпускаемого фирмой Смит Газ Энджиниринг (Smith Gas Engineering Company) на различные мощности газовых двигателей вплоть до 300 ЛС. В этом генераторе горизонтальная решетка имеет ту особенность, что ее колосники соединены с тягой, имеющей возвратно-поступательное

движение, от которой они могут качаться, когда бывает нужно удалить золу с решетки. Следует заметить, что колосники расположены на некотором расстоянии от кирпичной футеровки и сужающегося металлического фартука, являющегося ее продолжением. В виду этого только часть дутья проходит между колосниками, остальная же часть попадает в шахту генератора через коническую поверхность золы и топлива в промежутке между решеткой и фартуком.

Обычно в генераторах с горизонтальной решеткой последняя представляет собой набор отдельных колосников, уложенных на фасонные поперечины совершенно так же, как в

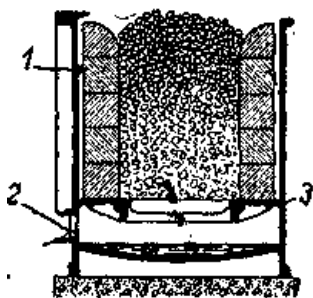


Рис. 45. Генератор сист. NGE с горизонтальной решеткой.
1 – футеровка, 2 – подвод воздуха и пара, 3 – колосниковая решетка

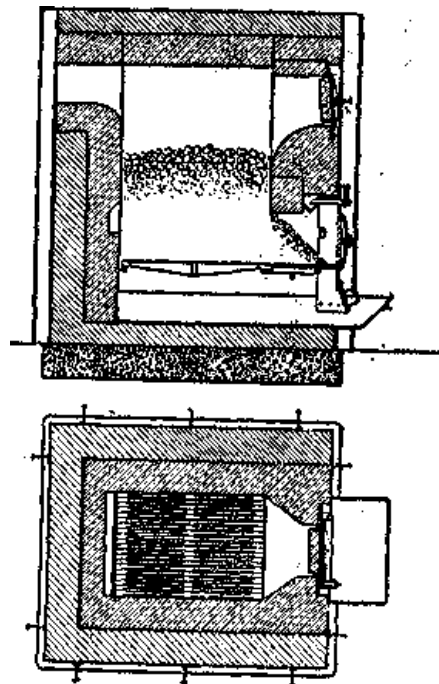


Рис. 44. Генератор Хермансена с горизонтальной колосниковой решеткой.

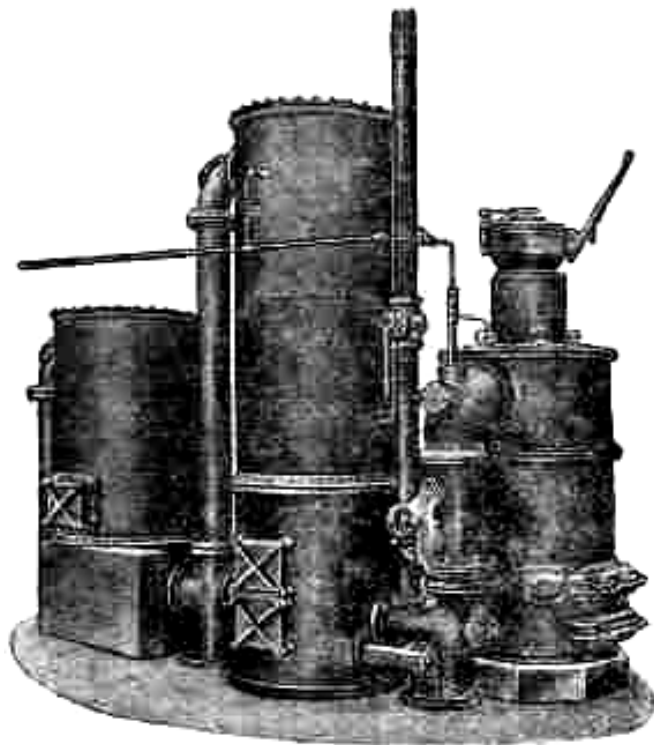


Рис. 46. Установка генератора NGE.

котельных топках (см. рис. 44, 45). Благодаря этому не представляет труда производить замену одних колосников другими через зольниковую дверцу. Для малых генераторов или в том случае, когда зольниковая дверца имеет достаточно большие размеры, могут

употребляться колосники, отлитые вместе в виде целых отдельных секций (рис. 48).

Дверцы для шурования, выгреба золы и выгрузки топлива применяются самой разнообразной конструкции. Существенной частью их является чугунная рама (см. рис. 49), обработанная с передней стороны и приклепанная или приболченная к кожуху генератора. Дверка 2 снабжена асбестовой прокладкой 3, набитой в выемку, имеющую в

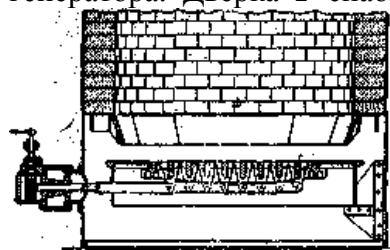


Рис. 48. Секция горизонтальной решетки.

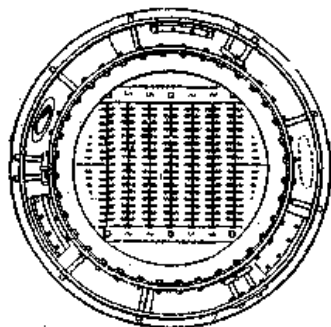


Рис. 47. Качающаяся решетка системы SGE.

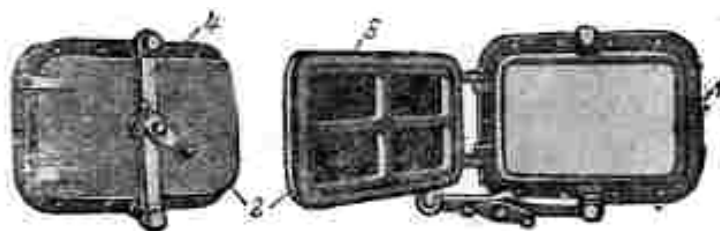


Рис. 49. Зольниковая дверца.
1 – рама, 2 – дверка, 3 – асбестовая прокладка, 4 – откидной рычаг.

поперечном разрезе форму ласточкина хвоста. Плотность закрывания дверки достигается нажимом винта, расположенного в откидном рычаге 4.

б) Генераторы с наклонной ступенчатой решеткой

На рис. 50 и 51 представлены схемы двух ранних типов генератора Сименса. Решетка наклонена к горизонту. Перед горизонтальной решеткой наклонная обладает тем преимуществом, что воздействие на слой топлива в последнем случае осуществляется гораздо легче.

Генератор, схематически изображенный на рис. 51, был, согласно Тренклеру (Trenkler), предложен в 1874 г. Сименсом. Особенность этого генератора заключалась в том, что в нем предусмотрена предварительная подготовка топлива, т.е. его сухая перегонка и коксование. Генераторы Сименса строились обычно из кирпича без кожуха, с креплением железным каркасом. Существенными частями генератора (рис. 50) являлись загрузочная коробка для топлива 1, наклонная стенка 2 и колосниковая решетка 3. Отвод газа производился через патрубок 4, приключенный к верху генератора. Иногда в перекрытии генератора устраивались отверстия 3 для шуровки через них топлива. Для охлаждения колосников, а также для некоторого улучшения условий труда газовщиков зола из колосников поливалась водой, подводимой по трубе 6. Между прочим подвод воды к нижнему краю золы и решетки описанным способом свойственен почти всем генераторам с наклонной ступенчатой решеткой, работающим под разрежением. Конечно, при этом нельзя получить больших количеств пара.

Многие позднейшие генераторы, в особенности же те из них, которые составляют с печью одно целое, строятся и теперь по тому же принципу, что и старые генераторы Сименса. Два типичных примера подобного рода конструкций представлены на рис. 52 и 53.

На рис. 52 изображен один из типов генератора Хермансена, предназначенный для различных видов топлива. Эти генераторы строятся различных размеров на

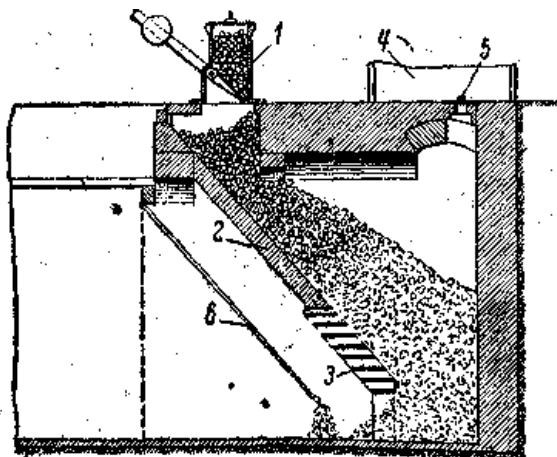


Рис. 50. Генератор Сименса со ступенчатой решеткой.

1 – загрузочная коробка, 2 – наклонная стенка, 3 – колосниковая решетка, 4 – газовый патрубок, 5 – шуровочное отверстие, 6 – подвод воды на увлажнение дутья.

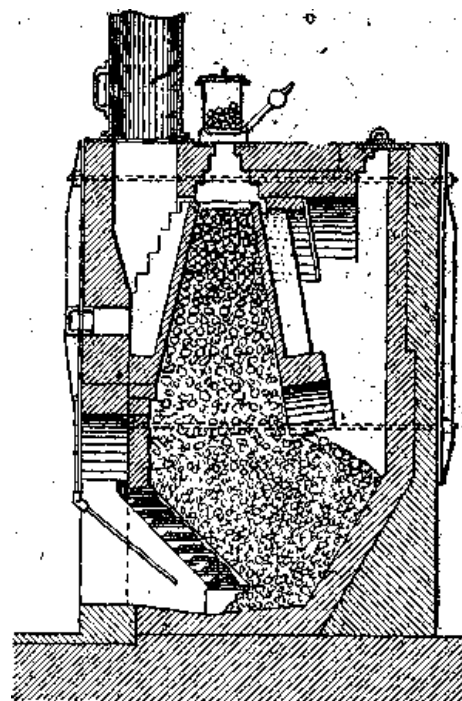


Рис. 51. Генератор Сименса со ступенчатой решеткой и камерой сухой перегонки.

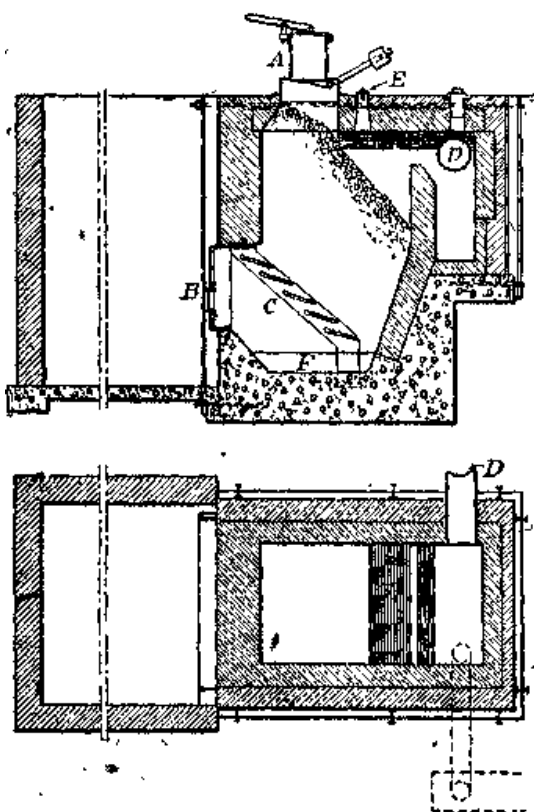


Рис. 52. Генератор Хермансена со ступенчатой колосниковой решеткой.

A – загрузочная коробка, *B* – зольниковые дверцы, *C* – колосниковая решетка, *D* – газоотвод, *E* – шуровочные отверстия, *F* – под.

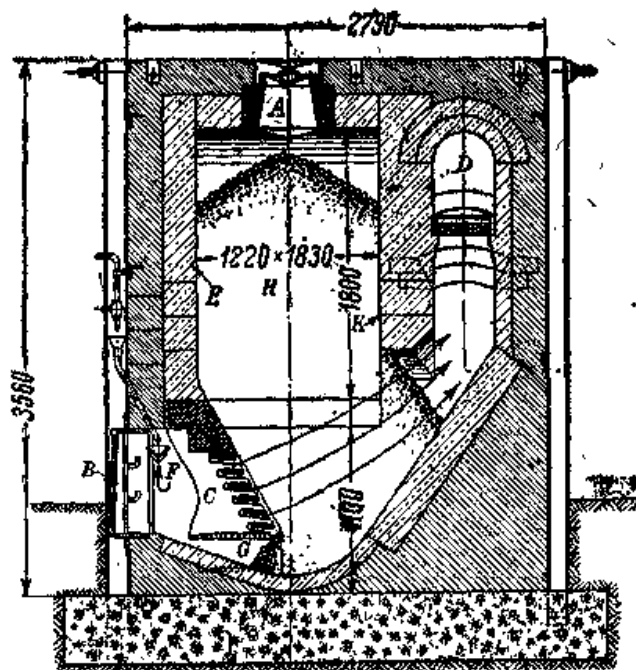


Рис. 53. Генератор Стейна и Аткинсона со ступенчатой решеткой.

A – загрузочное устройство, *B* – зольниковая
дверца, *C* – колосниковая решетка, *D* – газоотвод,
E – футеровка, *F* – подвод воды, *G* – опора
решетки, *H* – шахта, *K* – стенка.

производительность от 0,5 до 3,5 *t* топлива в сутки, Главное отличие генератора Хермансена от первоначального генератора Сименса заключается в том, что у него имеется дверка *B*, служащая затвором для зольника и решетки *C*.

Когда генератор работает под разрежением, дверка снабжается розеткой, регулирующей приток воздуха. При работе на дутье через дверку вводится патрубок воздушного дутья. Некоторое количество пара получается испарением воды в корыте за счет тепла, излучаемого решеткой, и физического тепла горячей золы, падающей в воду.

Рис. 53 изображает генератор системы Стейна и Аткинсона (Stein & Atkinson) для кокса типа генераторов с наклонно-ступенчатой решеткой, предназначенный для обслуживания различного рода печей [138]. Отличительной особенностью этого генератора по сравнению с ранее описанными конструкциями является стенка *K* в верхней части шахты, которая отсоединяет газоотводящее окно *D* от верха топливного слоя. Благодаря этому создается большая камера *H*, позволяющая производить загрузку топлива в генератор только один-два раза в сутки и тем самым получать экономию в рабочей силе. Необходимо отметить, что в генераторе описываемой конструкции поток газа через слой топлива совершается в более горизонтальном направлении, чем в генераторах ранее описанных систем. Поэтому в данном случае толщина слоя топлива сохраняет более постоянную величину, так как в самом генераторе всегда имеется большой запас топлива; вследствие этого обеспечивается получение газа, более постоянного по составу.

в) Генераторы с крышеобразной решеткой

Практически все генераторы этого типа обладают отличительными свойствами первоначального типа этого генератора с решеткой конструкции ДUFFа (Duff), которая сострит, если так можно выразиться, из двух ступенчатых наклоненных друг к другу решеток, образующих

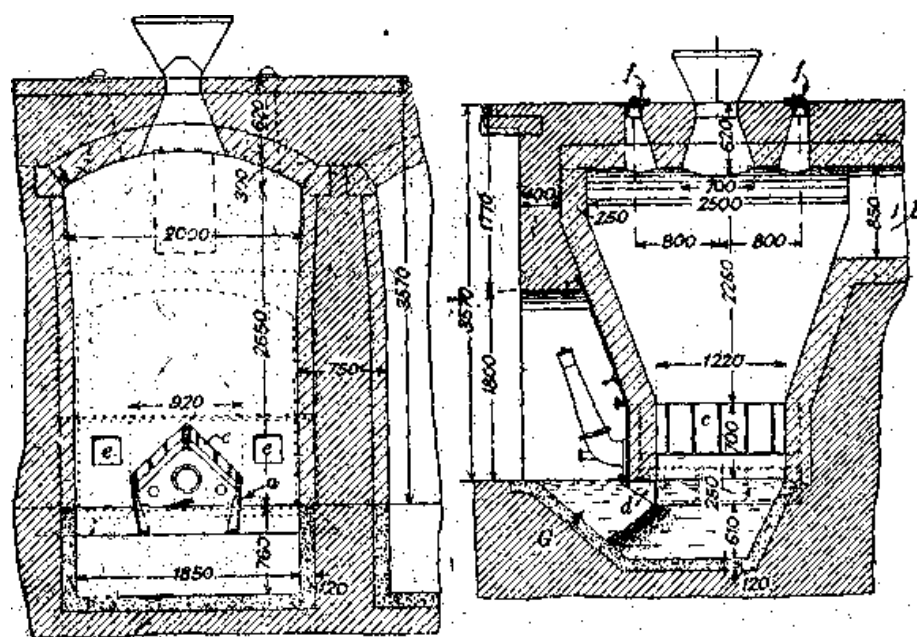


Рис. 54. Генератор ДUFFа.

a — опоры для колосников; *b* — газоотвод, *c* — колосниковая решетка, *d* — фартук, *e* — нижние шуровочные отверстия, *f* — верхние шуровочные отверстия, *G* — водяной затвор.

кровлеобразный гребень. Генераторы этого рода изображены на рис. 54–57. На рис. 54 показана решетка системы ДUFFа, вделанная в кирпичный генератор, соединенный с газовой стекольной печью Дралле [135]. Решетка состоит из нескольких колосников с с прорезами упирающихся попарно друг в друга вдоль вершины гребня и покоящихся своими нижними концами на чугунных балках *a*.

Генератор работает на дутье и разобщается с атмосферой при помощи фартука *d*, опущенного в водяной затвор *G*. Зола выгребается лопатами из бетонного водяного затвора без перерыва в работе генератора. Через шуровочные отверстия *e* можно подрезать и подламывать шлак на решетке. Кроме того шуровка топлива может производиться через верхние шуровочные окна *f*.

На рис. 55 представлен генератор Дуффа современного типа с поперечным сечением в свету $2,40 \times 2,40$ м. Стенки генератора выполнены вертикальными, что обеспечивает успешную борьбу с нарастанием шлака путем шурования через отверстия f в своде. Следует обратить внимание на то, что внутреннее пространство решетки (между колосниками) не соприкасается с водяным затвором, опорой же для решетки с пролетом в $2,40$ м служит специальное бетонное основание. Удаление золы, попавшей под решетку, производится во время остановок генератора через дверку b . Водяной затвор раздвоен, так что зола может удаляться на всем протяжении каждой из сторон гребня решетки.

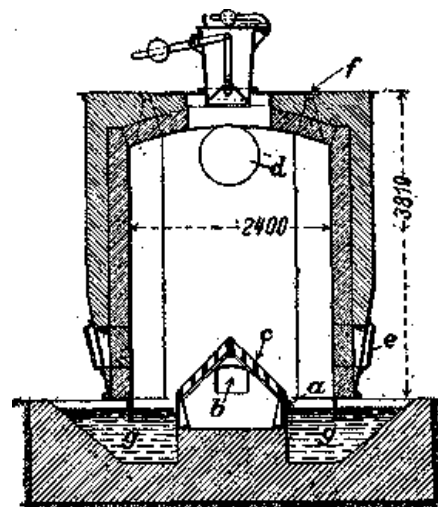


Рис. 55. Генератор Дуффа.

a – опоры для колосников,
 b – дверка для удаления золы,
 c – колосники, d – газоотвод,
 e – шуровочные дверки,
 f – шуровочные отверстия,
 g – водяной затвор.

Рис. 56 и 57 изображают большой генератор фирмы Хэйген (Hagan Company, США). По этим рисункам можно составить ясное представление об отдельных деталях генераторов этого типа. Несомненно, что водяной затвор из листового железа является достоинством конструкции, но бетонные водяные затворы обычно обходятся дешевле и при условии должного выполнения достаточно надежны в работе.

Для генераторов Хэйген характерно также применение трапецеидальной формы основания решетки вместо прямоугольной, благодаря чему зола по всему низу генератора становится доступной для выгребания.

* Разновидностью генераторов с крышеобразной решеткой являются и так называемые генераторы “Дахрост”, получившие широкое распространение благо даря их

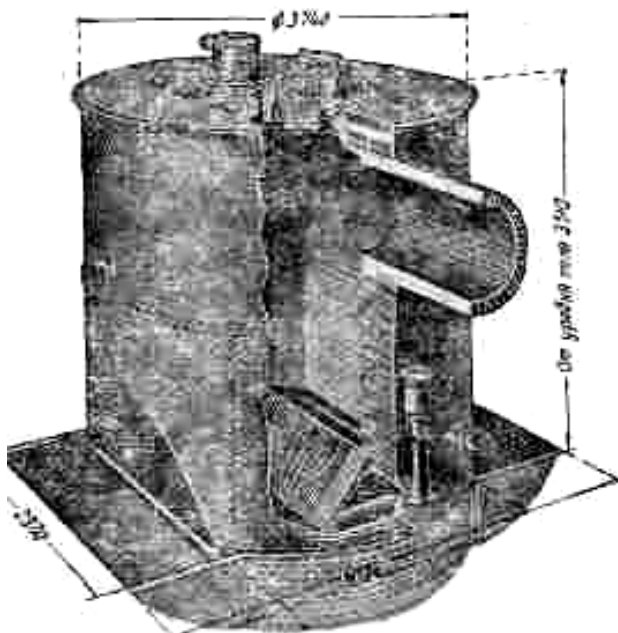


Рис. 56. Генератор Хэйген (общий вид).

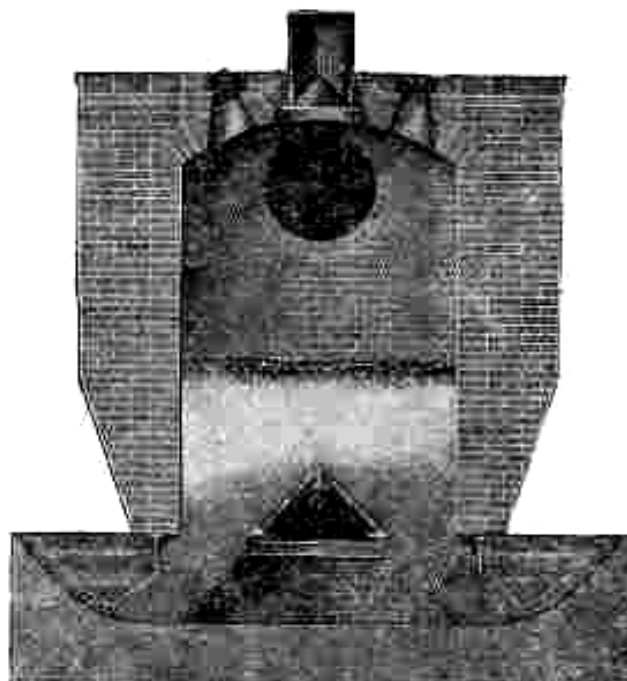


Рис. 57. Генератор Хэйген (разрез).

дешевизне и хорошим эксплуатационным показателям. Эти генераторы строятся обычно в блоке и работают на паровоздушном дутье, подаваемом под решетки. На рис. 58 и 59 показаны разрез блока этих генераторов и устройство решетки. Каждый генератор снабжен двумя решетками, состоящими из отдельных секций, с отверстиями для прохода

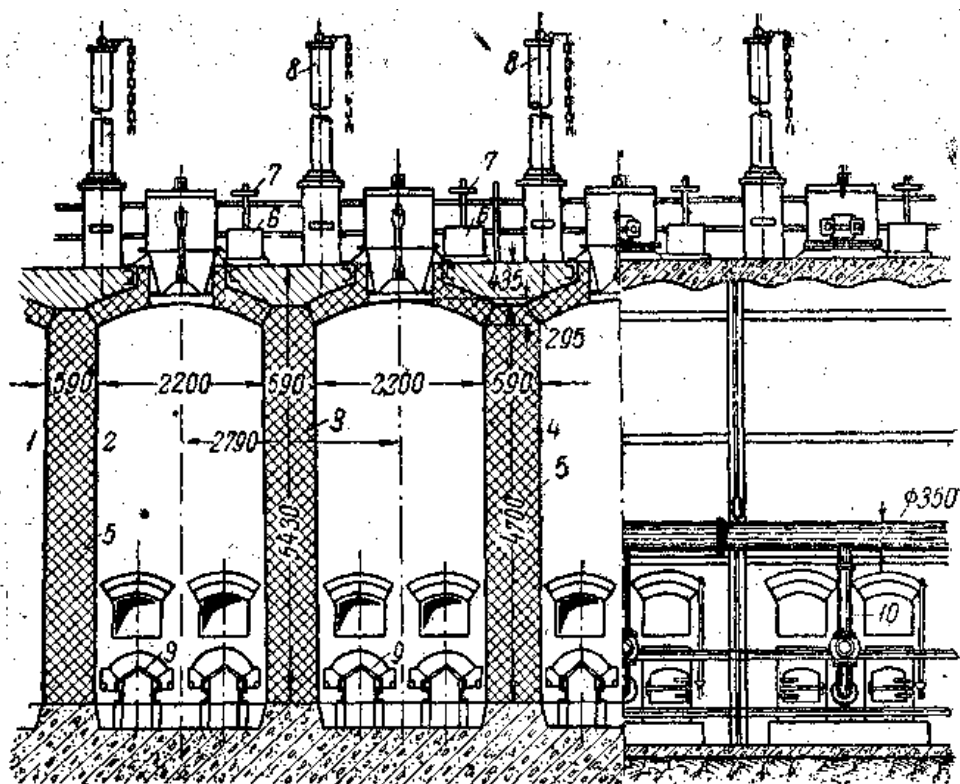


Рис. 58. Блок генераторов системы Дахрост.

1, 2, 3, 4 – шахты, 5 – внутренние стены, 6 – перекидные рукава, 7 – клапаны рукавов, 8 – розжиговые трубы, 9 – колосниковые решетки, 10 – подача дутья.

паровоздушной смеси. Дутье подводится с обеих сторон решетки. Для подломки и выгреба шлака и золы имеются дверцы, расположенные на фронтальной плите с двух сторон генератора.

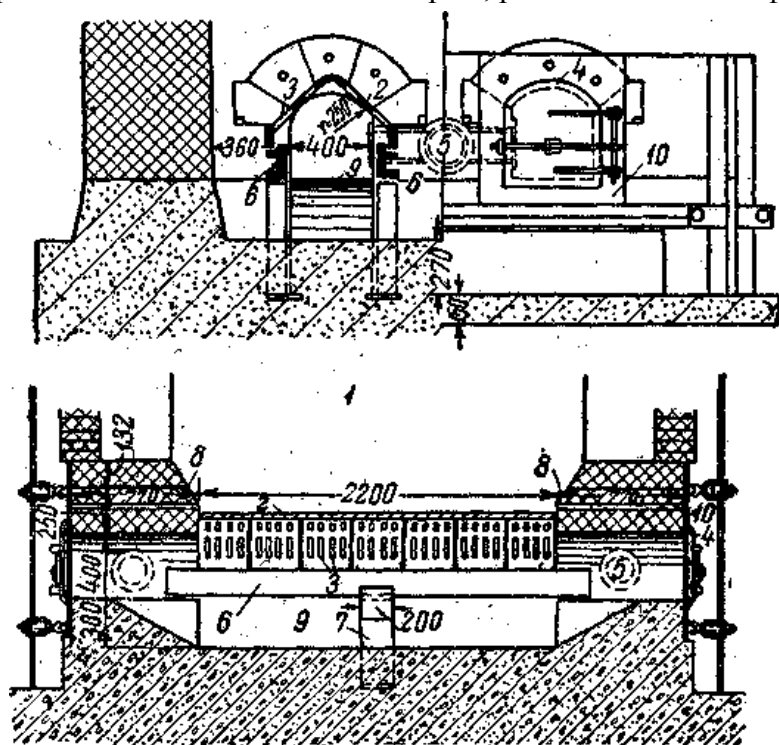


Рис. 59. Крышеобразная решетка.

1 – шахта генератора, 2 – колосники, 3 – прозоры для прохода воздуха, 4 – дверка, 5 – подача дутья, 6 – опорные балки, 7 – промежуточная опора балок, 8 – шуровочные отверстия, 9 – поддувало, 10 – фронтальная плита.

Установка решетки и подвод дутья показаны на рис. 59. Дутье подается по трубопроводу, соединенному с чугунными тройниками, заложенными в кладку с двух сторон генератора 10, поступает под колосниковую решетку 9 и через отверстия проходит в шахту генератора. Колосниковая решетка покоится на опорных балках 6. Для шуровки топлива в кладке и фронтальной плите 10 имеются отверстия 8. Выгреб золы и шлака производится из поддувала 9 через дверцы 4, которые и предназначены для обслуживания решетки *.

г) Генераторы с кольцевой решеткой

При перенесении опыта эксплуатации прямоугольных генераторов с наклонными решетками на генераторы круглого сечения, естественно выявилось стремление оборудовать последние видимой и легко доступной снаружи решеткой.

Генератор Монда был одним из первых генераторов подобного типа. Устройство его показано на рис. 60. На чугунном кольце *A*, прикрепленном к кожуху, подвешен ряд сужающихся колосников *B*, нижние концы которых закреплены обручем круглого сечения *C*. В целом устройство представляет собой висячую коническую корзинку, сквозь боковую поверхность которой проходит воздух. Через центральное нижнее отверстие корзинки зола, располагаясь конусом, переходит в водяной затвор.

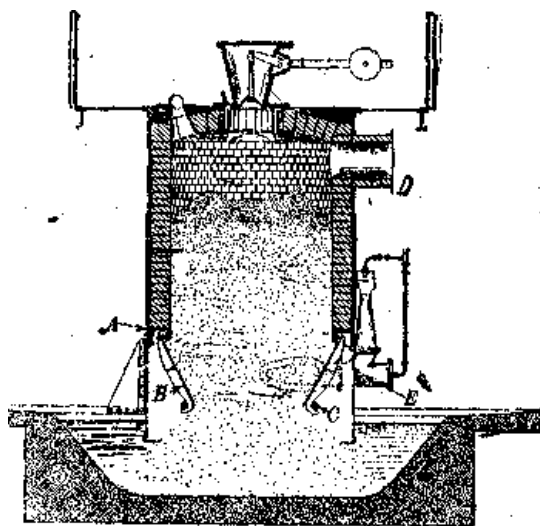


Рис. 60. Генератор Монда.

A – чугунное кольцо, *B* – колосники, *C* – обруч, *D* – отвод газа, *E* – шуровочные отверстия.

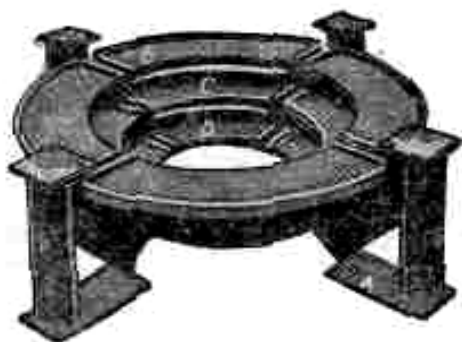


Рис. 61. Кольцевая решетка для генераторов с открытым подом.

A – опоры, *B, C, D* – кольцевые колосники.



Рис. 62. Генератор Крослей с кольцевой решеткой. Внешний вид.

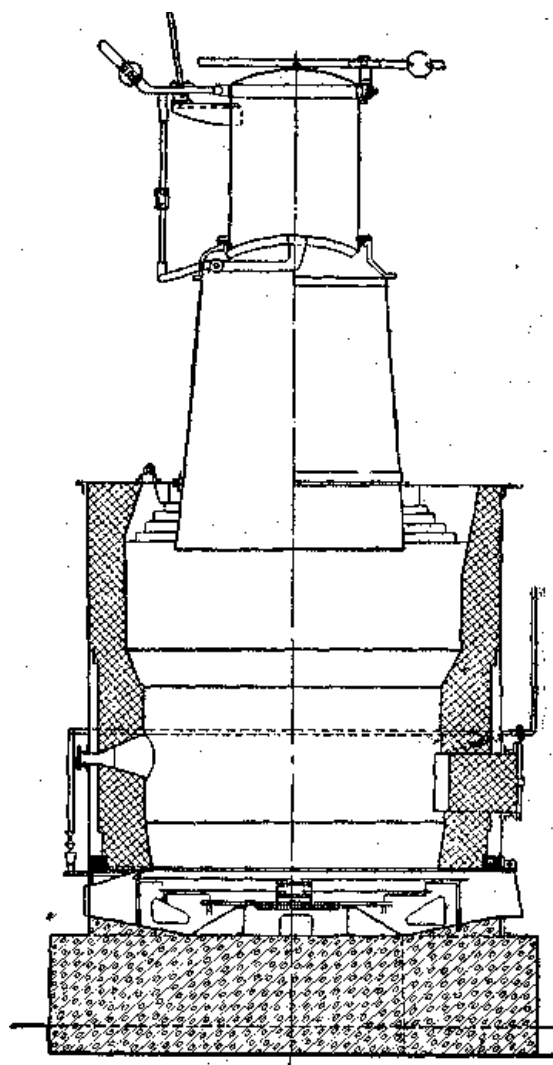


Рис. 63 Генератор Крослей. Разрез

Колосники и очаг горения можно видеть через шуровочные отверстия и гляделки *E*, имеющиеся в корпусе генератора, и газовщик, шуруя топливо и подрезая шлак, не подвергается опасности от попадания в лицо мелкой золы, газа и пламени. Генераторы данной конструкции строились на производительность до 30 *t* топлива в сутки.

На рис. 61 изображена решетка открытого типа в том виде, как она выполнялась для всасывающих генераторов фирмой Крослей (Crossley Bros.). В позднейших конструкциях этой фирмы открытая решетка заменена закрытой, доступ к которой осуществляется через дверки в кожухе генератора.

Корпус генератора поддерживается тремя или четырьмя опорами *A*, на специальные выступы которых в свою очередь опираются колосники, образующие три кольца *B*, *C* и *D* разного диаметра, уменьшающегося сверху вниз. Таким образом получается кольцевая наклонная ступенчатая решетка. Каждое из колец состоит из секций по числу опор *A*. Вдоль наружного и боковых краев колосники снабжены выступами, превращающими их в своего рода лотки, служащие для испарения воды, непрерывно подливаемой в верхнее колосниковое кольцо (см. маленькие ответвления кольцевого трубопровода на рис. 62).

Разрез генератора Крослей позднейшей конструкции показан на рис. 63.

д) Генераторы с круглой центральной решеткой

Общеизвестно, что сопротивление слоя топлива постоянной толщины всегда меньше у наружных краев слоя, чем по середине. Это объясняется тем, что свободные промежутки между кусками топлива и стенками генератора больше, чем промежутки между кусками в толще топлива. Это обстоятельство послужило основанием для конструкций, в которых решетка помещена в центре шахты генератора, благодаря чему увеличивается длина пути, проходимого газом, движущимся вдоль стенок генератора, и, наоборот, уменьшается для газа, идущего в середине шахты. Хотя центральная решетка и недоступна обслуживающему персоналу, зато отсутствие наклонных элементов ограждения топливного слоя (наклонных стенок, ступенчатой решетки), задерживающих вместе со спекшимся шлаком и продвижение топлива, способствует более свободному и беспрепятственному сходу золы и шлака к выходу из генератора. Таким образом можно считать, что условия для получения газа лучшего качества в генераторах с центральной решеткой более благоприятны, чем в генераторах со ступенчатой или кольцевой решеткой.

Несколько типичных конструкций генераторов с центральной решеткой приведены на рис. 64–67.

Рис. 64 представляет генератор Уильсона (Wilson), запатентованный в 1876 г. Генератор этот с сухим подом. Воздух подается при помощи инжектора через ряд окошек *B* в середине кирпичного

воздухопровода *A*, который проложен прямо под слоем топлива. Зола выгребается через дверки *C*. Доступ внутрь генератора для ремонта осуществляется через лаз *D*, заделываемый временной кирпичной кладкой. *E* является отверстием для шуровки топлива на уровне верха центральных дутьевых отверстий. На рис. 65 изображен так называемый генератор Даусона (B. Dawson). По своим основным признакам он является

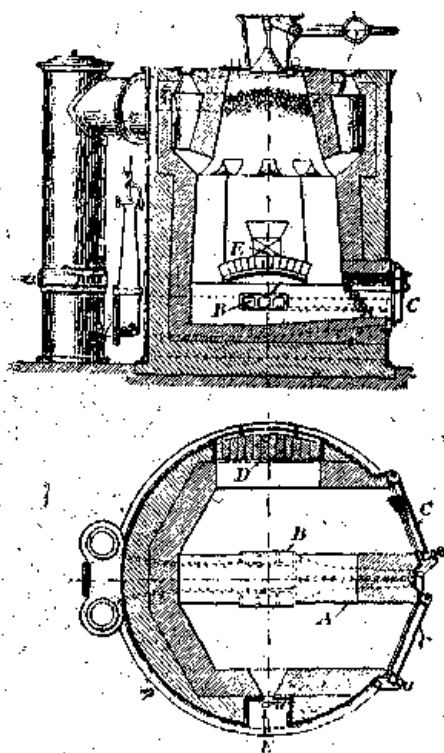


Рис. 64. Генератор Уильсона,
I – кирпичный воздухопровод,
B – отверстия для подачи воздуха,
C – зольниковые дверцы, *D* – лаз,
E – шуровочные отверстия.

характерным. Для большинства генераторов с центральным дутьем и водяным затвором, выпущенных разными фирмами. Воздушное дутье вводится через фундамент под водяным затвором и подводится в самую середину низа генератора из-под края чугунного конического колпака *A* (дутьевая головка), предотвращающего также попадание золы в воздуховод. Корпус генератора установлен на фундаменте с чугунными опорами.

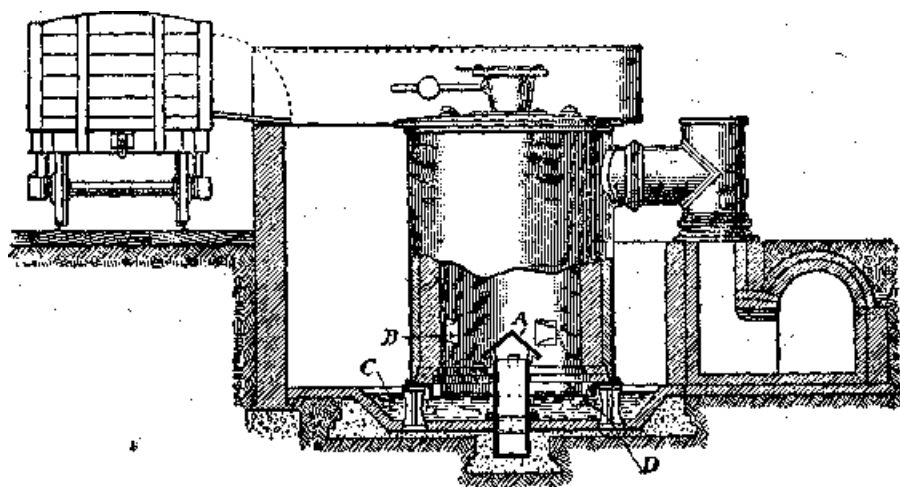


Рис. 65. Генератор Даусона.

A – дутьевой колпак, *B* – шуровочные отверстия, *C* – водяной затвор, *D* – фартук.

Железный фартук *D*, погруженный в воду, является гидравлическим затвором. Из чаши зола выгребается скребком или лопатой. На уровне верха дутьевого колпака имеется ряд шуровочных отверстий. Распределение дутья в этом генераторе происходит неудовлетворительно.

Из рис. 66, на котором показано устройство генератора для каменного угля фирмы Интернейшенел Клэй Машинери (International Clay Machinery Co, СТА), видно, как эффективность распределения дутья повышена за счет расширения дутьевой головки и устройства в ней ряда прорезов, похожих на прорезы в решетке ДUFFа.

Если стоит вопрос о газификации медленно горящего топлива, не меняющего при этом значительно своего вида в продолжение процесса газификации, например антрацита, то центральный колпак нужно еще более увеличить в диаметре. Если же речь идет о газификации топлива, образующего порошкообразную золу, например некоторых сортов бурого угля или торфа, то прорезы в конусе, изображенные на рис. 66 и предназначенные для каменного угля, окажутся слишком легко засоряемы.

Учитывая эти обстоятельства, фирма Пауэр Газ Корпорейшен (Pwer Gas Corporation, Англия) строит ступенчатую решетку с подводом дутья в центре так, как показано на рис. 67. Угол наклона решетки менять можно приспособляясь к тому или иному виду топлива. Точно так же можно изменять ширину кольцевого промежутка между наибольшим из колосников и футеровкой генератора. Решетка состоит из ряда плоских чугунных колец, наложенных одно на другое таким образом, что они образуют конус с круговыми

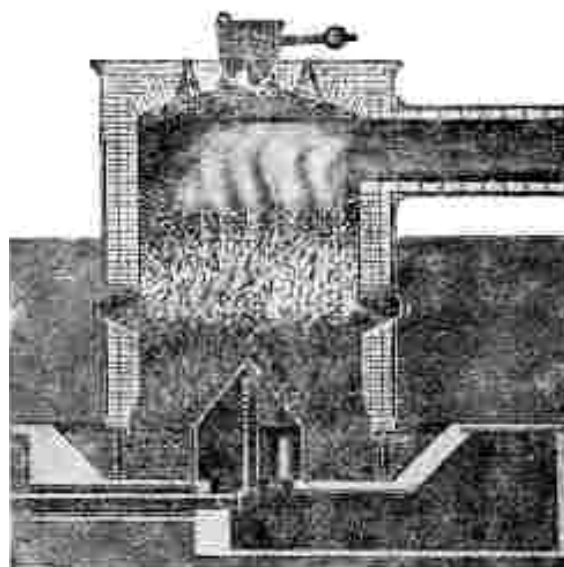


Рис. 66. Генератор ИСМ с центральной решеткой.

горизонтальными прорезами, через которые происходит подача и распределение паровоздушной смеси. Эти генераторы при диаметре в свету в 3 м могут газифицировать до 20 т газового угля в сутки.

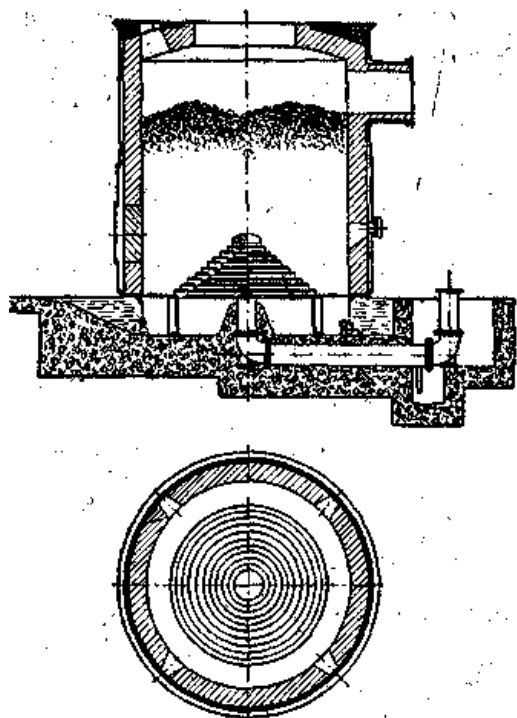


Рис. 67. Генератор фирмы Пауэр Газ Корпорейшен.

направленными книзу прорезами D_1 по ветви C — к центральной решетке с прорезами D_2 . При помощи заслонок F_1 и F_2 можно независимо регулировать каждый из воздушных потоков. Зола удаляется через водяной затвор. Особо следует отметить, что пар подводится в G по всей периферии кольцевой решетки для уменьшения шлакообразования у стенок. Размеры генераторов, относящиеся к конструкции рис. 68, и соответствующие им производительности при газификации различных видов германского угля приводятся в таблице 101.

Генераторы с двойным подводом дутья фирмы Кэмден Айрон Уэркс (Camden Iron Works) (рис. 69) отличаются от вышеописанной системы главным образом тем, что у них пространство, куда подается периферийное дутье, сообщается снизу с водяным затвором, благодаря чему зола, почему-либо провалившаяся сквозь отверстия для дутья, удаляется из генератора вместе с основной массой золы через водяной затвор.

На рис. 70 изображен генератор Монда-Трумпа с двойным подводом дутья, который принадлежит к типам генераторов с сухим золоудалением. Так как у этого генератора кроме того имеется вращающийся зольник, который является основанием для слоя топлива, то по типу он является скорее генератором с механическим золоудалением.

е) Генераторы с двойным подводом дутья

Хотя, как уже упоминалось, процесс в генераторах обычно протекает у стенок интенсивнее, чем в середине, тем не менее наблюдались случаи, когда подводимое в центре дутье не достигает краев генератора и там топливо слабее газифицируется. Такие случаи создали предпосылки для конструирования так называемых, генераторов с двойным подводом дутья, благодаря чему достигается наиболее равномерное его распределение. В генераторах с двойным подводом имеются как центральный, так и периферийный подводы дутья, обычно регулируемые независимо друг от друга. Таким образом по желанию можно увеличивать подачу воздуха в центре или на периферии генератора.

Рис. 68 изображает генератор с двойным подводом дутья фирмы Гут и Ретгер (Huth и Roettger, Германия). Воздушное дутье в A разделяется на две самостоятельные ветви B и C . По ветви B воздух подается к кольцевой решетке с

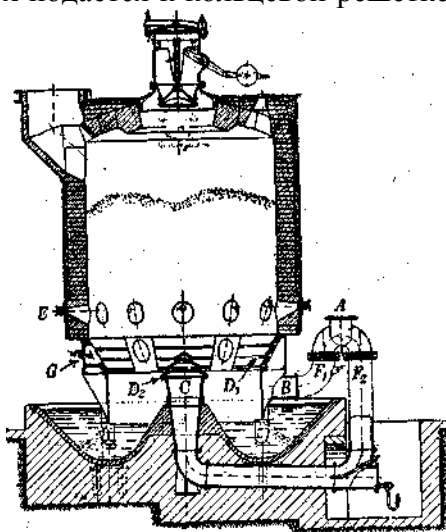


Рис. 68. Генератор фирмы Гут и Ретгер.

A , B и C — подвод воздуха на периферию и в центр, D_1 , D_2 — прорезы, E — шуровочные отверстия, F_1 и F_2 — шиберы, G — подача пара.

Таблица 101. Производительность генераторов Гут и Ретгер.

	Внутренний диаметр в метрах				
	1,8	2,0	2,4	2,8	3,0
	Количество газифицируемого топлива в тоннах в сутки				
Уголь:					
Мелочь, 20% влаги и 10% золы	4÷6	6÷8	9÷11	12÷14	15÷16
Мелочь, 40% влаги, 20% золы	3÷4	4-6	7÷9	10÷12	13÷15
Лигнит:					
Первоклассные лигниты и брикеты	7÷9	9÷11	15÷17	21÷23	26÷28
Лигнит пониженного качества	5÷7	7÷9	11÷13	17÷19	21÷23
Коксовая мелочь и отбросы	4÷6	6÷8	9÷11	12÷14	15÷16

Воздух подается по горизонтальной трубе, на которой смонтированы дутьевой колпак *B* и поворотная заслонка *A*, регулирующая подвод воздуха к кольцевой решетке *C*.

ж) Генераторы без колосниковой решетки.

Колосниковой решетке в каждом генераторе свойственно изнашиваться, причем срок службы решетки зависит не столько от конструкции,

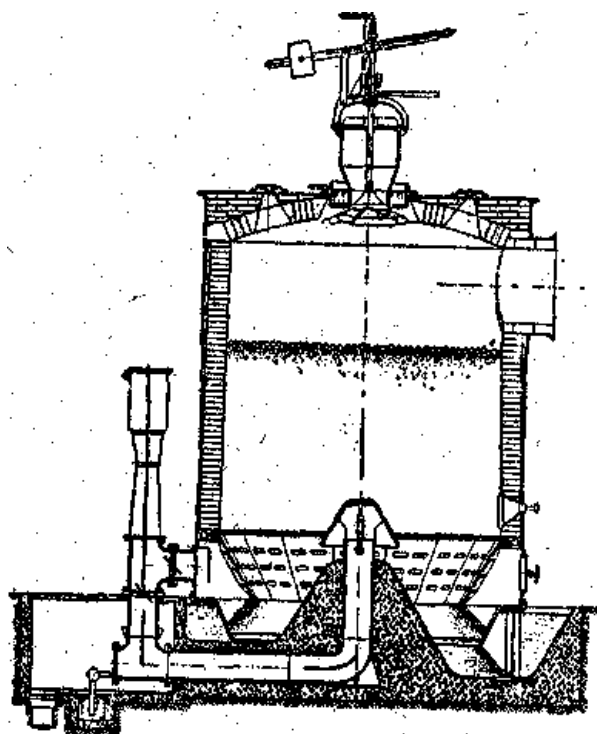


Рис. 69. Генератор Кэмден Айрон. Уэркс

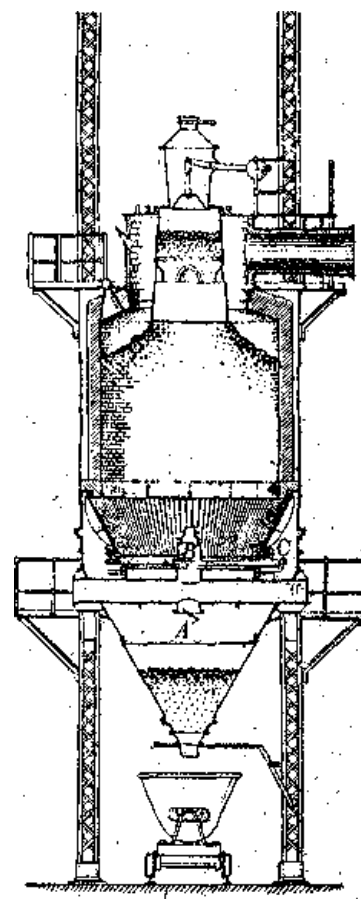


Рис. 70. Генератор Монда-Трумпа.
A – регулирование подвода воздуха, *B* – дутьевой колпак, *C* – кольцевая решетка.

сколько от умения обслуживающего персонала. Стремление избежать издержек, связанных с заменой решеток, вызвало к жизни генераторы, не имеющие колосниковой

решетки. Один из таких генераторов, генератор системы Хеллер (Heller) (Чехословакия), представлен на рис. 71.

По имеющимся сведениям, в Германии, Чехословакии и Австрии еще и в настоящее время находится в эксплуатации большое число генераторов этого типа.

Как видно, конструкция генератора чрезвычайно проста. Он построен из кирпича, скрепленного железным каркасом. Шахта генератора суживается к основанию, оставляя для сгоревшего топлива очень узкий проход. В этом месте, самом узком во всем генераторе, устроены воздушные окна *A*, благодаря чему обеспечивается проникновение воздуха к самым центральным частям топлива. Генератор обладает достаточной высотой и большой площадью в верхней части шахты, благодаря чему может работать на отходах топливной мелочи и очень влажных топливах.

По имеющимся сведениям этот генератор успешно справлялся с топливами влажностью до 60%.

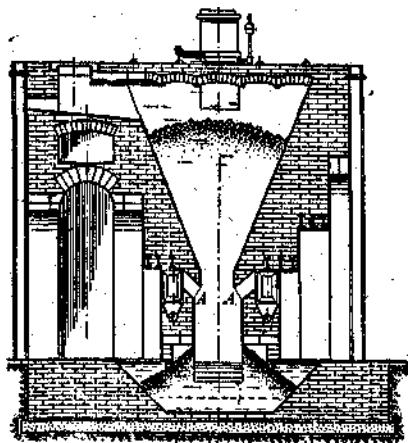


Рис. 71. Генератор Хеллера.

A – окна для подачи воздуха.

и) Выводы

Конструкция решетки. Наилучшей является такая конструкция решетки, которая обеспечивает наиболее равномерное распределение паровоздушной смеси и в то же время удовлетворяет требованиям экономичного удаления золы и шлака. При выборе решетки для генераторов, предназначенных для непрерывной работы, играет важную роль возможность удаления золы без

остановки и выключения генератора.

Факт успешной работы генераторов Хеллера свидетельствует о том, что иногда самые примитивные устройства оправдываются эксплуатационной практикой.

Площадь решетки. За площадь решетки принимается площадь свободных промежутков в ней, через которые подается паровоздушная смесь. В генераторах, работающих в условиях естественной тяги, решетка должна быть больших размеров и создавать максимально допустимую практически поверхность соприкосновения между частицами топлива и засасываемым воздухом. В генераторах, работающих на дутье, площадь решетки может быть значительно меньше, но при обязательном, соблюдении условия правильного распределения воздуха при подаче его через решетку.

Область применения. Независимо от того, нуждается ли данное предприятие в одном большом газогенераторе или в нескольких генераторах малого размера, тип генератора с ручным золоудалением оказывается наиболее дешевым как по первоначальным затратам, так и в эксплуатации только в том случае, когда сырьем является малозольное топливо. Ручное золоудаление не требует надзора за механическими частями и их ремонтом, равно как не требует и специального руководства при ремонте генератора.

Для предприятий с небольшим потреблением газа и предприятий с прерывным расходом газа, например когда генераторный газ является резервным по отношению к другому какому-нибудь газу или когда генераторная установка останавливается на ночь, тип генератора с ручным золоудалением является в большинстве случаев наиболее подходящим и наиболее экономичным.

3 ГЕНЕРАТОРЫ С МЕХАНИЧЕСКИМ ЗОЛОУДАЛЕНИЕМ

а) Первоначальные конструкции

Генераторы с механическим золоудалением находят широкое применение в тех случаях, когда предприятие нуждается в газификации большого количества топлива,

причем повышенные капиталовложения не играют существенной роли по сравнению с выгодами от регулярного снабжения высококачественным газом, или когда предприятию приходится иметь дело с шлакующим многозольным топливом. Известно много примеров явного улучшения, производственных показателей, последовавшего за заменой старых немеханизированных генераторов новыми с механическим золоудалением.

Впервые на генератор с механическим золоудалением был взят патент в 1882 г. англичанином Уильсоном, генератор которого изображен на рис. 72. В 1883 и 1886 гг. англичанин Брук (Е. Brook) предложил генератор с вращающейся центральной конической решеткой, заканчивающейся спиральным верхом.

Следующим этапом развития был генератор Тэйлора, запатентованный в 1889 г. В этом генераторе топливо опиралось на вращающуюся платформу. На рис. 73 показан генератор фирмы Кэмден Айрон Уэркс для антрацита, работающий под разрежением. Этот генератор не отличался в основном от первоначальной конструкции Тэйлора и был весьма распространен в США для работы на каменном угле и антраците.

Платформа для золы 1 на шаровых опорах 3 вращается от конической зубчатой передачи, которая состоит из кольцевой рейки 4 и шестерни 5 и приводится в движение механизмом, помещенным вне корпуса генератора, через редукционное устройство 7. Соответствующей установкой скребка 2 можно изменять количество сбрасываемой с платформы золы, которая затем время от времени удаляется вручную через дверцу 6. Большие генераторы описываемой системы при работе на многозольном топливе снабжены снизу зольным бункером (см. рис. 70), из которого зола выгружается в вагонетку.

Форма центрального дутьевого колпака генератора Тэйлора, вращающегося в золе вместе с платформой, не содействует перемещению топлива и золы, находящихся в нижней части генератора, и не способствует разрушению могущего образоваться шлака. Для устранения этого дефекта Китсон (Kitson) (1897 г.) сделал плоскость платформы наклонной к оси генератора, благодаря чему достигается некоторый динамический эффект.

Существенной чертой этого генератора (рис. 74) является наклон плиты 1, поддерживающей топливо, и дутьевой головки 2 к оси вращения. Вращение наклонной платформы происходит при помощи червяка и червячного колеса 3, подвешенного ниже подовой плиты генератора. Подвод паровоздушной смеси в слой топлива производится через отверстия в центральном колпаке 2 и через ряд узких щелей в самой платформе. Вследствие вращения дутьевого колпака и платформы, соприкасающиеся с ними топливо перемешивается и разрыхляется,

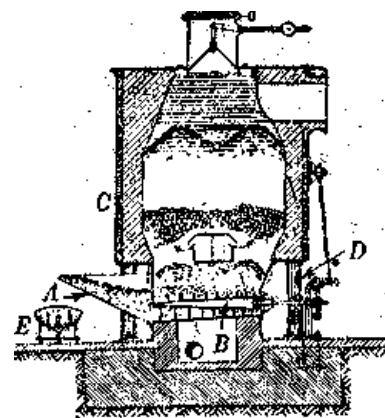


Рис. 72. Генератор Уильсона.

А – лоток для золы, В – колосниковая решетка, С – футеровка, D – опоры, E – вагонетка.

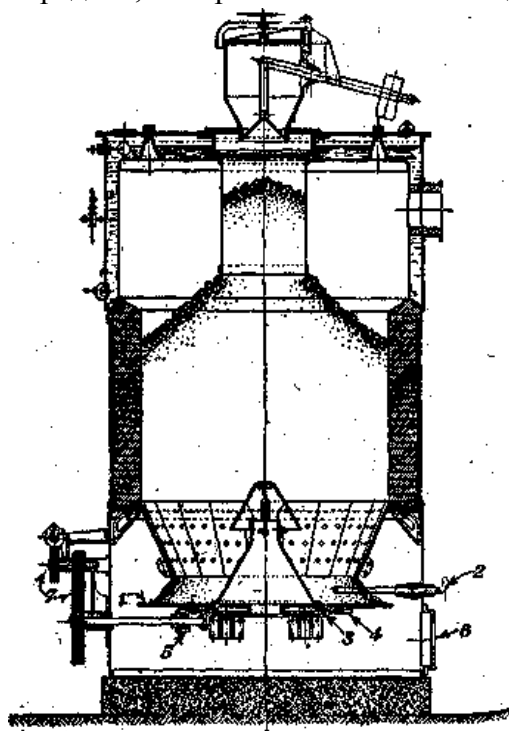


Рис. 73. Генератор Тэйлора с механическим золоудалением.

1 – зольная плита, 2 – скребок, 3 – шаровая опора, 4 – кольцевая рейка, 5 – шестерня, 6 – дверца, 7 – редукционное устройство.

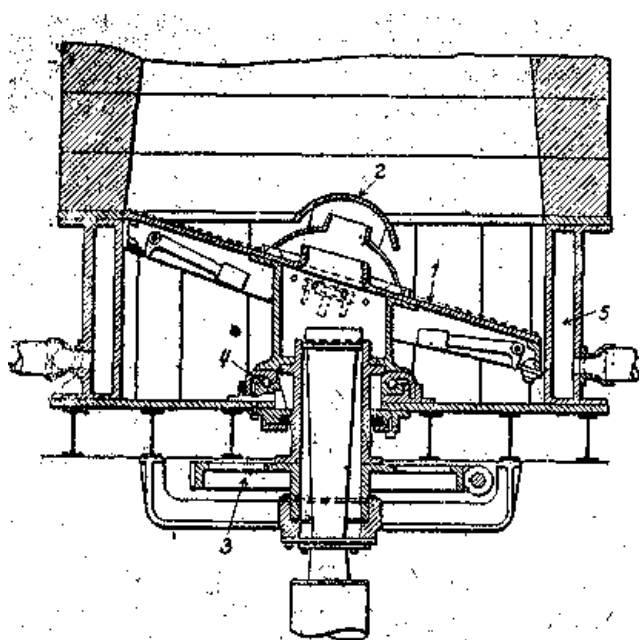


Рис. 74. Генератор Китсона.

1 — наклонная плита, 2 — дутьевая головка, 3 — червячное колесо, 4 — шаровая опора, 5 — водяная рубашка.

На рис. 75 показан разрез генератора Кerpели. Особенности генератора заключаются во внутренней, эксцентричной решетке *A*, смонтированной на нижней плите *B*; зольной чаши, или поддона, вращающегося на шаровых опорах *C*. Поддон приводится во вращение передачей, состоящей из червяка и зубчатого колеса.

В нижней части корпуса генератора футеровка заменена водяной рубашкой, снабженной фартуком, входящим в водяной затвор.

Выгрузка золы производится шлаковым ножом-лемехом, установленным на неподвижном кожухе генератора. Нож при помощи винта с маховиком может опускаться и подниматься.

Воздух благодаря системе двойного подвода дутья может поступать или в прорезы центральной части решетки или в прорезы ее наружных участков. О этой цели предусмотрены два независимых воздухопровода, а именно: подводящая труба *H*, подающая дутье по изображенному на чертеже пунктиром патрубку в центр, и другая труба (не изображенная на чертеже), подающая воздух в дутьевой колодец.

Центральный дутьевой патрубок, который жестко скреплен с вращающимся поддоном, приключен к неподвижной сети посредством уплотняющего водяного затвора *K*. Аналогичный затвор *L* предусмотрен и для периферийного дутья. При вращении решетки некоторое количество очень мелкой золы проникает сквозь воздушные щели в решетке и с течением времени скопляется в дутьевом колодце *I* в центральной подающей трубе. Для очистки их от золы устроены лазы *M* и *N*. Шахта генератора обычно крепится на опорах *E*, установленных на бетонном фундаменте.

находясь в непрерывном движении. Для предотвращения приплавления шлака к кирпичной футеровке последняя заменена водяной рубашкой 5.

б) Различные конструкции механических колосниковых решеток

Реальным промышленным успехом газогенератор с механической решеткой обязан Кerpели (А. v. Kerpely). Практически всякий имеющийся ныне на рынке газогенератор с механической решеткой является в основе своей генератором Кerpели. В то время как генераторы этого рода нашли малое развитие и применение в Америке, в Европе их распространение было очень быстрым, в особенности в Германии, где продолжает появляться много различных новых конструкций решетки.

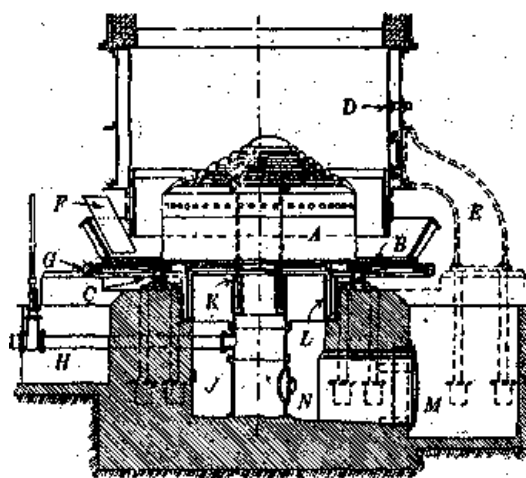


Рис. 75. Генератор с механической решеткой Кerpели.

A — механическая решетка, *B* — нижняя плита, *C* — шаровая опора, *D* — шуровочное отверстие, *E* — опора, *F* — шлаковый нож, *G* — червячное колесо, *H* — подвод воздуха, *I* — дутьевой колодец, *K* и *L* — водяные затворы, *M* и *N* — лазы.

Как видно из рис. 76, изображающего решетку Керпели в разрезе и плане, основание у решетки многоугольное и вытянутое, а вертикальные бока переходят вверх в несимметричную (эксцентричную) пирамиду, состоящую из нескольких рядов литых сегментов. Эти сегменты лежат один на другом и присоединены друг к другу центральным болтом. Каждый из сегментов решетки взаимно скреплен с двумя смежными, образуя таким образом жесткую конструкцию.

Генератор фирмы Стейн и Аткинсон показан на рис. 77. Этот генератор имеет решетку симметричной формы, составленную из ряда колец, наложенных одно на другое таким образом, что из них получается коническая ступенчатая решетка, ось которой помещается несколько эксцентрично ($75 \div 100$ мм) относительно оси вращения зольной

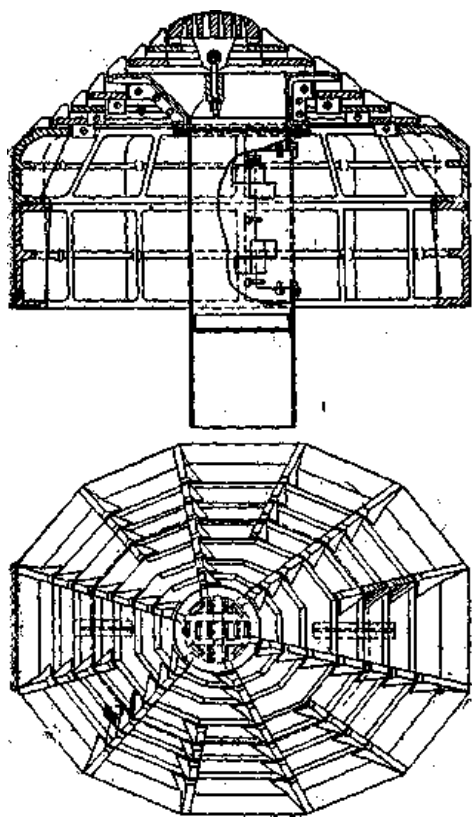


Рис. 76. Механическая решетка системы Керпели.

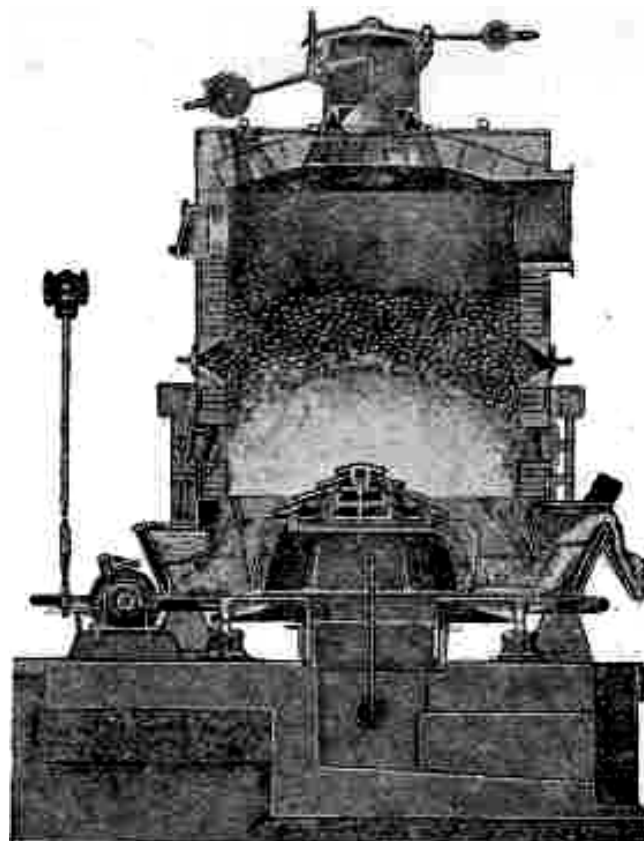


Рис. 77. Генератор фирмы Стейн и Аткинсон.

чаши. В последнем отношении конструкция решетки отвечает конструкции, впервые запатентованной Керпели. Отличительной особенностью генератора Стейн и Аткинсон являются радиальные выступы на нижней боковой части решетки и борты на фартуке водяного затвора, расширяющегося книзу. Указанные устройства преследуют своей целью лучшее разрыхление и раздавливание спекшегося шлака. Удаление золы происходит обычным путем при помощи шлакового ножа.

Генератор системы Лимна – Рамбуша (Lymn – Rambush) в исполнении фирмы Пауэр Газ Корпорейшен показан на рис. 78 и 79. Характерная для этого генератора решетка *A* симметрична по форме и расположена концентрично с осью вращения зольного поддона, благодаря чему, по мнению автора конструкции, предотвращаются возникающие неуравновешенные напряжения и обеспечивается больший срок службы механических частей.

Для достижения главного назначения механической решетки – поддерживать нижнюю часть раскаленного топлива в непрерывном, хотя и очень медленном движении, решетка системы Лимна – Рамбуша имеет наружную поверхность неправильной формы. Верхняя поверхность решетки сделана из нескольких секций *D*, представляющих части

спиральных поверхностей, благодаря чему при вращении в указанном на рисунке направлении нижняя часть топлива находится в состоянии непрерывного и очень медленного движения в вертикальном направлении. В то же время зола свободно опускается по группе взаимосвязанных колосников *E*, отверстия между которыми, если так можно выразиться, все время отодвигаются от топлива, препятствуя скоплению золы и шлака и засорению ими несколько глубже расположенных отверстий для подвода дутья.

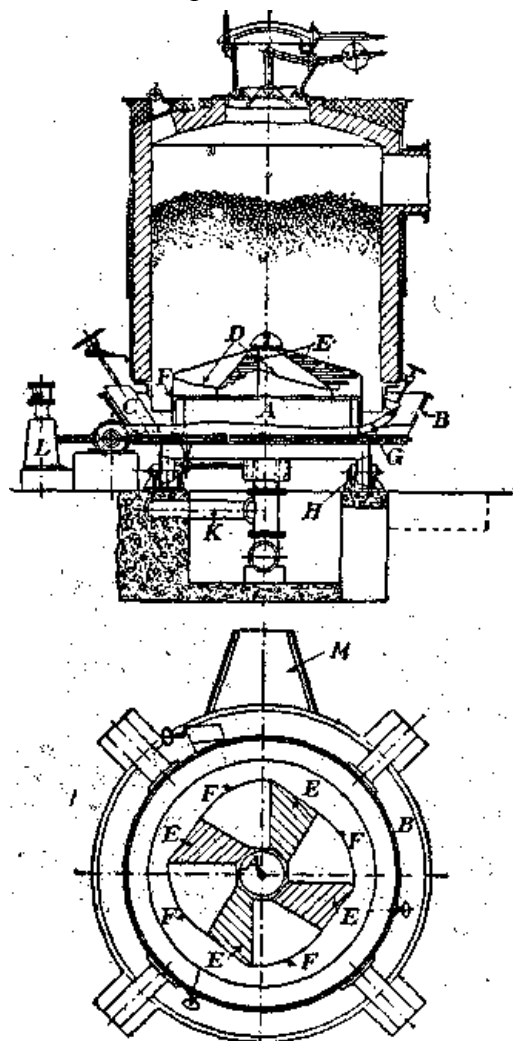


Рис. 78. Генератор Лимна – Рамбуша.
A – решетка, *B* – зольная чаша, *C* – зольный нож, *D* – секции решетки, *E* – колосники, *F* – сегменты, *G* – скребки, *H* – катки, *K* – подвод дутья, *L* – привод, *M* – лоток для выгрузки золы.

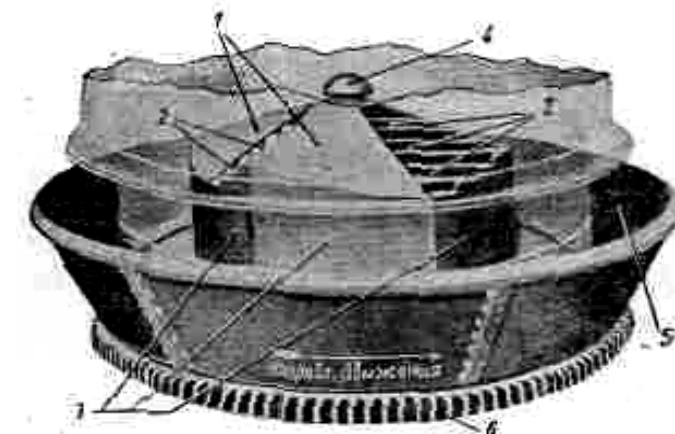


Рис. 79. Механическая решетка Лимна – Рамбуша.
 1 – спиралевидные поверхности, 2 – отверстия для воздуха, 3 – вертикальные стенки, 4 – головка, 5 – чаша, 6 – зубчатый венец.

Зольная чаша (поддон) генератора опирается не на шаровые опоры, а на большие катки. Благодаря этому низ поддона и подвод дутья более доступны для осмотра и ремонта.

Приводом чаши служит червяк с червячным колесом, которое приводится в движение маленькой паровой машиной, причем отработавший пар из нее идет на увлажнение воздуха, вдуваемого в генератор. Этим способом избегаются расходы на электроэнергию, потребляемую механическими решетками, расходующими обычно около 1 ЛС, и достигается некоторая независимость в работе.

Нижеследующие показатели (см. таблицу 102) по газификации газового угля представляют результаты испытания 3-метрового генератора. Средние, максимальные и минимальные значения для отдельных составляющих газа получены из замеров, производившихся дважды в сутки в продолжение 14 дней.

Таблица 102. Результаты испытания генератора Лимна – Рамбуша.

Производительность генератора	915 кг/час		
Напряжение площади поперечного сечения	130 кг/м ² ·час		
Анализ топлива в %:			
связанного углерода		61,2	
летучих		32,6	
зола		4,1	
Влаги		4,5	
	Среднее	Максимум	Минимум
Газовый анализ в %:			
CO ₂	4,9	5,5	4,1
CO	27,2	28,5	25,6
CH ₄	3,7	4,2	2,7
H ₂	14,9	16,4	12,1
Всего горючих	45,8	—	—
Содержание углерода в золе из генератора в %	—	9,2	—

Генератор системы Эрхардт и Земер (Ehrhardt u. Sehmer) с механической решеткой изображен на рис. 80. К его главным отличительным особенностям относятся: 1) простая концентрическая коническая решетка, составленная из отдельных колец и установленная

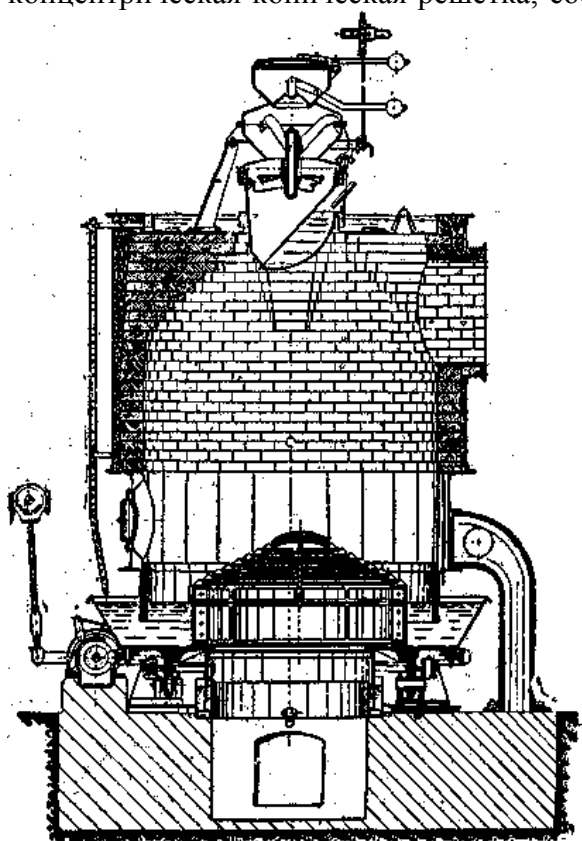


Рис. 80. Генератор Эрхардт и Земер.

относительно своей оси вращения эксцентрично на 100 мм и 2) установка зольной чаши на роликовых опорах, одна из деталей которых приведена на рис. 81. Опора состоит из двух роликов, вращающихся один на горизонтальной, другой на вертикальной оси. Таким образом опоры не только воспринимают вертикальную нагрузку от поддона, но и боковые усилия, возникающие при перемешивании топлива и размоле шлака.

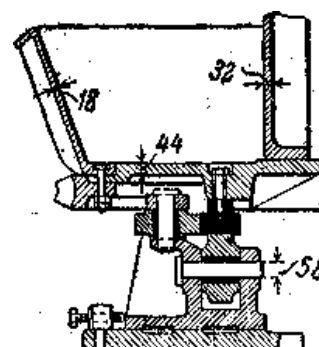


Рис. 81. Деталь роликовой опоры.

У решетки генератора Пинча цилиндрическое центральное основание заканчивается сверху несимметричным конусом. Рис. 82, изображающий эту решетку, дает также хорошее представление о храповом приводе, работающем от эксцентрика на промежуточном валу, делающем 45 об/мин. Следует также отметить, что червячный привод и опорные ролики вращающейся чаши смонтированы на общей плите, которая

принимает на себя возникающие напряжения. Поэтому фундамент под генератор может быть сделан более легким.

Рис. 83 представляет решетку системы Тиссен (Thyssen), являющуюся чрезвычайно простым и ясным образцом эксцентрично установленной конической решетки.

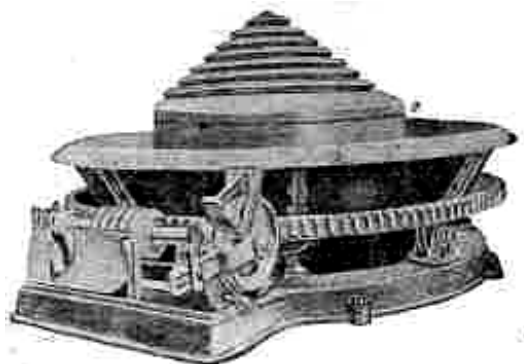


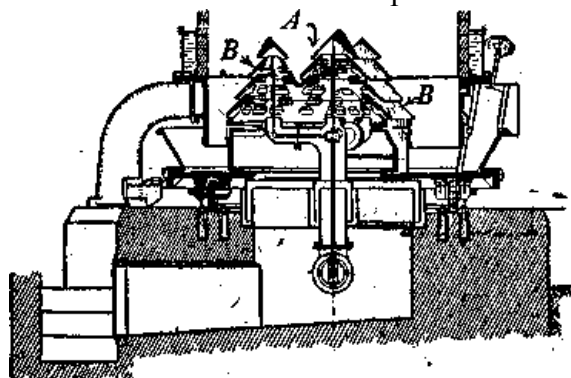
Рис. 82. Механическая решетка Пинча.



Рис. 83. Механическая решетка Тиссена.

Устройством боковых упорных роликов выше уровня червячного колеса обеспечена большая доступность как этих, так и нижних опорных роликов.

Рис. 84 изображает газогенератор с механической решеткой системы Ремана. Особенностью этого типа решетки является способ механического воздействия на низ



топлива, осуществляемый четырьмя отдельными соединенными вместе коническими решетками, из которых большая (А) находится в центре и три меньших (В) расположены симметрично вокруг нее. Равномерное распределение воздуха и пара между всеми четырьмя конусами обеспечивается наличием отдельных подводов для дутья к каждому из них.

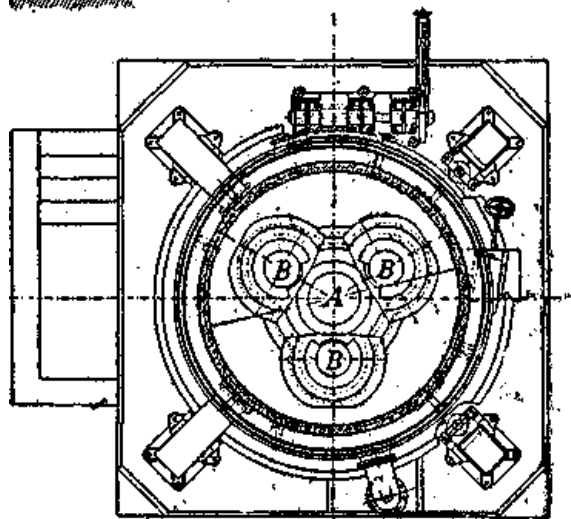


Рис. 84. Генератор Ремана.
А и В – секции решетки.

Подобная решетка при вращении ведет к значительному осаживанию топлива, причем промежутки между конусами забиваются золой и шлаком, образующими сплошную массу. Благодаря этому наступает скорый износ решетки, и она, забитая золой, перестает выполнять свое основное назначение. Вероятно по указанным

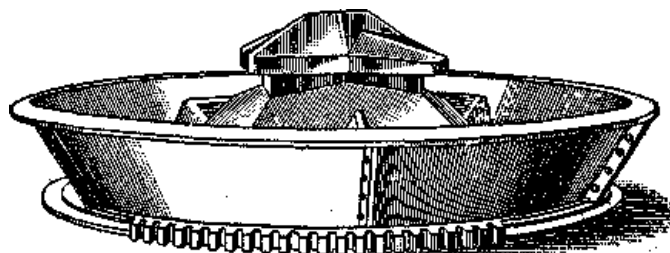


Рис. 85. Механическая решетка Гильгера.

причинам в дальнейшем фирма приняла другую конструкцию решетки (рис. 206), которая должна считаться более подходящей для некоторых топлив, чем показанная на рис. 84.

Механическая решетка системы Гильгера (E. Hilger) первоначального, вида показана на рис. 85 и 86. Она звездообразной формы с подводом всего воздуха по периметру “лучей”. Новинкой в генераторе Гильгера является способ, движения решетки. Обычно решетка продвигается отдельными толчками каждый раз, когда с ведущим колесом сцепляется собачка или на него нажимают фрикционные колодки. В генераторе же Гильгера решетка двигается попеременно то в одном, то в другом направлении, причем ход решетки в обратном направлении, соответствующий обратному ходу шатуна приводного механизма, короче хода в прямом направлении. Таким образом зола в чаше подвергается своего рода “качанию”. Конечно, такой способ движения решетки требует большей затраты энергии, но если на практике действительно получается положительный эффект, то повышенная затрата энергии может окупаться.

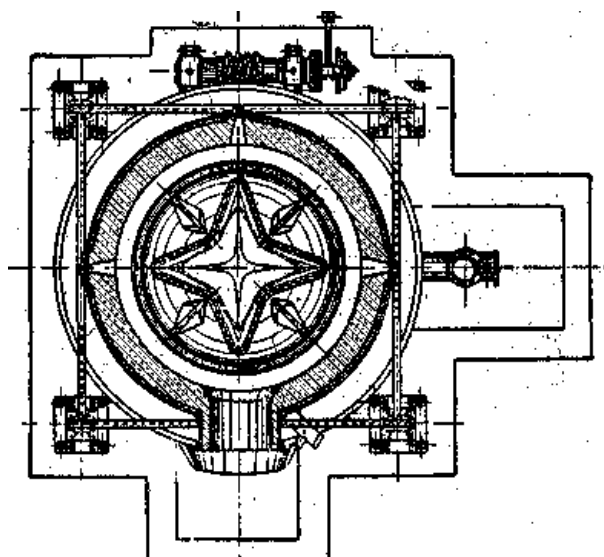


Рис. 86. Механическая решетка Гильгера (вид сверху).

Фирма Петтер (Poetter) Дает нижеследующие гарантии по производительности генераторов Гильгера на различном топливе в тоннах в сутки (таблица 103):

Таблица 103. Производительность генераторов Гильгера по данным фирмы Петтер в т/сутки.

Топливо	Внутренний диаметр генератора в мм			
	2000	2200	2600	3000
Богемский лигнит	16÷18	20÷22	26÷29	33÷36
Брикеты рейнского лигнита	16÷18	20÷22	26÷29	33÷36
Мытый уголь, орешек	10÷12	12÷14	16÷19	21÷24
Несортированный уголь, мелочи 20%	9÷11	11÷13	15÷18	19÷22
Уголь, мелкий орешек, мелочи 50%	7,5÷8,5	9÷11	12÷14	16÷18
Коксовые отходы	6÷6,5	7÷8	9÷11	12÷14

Следует отметить, что у звездообразной решетки крайне неправильная поверхность, вследствие чего долговечность концов “лучей” должна быть невелика, и сделанные ранее указания применительно к работе решетки системы Ремана имеют силу и в данном случае. Поэтому в последнее время решетка в газогенераторах Гильгера делается без резких изменений формы (рис. 87), которые и обуславливали сильный износ. Новая решетка состоит из трех секций квадратных полых плит. У всех плит с каждой стороны имеется по воздушной щели, благодаря чему при вращении решетки проходы для воздуха остаются открытыми и защищенными от забивания золой.

Еще одна конструкция звездообразной решетки приведена на рис. 88. Это своеобразная решетка системы Гетц (Goetz), которая по идее должна оказывать своими выступающими лучами сильное воздействие на образующийся шлак, способствуя его раздавливанию и перемалыванию.

Рис. 89 изображает решетку системы Барт (Barth), центральная часть которой *A* при вращении зольной чаши то поднимается, то опускается, имеет в плане квадратное очертание и опирается на 4 внутренних ролика *B*, катящихся по вращающейся опоре *C*.

Эта опора имеет неправильную волнистую поверхность, вследствие чего к колебательным движениям верха решетки в вертикальном направлении присоединяются еще и боковые колебания. Таким образом только

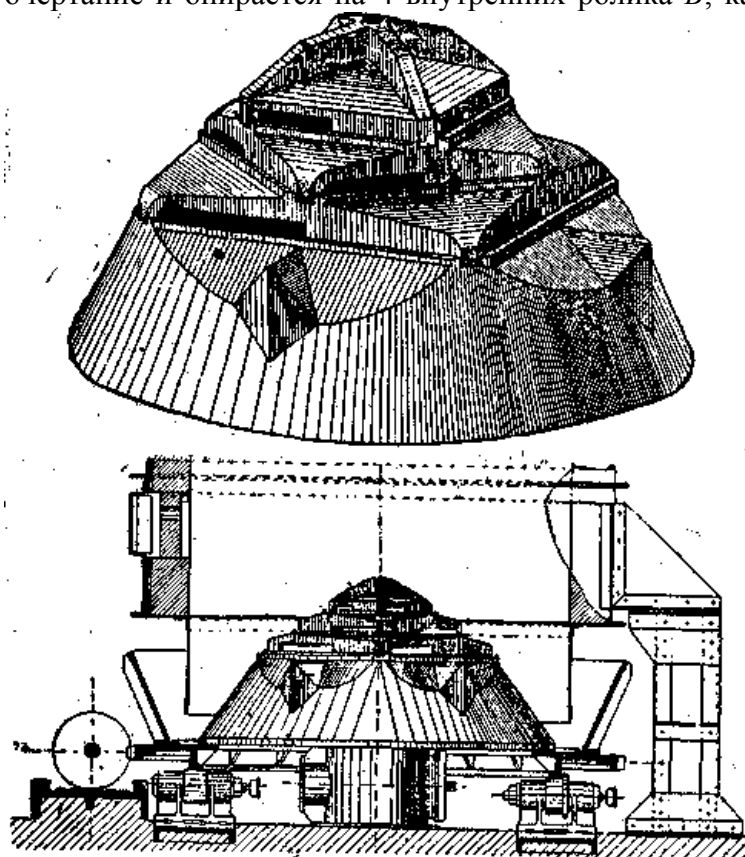


Рис. 87. Видоизмененная механическая решетка Гильгера

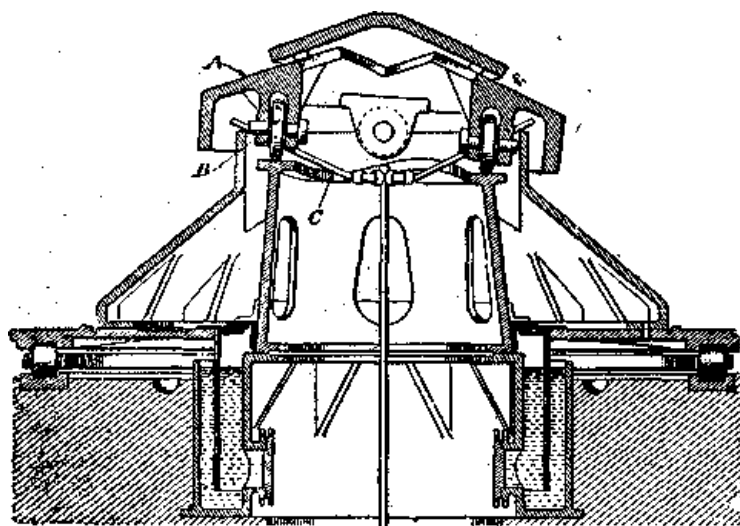
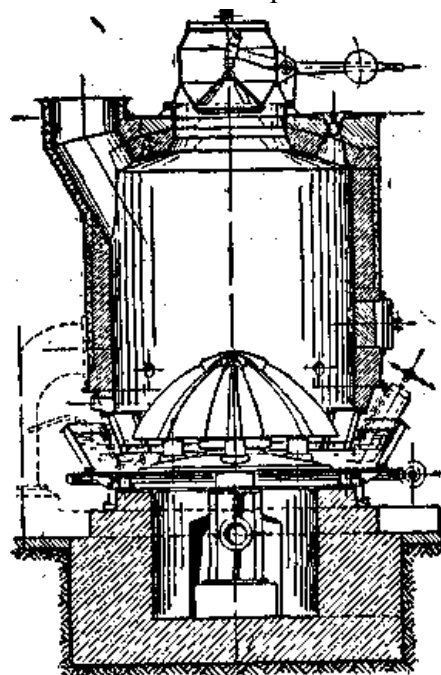


Рис. 89. Механическая решетка системы Барта.
A – центральная часть решетки, *B* – ролики, *C* – неподвижная опора.

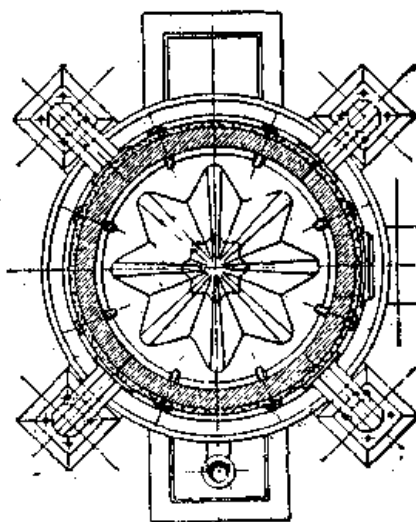


Рис. 88. Генератор системы Гетц.

середина топливной массы подвергается механическому воздействию со стороны решетки. Вероятно это лучше, чем поднятие и опускание всей массы топлива, предусмотренное ранней конструкцией решетки Лимна – Рамбуша.

Другой тип механического газогенератора Гетца показан на рис. 90. Неподвижная плоская решетка *A*, прорезанная большим количеством узких щелей, занимает все

поперечное сечение генератора. Она поддерживается консолями *B*, которые, в свою очередь держатся на неподвижном нижнем крае кожуха генератора, погруженном в водяной затвор. Зольная чаша с водяным затвором вращается обычным способом. В середине вращающейся конструкции имеется выступ, пропущенный через отверстие в плоской решетке и снабженный у верхнего

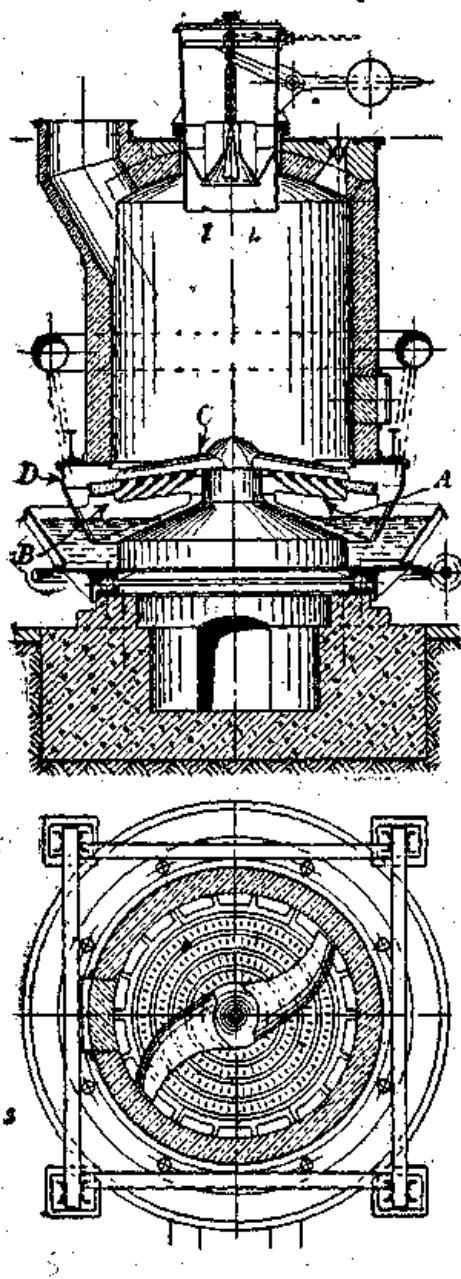


Рис. 90. Генератор Гетца с плоской решеткой.

A – решетка, *B* – консоли, *C* – скребок, *D* – фартук.

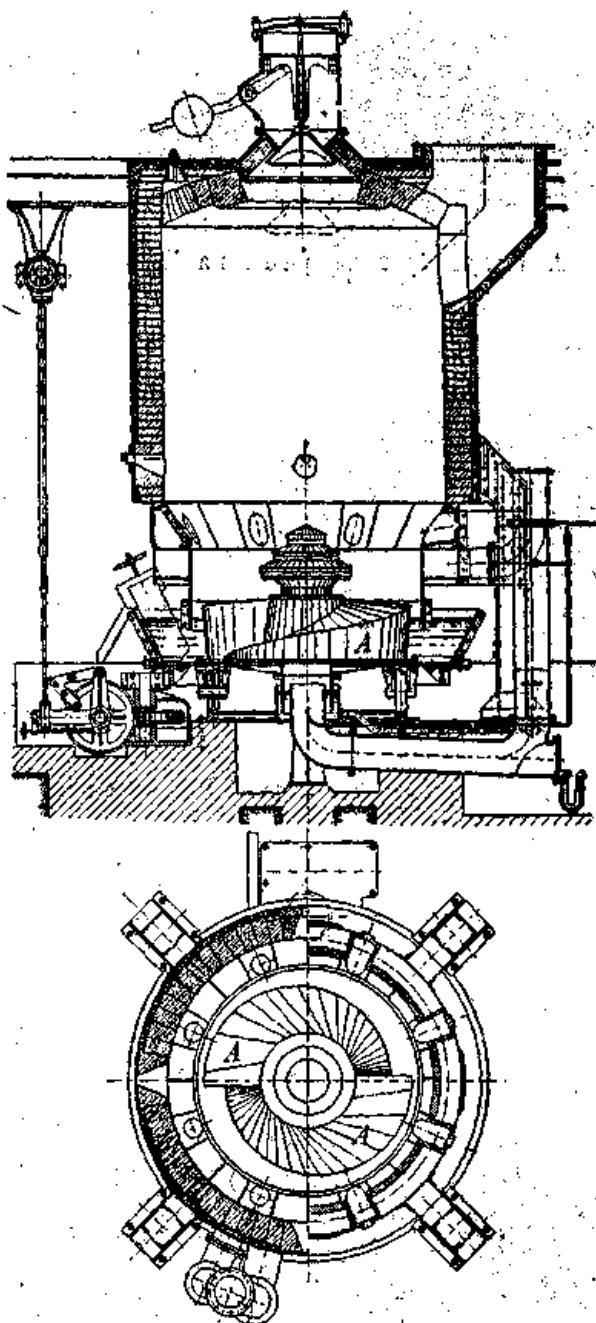


Рис. 91. Генератор Гут и Ретгер.

A – винтовые поверхности.

конца скребком *C*, состоящим из двух ножей. При вращении зольной чаши ножи соскребают с плоской решетки золу, которая падает в водяной затвор. По имеющимся сведениям, благодаря применению генератора с полусухим подом описанной конструкции для газификации бурого угля влажностью выше 50%, оказалось возможным успешно поддерживать выход хорошего газа при напряжении 150÷160 кг абсолютно сухого топлива на 1 м² площади генератора в час.

Рис. 91 представляет генератор системы Гут и Ретгер с характерным для него двойным подводом воздушного дутья, в центр и периферию (см. рис. 68), и спиралевидным устройством для шевеления топлива. Это последнее состоит из двух



Рис. 92. Веерообразная решетка Дейц.

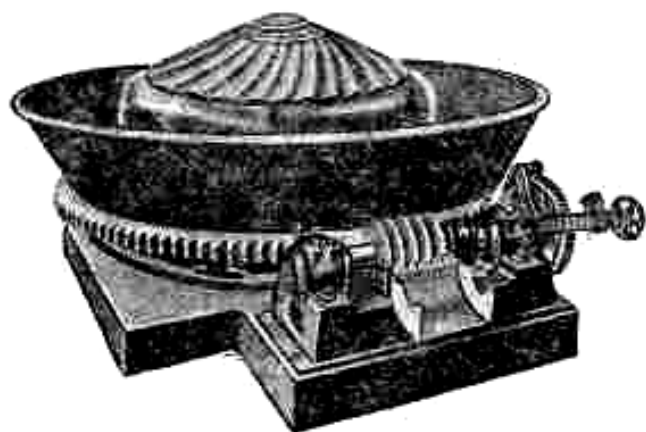


Рис. 93. Веерообразная решетка Бамаг.



Рис. 94. Веерообразная решетка Бамаг для генераторов с сухим золоудалением.

отливке, на которой выложена футеровка шахты, подвешен фартук, погруженный в зольную чашу, совершающую поступательное движение по кругу диаметром 50 мм.

Движущимися частями генератора являются зольная чаша с водяным затвором, имеющая 4 выступа, в которые выталкивается зола, выгружаемая из них вручную, и дутьевое устройство, состоящее из центральной камеры с четырьмя рукавами и кольцом, образующим затвор.

винтовых поверхностей *А*, которые заставляют топливо постепенно подниматься и затем сбрасывают его вниз внезапно. Боковые вертикальные поверхности этого устройства приспособлены, кроме того, для раздавливания золы.

Двухвинтовой перемешиватель, похожий на описанную конструкцию, был тщательно опробован А. Г. Лимном совместно с автором этой книги. Результаты оказались неудачными, потому что устройство, составляющее часть самой решетки, слишком скоро прогорало и вследствие этого приводило к нарушению нормального расположения слоя топлива. Спираль на рис. 91 вовсе не имеет прорезов для воздуха, и возможно, поэтому их работа была более успешной.

На рис. 92 и 93 показаны два типа веерообразных решеток, изготавливаемых соответственно фирмами Дейц (Deutz) и Бамаг (Bamag). У обеих решеток ввод подаваемого дутья находится под прикрытием “веерных крыльев”, которые, вследствие вращения решетки по направлению от воздушных отверстий, предохраняют последние от засорения золой.

На рис. 94 изображена другая конструкция веерообразной решетки Бамаг, которую эта фирма применяет в своих генераторах с сухим золоудалением на дутье высокого давления (см. рис. 99).

Рис. 95 и 96 относятся к газогенератору с механической решеткой фирмы Флинн и Дреффейн (Flinn & Dreffein Co, США), принципиально отличающемуся от ранее описанных генераторов с механическим золоудалением. Неподвижная часть генератора покоится на 4 массивных чугунных опорах. К чугунной кольцевой

Верхний край дутьевого устройства перемещается на уровне среза между движущимися и неподвижными частями генератора.

Приводной механизм сообщает подвижной части круговое поступательное движение при помощи двух коленчатых рычагов, расположенных по окружности генератора под углом 90° друг от друга. Механизм приводится в движение от мотора мощностью 1 ЛС, причем действительно потребляемая мощность меньше.

Выгрузка золы осуществляется при помощи чугунного кольца, удерживаемого неподвижно четырьмя тягами, прикрепленными к кронштейнам по бокам кожуха генератора. При помощи ручных нажимных винтов, упирающихся в чугунную кольцевую отливку, зольное кольцо устанавливается в такое положение, при котором зола удаляется преимущественно из того или иного участка чаши. В профиле зольное кольцо имеет форму зубьев пилы. Решетка вращается приблизительно в продолжение одного часа каждые 6 часов.

Рис. 97 изображает механическое приспособление для удаления золы, применяемое фирмой Бренштоф – Фергазунг (Brennstoff – Vergasung) в ее камерных газогенераторах.

Поперечное сечение этого генератора прямоугольное, как и у газогенератора Хеллера (рис. 71), причем агрегаты очень большой производительности делаются с “камерой”, удлиненной в одном направлении. Удаление

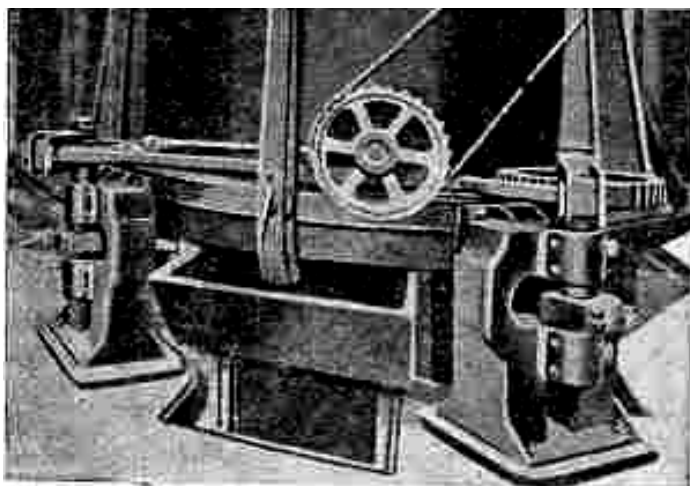


Рис. 96. Генератор Флин и Дреффейн (фотография нижней части).

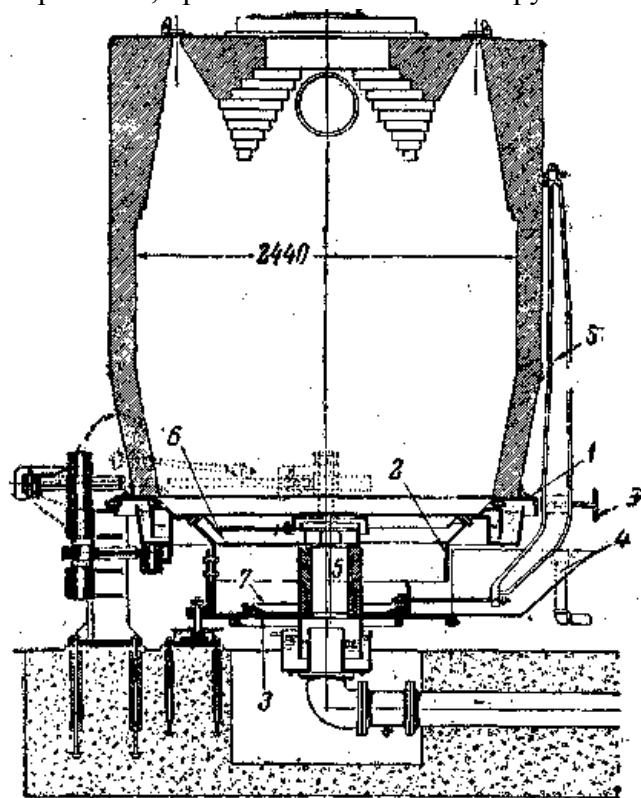


Рис 95. Генератор Флинн и Дреффейн (разрез).

1 – кольцевая плита, 2 – фартук, 3 – зольная чаша, 4 – карманы зольной чаши, 5 – подвод дутья, 6 – дутьевые рукава, 7 – чугунное кольцо, 8 – тяги, 9 – нажимные винты.

зола происходит внизу при помощи возвратно-поступательного движения простых или двойных салазок, приводимых в движение снаружи от электромотора или гидравлического двигателя.

Сбрасываемая салазками зола падает в конический бункер в самом низу сооружения, откуда после выгрузки ее можно удалять при помощи ленточного транспортера или в вагонетках.

У генератора, как видно из рис. 97, решетки нет, и воздух легко проходит через свободные поверхности топлива. Для того чтобы заставить воздух двигаться ближе к центру генератора, верх топлива у

краев шахты поддерживается более высоким, чем по середине.

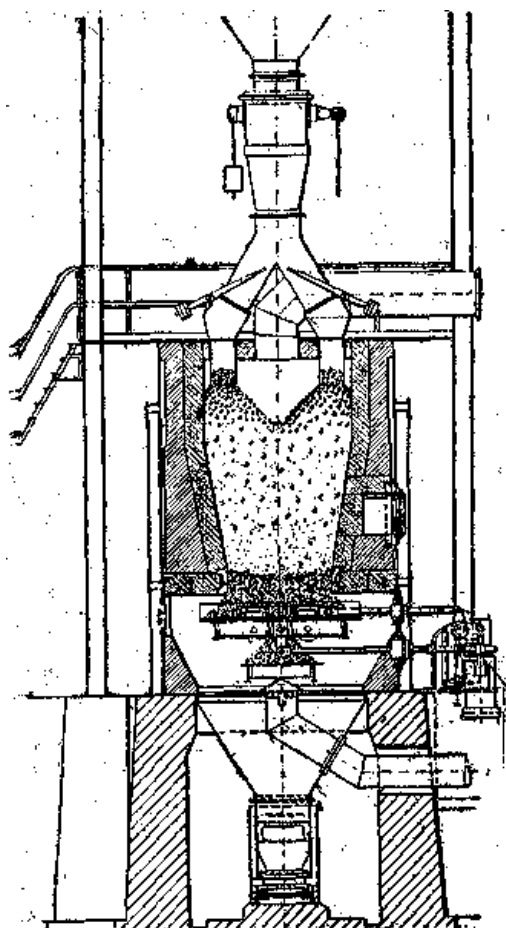


Рис. 97. Генератор с плоской решеткой для бурого угля.

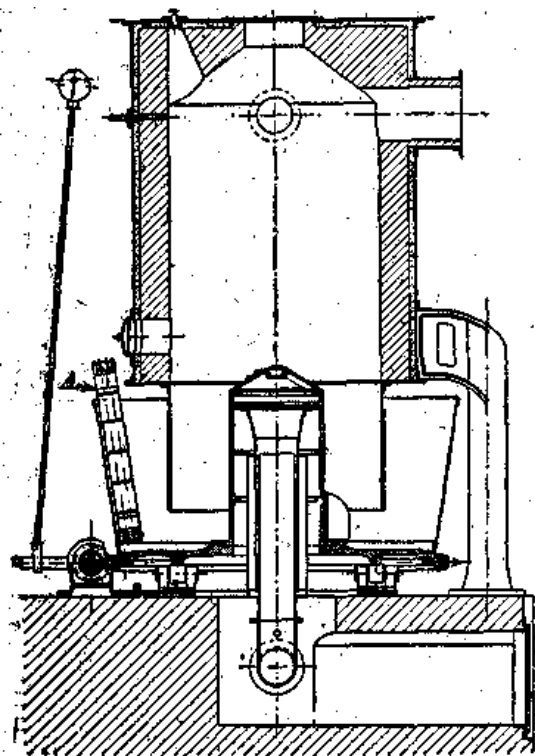


Рис. 98. Генератор Бамаг для работы с повышенным давлением дутья.
А — элеватор для золы.

Заканчивая на этом описание наиболее типичных конструкций механических решеток, отметим, что число этих конструкций чрезвычайно велико, но далеко не все из них получили широкое применение на практике, оправдав свое назначение.

Другие методы золоудаления, равно как и употребительнейшие системы решеток, появившиеся в связи с развитием генераторов высокой производительности и генераторов, предназначенных для газификации определенных видов топлива, рассматриваются далее при описании конструкций соответствующих генераторов.

в) Генераторы, работающие на повышенном давлении дутья

Если из-за применения очень мелкого топлива или необходимости работать на высоком слое топливо оказывает потоку газов большое сопротивление, то естественно, что глубина погружения нижней части шахты генератора (фартука) во вращающийся водяной затвор должна быть соответственно больше. Если глубина затвора превосходит $450 \div 500$ мм, то практически оказывается невозможным нормально производить выгрузку золы и шлака шлаковым ножом (лемехом), который уже встречался в рассмотренных выше конструкциях механических решеток.

Для удаления золы из таких глубоких затворов фирма Бамаг устанавливает приспособление, показанное на рис. 98 и состоящее из небольшого ковшевого элеватора А, опущенного в затвор и выгружающего золу в вагонетку или в какой-либо другой золоприемник.

Во избежание подобного рода сложных способов золоудаления та же фирма строит генераторы с механической решеткой и сухим золоудалением, наподобие показанного на рис. 99.

Весь низ генератора заключен в закрытую отливку А, имеющую соответствующие углубления с несущими роликами В и боковыми упорными роликами С, обеспечивающими вращение зольной плиты D с укрепленной на ней; решеткой E. Свое движение зольная плита получает от червячной передачи, колесо которой представляет обод нижнего края плиты. Зола сбрасывается с плиты в два золоприемника F, из которых она может периодически удаляться в вагонетки G.

Генераторы подобного типа с успехом работают годами и являются обычной конструкцией для генераторов водяного газа.

Выше при рассмотрении различных типов механических решеток мы отмечали недостатки и достоинства, свойственные отдельным конструкциям. Суммируя высказанные соображения, сформулируем теперь те основные требования, которым должна удовлетворять хорошая механическая решетка:

1) решетка должна поддерживать нижнюю часть топлива в состоянии устойчивого, непрерывного и притом медленного движения;

2) у внешних поверхностей решетки не должно быть резких изменений формы, так как всевозможные резко выдающиеся части вблизи зоны раскаленного топлива постоянно подвергаются сильному износу;

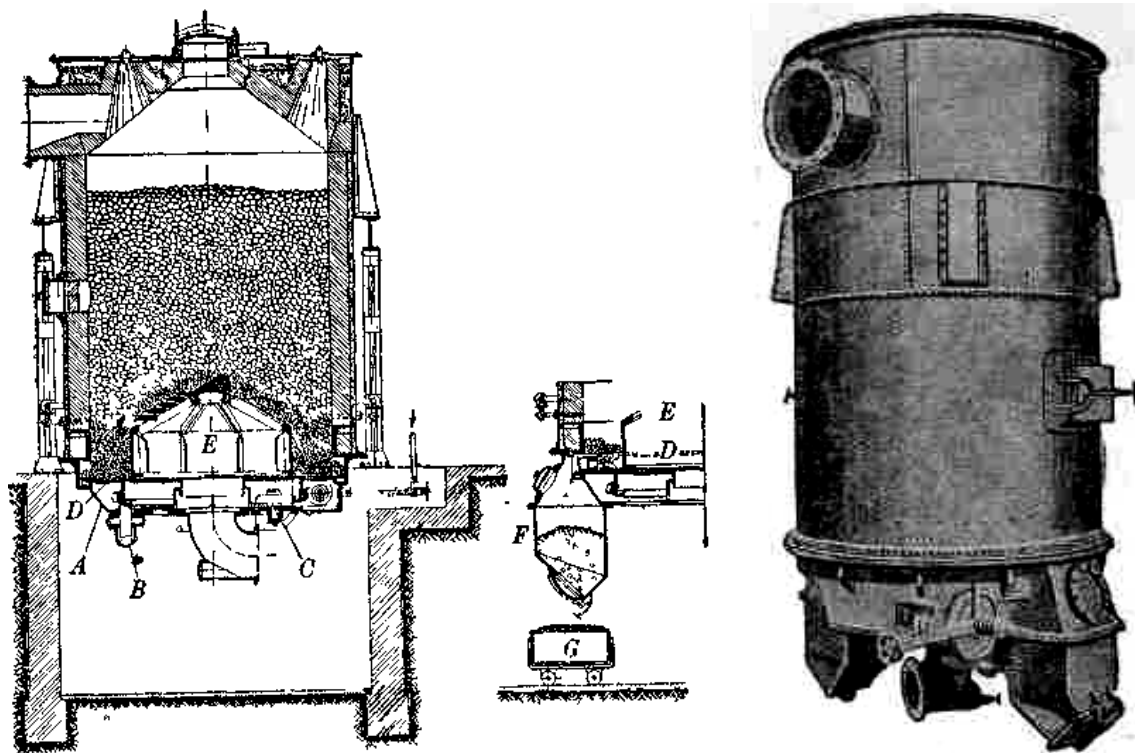


Рис. 99. Генератор Бамаг с сухим золоудалением.

A – нижняя отливка, *B* – несущие ролики, *C* – боковые упорные ролики, *D* – зольная плита, *E* – решетка, *F* – золоприемники, *G* – вагонетка.

- 3) решетка должна равномерно распределять дутье по всему сечению слоя топлива;
- 4) воздушные каналы решетки должны быть свободны и открыты при ее вращении;
- 5) решетка должна разрушать и раздавливать крупные куски шлака на мелкие части, прежде чем зола поступает в зольную чашу.

г) Работа механических решеток

Решетки генераторов с механическим золоудалением вращаются очень медленно – обычно не быстрее одного оборота в час и не медленнее одного оборота в десять часов. Чаще всего скорость вращения решеток на практике составляет один оборот в $3\frac{1}{2}$ – 5 часов.

Скорость вращения определяется производительностью генератора и зольностью топлива, что совершенно ясно, так как чем больше золы освобождается в единицу времени, тем больше должна быть выгрузка за то же время из зольной чаши. Однако скорость вращения зависит еще и от формы решетки и от степени перемешивания, необходимого при газификации данного вида топлива.

Количество выгружаемой золы зависит от числа оборотов зольной чаши и от глубины погружения шлакового ножа (лемеха).

Таким образом наилучшая скорость вращения решетки и поддона определяется совокупностью большого числа факторов, благодаря чему иногда приходится, периодически менять оптимальную скорость в соответствии с требованиями производственных условий, которым она должна удовлетворять. Следует указать еще и на тот факт, что непрерывная работа на малых скоростях приводит к лучшим результатам, чем на больших скоростях, перемежающихся с остановками.

Так как почти никогда генераторы одной и той же установки не работают одинаково, в большинстве случаев приходится устанавливать различные, числа оборотов зольной чаши для каждого отдельного генератора, сообразуясь с его производительностью и другими производственными показателями.

У всех разнообразных механических средств, применяемых для вращения решеток, имеется общая цель: достижение медленной и хорошо регулируемой скорости вращения.

Зольная чаша обычно снабжается червячным венцом и приводится во вращение червячной передачей. Однако применяются и другие способы зацепления, например при помощи конических шестерен. Нередки случаи, когда усилие, преодолеваемое приводным механизмом на окружности зольной чаши 3-метрового (по внутреннему диаметру) генератора с механической решеткой, составляет от 5 до 10 тонн.

Приводной механизм вращающейся части генератора должен быть весьма массивным, так как необходимо учитывать и восприятие боковых усилий, возникающих вследствие эксцентricности колосниковой решетки.

Механический к.п.д. приводного механизма не играет особой роли, так как мощность, расходуемая для вращения чаши, составляет всего лишь от 0,5 до 1,0 ЛС. Однако нужно прямо сказать, что едва ли существует много менее эффективных механизмов, чем привод генератора с механическим золоудалением, представляющий собою совокупность эксцентрикового и червячного приводов. Тем не менее эти способы принадлежат к числу наипростейших из известных для быстрого снижения скорости в таких диапазонах как, например, с 500÷800 *об/мин* электромотора на 0,004 *об/мин* зольной чаши генератора.

Передача движения от электромотора или трансмиссии на червяк, приводящей во вращение чашу генератора, осуществляется обычно двумя способами: или при помощи храпового колеса или фрикционным механизмом. В первом случае на вал червяка насаживается храповое колесо, которое приводится в движение собачкой эксцентриковой тяги, посаженной на ведущем валу; во втором – фрикционное колесо передвигается при помощи зажимных колодок, также соединенных с эксцентриковой тягой.

Для предотвращения серьезных аварий: поломки ответственных частей привода (зубьев червячной передачи и венца чаши) собачки желательно делать менее прочными, чтобы при увеличении нагрузки до известного предела они ломались и тем самым выключали действие привода.

Если конструкцией предусмотрен удобный доступ к движущимся частям механизма, благодаря которому облегчаются наблюдение за их работой и смазка, то работа механических деталей при должном уходе может продолжаться без ремонта годами.

Для облегчения удаления золы из помещения генераторной установки с механическими решетками лучше устраивать уровень фундамента выше уровня земли (или уровня рельсового пути) так, чтобы зола могла прямо выгружаться в вагонетки или, в тех случаях, когда зола отвозится с завода по железной дороге, сразу на железнодорожные платформы,

Для направления в вагонетки золы, выгребаемой из зольной чаши при помощи шлакового ножа, обычно служат лотки из листового железа, устанавливаемые у борта чаши.

4 УСТРОЙСТВО ШАХТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

а) Конструкции футеровки

*Первоначально почти все газогенераторы строились с прямоугольным или квадратным поперечным сечением шахты. Однако впоследствии было замечено, что при такой форме шахты загружаемое топливо не распределяется равномерно по всей поверхности слоя топлива, не обеспечивает одинаковой его высоты в различных участках и ведет к неправильному размещению очагов горения, вызывая появление прогаров.

Этих явлений в значительной мере удалось избежать при переходе к генераторам круглой формы с размещением загрузочного устройства по вертикальной оси генератора. Поэтому, а также по причинам, о которых говорится ниже, современные генераторы в огромном большинстве случаев делаются круглыми.

Кирпичная кладка генераторов с прямоугольной шахтой выкладывается обычно из огнеупорного и красного кирпича. Внешние стенки делаются толщиной в 2—2½ кирпича: 1 — из огнеупорного и 1 или 1½ — из красного. Если генераторы строятся в блоке, внутренние, промежуточные стенки делаются в 2—3 огнеупорных кирпича.

Вообще толщина стенок шахты принимается в зависимости от высоты генератора и разъедающих свойств шлака применяемого для газификации топлива.

Для кладки стенок употребляется стандартный нормальный кирпич, для кладки сводов — нормальный или фасонный. Сверху свод выстилается обычно красным кирпичом, или поверх него делается засыпка изоляционным материалом.

Генераторы прямоугольной формы, как правило, строятся без металлического кожуха, однако для увеличения прочности кладка скрепляется металлическим каркасом, состоящим из железных стоек и соединительных тяг.

Загрузочная коробка устанавливается или непосредственно на своде, или на чугунной плите, или, наконец, на балках, опирающихся на стенки шахты. В двух последних случаях свод не несет дополнительной нагрузки и может быть сделан более пологим. *

По сравнению с кирпичными генераторами прямоугольной формы, футеровка круглых генераторов делается значительно тоньше, так как металлический кожух, составляющий неотъемлемую часть всей конструкции, обеспечивает большую прочность и почти полную газонепроницаемость.

На рис. 100 показано несколько деталей футеровки разного типа, причем под а, с и d изображены три различных системы кладки, а именно:

(а) кольцо из огнеупорных кирпичей охватывается кольцом изоляционных кирпичей (толщиною 50 мм); между вторым кольцом и металлическим кожухом генератора кладётся слой огнеупорной глины толщиной около 15 мм;

(с) кольцо из огнеупорных кирпичей охватывается снаружи кольцевой кладкой из обыкновенного красного кирпича. Пространство между кирпичом и кожухом толщиной около 15 мм заполняется огнеупорной глиной;

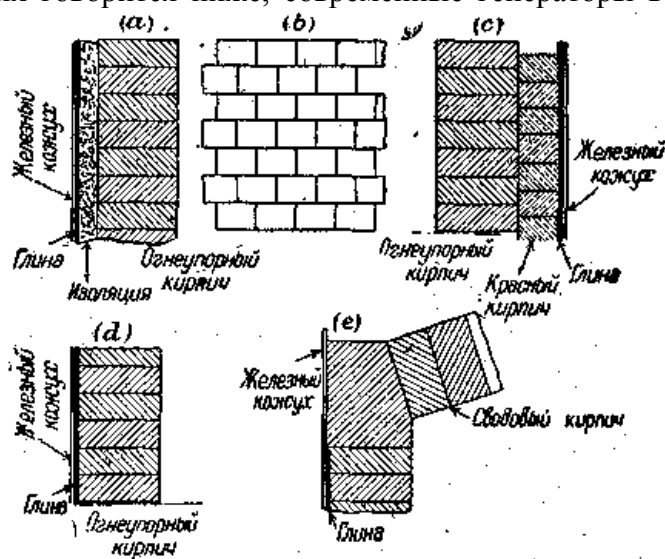


Рис. 100. Детали различных систем футеровки генераторов.

(d) кладка состоит из одного только кольца огнеупорных кирпичей, уложенных на расстоянии примерно 15 мм от кожуха, причем этот зазор заполнен огнеупорной глиной.

Три указанные здесь системы, каждая из которых широко распространена на практике, приведены в порядке уменьшения их стоимости: самой дорогой является первая и самой дешевой – последняя. Во многих генераторах при кладке футеровки вместо изоляционного кирпича часто применяется засыпка из песка, кокса, золы, пемзы и трепела толщиной примерно 50 мм. Однако выполненные таким образом футеровки менее удовлетворительны, так как, в случае повреждения кладки в нижней части шахты, выпадения кирпичей при шуровке и т.д., возможен свободный проход газа между кирпичной кладкой и кожухом.

Для газогенераторов с периферийным подводом воздуха чрезвычайно важно, чтобы соединение футеровки с кожухом было абсолютно плотным, так, как в противном случае может оказаться, что воздух пойдет по пути наименьшего сопротивления между кирпичом и кожухом и попадет в пространство шахты над слоем топлива, заполненное газом.

Имея в виду, что потери от охлаждения наружной поверхности газогенераторов обычно невелики, можно принять, что в большинстве случаев достаточна система футеровки по способу d, за исключением тех из них, когда идет речь о футеровке

генераторов с очень высокой температурой в нижней части. В этих случаях лучше останавливать свой выбор на системах a или c.

Кирпич, идущий на футеровку шахты генератора, укладывается плашмя, длинным ребром в радиальном направлении и с перевязью отдельных рядов по рисунку b. Толщина швов между отдельными кирпичами делается по возможности минимальной и ни в коем случае не более 3 мм.

Огнеупорную глину, применяемую при кладке, не следует готовить густой наподобие строительного известкового раствора, а лучше делать жидкой и текучей вроде густого белильного раствора. Одной тонны огнеупорной глины вполне достаточно для кладки 4000 штук нормального кирпича 230×115×65 мм.

В том случае, если шахта генератора цилиндрическая, выкладка стенок может производиться радиальным и клиновым кирпичом, причём однако нет необходимости применять только эти фасы. Например, можно каждый второй кирпич брать стандартным, хотя в этом случае угол сходимости ребер клинового кирпича должен быть вдвое большим. В том случае, если шахта генератора имеет сложный профиль, лучше пользоваться специальными фасонными кирпичами, так как применение тесаных уменьшает срок службы футеровки.

Хотя на всех эскизах рис. 100 толщина футеровки показана большей, чем длина нормального кирпича, т.е. 230 мм, однако такая толщина не является необходимой ни для малых генераторов ни для верхней части шахты больших, где условия для работы огнеупора легче в виду более низких температур. Очень часто у многих генераторов для антрацита толщина футеровки составляет только около 155 мм. Верхняя часть стенок шахты, являющаяся опорной пятой для свода, должна выкладываться особо тщательно и из специальных фасонных кирпичей – блоков (см. рис. 102), которые нужно плотно подгонять к кожуху, чтобы не произошло соскальзывания и разрушения свода. Для изготовления подобных кирпичей требуется специальная формовка и обжиг, а при проектировании их надо по возможности избегать всяких острых углов, так как последние легко обламываются при изготовлении и главным образом при транспорте.

Подобные указания относятся и к конструированию других деталей футеровки например фасонных кирпичей для шуровочных отверстий (рис. 101). Показанное на этом рисунке отверстие составлено из 4 одинаковых камней, у которых уклон внутреннего

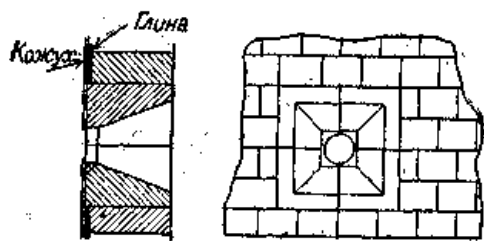


Рис. 101. Детали устройства кладки для шуровочных отверстий.

Если в шахте генератора предусматриваются лазы или какие-либо другие отверстия, то они перекрываются сводиками, причем лазы кроме того закладываются кирпичной кладкой, которая при надобности может быть легко разобрана. Газослив или газоотвод обычно футеруется только в генераторах горячего газа; для этого применяются или арочный кирпич или маломерный боковой клин толщиной от 65 до 115 мм. Футеровка газоотвода делается входящей в футеровку шахты, отдельные кирпичи которой в соответственных местах подтесываются (см. рис. 57).

Возвращаясь к рис. 102, отметим, что шуровочные отверстия в кирпичах B_1, B_2, B_4 и B_5 сделаны грушевидной формы для облегчения доступа шуровочной штангой в те места верхней поверхности топлива, которые подлежат шурованию через данное отверстие. Дело в том, что грушевидная форма лучше всего отвечает движениям, описываемым концом штанги во время работы.

Как, правило, кирпичные своды перекрываются стальными или чугунными плитами, несущими на себе всю нагрузку от размещенных сверху устройств для загрузки и шурования топлива. Однако в некоторых случаях этого не делают, ограничиваясь лишь выкладкой сверху над сводом слоя красного кирпича. Подобные конструкции применяются редко и только для генераторов сравнительно небольшого размера. При установке последних на открытом воздухе кирпич кладется на цементном растворе или пекле с небольшой выпуклостью в центре для стока дождевой воды.

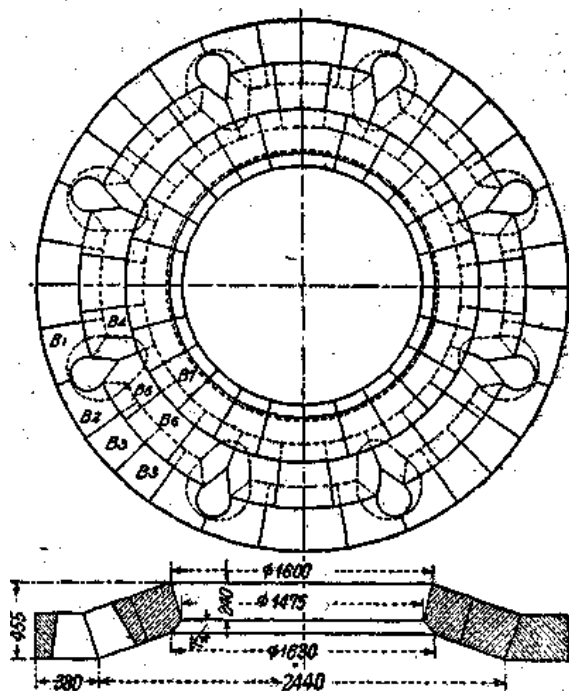


Рис. 102, Детали свода генератора
Чепмена.

*б) Огнеупорный материал

За исключением генераторов с жидким шлакоудалением, наивысшие температуры, которые достигаются в генераторах других типов и конструкций, обычно не превышают 1250÷1300° С.

Поэтому с точки зрения огнеупорности для футеровки генераторов не требуется особо высококачественный материал, и во многих случаях вполне удовлетворительным оказывается огнеупор пониженного качества. На практике для футеровки генераторов применяются главным образом шамотные кирпичи, которые изготавливаются из смеси сильно обожженной огнеупорной глины, в качестве отошающей примеси, и сырой глины для связывания. Эти кирпичи химически характеризуются высоким содержанием

глинозема, так как главными составными частями огнеупорной глины являются кремнезем и глинозем с примесью небольших количеств соединений железа, титана, кальция, магния, калия и натрия. С точки зрения огнеупорности конечного продукта – кирпичей, все эти примеси, как понижающие температуру размягчения изделий, должны считаться нежелательными.

Однако огнеупорность кирпича ни в коем случае не является основным признаком при выборе материала для футеровки генераторов. Значительно большее значение имеет отношение огнеупора к разъедающим свойствам шлака топлив, применяемых для газификации. Как известно, в плавильных печах при работе с кислыми шлаками ставят кислую футеровку, при работе с основными шлаками – основную. Подобно этому и огнеупорный материал для генераторов должен быть подобран в соответствии с характером шлаков, так как зола различных топлив сильно меняется как в отношении своего химического состава, так и в отношении температуры плавления. Далее, огнеупорные кирпичи, применяемые в генераторах, должны быть плотными и механически прочными, чтобы противостоять ударам загружаемого топлива и возможным повреждениям при шуровке и сбивании настывшей шлака.

Так как склонность кирпичей к химическому взаимодействию с образовавшимся шлаком усиливается с повышением температуры, причем одновременно уменьшается и их механическая прочность, иногда бывает выгодно не применять хорошей изоляции в зоне наивысших температур. Поэтому некоторые фирмы рекламируют тонкую футеровку, даже с охлаждением водой, указывая на превосходство такой конструкции в смысле большего срока работы огнеупора.

Как указывалось выше, в некоторых случаях для футеровки генераторов можно применять шамотный кирпич пониженного качества. Однако для генераторов, работающих с большой производительностью, и при газификации топлив с низкой температурой плавления золы этого делать не рекомендуется. В указанных случаях лучше ставить футеровку из первосортного шамотного кирпича, так как, вследствие необходимости в усиленной шуровке топлива и сбивания настывшей шлака, возможно выкрашивание мало прочной кладки.

Конечно это ни в какой мере не относится к верхней части шахты и швельшахте генератора; в них нет никакой нужды ставить высококачественный огнеупор. Точно так же пониженные требования предъявляются и к футеровке различного рода газопроводов, газовых и пыльных камер и других устройств, которые работают при более низких температурах. Наличие в газе различных примесей, как например частиц топлива и смолы, равно как и присутствие сероводорода почти не отражается на состоянии футеровки и не представляет для нее серьезной опасности в смысле разрушения.

Требования, которые предъявляются к огнеупорному материалу, применяемому для футеровки генераторов с жидким шлакоудалением, значительно выше. Это объясняется, с одной стороны, высокими температурами, имеющими место в зоне газификации, особенно в случае применения высоко подогретого дутья, с другой – сильным разъедающим действием жидкого шлака. При выборе огнеупора для генераторов этого типа следует исходить из тех же соображений, которые обычно принимаются в доменной и ваграночной практике. Отметим лишь, что для целого ряда топлив применение магнезиальных футеровок окажется безусловно необходимым. Выше уже упоминалось, что химическая стойкость огнеупорных материалов, определяемая способностью противостоять воздействию шлака, является основным моментом при выборе материала футеровки. Шамотный кирпич в этом отношении занимает среднее положение между диасомом и магнезитом, так как хотя и в значительно меньшей мере, но разъедается как кислыми, так и основными шлаками. Однако с увеличением содержания глинозема шамотные изделия становятся более стойкими по отношению к основным шлакам и приближаются таким образом к магнезиту. Магнезиальные изделия стойки по отношению к шлакам, но на них оказывает сильное разъедающее действие окись железа.

Хромомагнезитовые и тальковые изделия оказываются более устойчивыми и хорошо противостоят как шлакам, так и окиси железа. Некоторые данные [136] о составе различных огнеупорных материалов приведены в таблице 104, а соответствующие им коэффициенты теплопроводности в таблице 105. Необходимо только иметь в виду, что химический состав и физические свойства определенного класса огнеупоров не являются строго стабильными и меняются в широких пределах, Поэтому цифры, приведенные в таблицах 104 и 105, имеют общий характер и дают представление лишь о возможном порядке величин. В заключение отметим, что коэффициенты расширения огнеупорных кирпичей из названных выше материалов не одинаковы. Наименьшим объемным расширением обладают изделия из шамота, наибольшим – из магнезита и хромомагнезита. Однако это свойство огнеупора не имеет существенного значения в газогенераторной практике. В качестве примера можно указать, что даже в очень высоких генераторах с сильно уплотненной набивкой из огнеупорной глины никогда не приходилось наблюдать значительного воздействия шамотной футеровки на железный кожух генератора, за исключением, правда тех случаев, когда по недосмотру обслуживающего персонала зона горения перемещалась к верху генератора. Однако и в этом случае неполадки происходили скорее от расширения и чрезмерного нагревания металлических частей, чем от расширения кирпичного свода.*

Таблица 104. Состав различных огнеупорных материалов.

Материал	Al ₂ O ₃	SiO ₂	SiC	Fe ₂ O ₃	CaO	TiO ₂	MgO	Щелочи	Объемный вес	Удельный вес	Пористость %	Температура обжига SK
Шамот	31,06	65,82	—	1,19	0,39	—	1,24	2,82	1,84	2,63	30,0	10
	—	—	—	—	—	—	—	2,82	1,91	2,61	26,8	14
	—	—	—	—	—	—	—	2,82	1,92	2,61	26,5	16
	40,01	55,72	—	1,87	—	—	—	2,12	1,94	2,57	19,2	10/11
	40,88	55,36	—	1,97	0,24	—	2,29	4,50	1,85	2,67	29,1	14
	41,99	53,80	—	2,39	—	—	1,82	4,21	1,84	2,62	29,8	10/11
Высокоглиноземистые материалы	62,96	34,87	—	1,26	0,12	—	0,30	0,49	2,12	3,02	29,0	—
	—	—	—	—	—	—	—	0,49	2,25	3,03	25,0	15/16
	61,13	36,40	—	2,03	—	—	—	0,16	2,31	3,02	22,0	18/19
	69,83	29,22	—	0,62	—	—	0,21	0,83	1,93	3,14	38,6	—
	—	—	—	—	—	—	—	0,83	1,92	3,12	38,5	14/15
	—	—	—	—	—	—	—	0,83	1,91	3,12	38,8	16
Карборунд	81,54	15,35	—	1,84	0,26	1,21	1,01	3,11	2,72	3,63	25,1	15/16
	3,14	6,70	89,70	0,11	—	—	0,35	—	2,32	3,12	25,6	15
	7,52	10,18	77,27	1,08	—	—	—	3,95	2,36	3,01	21,0	10/11
	16,08	21,29	57,22	0,32	—	—	—	2,21	2,24	2,90	24,5	10
Магнезит	19,52	25,64	49,39	0,44	—	—	—	5,01	2,19	2,84	22,1	10/11
	1,75	2,37	—	4,83	2,28	—	88,9	—	2,98	3,58	15,8	19/20
Динас	1,63	2,90	—	5,32	2,04	—	88,3	—	2,85	3,61	17,1	20
	1,03	96,30	—	0,90	1,68	—	—	—	1,77	2,33	22,87	16
	0,39	96,12	—	0,62	2,03	—	—	—	1,83	2,37	22,25	16
	—	—	—	—	—	—	—	—	1,96	2,54	22,37	9
	2,92	92,94	—	0,98	3,06	—	0,01	6,96	1,69	2,35	28,10	16

Таблица 105. Коэффициенты теплопроводности огнеупорных материалов
(в ккал/м·час °С).

Температура °С	300	500	700	900	1100
Материал					
Шамот	0,760	0,839	0,896	0,929	0,943
	0,904	0,961	1,004	1,030	1,044
	1,033	1,105	1,152	1,174	1,183
	1,116	1,141	1,156	1,159	1,162
	0,839	0,884	0,918	0,935	0,943
	0,814	0,860	0,892	0,918	0,929
Высокоглиноземистые материалы	1,127	1,188	1,231	1,267	1,292
	0,752	0,806	0,842	0,868	0,879
	1,382	1,339	1,310	1,296	1,285
	0,918	0,896	0,886	0,882	0,882
	0,896	0,878	0,856	0,839	0,817
	0,954	0,921	0,900	0,886	0,875
	2,030	1,900	1,836	1,804	1,793
Карборунд	—	13,14	11,16	9,68	8,58
	11,16	9,86	8,78	7,81	6,92
	5,25	4,89	4,52	4,22	3,88
	4,14	3,92	3,74	3,58	3,35
Магнезит	7,42	4,72	4,64	3,88	3,64
	9,82	7,05	5,33	4,03	3,10
Динас	1,163	1,220	1,346	1,434	1,523
	1,130	1,256	1,375	1,483	1,577
	1,012	1,130	1,242	1,345	1,444
	1,008	1,109	1,206	1,296	1,378

в) Конструкции кожухов

Кожухи генераторов обычно изготавливаются из котельного железа. Для генераторов малого размера, работающих под разрежением или на антраците, некоторые фирмы предпочитают делать чугунные кожухи, так как благодаря этому при массовом производстве несколько уменьшаются первоначальные затраты. Кожух генератора представляет собой вертикальный цилиндр, изготовленный из Сваренных или склепанных котельных листов, и имеет сверху и снизу кольца из профильного железа. Назначение последних – придать цилиндрическому остову жесткость и прочность и сделать более удобным присоединение к его концам всякого рода деталей. Если соединение железных листов заклепочное, то для обеспечения газонепроницаемости кожуха листы должны быть подчеканены. В противном случае при нарушении целостности кирпичной футеровки через образовавшиеся в ней трещины и неплотности будет происходить утечка газа.

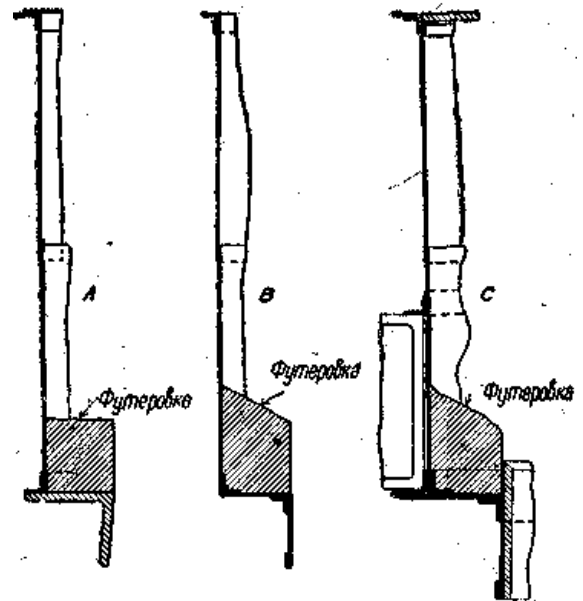
Минимальная толщина листового железа, допускающая подчеканку клепаных швов, составляет 5 мм но с точки зрения срока службы оборудования не рекомендуется делать клепаные кожухи из листов толщиной менее 6 мм. В нижней части кожуха крупных генераторов и генераторов, работающих с большой производительностью, не

следует применять котельное железо толщиной менее 8 мм. Точно так же плотными должны изготавливаться и сварные кожухи.

На рис. 103 изображены детали типичных конструкций железного кожуха. *А* и *В* относятся к генераторам с ручным золоудалением, *С* – к генератору с механической решеткой.

Тип А. Генератор перекрыт железной плитой-крышкой. Верхнее кольцо жесткости сделано из углового железа (100×65×10 мм) и допускает болтовое соединение верхней плиты с цилиндрическим кожухом на асбестовом уплотнении. Размер углового железа выбран с таким расчетом, чтобы после установки крышки осталось место, которое может быть использовано для крепления загрузочной площадки. Верхняя часть цилиндрического кожуха сделана из 6-миллиметровых листов, нижняя – из 8-миллиметровых. Так же, как и у крышки, внизу кожуха имеется кольцо из уголка (75×75×9,5 мм), скрепленное болтами с секциями ребристой чугуновой отливки толщиной 25 мм. Эта отливка с одной стороны служит основанием для кирпичной футеровки генератора, с другой – нижним своим краем образует водяной затвор.

Тип В. Здесь отсутствует перекрытие металлической плитой, и свод генератора покрыт слоем кирпича. Небольшое угловое ребро жесткости может служить для поддержания загрузочной площадки. Цилиндрическая часть кожуха состоит из двух обечаек 6-миллиметрового железа и имеет на нижнем конце внутреннее кольцо из углового железа, приклепанное или приваренное к кольцевой фундаментной плите. К последней прикреплен цилиндрический фартук,



образующий водяной затвор и усиленный в нижней части полосовым железом. Конструкция типа *В* оказывается во многих случаях удовлетворительной и обходится дешевле, чем конструкция *А*. Однако в течение 6–8-летней непрерывной работы фартук из листового железа разрушается от коррозии и требует замены. В случае применения чугунового литья этого не наблюдается.

Рис. 103. Детали типичных устройств кожухов генераторов с футеровкой.

Тип С. Здесь предполагается, что свод прикрыт рядом чугуновых плит, для поддержания которых к верхнему краю цилиндрического кожуха приклепано или приварено внутреннее кольцо из углового железа. Такое же наружное кольцо может служить для опоры загрузочной площадки. (Верхняя часть генератора может быть выполнена по типу *А*.) В нижней части кожуха с внутренней и внешней стороны приварены массивные борта из углового железа. Это усиление конструкции вызвано тем, что нижняя часть железного кожуха, поддерживаемая, допустим, четырьмя колоннами (опорами), является своего рода круговой несущей балкой, воспринимающей всю нагрузку, от веса генератора и его содержимого. Железный фартук водяного затвора снабжен чугуновой накладкой, предохраняющей его от износа вследствие раздавливания шлака вращающейся механической решеткой.

Независимо от конструкции кожухов и крышек в них делают все необходимые отверстия для шуровок, гляделок, лазов и проч. в соответствии с особенностями данного типа генератора.

Чаще всего кожухи больших генераторов склепываются или свариваются на месте установки. С точки зрения внешнего вида, а также из стремления устранить всякие помехи для укладки кирпичной футеровки, внутренняя поверхность кожухов делается по возможности без выступающих частей.

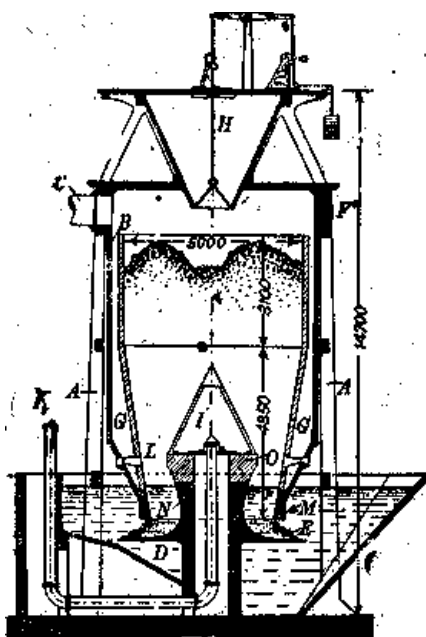


Рис. 104. Железобетонный генератор Верити.

A – колонны, *B* – кожух генератора, *C* – газоотвод, *D* – тарелка, *E* – подача воды, *F* – кольцевая балка, *G* – слой изоляции, *H* – загрузочная коробка, *I* – решетка, *K* – подвод воздуха, *L* – футеровка, *M* – кольцевая балка, *N*, *O* – основание решетки.

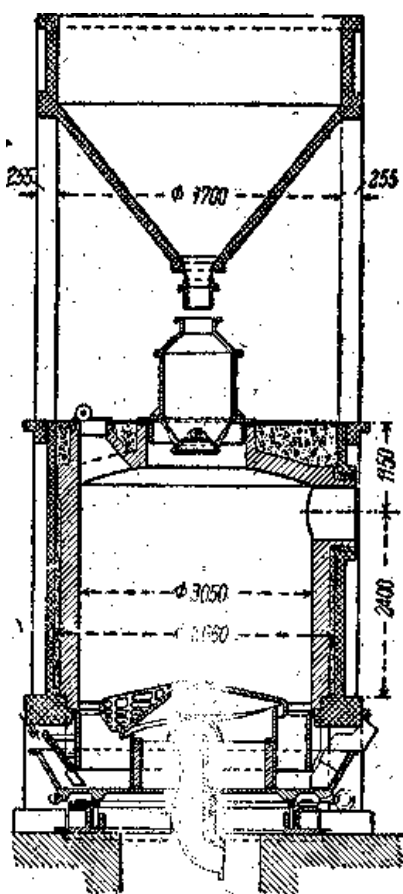


Рис. 105. Железобетонный генератор Пауэр Газ Корпорейшен

О конструкциях сводов и кожухов в генераторах с водяным охлаждением (водяными рубашками) будет сказано ниже. Здесь упомянем только о том, что для больших генераторов толщина железных листов кожуха вблизи зон золы и горения должна быть наибольшей, желательно не менее 16 мм. Для верхних частей шахты вполне допустимо применение и более тонкого железа. Помимо железа и чугуна кожух генератора может быть изготовлен и из железобетона. Такие конструкции железобетонных генераторов появились во время мировой войны и были вызваны к жизни общим недостатком металла.

Рис. 104 представляет газогенератор конструкции Верити (Verity), построенный в Италии [137] и рассчитанный на газификацию около 4 т лигнита в час, считая по абсолютно-сухой массе, что при внутреннем диаметре генератора 5 м соответствует форсировке в 203 кг/час·м².

Конструкция железобетонного газогенератора с механической решеткой фирмы Пауэр Газ Корпорейшен представлена на рис. 105.

Возвращаясь к рис. 104, заметим, что практически все части генератора, за исключением непосредственно соприкасающихся с раскаленным топливом и золой, сделаны из железобетона. Даже такие части, как загрузочная коробка *H* для топлива и перекрытие генератора, сделаны из этого же материала. Кожух генератора *B* подвешен на верхней кольцевой балке *F*, опирающейся на колонны *A*. Низ кожуха сужен и опоясан кольцевой балкой *M*, несущей на себе огнеупорную кладку *L*. Между огнеупорной кладкой *L* и кожухом *B* имеется кольцевое пространство *G*, заполненное пористым изоляционным кирпичом и сделанное для снижения температуры достаточно большим. Дутье подается по трубе, проходящей в бетонном цилиндре, на котором имеется выстилка из огнеупорного кирпича *O*, и поступает под решетку *I*. Удаление золы с тарелки *D* производится гидравлическим способом, при помощи сильной струи воды, подаваемой по трубе *E*. Испытание генератора на сопротивление взрыву и на прочность при действии высоких температур дало положительные результаты. Несмотря на то, что температура крышки генератора доходила до 300° С кожуха до 160° С, повреждений в железобетонной конструкции обнаружено не было.

На рис. 105 изображен генератор с железобетонным загрузочным устройством и железобетонным бункером для топлива. Особенности конструкций этого генератора ясны из рисунка. Следует только отметить, что сооружение генераторов таких размеров с механическими

решетками, вероятно, всегда будет дороже, чем обычных – из железа и чугуна, и может быть оправдано только в том случае, когда металл является весьма дефицитным материалом.

5 ЗАГРУЗОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

а) Общие замечания

*Все разнообразные устройства для загрузки топлива могут быть разделены на два типа в зависимости от того, производится ли операция загрузки вручную или при помощи механических средств. Как тот, так и другой тип загрузочных устройств широко распространены в практике и имеют, свои достоинства и недостатки. Как правило механическая загрузка топлива применяется главным образом на крупных установках или тогда, когда дополнительные затраты на механизацию не играют существенной роли, а выгоды от экономии на рабочей силе оказываются значительными. В противном случае устанавливается ручная загрузка. Точно так же устройства для ручной загрузки топлива применяются в подавляющем большинстве случаев при газификации таких видов топлив, как торф, древесина, всякого рода отходы и проч.

Помимо указанных ярко выраженных типов загрузочных приспособлений, ручных или механических, иногда применяют и полумеханизированную загрузку, причем механизация касается главным образом распределения топлива по сечению шахты генератора. Независимо от типа и системы загрузочных устройств, главнейшие предъявляемые к ним требования сводятся к следующему:

- 1) топливо должно распределяться по возможности более равномерно и
- 2) загрузка топлива должна осуществляться без потери газа в атмосферу.

В газогенераторе круглой формы равномерное распределение топлива при ручной загрузке лучше всего достигается тогда, когда загрузочное устройство находится в центре перекрытия генератора. Так как интенсивность газификации вследствие неравномерности сопротивления слоя топлива бывает различна в разных частях генератора, то при всяких способах подачи топлива возникает необходимость борьбы с неравномерностью горения или посредством разравнивания поверхности топлива по поперечному сечению или путем уменьшения производительности генератора. Непригодность последнего способа очевидна. Разравнивание топлива по сечению генератора, перемешивание и шурование его делаются для выравнивания слоя и заполнения свежим топливом образовавшихся пустот, прогаров и промежутков.*

Независимо от того, действительно ли имеет место указанная неравномерность газификации, всякое загрузочное устройство должно надлежащим образом распределять топливо и, в случае разнородной кусковатости последнего, не допускать преимущественного направления крупных кусков в те или иные участки генератора. В противном случае или общая производительность генератора будет снижена или будет выдаваться газ пониженного качества.

Вместимость загрузочного устройства – коробки – должна соответствовать объему и производительности газогенератора. За исключением генераторов, предназначенных для газификации спекающихся углей, в практике принято делать вместимость загрузочных коробок с ручным обслуживанием равной количеству топлива, расходуемому за промежуток времени от 15 до 30 минут. Что касается коксующихся углей, то при работе на них, в целях более легкого обслуживания и получения лучших показателей, загрузку следует производить возможно меньшими порциями.

Ясно, что при топливе, богатым летучими, качество газа меняется за время между двумя последовательными загрузками. Так например, сразу после загрузки газ содержит гораздо больше продуктов сухой перегонки, чем перед загрузкой. На практике колебания теплотворной способности вырабатываемого газа на 5÷10% в ту и другую сторону от

среднего значения не являются необычными для генераторов с ручной загрузкой и шуровкой топлива, работающих на низком слое. Конечно, это указание относится главным образом к установкам, состоящим из одного работающего газогенератора. Колебания в составе газа значительно уменьшаются, если газ вырабатывается батареей генераторов.

В некоторых случаях топливо не загружается непосредственно по верху топливного слоя, а предварительно поступает в так называемую юбку, из которой уже сыпается под углом естественного откоса. Таким путем поддерживается постоянная высота и форма топливного слоя. Эта система может однако применяться только при таких видах топлива, которые не размягчаются и не становятся вязкими при определенных температурах, прежде чем достигают верхней поверхности слоя. Кроме того такой способ пригоден только для топлив равномерной кусковатости, так как в противном случае при скатывании под углом естественного откоса крупные куски будут ложиться дальше других от загрузочного колокола, а мелочь будет задерживаться ближе к центру, благодаря чему создадутся, предпосылки для неодинаковости гидравлического сопротивления слоя по поперечному сечению. Если принять во внимание, что в большинстве случаев близ футеровки сопротивление движению газов вообще меньше, чем в центре, то станет ясно, что всякое “сортирование” частиц топлива, поступающего из юбки, должно приводить к возрастанию неравномерности гидравлического сопротивления слоя. Этим обстоятельством объясняется тот факт, что, в то время как качество газа проявляет тенденцию к большему постоянству и независимости от интервалов загрузки в случае, когда у генератора есть юбка, нельзя уверенно говорить о том, что наличие ее не снижает интенсивности газификации.

б) Конструкции загрузочных устройств с ручным обслуживанием

В генераторах ранних типов топливо забрасывалось лопатой через открытые дверцы, подобно тому как это принято в котельных топках. Такие способы загрузки топлива применяются еще и в настоящее время, но только в тех случаях, когда генератор

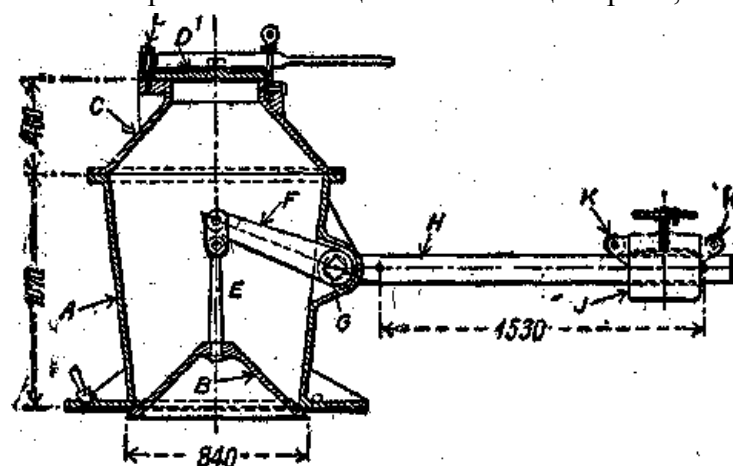


Рис. 106. Загрузочная коробка.

A – корпус, *B* – конус, *C* – верхняя часть коробки, *D* – крышка,
E – тяга, *F* – рычаг, *G* – ось, *H* – рычаг, *J* – противовес,
K – ролики.

и газовая топка образуют общую кирпичную конструкцию, т.е. когда потребителем является полугазовая топка. Примером может служить конструкция, показанная на рис. 44.

Загрузочные устройства, работающие по такому принципу, не являются газоплотными. При загрузке в них, если генератор работает под разрежением, засасывается воздух или, если

генератор работает под давлением, вырывается газ.

Сименс впервые преодолел это затруднение, установив

топливную коробку (см. рис. 50), у которой помимо верхней крышки имелся еще поворотный затвор снизу. Благодаря этому заполнение коробки топливом не сопровождалось значительной утечкой газа. Однако оказалось, что описанная конструкция загрузочной коробки неудовлетворительна с точки зрения равномерного распределения топлива по слою. Поэтому большинство современных загрузочных коробок устраивается с нижним затвором в виде конического клапана (конуса), наподобие обычной конструкции загрузочных устройств доменных печей.

На рис. 106 представлен вертикальный разрез простейшей загрузочной коробки для угля. Корпус коробки *A* имеет слегка сужающуюся форму и закрывается снизу конусом *B*. Верхняя часть коробки *C* снабжена вторым затвором *D*. Для лучшей плотности нижняя часть корпуса и наружная поверхность конуса имеют обработанные поверхности. Вершина конуса *B* присоединена к стержню *E*, связанному с рычагом *F*, который в свою очередь соединен с рычагом *H*, несущим противовес *J*. *F* и *H* посажены на оси *G*, вращающейся в подшипниках, укрепленных в корпусе коробки *A*. Груз *J* служит противовесом как для конуса *B*, так и для топлива, засыпанного в коробку. В виду того, что общий вес металлических частей и топлива значителен, противовес *J* делается передвижным на роликах *K*. Благодаря этому при загрузке топлива газовщику не приходится приподнимать тяжелый рычаг, а вместо этого он подкатывает противовес ближе к коробке настолько, чтобы момент груза с уменьшенным плечом относительно оси *G* стал меньше противоположного момента веса конуса и топлива, в результате чего конус опускается. Подобным же образом, передвигая противовес обратно, рабочий без особой затраты труда легко закрывает конус.

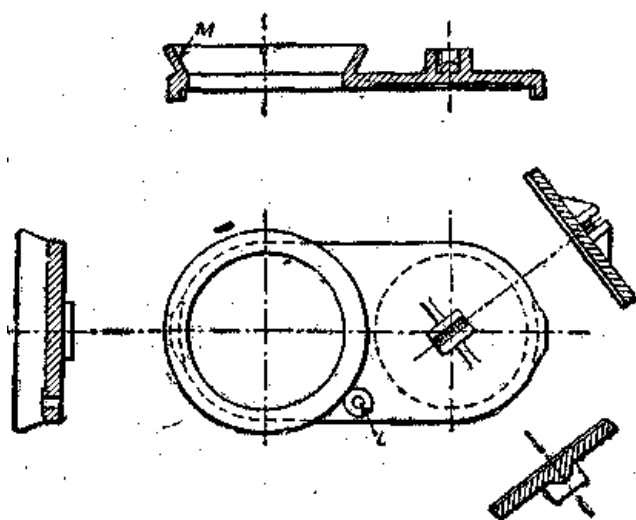


Рис. 107. Верхняя крышка загрузочной коробки.

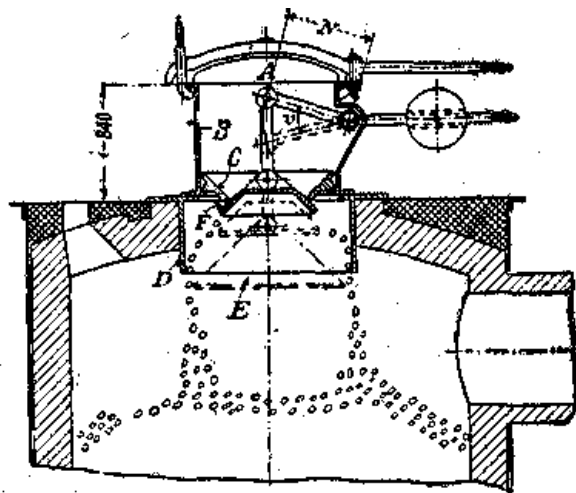


Рис. 108. Загрузочная коробка.
A — крышка, *B* — корпус, *C* — съемная нижняя часть коробки, *D* — юбка, *F* — конус (*E* — конус).

Рассмотренная конструкция загрузочной коробки применяется в газогенераторах с юбкой, и поэтому конус *B* можно изготовлять из обыкновенного чугуна. В тех же случаях, когда конус подвержен действию лучистой теплоты раскаленного верхнего слоя топлива, он обычно делается из жароупорного чугуна или стального литья. Для возможности легкой смены конуса лучше устраивать вместо сквозного стержня *E* вертикальное звено, прикрепленное нижним концом к конусу при помощи пальца (см. рис. 108). Детали верхней крышки загрузочной коробки показаны на рис. 107. Крышка вращается около оси *L* и имеет расширяющиеся кверху борты *M*.

Описанная конструкция загрузочной коробки непригодна для генераторов с подачей топлива лопатами вручную, так как она высока и ее верхнее отверстие слишком мало.

Более подходящей в этих условиях является загрузочная коробка для угля, изображенная на рис. 108. Она состоит из цилиндрического корпуса *B* высотой от 610 до 840 мм (в зависимости от емкости) и диаметром в свету от 760 до 1070 мм, закрываемого сверху посредством крышки *A*. Особенностью этой конструкции является съемная деталь *C*, позволяющая производить быструю замену или ремонт любых частей, поврежденных огнем. *D* представляет собою цилиндрическую литую юбку, назначение которой создавать вполне определенное направление падения загружаемого в генератор топлива. Диаметр

этой юбки и диаметр конуса загрузочной коробки выбираются в соответствии с диаметром газогенератора. В генераторах большого диаметра часто бывает очень трудно

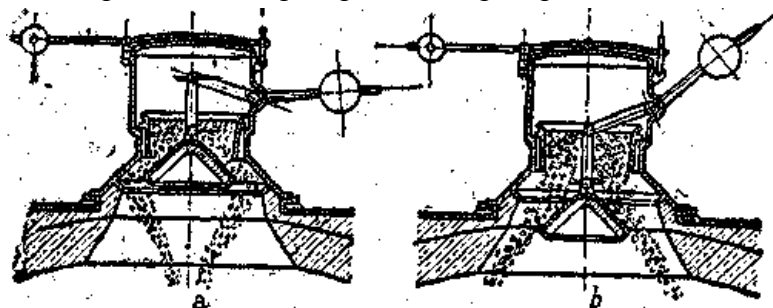


Рис. 109. Загрузочная коробка Гильгера.

a — направление топлива к центру, *b* — направление топлива к краям шахты

добиться равномерного распределения топлива по сечению, особенно в случае работы на мелком топливе. В таких случаях с успехом могут применяться конуса очень большого диаметра, наподобие показанного пунктиром *E* на рис. 108. Если топливо неоднородно по величине кусков, то более крупные частицы при загрузке падают

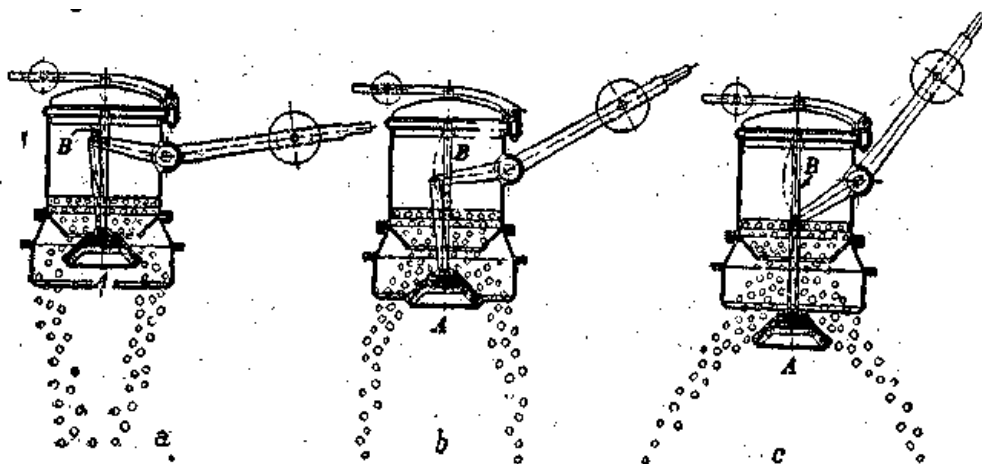


Рис. 110. Загрузочная коробка Бамаг.

A — конус, *B* — направляющая труба, *a* — направление топлива к центру, *b* — нормальная подача топлива, *c* — направление топлива к периферии.

ближе к периферии шахты, а более мелкие — ближе к центру. Поэтому больший диаметр конуса и в этом случае представляет известное преимущество.

Другой из способов направления падающего топлива ближе к краям или к середине шахты осуществлен в конструкции, изображенной на рис. 109 и применяемой в газогенераторах Гильгера.

Из рис. 108 видно, что центр конуса при движении не остается точно на оси генератора, а несколько смещается в сторону, причем описываемая им траектория зависит от угла поворота плеча ν и его длины N . Практически, если загрузочный механизм правильно рассчитан и тщательно, изготовлен, указанное обстоятельство не отражается сколько-нибудь заметно на результатах эксплуатации. На рис. 110 и 111 представлены образцы конструкций со строго вертикально-осевой траекторией движения конуса.

На рис. 110 показана загрузочная коробка, изготавливаемая фирмой Бамаг.

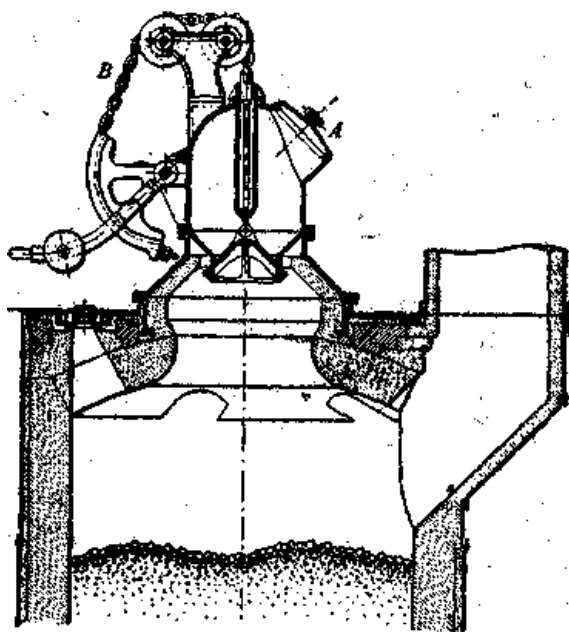


Рис. 111. Загрузочная коробка "Вулкан".

A — загрузочная дверца, *B* — цепная тяга.

У загрузочного конуса *A* имеется, сверху направляющий стержень, движущийся в вертикальной трубе *B*. Благодаря этому исключено влияние движения приводных звеньев на положение конуса. Регулируя степень открытия конуса, газовщик имеет возможность по своему желанию направлять топливо или ближе к центру или к краям. Из рисунка видно, что нижняя поверхность конуса может быть футерована во избежание слишком скорого прогорания.

В загрузочной коробке системы “Вулкан” (Vulcan) также осуществлен (посредством направляющих) принцип движения конуса по строго вертикальному направлению. Но у этой конструкции есть еще две интересные особенности: во-первых, загрузочная дверца *A* находится сбоку (имеется в виду работа лопатами), и во-вторых, конус приводится в движение не рычагом, а цепью и цепным сегментом.

Рис. 112 представляет тип загрузочной коробки, примененный в некоторых генераторах системы Керпели. Двумя рычагами *A* и *B* осуществлена возможность независимого управления положением двух элементов конуса *C* и *D*. Образующиеся при этом формы проходов для топлива показаны на нижней части рисунка. В позиции *I* топливо подается главным образом к краям шахты, в позиции *II* – главным образом в центр и, наконец, в позиции *III* – и в центр и к периферии шахты.

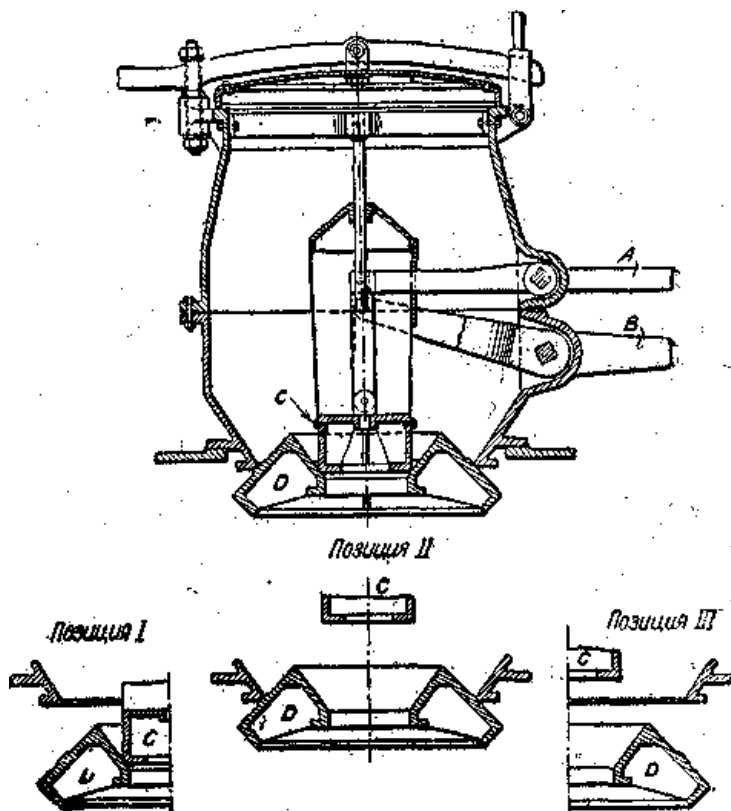


Рис. 112. Загрузочная коробка Керпели.
A и *B* – рычаги, *C* и *D* – элементы конуса.



Рис. 113. Распределительное устройство для топлива Шарп – Бассет.

В некоторых американских газогенераторах принято распределять поступающее из загрузочной коробки топливо отдельными рукавами, подающими его в разные участки топливного слоя. На рис. 113 показан в качестве примера распределитель на 4 точки в том виде, как он применен в генераторе системы Шарп – Бассет (Sharp – Basset) (см. также рис. 173), имеющем загрузочную коробку обычной конструкции.

Совершенно другой тип загрузочного устройства представлен на рис. 114. Такая конструкция очень часто применяется во всасывающих генераторах, работающих под разрежением, а также вообще в генераторах малого размера для антрацита или кокса. Она состоит из полого чугунного конуса – крана *A*, который поворачивается в корпусе загрузочной коробки *D*. В корпусе коробки имеются два отверстия: верхнее *E*₁ через которое топливо загружается в “кран”, и нижнее *E*₂, через которое оно разгружается в генератор. В самом

поворотном кране имеется окно B , размер которого таков, что между отверстиями E_1 и E_2 ни при каком положении крана не может быть сообщения. Этот момент очень важен в генераторах, так как вследствие возможного присоса воздуха всегда существует опасность хлопка (взрыва). Между тем загрузочные коробки с двойным затвором описанных ранее

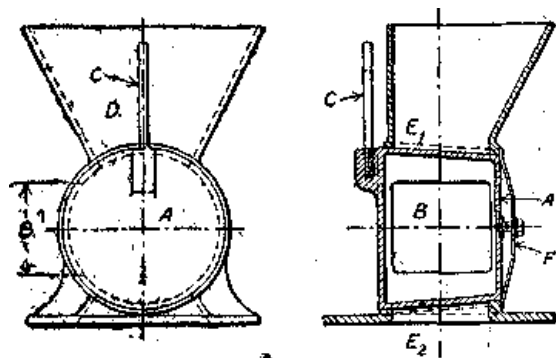


Рис. 114. Загрузочное устройство с вращающимся краном.

A – кран, B – окно, C – рукоятка, D – корпус, E_1 и E_2 – отверстия для прохода топлива, F – натяжной болт.

поддерживается постоянной. Конечно, описанная система пригодна главным образом для малых генераторов. D – одно из нескольких шуровочных отверстий, закрытых пробкой, расположенных по окружности шахты. В одном из них помещена показанная на рисунке штанга E .

Рис. 116 изображает другую систему непрерывной подачи топлива в генератор в промежутках между загрузками,

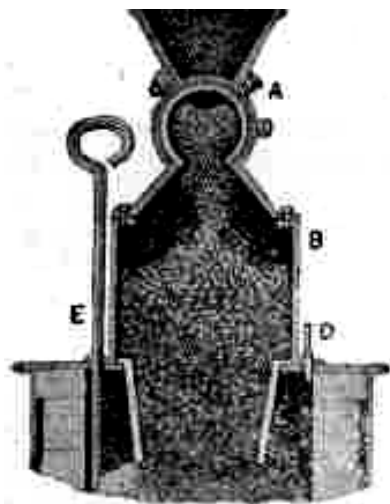


Рис. 115. Загрузочное устройство системы Крослей.

A – кран, B – коробка, C – юбка, D – шуровочное отверстие, E – штанга.

типов не гарантируют достаточной плотности и, как показала практика, могут приводить к хлопку. Кран A вращается рукояткой C . Износ трущейся поверхности крана компенсируется подтяжкой болтом F .

Рис. 115 изображает крановый питатель схожего типа, применяемый в генераторах системы Крослей. Как и в предыдущей конструкции, здесь посредством соединения коробки B с краном A и благодаря наличию

юбки C осуществляется возможность создания такого значительного запаса свежего топлива в верхней части генератора, что ручная загрузка топлива лопатами требуется всего лишь раз в несколько часов, хотя толщина слоя и

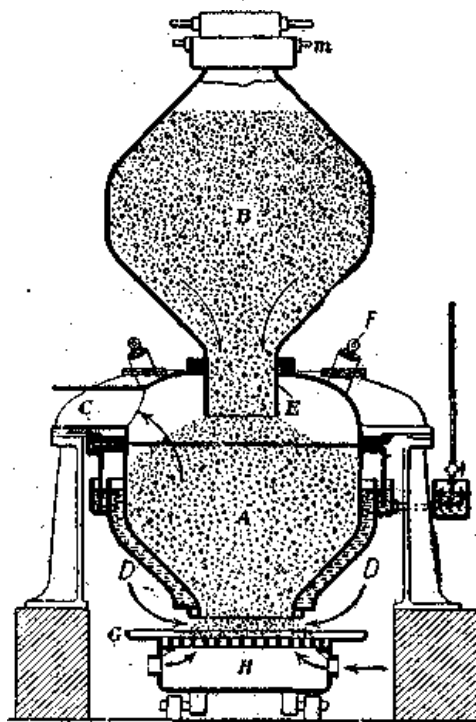


Рис. 116. Генератор системы Пирсон.

A – шахта генератора, B – питатель, C – отвод газа, D – подвод воздуха, E – устье воронки, F – шуровочное отверстие, G – решетка, H – зольная коробка.

систему, принятую во всасывающих генераторах фирмы Пирсон (Pierson). Топливо загружается в питатель B приблизительно раз в сутки. Диаметр устья воронки E здесь относительно гораздо меньше, чем на рис. 115, и благодаря этому площадь поверхности топлива для выхода газа значительно больше. Подача топлива через воронку непрерывно действующего центрального питателя имеет тот недостаток, что при работе на топливе неоднородной крупности появляется стремление к преимущественному распределению

крупных кусков по краям. Для устранения этого недостатка было сделано много предложений.

На рис. 117 показан всасывающий генератор системы Кайноч (Kynoch) с отбором газа в центре генератора на довольно значительной глубине ниже уровня свежезагруженного топлива.

Рис. 118. изображает конструкцию также с отбором газа в центре и ниже уровня топлива. Но подача топлива производится не в центре, как в генераторе Кайноча, а из питателя, расположенного сбоку. Газоотборная труба устроена вращающейся и одновременно снабжена приспособлением для перемешивания топлива.

Применение центральных газоотводов имеет тот недостаток, что потери от уноса в генераторах такой конструкции высоки вследствие повышенной скорости газа у верхней поверхности топлива. Далее, слой топлива в этом случае не находится в поле зрения газовщика, а, кроме того, в случае прогаров металлический газоотвод может легко сгореть.

На рис. 53 была представлена другая система загрузки, позволяющая сохранять постоянную толщину слоя. Эта система вовсе не представляет неотъемлемой особенности описанного в своем месте генератора Стейна и применима также в других генераторах с прямоугольным поперечным сечением и наклонной решеткой.

По большей части описанные выше устройства для загрузки топлива нашли себе применение для угля, антрацита, кокса и других твердых топлив относительно высокого удельного веса. Когда же имеется в виду газификация таких видов топлива, как крупнокусовый торф (в особенности с малым насыпным весом), дрова, древесные ветви и прутья и другие отходы растительного происхождения, то конструкция загрузочного устройства должна предусматривать физические свойства этих топлив, в особенности их объемный вес и склонность к зависанию и кострению.

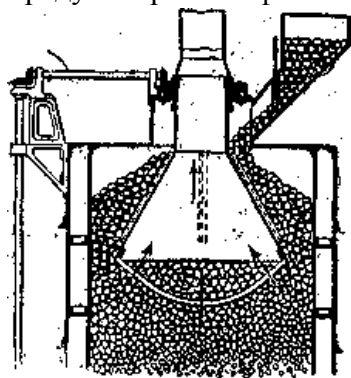


Рис. 118. Генератор с центральным отводом газа.

Для всякого рода справок и расчетов, связанных с определением вместимости загрузочной коробки, приводится таблица 106, в которой собраны данные по насыпному весу различных топлив. Из таблицы в частности явствует, что вместимость генератора, работающего на древесных или других растительных отбросах, составляет лишь пятую часть от вместимости генератора того же диаметра и при той же высоте слоя, но работающего на угле. Мало того, благодаря тому, что теплотворная способность древесного топлива в 2÷3 раза меньше теплотворной способности каменного угля, вместимость такого генератора по запасу тепла в 10÷15 раз меньше аналогичного генератора для угля. Это обстоятельство должно обязательно приниматься во внимание при проектировании загрузочных устройств и шахт генераторов, предназначенных для легковесного топлива. Загрузочные коробки должны не только быть достаточны по размерам, но и допускать быструю подачу топлива.

* Загрузочные устройства, применяемые в дровяных генераторах, показаны на рис. 119 и 120. Рис. 119 изображает прямоугольную коробку для дров с двумя затворами. Верхний из них представляет крышку, снабженную загнутыми краями,

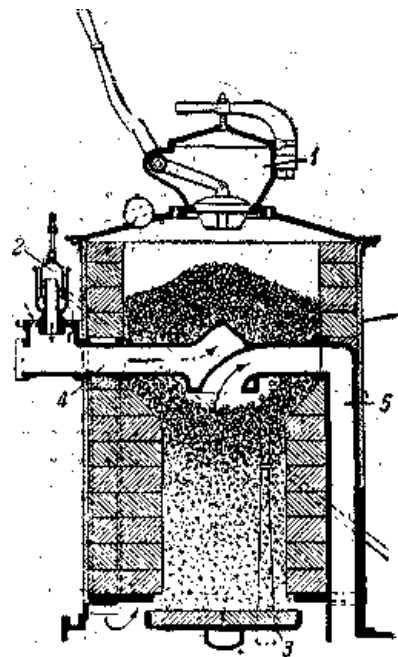


Рис. 117. Генератор системы Кайноч.

1 - загрузочная коробка, 2 - регулятор подачи воды, 3 - съемные колосники, 4 - подвод дутья, 5 - отвод газа.

Таблица 106. Объемный вес различных топлив (в кг/м³).

Антрацит	830÷900	Торф (влажность 30%): машино-формовочный	330÷360
Каменный уголь: орешек среднего размера	770	гидроторф	270÷330
мелочь в среднем	850	ручной резки (в кирпичах)	180÷400
донецкий уголь	700÷800	брикеты	600
рурский уголь	930	торфяная мелочь	350÷440
саарский уголь	720	Дрова (воздушно-сухие):	
Кокс:		ель	290
плотный (из коксовых печей)	380÷530	дуб	460
менее плотный (из газовых установок)	360÷470	береза	410
мелочь	560	бук	440
		сосна	330
		осина	310
Бурый уголь; воздушно-сухой (в кусках)	650÷780	Древесный уголь:	
		мягких пород	160
		твердых пород	240
		Опилки	180
Пробка:		Солома:	
отходы (пыль)	350	рыхлая	80
		в тюках	320

опускающимися в желоб, наполненный водой, т.е. образует гидравлический затвор; нижний состоит из двух створок, лежащих при закрытии своими концами друг на друга. Часто вместо двухстворчатой конструкции нижнего затвора применяют одностворчатую. Для облегчения операции загрузки топлива затворы снабжаются рычагами с противовесами.

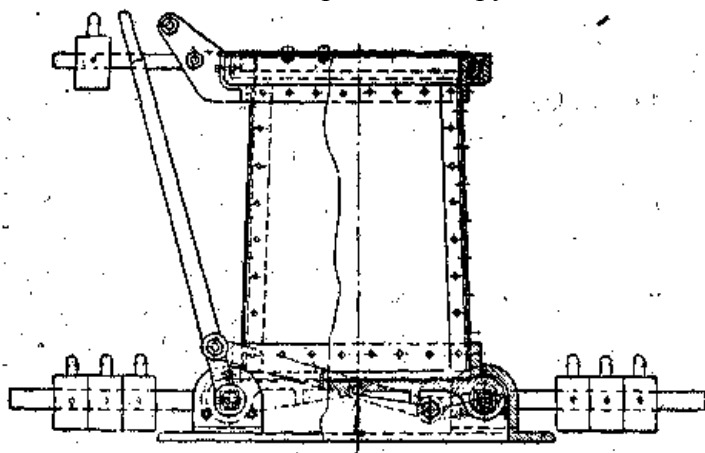


Рис. 119. Загрузочная коробка для дров с двумя клапанами.

Операция загрузки происходит следующим образом. При закрытом нижнем гидравлическом затворе открывают верхнюю крышку коробки, и дрова загружаются на двухстворчатый клапан. Затем крышка закрывается, нижний затвор немного поднимается вверх и отводится в сторону, а створчатый клапан открывается. После загрузки нижний затвор приводится в первоначальное положение. Таким образом генератор всегда оказывается разобщенным

Несмотря на то, что в генераторах прямоугольной формы, обычно применяемых для газификации дров, давление газа на выходе сравнительно невелико, все же наблюдается обильное выделение газа при загрузках в виду неплотности, нижнего затвора.

Более современной является конструкция Смирнова, показанная на рис. 120. Ее особенностью является наличие второго гидравлического затвора, размещенного у основания коробки.

от атмосферы при помощи или верхнего или нижнего гидравлического затвора, благодаря чему потери газа при загрузке уменьшены и измеряются лишь объемом загрузочной коробки. Независимо от конструкции последней все загрузочные устройства более или менее неплотны и приводят к неизбежным потерям газа. Правда, в некоторых случаях эти потери ничтожны и практически могут считаться отсутствующими. Однако поочередное сообщение загрузочной коробки то с газовым пространством, то с атмосферой (в периоды заполнения коробки топливом и спуска последнего в генератор) всегда обуславливает потери газа в объеме, равном

объему загрузочной коробки. Поэтому для предотвращения этих потерь иногда применяют паровой отбой, подводя пар под конус и в самую коробку. В таких устройствах при открывании верхней крышки загрузочной коробки пар подается под конус, а перед открытием крышки во время подъема конуса – в загрузочную коробку. Благодаря этому выделение газа во время загрузки уменьшается, так как впускенный пар заполняет коробку и вытесняет газ в шахту генератора.*

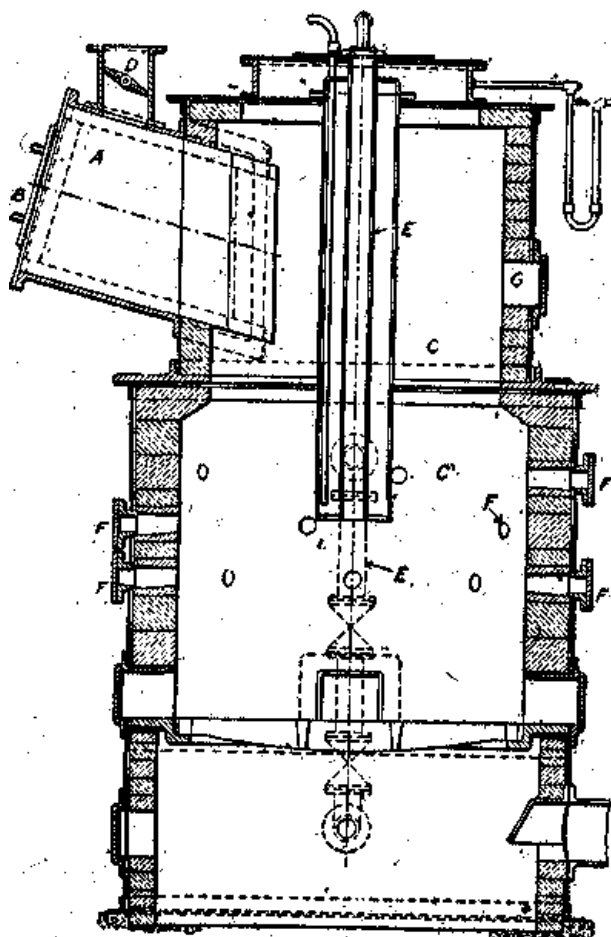


Рис. 121. Генератор для дров системы Кэмбридж.

A – загрузочное устройство, *B* – загрузочная дверца, *C* – шахта генератора, *D* и *E* – подвод воздуха, *F* – шуровочные отверстия, *G* – лаз.

проходит мешалка для топлива *B*, снабженная зубцами-крючьями. Двигая и вращая

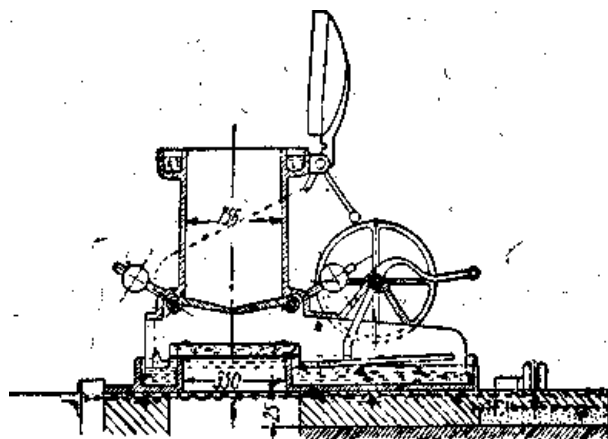


Рис. 120. Загрузочная коробка Смирнова с двойным гидравлическим затвором.

Рис. 121 изображает генератор для дров системы Кэмбридж (Cambridge). В него могут загружаться через дверцу *B* поленья длиной до 1,8 м, причем наклон прямоугольного устройства *A* обеспечивает легкость загрузки.

Благодаря тому, что генератор данной конструкции работает с обращенным процессом (тягой), т.е. с впуском воздуха в *D* и *E*, открывание загрузочной дверцы *B* не нарушает значительно нормального хода генератора. Через шуровочные отверстия *F* и дверку *G* имеется возможность поправлять положение поленьев и тем самым избегать их кострения в шахте генератора.

На рис. 122 изображен вертикальный разрез газогенератора Уэлса (Wells), специально предназначенного для использования всевозможных древесных отходов, как-то прутьев, сучков, ветвей и т.д. Особенный интерес в этой конструкции представляет огромный бункер для топлива *A* (пригодный благодаря своей величине для громоздкого топлива), через который

мешалку, всегда можно предупредить зависание легковесного топлива и обеспечить его непрерывную подачу. Особенностью генератора Уэlsa является и то, что он сооружается из маленьких чугунных плиток. Цель, преследуемая этой оригинальной конструкцией, –

облегчение монтажа в самых отдаленных местностях, где в качестве горючего целесообразнее всего использовать только те виды топлив, которые там имеются.

в) Механические загрузочные устройства

Механическая загрузка топлива практически встречается почти исключительно в генераторах, работающих на каменных и бурых углях, коксе и антрацитах.

Устройства, предназначенные для этой цели, весьма разнообразны и практически выполняются как самостоятельно, так и в комбинациях с другими видами механического обслуживания генератора: разравниванием, перемешиванием и шурованием слоя топлива. Здесь мы рассмотрим только приспособления, служащие для подачи и распределения топлива.

Некоторые из механических загрузочных приспособлений снабжены устройством для одновременного измельчения угля, благодаря чему слишком крупные куски угля (в случае неодинаковой крупности топлива) дробятся перед тем как поступают в генератор. Хотя топливо однородной крупности и лучше газифицируется, однако при дроблении возможно образование большого количества мелочи, вследствие чего выгоды от механизации могут оказаться сомнительными.

По причинам, которые были изложены ранее, даже при механической подаче и непрерывном поступлении топлива на верхнюю

поверхность слоя время от времени требуется ручная шуровка. Следовательно, главная выгода от применения механической загрузки заключается главным образом в сокращении рабочей силы на загрузку. Однако при этом обычно достигается и большее постоянство состава газа и несколько более высокая производительность генератора. Далее мы увидим, что перемешивание верхних, слоев топлива в шахте генератора более эффективно в смысле получения лучшего и постоянного по качеству газа и большей интенсивности газификации, чем только одна механическая подача топлива. Поэтому часто лучше, учитывая затраты на оборудование, в первую очередь устанавливать механическую шуровку или разравниватель, а уж затем в дополнение к ним, в качестве, так сказать, вспомогательного оборудования, механический питатель. На рис. 123 – 127 показаны различные типы механических устройств для загрузки и распределения топлива, которые не обязательно должны устанавливаться в соединении с механической шуровкой. Все эти устройства, по большей части, размещаются по вертикальной оси генератора.

Первый имевший успех механический питатель для топлива, сконструированный шведом Бильдтом (K. W. Bildt), представлен на рис. 123, причем, деталь распределителя вынесена отдельно на рис. 124. Загрузочный бункер *f* с задвижкой *g* подает уголь к

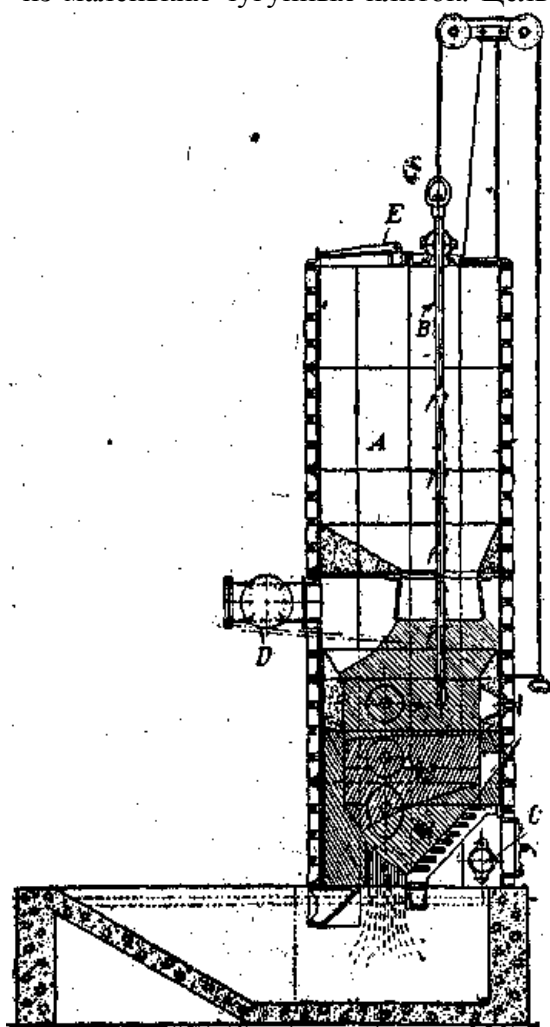


Рис. 122. Генератор для древесных отходов Уэlsa.

A – топливный бункер, *B* – мешалка для топлива, *C* – подвод воздуха, *D* – отвод газа, *E* – загрузочная дверка.

коробке h , через которую по ее вертикальной оси пропущен подвешенный сверху вращающийся вал k . На верхний конец вала насажено червячное колесо, через которое

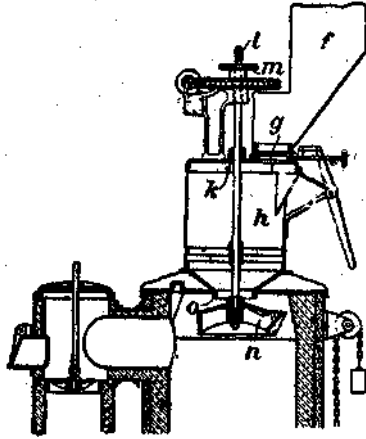


Рис. 123. Механический питатель Бильдта.

f – бункер, g – задвижка, h – коробка,
 k – вращающийся вал, l – винтовая нарезка,
 m – маховичок, n – распределительное устройство,
 o – шейка загрузочной коробки.

вал приводится во вращение со скоростью от 10 до 30 оборотов в час, смотря по надобности. Установка вала в том или ином вертикальном положении производится при помощи маховичка m и винтовой нарезки l . На нижний конец вала надет распределительный механизм для топлива n , сделанный из литой стали. Посредине вал проходит через промежуточный подшипник, закрепленный на корпусе коробки h . Книзу корпус коробки суживается на конус, и топливо поступает, на верхнюю поверхность распределителя (см. рис. 124) через шейку o . Эта поверхность устроена таким образом, что падающее топливо распределяется достаточно равномерно по всей поверхности слоя. Следует отметить, что загружаемый в генератор уголь падает на слой топлива и с поверхности b , наклоненной наружу, и с поверхности b_1 наклоненной внутрь.

Во избежание постепенного прогорания распределительных дисков был предложен ряд конструкций с водяным охлаждением. Типичным примером может служить питатель Джорджа (George) или Моргана (Morgan), показанный на рис. 125. Неподвижная загрузочная коробка A заканчивается снизу кольцом C , погруженным в водяной затвор, устроенный в верхней части вращающегося барабана-распределителя B , который в свою очередь нижним краем образует водяной затвор с верхней плитой генератора, имеющей водяное охлаждение E . Барабан вращается от специального привода и подвешен к загрузочной коробке на валу F . Нижний конец барабана переходит в охлаждаемое водой

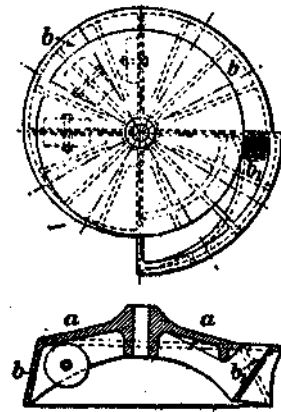


Рис. 124. Распределитель топлива системы Бильдта.

a – верхняя поверхность, b и b_1 – поверхности, распределяющие топливо.

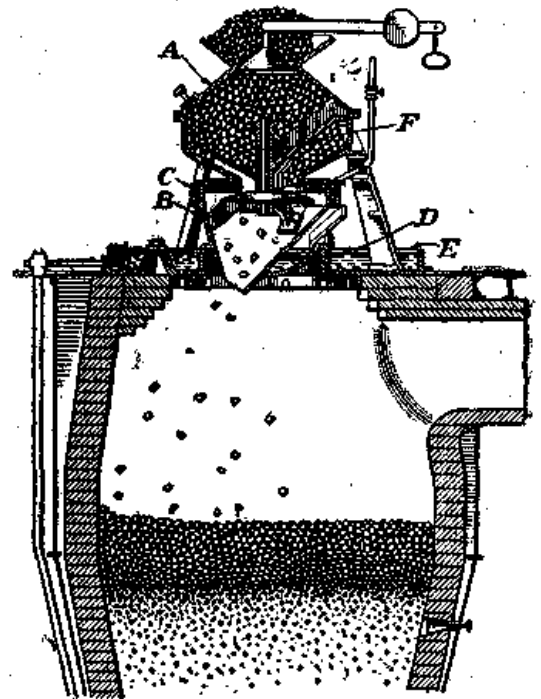


Рис. 125. Механический распределитель топлива системы Джорджа.

A – загрузочная коробка, B – барабан-распределитель, C – кольцо, D – желоб распределителя, E – водяное охлаждение верхней плиты генератора, F – вал распределителя.

выпускное отверстие наклонной формы, конструкция которого дает возможность равномерного распределения угля одновременно по целому сектору топливного слоя.

Как уже указывалось при описании ручных загрузочных устройств, центральный конус, находящийся на различной высоте относительно неподвижного кольца большего диаметра, подает топливо то ближе к центру, то ближе к краям, в зависимости от своего положения и крупности топлива. Ряд конструкций механического питания топливом основан на этом принципе. Одна из таких конструкций, типа Бентлей (Bentley, фирма Аппльби, Appleby & Co), показана на рис. 126. Распределитель топлива *A* – обычный конус с регулировкой высоты положения – подвешен на вращающейся отливке *B*, имеющей шаровые опоры и образующей гидравлический затвор с деталью *C*, внутренняя

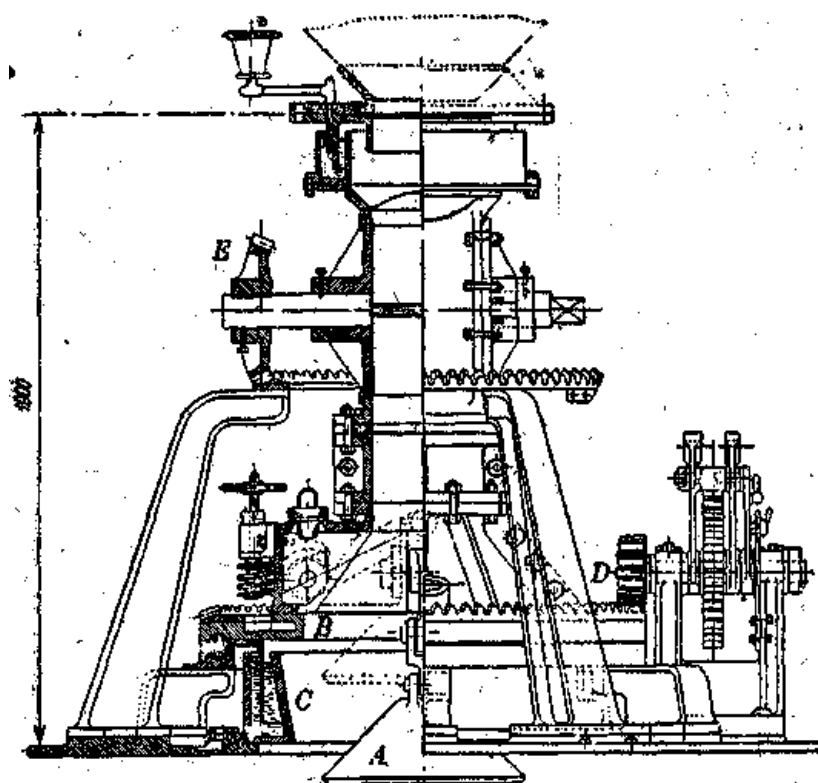


Рис. 126. Механический питатель и распределитель топлива системы Бентлей.

A – распределитель топлива, *B* – вращающийся питатель, *C* – неподвижное устье питателя, *D* – привод питателя, *E* – аварийный ручной привод.

поверхность которой служит отражателем для кусков угля. *B* вращается посредством конической зубчатой передачи *D*, действующей от качающегося кривошипа посредством привода с храповым колесом. Верх отливки *B* представляет собой питательный барабан с 4 отделениями, через который, проходит вал с насаженным на него коническим колесом, катящимся по зубьям неподвижной круговой рейки. Над барабаном имеется водяной затвор, присоединяющий устье неподвижного топливного бункера. Так как конус *A*

непрерывно вращается, то исключается всякая возможность неравномерности распределения топлива, которая могла бы

быть вследствие неточности, допущенной при монтаже конуса. Устройство позволяет быструю замену конуса в случае его повреждения от огня. Помимо того, в случае какой-нибудь поломки механического привода барабанный питатель переводится на ручное обслуживание.

* Рис. 127 изображает питатель конструкции Газогенераторстроя (СССР), в котором для улучшения условий распределения топлива по сечению шахты распределительное устройство вращается вокруг горизонтальной и вертикальной осей. Топливо поступает в питающий барабан *1* через течку *2*, снабженную задвижкой *3*, и далее попадает на вращающийся распределитель – диск *4*. Отскакивая от стенок направляющего конуса и поверхности диска, куски топлива падают на различных расстояниях от оси генератора и равномерно распределяются по поверхности слоя. Для того чтобы топливо могло попадать и в середину шахты, распределитель имеет специальные прорезы. Для предохранения от выхода газа в атмосферу вращающиеся части загрузочного устройства снабжены водяными затворами *5*, а питательный барабан, *1* кроме того уплотняющими планками *9*. В целях избежания дробления топлива и переполнения им барабана, предусмотрен отсекающий *8*. Вращение барабана связано с

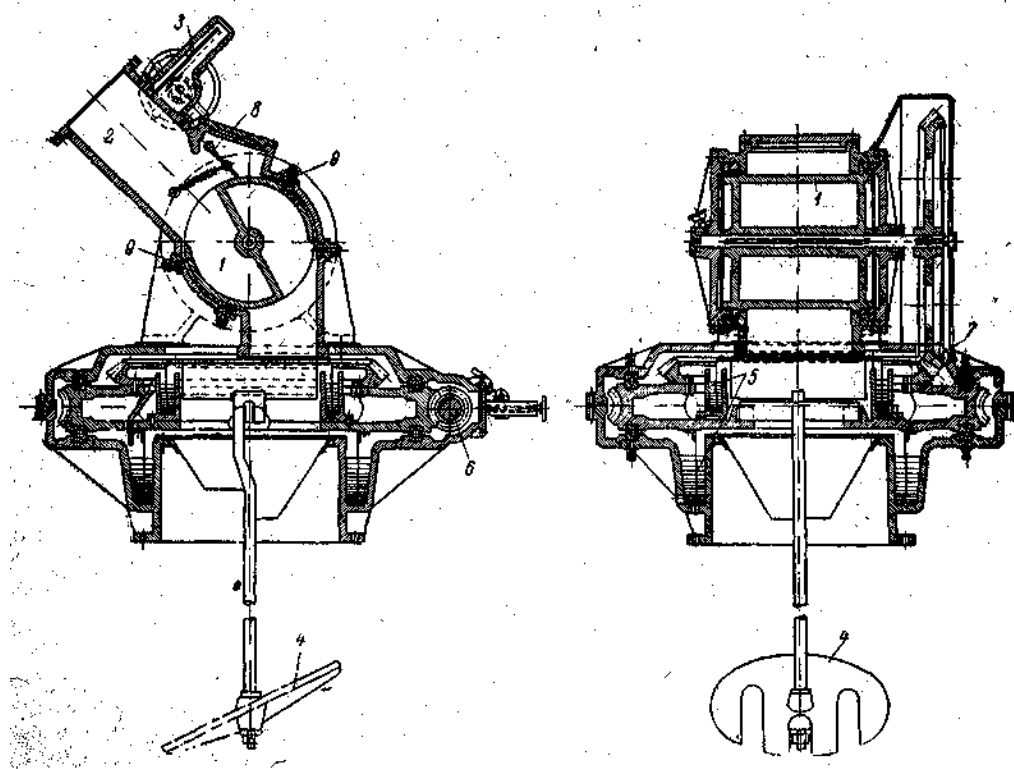


Рис. 127. Питатель конструкции Газогенераторстроя.

1 — питающий барабан, 2 — течка, 3 — задвижка, 4 — вращающийся распределитель, 5 — водяные затворы, 6 — червячная передача, 7 — коническая передача, 8 — отсекаль топлива, 9 — уплотняющие планки.

вращением распределителя топлива и происходит при помощи конической передачи 7. Распределительное устройство приводится в движение червячной передачей 6. Таким образом вращение отдельных деталей загрузочного устройства вокруг горизонтальной и вертикальной осей осуществлено от общего привода. Смешанный тип загрузочного устройства показан на рис. 160, из которого видно, что в загрузочную коробку, топливо подается вручную, распределение же его по поверхности слоя осуществляется вращающимся питателем, расположенным в шахте генератора имеющим несколько течек. Благодаря непрерывному вращению питателя вокруг вертикальной оси и наличию различных по длине течек, загружаемое в генератор топливо подается непрерывно и распределяется равномерно по всему сечению шахты.*

Рис. 128–131 изображают некоторые другие типичные конструкции устройств для механической подачи топлива, применяемые в генераторах с механическим шурованием. При этом ни в одной из показанных конструкций не предусмотрено распределение подаваемого топлива по слою, так что единственным их назначением является экономия в труде по загрузке топлива и достижение регулярной его подачи в генератор. Практически все подобного рода питатели являются

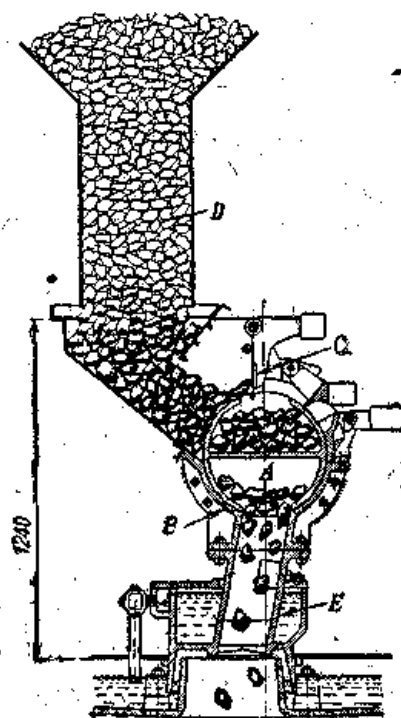


Рис. 128. Механический питатель Моргана.

A — барабан питателя, B — корпус, C — отсекаль топлива, D — бункер, E — течка.

разновидностью вращающегося полого крана (вроде показанного на рис. 114 и 115) и предназначены для работы на угле размером не больше 100 мм.

На рис. 128 показан питатель Моргана, состоящий из барабана *A* с двумя отделениями, вращающегося в чугунном корпусе *B*. Благодаря тому, что дуга охвата барабана корпусом составляет меньше полуокружности, барабан может быть поднят в случае скопления на нем пыли или смолы. Подача топлива из бункера происходит открыто и легко наблюдаема для персонала. Отсекатель *C* не допускает полной загрузки питательных отсеков углем, благодаря чему отпадает сопротивление (и соответственно увеличенная затрата энергии), возникающее иногда в питателях, в которых куски угля раскалываются при вращении.

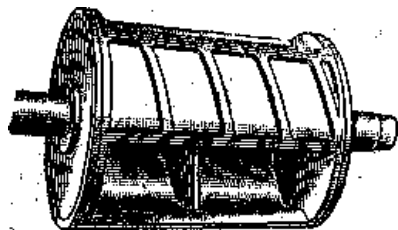


Рис. 129. Питательный барабан генератора Чепмена.

По выходе из питательного барабана уголь через охлаждаемую водой разгрузочную точку *E* поступает в генератор.

На рис. 129 представлена фотография механического барабана для топлива с тремя отсеками, установленного на одном из газогенераторов системы Чепмена. Этот барабан имеет несколько сужающуюся (коническую) форму, благодаря чему сработка поверхности может возмещаться сдвигом барабана в осевом направлении. Поверхность барабана снабжена спиральными ребрами, непосредственно счищающими всякого рода смолу, пыль, уголь и частицы сажи, которые иначе скоплялись бы между барабаном и его корпусом.

Другой тип питательного барабана звездчатого типа с пятью отсеками показан на рис. 130. Барабан *A* вращается в охлаждаемом водой корпусе *B* в направлении, показанном

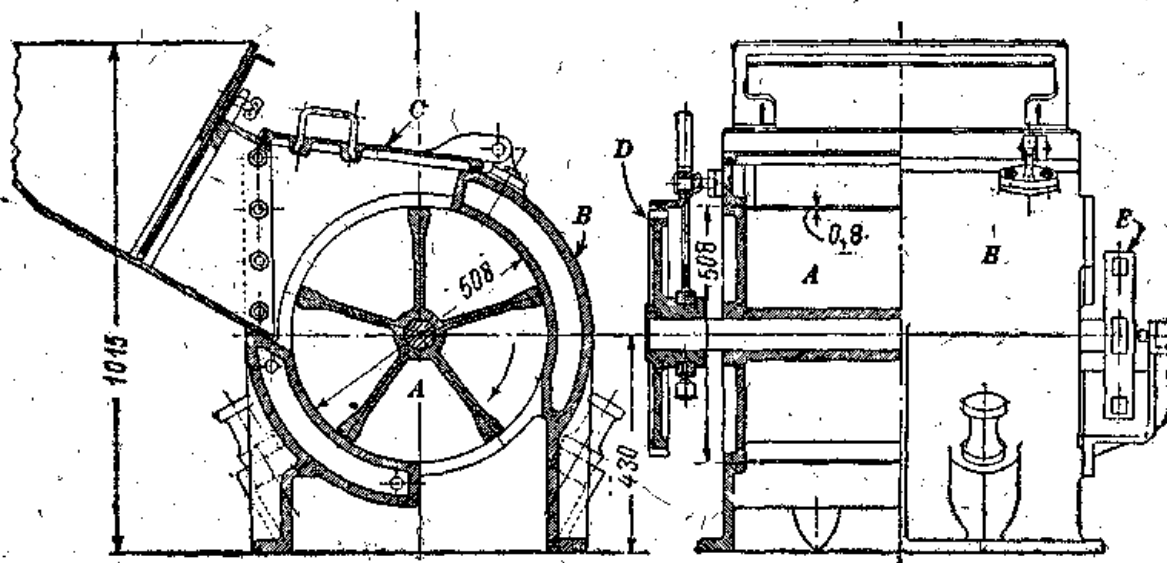


Рис. 130. Питатель системы Кэмден.

A – барабан питателя, *B* – корпус питателя, *C* – съемная крышка, *D* – привод, *E* – ручной привод,

стрелкой. Водяное охлаждение устроено из тех соображений, чтобы смола, содержащаяся в просачивающемся через неплотности газе, конденсировалась на холодных поверхностях и смазывала вращающийся барабан. Снимая крышку *C*, можно периодически осматривать питатель. Барабан вращается механически от привода *D* или вручную при помощи штанги, вставляемой в отверстие *E*.

Рис. 131 изображает в разрезе устройство для механической подачи топлива, применяемое в генераторах фирмы Вельман. Два таких питателя размещаются на верхней плите генератора вдоль одного диаметра, но на разном расстоянии от центра. Каждый питатель состоит из двух вращающихся элементов: верхнего четырехлопастного

дозировочного барабана и нижнего собственно загрузочного барабана, газонепроницаемого и с пятью отсеками. Направление вращения верхнего барабана выбрано с таким расчетом, чтобы ниспадающий уголь не слишком плотно набивался в загрузочный барабан. Благодаря тому, что между верхней половиной дозировочного барабана и корпусом предусмотрено большое свободное пространство, раздавливания и измельчения угля при работе не наблюдается. Над загрузочным барабаном подвешена направляющая пластина, не допускающая переполнения углем отсеков, благодаря чему избегается ненужное и вредное дробление частиц угля. Сзади корпуса питательного барабана подается маленькая струйка воды для поддержания смолы в пластичном состоянии, т.е. для смазки поверхности корпуса.

Подразделение питательного барабана на несколько отсеков обеспечивает загрузку топлива меньшими порциями и более часто, чем однокамерным питательным барабаном.

Мощность, потребляемая различного рода устройствами для механической загрузки топлива, колеблется в пределах от 0,17 до 0,5 ЛС для большинства питателей, рассчитанных на подачу 1 т угля в час или около этого.

Скорость вращения зависит от вместимости питательного барабана и желаемой производительности генератора. Обычно нормальная скорость вращения составляет от 10 до 30 об/час. На случай попадания в питатель вместе с топливом чужеродных тел, вроде кусков железа или дерева, всегда предусматривается предохранительное приспособление, автоматически разобщающее приводной механизм от собственно питателя. Для этой цели обычно служат срезающиеся пальцы на соединительной тяге или “буферные” пружины.

Одним из недостатков приспособлений для механической загрузки топлива является их недостаточная герметичность. От постепенного износа крыльев питателя между ними и корпусом образуются зазоры, достаточные для прохождения газа, потери которого увеличиваются в случае работы с повышенным давлением в шахте или с увеличенной производительностью. Поэтому в последнее время в США, где автоматизация генераторов особенно сильно развита, описанные барабанные питатели начинают заменяться загрузочными устройствами, состоящими из двух конусов, как более плотными и практически непроницаемыми.

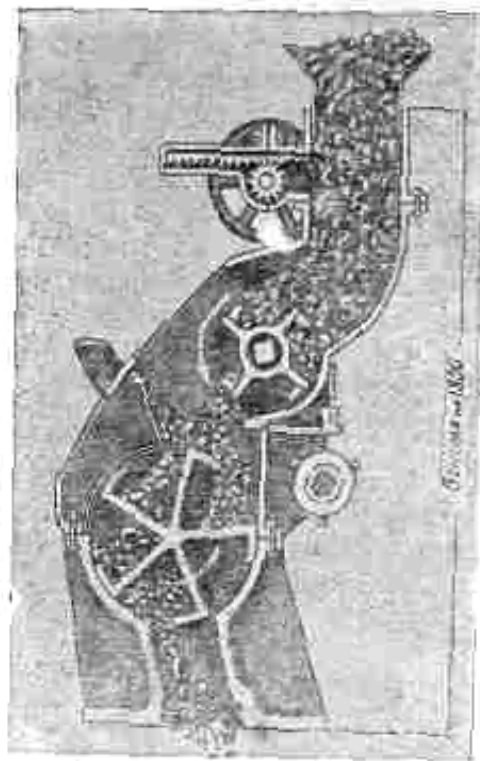


Рис. 131. Питатель системы Вельмана.

6 ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ И РАЗРАВНИВАНИЯ ТОПЛИВА

а) Необходимость внешнего воздействия на слой топлива

* Даже в том случае, когда загружаемое в генератор топливо распределяется равномерно, все же, вследствие неодинакового сопротивления различных участков слоя, постоянно образуются очаги с более интенсивным горением, благодаря чему возникает неравномерность в сходе и в выгорании топлива. С такой неравномерностью возможно бороться путем разравнивания, перемешивания и шуровки топлива. В современных генераторах эти операции производятся или вручную или при помощи специальных

механических приспособлений. Указанный метод обслуживания, если он осуществляется шурованием вручную, представляет тяжелый труд и, кроме того, сопровождается обычно значительными потерями газа.*

Если ручное шурование производится небрежно, а очень часто бывает, что такая тенденция у обслуживающего персонала имеется, – состояние слоя топлива в генераторе становится все хуже и хуже, появляются прогары с очень высокой, температурой, и в результате – чрезмерное нарастание шлака и ухудшенное качество газа.

Но даже если ручное шурование верхних слоев топлива и производится аккуратно и внимательно в пределах нормальной человеческой выносливости, то и тогда температура топлива не бывает одинаковой по всему верху. А это означает, что каждый квадратный метр поперечного сечения генератора не используется в равной степени для производства газа.

После загрузки топлива в генератор частицы его попадают в область высоких температур и в обычных генераторах оказываются предоставленными самим себе. В случае спекающегося угля это означает, что частицы топлива, становясь пластичными, соединяются в более или менее крупные образования и таким образом создают слой неодинакового сопротивления. Вследствие этого спекающийся уголь не может быть газифицируемым с такой же интенсивностью, как мало спекающиеся или вовсе не спекающиеся угли.

Указанные трудности и привели к установке генераторов с механическими шуровочными приспособлениями.

б) Ручная шуровка топлива

Больше всего слой топлива шурится вручную сверху. Объясняется это, во-первых, тем, что, смотря на огонь сверху, легче наблюдать за состоянием слоя и компенсировать несовершенство подачи, перемещая свежезагруженное топливо дополнительно вручную к тем местам, куда это требуется; во-вторых, – и это главное – при подрезании выросшего на

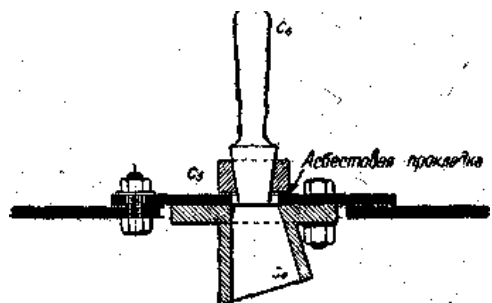


Рис. 132. Деталь шуровочного отверстия с пробкой.

футеровке шлака сверху получается выигрыш в силе, потому что рабочий может налегать на инструмент всем своим весом. Ручные шуровки (шуровочные штанги) бывают различны по длине и прочности, толщине, массивности и т.д. в зависимости от их назначения. Для шурования и разравнивания верхних слоев топлива обычно применяются тонкие сплошные железные штанги или сварные и цельнотянутые железные трубы большого диаметра со сплошными наконечниками. Для срубания спекшейся золы (шлака) употребляются более длинные и тяжелые ломы, заканчивающиеся внизу

оттянутыми и заостренными головками. В то время как у легких шуровок верхний конец представляет обыкновенную ручку, вроде изображенной на рис. 115, шлаковые пики на крупных генераторах имеют обычно Т-образную форму, позволяющую применять кувалды, если приходится иметь дело с сильным шлакованием топлива.

Рис. 132 изображает тип шуровочного отверстия, закрываемого пробкой. Сплошная чугунная пробка C_6 представляет собой ручку, у которой нижняя часть поверхности обработана и плотно закрывает гнездо C_5 . Вместо пробки с ручкой часто применяют пробку с кольцом, которая поднимается при помощи проволочного крюка. Внутреннее чугунное кольцо C_4 предохраняет сводовые кирпичи от повреждения шуровками и пиками. Так как гнезда от шурования мало-по-малу срабатываются и изменяют свою форму, то они должны допускать быструю замену. Другая конструкция шуровочного отверстия представлена на рис. 133.

Шуровочное отверстие закрывается чугунным шаром, который своей обработанной

поверхностью, под действием веса входит в чугунное гнездо, образуя с последним плотное соединение. В шаре имеется центральное сквозное отверстие, через которое вставляется штанга. Для возможно большего уменьшения потерь от выбивания газа при шуровании, диаметр штанги делается, меньше диаметра отверстия в шаре всего лишь на

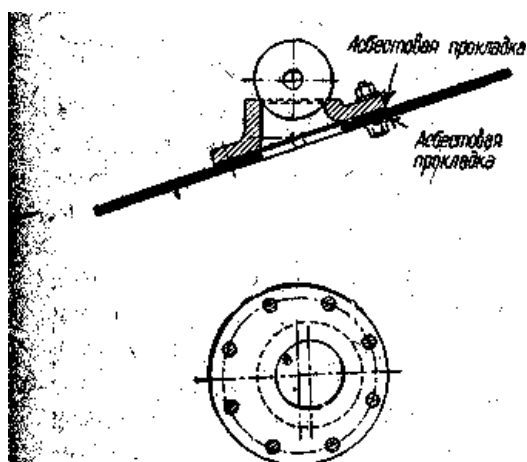


Рис. 133. Деталь шуровочного отверстия, закрываемого шаром.

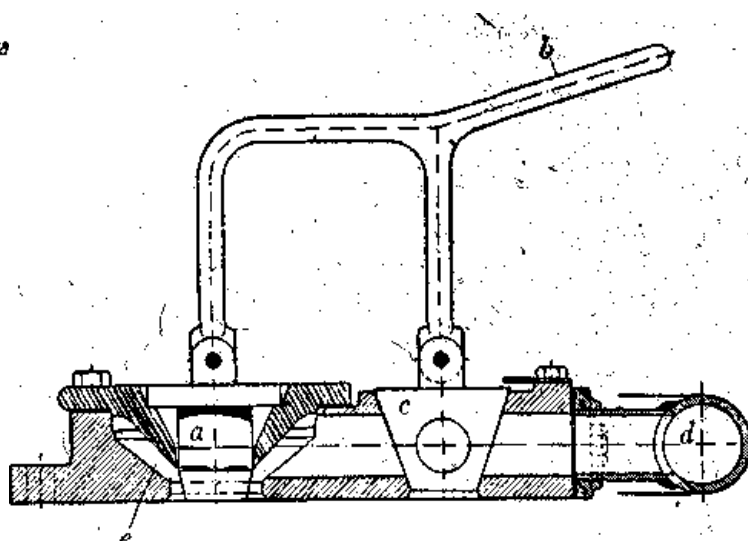


Рис. 134. Шуровочное отверстие системы Пинч с воздушным отбоем.

a – пробка, *b* – рычаг, *c* – кран, *d* – воздухопровод, *e* – воздушный канал.

1,5÷3 мм. Из этих же соображений, а также для улучшения условий работы обслуживающего персонала в настоящее время применяют главным образом шуровочные отверстия с так называемым паровым или воздушным отбоем. Конструкция такого рода шуровочного отверстия с воздушным отбоем системы Пинч изображена на рис. 134 и 135. Деталь *a* – пробка, *b* – рычаг, соединенный плечом с запорным краном *c* на воздухонапорном патрубке низкого давления (200÷400 мм). Воздух поступает в патрубок и через него к крану *c* от кольцевой магистрали *d*, питаемой от воздуходувок. Когда нужно начать шурование, нажимается рычаг *b* до полного подъема пробки из гнезда. Затем поворотом в горизонтальной плоскости около *c* поднятая пробка отводится в сторону, одновременно с чем кран *c* устанавливается в положение “открыто”, и таким образом благодаря вдуванию воздуха в кольцевое пространство *e* под шуровочным отверстием образуется воздушная завеса препятствующая выходу газа наружу. Существует мнение, что воздушный отбой имеет преимущество перед паровым, так как не мешает газовщику смотреть внутрь генератора и наблюдать за слоем топлива. Тем более, что количество воздуха, поступающего в генератор при открытой шуровке, можно свести к минимуму соответствующей регулировкой давления в разводящей магистрали, допуская,

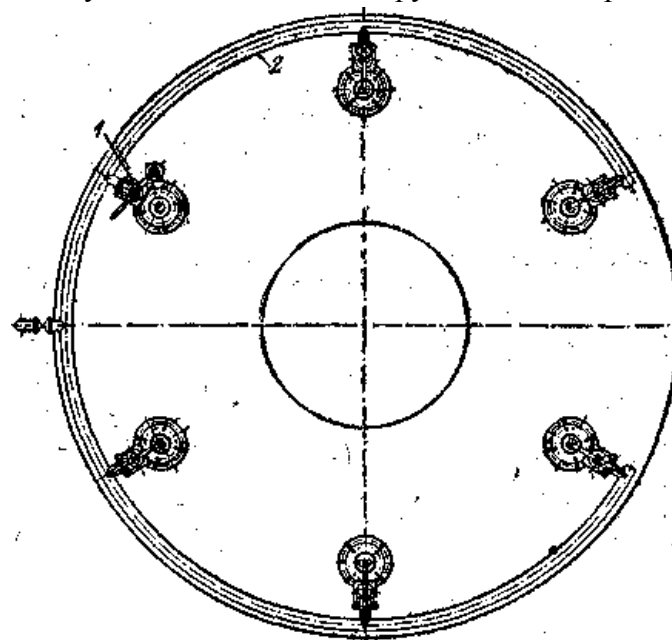


Рис. 135. Размещение шуровочных отверстий на верхней плите генератора и подвод сжатого воздуха.

1 – открытое шуровочное отверстие, *2* – воздухопровод.

чтобы оно лишь не намного превышало давление газа под шуровочным отверстием. Однако этот способ отбоя имеет и свои недостатки, главным из которых является горение газа, если температура его на выходе из слоя топлива превышает $450\div 500^{\circ}\text{C}$. В этом случае вместе с ухудшением состава газа возникают дополнительные тепловые потери, величина которых зависит от продолжительности шурования и разности давлений воздуха и газа.

На рис. 136 дан пример конструкции шуровочного отверстия с паровой завесой, часто применяемой на практике. Количество пара, поступающего через узкие щели в теле отверстия, должно устанавливаться с таким расчетом, чтобы газ только-только не пробивался наружу. При работе с такими шуровочными отверстиями следует избегать

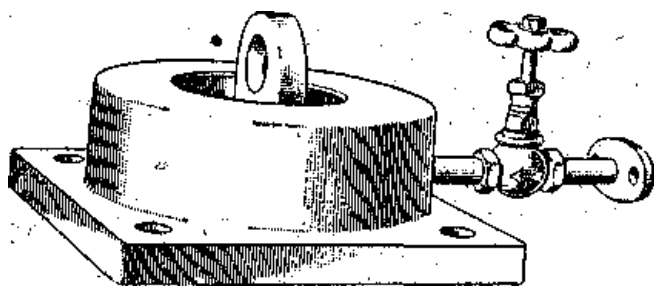


Рис. 136. Шуровочное отверстие системы Гетц с паровым отбоем.

вдувания пара в большом количестве, особенно в случае использования горячего неочищенного газа, так как, помимо ненужного увеличения расхода пара, в этом случае ухудшаются и условия для горения газа.

Вообще говоря, следует по возможности избегать всякого рода усложнений конструкции, вносимых воздушным или паровым отбоем шуровочных отверстий. Вместо отбоя лучше идти или по пути сведения ручного шурования к наивозможному минимуму или по пути поддержания в генераторе (по возможности автоматически) давления, практически равного атмосферному, и ставить паровой или воздушный отбой только в тех случаях, когда это действительно необходимо по эксплуатационным условиям.

в) Преимущества механических шуровочных приспособлений

Перемешивание, шурование и разравнивание верхних частей слоя топлива механическими средствами представляет следующие преимущества:

- 1) одинаковая интенсивность газификации по всему слою топлива; следствие – высокая производительность;
- 2) спекающиеся топлива могут быть выгодно газифицируемы;
- 3) постоянство качества газа;
- 4) экономия в рабочей силе.

Первые генераторы с механическим шурованием топлива были построены около 40 лет тому назад Юзом (Hughes) в Америке и Тальботом (Talbot) в Англии. Установки с такими генераторами были впервые сооружены в районах, где имелось в виду потребление спекающихся углей. Поэтому здесь уместно будет отметить, что при условии тщательного обслуживания и выбора подходящего типа генератора и в обычных немеханизированных генераторах при применении неспекающихся углей можно работать с такой же высокой производительностью и таким же постоянным по составу газом, как и на полностью механизированных генераторах; при этом отпадает необходимость в дополнительных первоначальных затратах и текущих эксплуатационных издержках, связанных с механизацией. Совершенно иначе обстоит, дело при использовании в газогенераторах спекающихся углей: механизация процессов перемешивания топлива здесь безусловно необходима, и только таким путем можно получить хорошие производственные показатели.

Все генераторы с механическим перемешиванием топлива могут быть подразделены на следующие две группы:

- а) генераторы с неподвижным слоем топлива (шахтой) и
- б) генераторы с вращающимся слоем топлива (шахтой),

Совершенно ясно, что затрата энергии для генераторов второй группы будет больше, так как в этом случае требуется преодоление больших механических усилий не только на перемешивание топлива, но и на вращение шахты генератора вместе с кирпичной футеровкой и всем содержимым.

В последние годы оба типа генераторов нашли очень широкое применение, но почти исключительно на заводах, потребляющих горячий генераторный газ и нуждающихся в крупных газификационных агрегатах.

г) Генератор Тальбота

На рис. 137 показан вертикальный разрез газогенератора Тальбота фирмы Пауэр Газ Корпорейшен, установленного на некоторых сталелитейных заводах Англии, работающих на спекающихся углях. Этот генератор является типичным представителем генераторов с вращающейся мешалкой и неподвижной шахтой. Воздух и пар подаются под решетку 6 через трубу 1, верхний конец которой имеет водяной затвор 2. Последний служит связью между неподвижными частями и вращающимся шлаковым поддоном, опирающимся на пять роликов 3. Зола из поддона 7 сбрасывается в зольный лоток, из которого периодически перегружается в большие вагонетки или железнодорожные платформы. Корпус генератора, подвешенный на несущих балках перекрытия загрузочной площадки посредством чугунных кронштейнов 10, образует своим нижним краем затвор с зольной чашей и обрамлен сверху конусообразной плитой 11. На этой плите имеются следующие детали: два симметрично расположенных механических барабанных питателя для топлива с двумя отсеками 25, газоотводный патрубок и центральный подшипник 15 шуровочного устройства с водяным охлаждением 13. Верхние (12) и боковые (9) шуровочные отверстия предназначены для ручной шуровки.

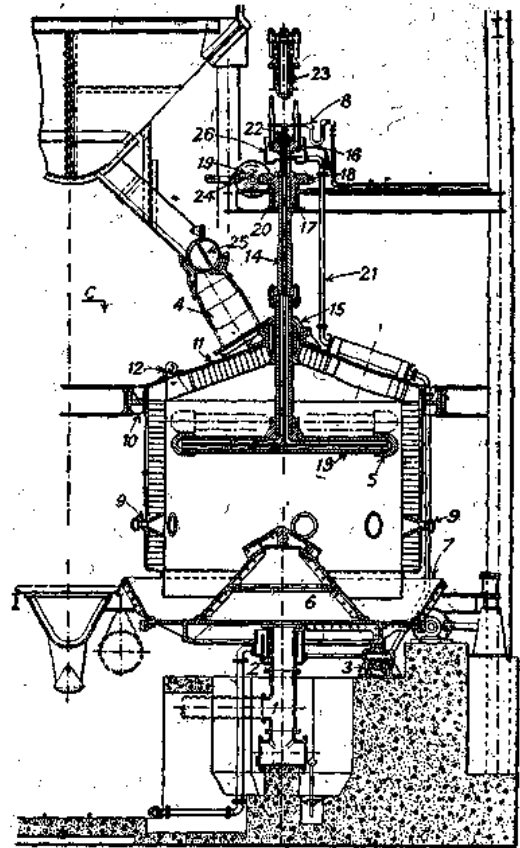


Рис. 137. Газогенератор Тальбота.
1 – подвод воздуха, 2 – уплотняющий водяной затвор, 3 – опорные ролики, 4 – течка загрузочного устройства, 5 – наконечники мешалки, 6 – решетка, 7 – поддон, 8 – подача воды на охлаждение. 9 – шуровочные отверстия, 10 – чугунные кронштейны, 11 – верхняя плита генератора, 12 – шуровочные отверстия (верхние). 13 – мешалка, 14 – вал мешалки, 15 – центральный подшипник, 16 – шариковый подпятник, 17 – втулка мешалки, 18 – червячное колесо, 19 – червяк, 20 – вкладыш мешалки, 21 – сливная труба охлаждающей воды, 22 – вращающийся сальник, 23 – гидравлический цилиндр, 24 – нажимные колодки, 25 – питатель загрузочного устройства, 26 – приемник охлаждающей воды.

Вращающаяся мешалка состоит из полой кованой стальной горизонтальной трубы 13, закрытой с концов наконечниками 5 из никелевой стали и прочно скрепленной с вертикальным полым стальным стержнем 14, оборачивающимся в течение часа около 6 раз. Вращение стержня производится при помощи верхнего привода, состоящего из червячного колеса 18 и червяка 19, приводимого в движение эксцентриковой тягой и нажимными колодками 24. Верхним концом, стержень мешалки 14 подпирается шариковым подпятником 16, вертикальное перемещение которого осуществляется при помощи гидравлического цилиндра 23 (вместе с подпятником регулируется, конечно, и высота положения самой мешалки). Регулирование осуществимо в пределах 305 мм, чем

достигается изменение высоты слоя в соответствии с качеством топлива и интенсивностью газификации. Для достижения указанной регулируемости мешалки верхний конец стержня сделан квадратным в поперечном сечении и вставлен в ползунок во втулке 17, вращающейся во вкладыше 20, к которому прикреплено болтами червячное колесо привода 18.

Для предохранения от повреждений огнем и от чрезмерного изнашивания мешалка имеет водяное охлаждение. Вода подается во внутреннюю трубу, имеющую форму перевернутой буквы Т, из водопровода 8 через вращающийся сальник 22 и доходит до массивных концов мешалки. Обратно вода движется по кольцевому пространству между трубой и стенками мешалки, охлаждая последние. Отрабатывая вода переходит в верхний неподвижный приемник 26, из которого сливается самотеком по трубе 21 в широкий водяной затвор 2, и далее поступает в сточную канализацию.



Рис. 138. Мешалка Тальбота.

Фотография поковки мешалки представлена на рис. 138. Имея в виду, что наружный диаметр наконечников из никелевой стали равен $250 \div 280$ мм, можно составить себе представление о требованиях, предъявляемых практикой к мешалкам.

Соединение между мешалкой и стержнем – винтовое, с опорной гайкой и металлическими прокладками, находящимися вне сферы досягаемости огня, средний верхний уровень которого находится приблизительно на высоте центральной линии мешалки. Мешалка срабатывается главным образом на наконечниках; полная ее замена новой требуется примерно каждые 5÷6 лет.

Средний расход мощности на механизмы генератора, газифицирующего около тонны спекающегося угля в час, что соответствует напряжению площади поперечного сечения шахты около $140 \text{ кз/м}^2 \cdot \text{час}$, составляет около 2 ЛС, не считая мощности,

Таблица 107. Результаты испытания обычного генератора и генератора с мешалкой Тальбота.

	Генератор без мешалки	Генератор с мешалкой Тальбота
Продолжительность испытания <i>час</i>	72	72
Средняя производительность генератора <i>т/сутки</i>	19,6	30,5
Средний состав топлива в % (нортумберландский штыб с орешком):		
влага	7,0	7,0
зола	13,6	13,6
летучие	31,0	31,0
связанный углерод	48,4	48,4
Средний состав газа в %:		
CO ₂	10,6	8,9
CO	14,3	21,6
H ₂	8,1	14,3
CH ₄	4,1	4,3
N ₂	62,9	50,9
Горючая часть.	26,5	40,2
Низшая теплотворная способность газа <i>ккал/м³</i> (0°, 760 мм)	993	1390

расходуемой на привод зольной чаши. Расход охлаждающей воды – около 1600 л/час, и расход пара – в пределах от 0,35 до 0,65 кг/кг угля в зависимости от шлакующих свойств золы.

Для представления о том, как влияет на производительность генератора установка механической мешалки, в таблице 107 приведены, данные по сравнительному испытанию двух генераторов одинакового размера при работе на одном и том же угле.

д) Генераторы с мешалкой Чепмена

Генератор Чепмена с поднимающейся мешалкой, в изготовлении фирмы Стейн и Аткинсон, показан на рис. 139. Он представляет собой результат более чем 10-летних работ по опробованию мешалок различных типов и конструкции для всевозможных видов топлива.

Мешалка Чепмена состоит из вертикального стержня, делающего около 1 об/час, к нижнему концу которого подвешена горизонтальная труба (так называемые грабли), имеющая ряд выступов, бороздящих поверхность топлива. Мешалка, разумеется, имеет водяное охлаждение. Расход охлаждающей воды составляет в среднем 40 л/мин.

Генератор снабжен механическим питателем барабанного типа (рис. 129), который подает уголь на охлаждаемый водой центральный распределительный конус, сидящий на стержне мешалки. Все механизмы, включая и 3-сильный мотор, смонтированы на верхней плите генератора.

Показанный на рис. 139 генератор представляет первоначальную конструкцию и предназначен для ручного удаления золы. Механическое золоудаление применяется только тогда, когда генераторы устанавливаются для работы на многозольном топливе. Для того чтобы можно было поддерживать высоту слоя топлива в промежутках между выгрузкой золы постоянной, мешалка устроена так, что она может постепенно подниматься и затем сразу опускаться после выгрузки золы. Иначе говоря, поднимаясь и опускаясь, мешалка все время удерживается на постоянном расстоянии от зоны горения, что осуществляется при помощи имеющихся на ее верхнем конце тяжелых грузов.

На рис. 140 яснее показана конструкция мешалки, сообщающая ей указанное свойство. На верхний конец вертикального стержня насажена специальная втулка с двумя большими винтообразными спиральными выступами, образующими скользящую пару с внутренними выступами во втулке движущего колеса. Если мешалка встречает препятствие или слой свежего топлива над ней становится слишком толстым, что в обоих

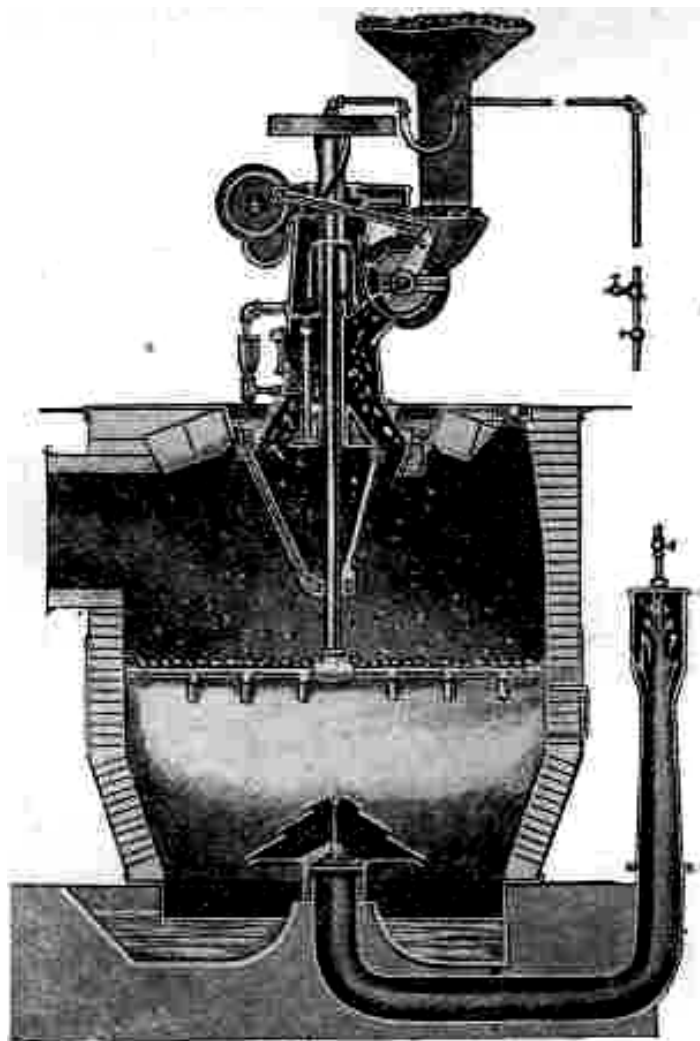


Рис. 139. Генератор Чепмена (разрез).

случаях требует больших усилий, втулка на стержне мешалки автоматически “подвинчивается” до такого положения, при котором действующие силы вновь уравниваются. Пальцы мешалки направлены книзу и вперед (по направлению вращения), так что образованные ими в топливе борозды тотчас вновь разравниваются горизонтальной трубой. Глубина погружения нижнего края пальцев в слой топлива составляет обычно $200 \div 350$ мм, регулируется установкой соответствующих грузов

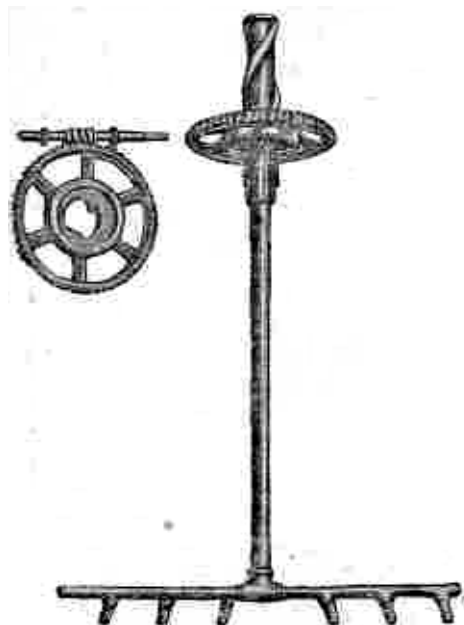


Рис. 140. Деталь мешалки для топлива Чепмена.

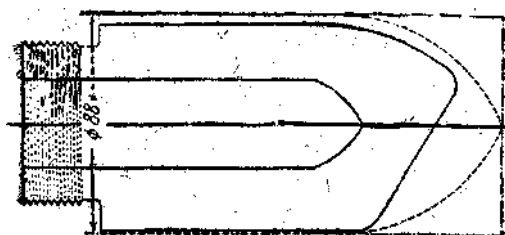


Рис. 141. Схема износа пальца мешалки Чепмена.

- — — первоначальная форма.
- — — после 7 месяцев непрерывной работы.
- — • — новая конструкция пальца.

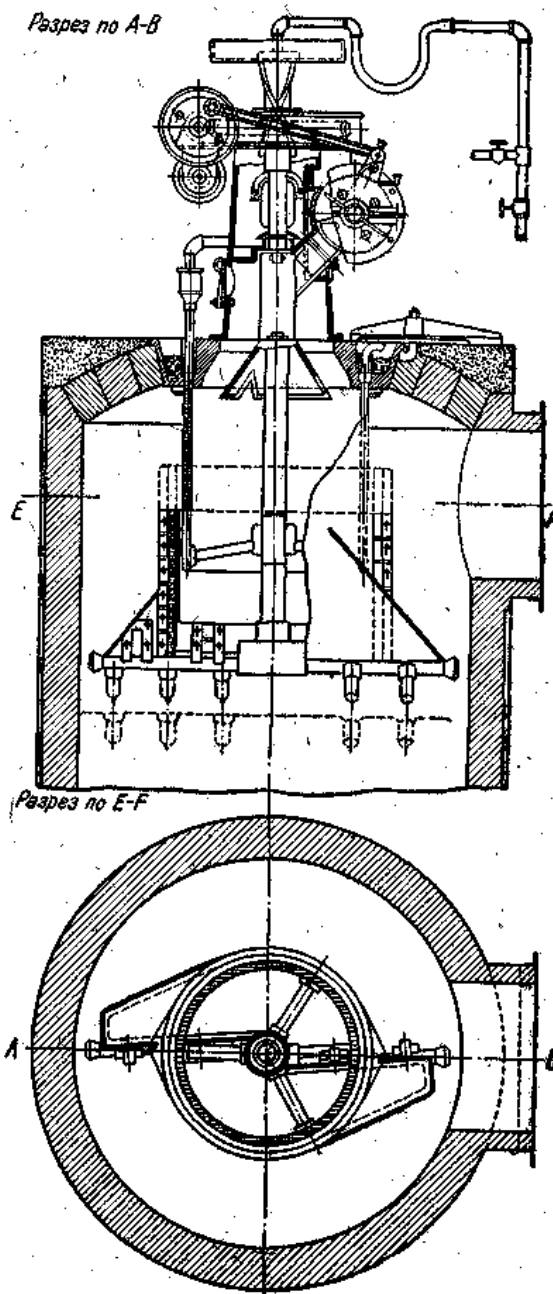


Рис. 142. Генератор с мешалкой Чепмена в исполнении фирмы Дейц.

и зависит от крупности угля и его способности спекаться. Вертикальное перемещение мешалки может осуществляться в пределах $500 \div 600$ мм.

Горизонтальный стержень мешалки изготавливается из особой цельнотянутой трубы около 75 мм в диаметре. Бороздильные пальцы делаются из высокоуглеродистой стали и могут сменяться при износе. Характер износа бороздильного пальца за 7 месяцев

непрерывной работы представлен на рис. 141. Там же показана новейшая конструкция профиля зубца, имеющая целью удлинение его срока службы.

Большим преимуществом мешалки Чепмена является ее сравнительная простота и возможность установки на уже существующих генераторах. Для этого требуется лишь перекладка свода и замена верхней плиты генератора. Мешалка Чепмена нашла широкое применение в промышленности и в настоящее время устанавливается во многих генераторах, изготовляемых различными фирмами.

*Конструкции генераторов с мешалкой Чепмена в исполнении других фирм показаны на рис. 142, 143 и 144. Как видно из рис. 142, мешалка Чепмена в изготовлении

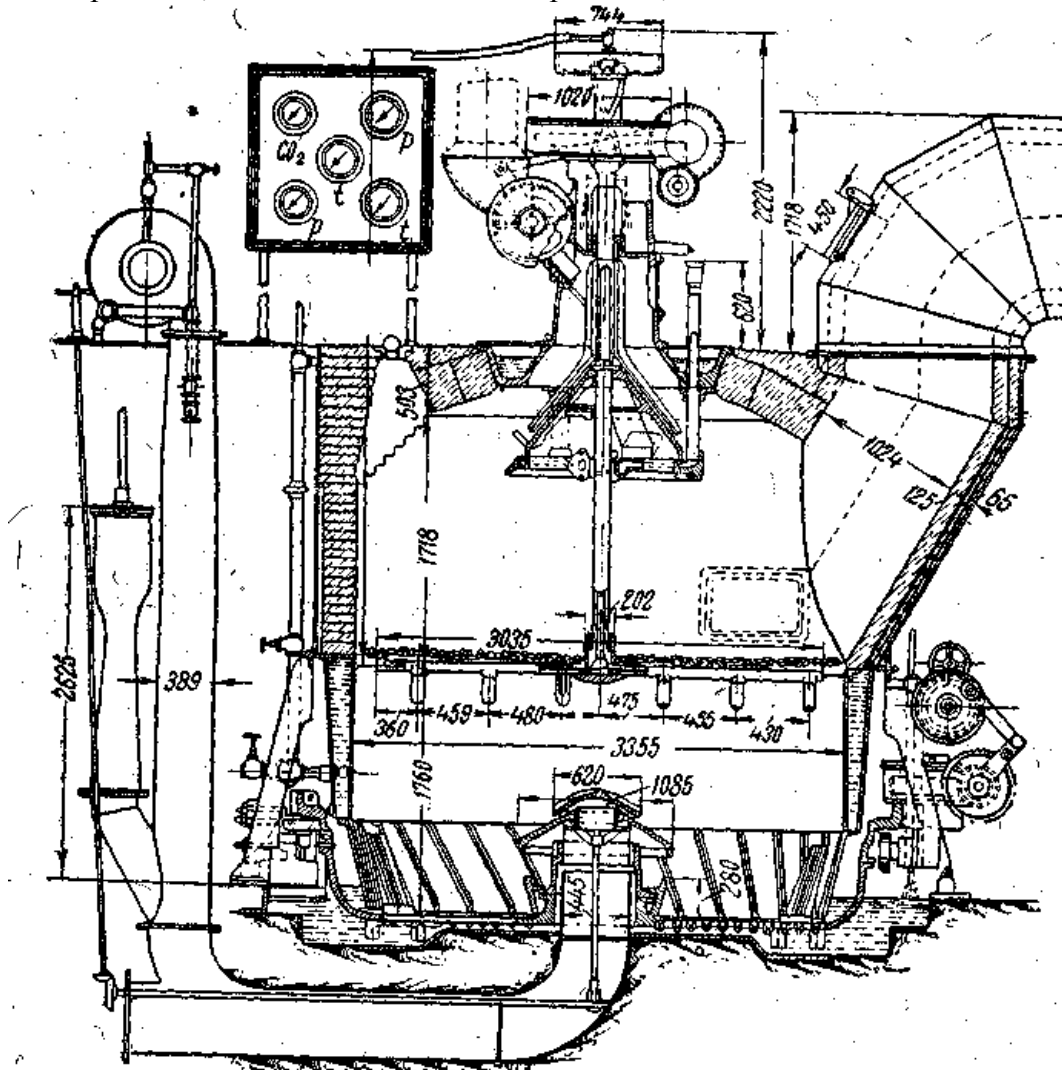


Рис. 143. Новейшая конструкция газогенератора системы Чепмена.

фирмы Дейц имеет горизонтальные стержни и специальные косые выступы, способствующие лучшему распределению топлива, поступающего из загрузочного устройства, и лучшему разбиванию образовавшихся кусков спекшегося угля. По сравнению с более ранними конструкциями, в позднейших – мешалки устраиваются более прочными. Вертикальное перемещение их в некоторых конструкциях осуществляется только от руки в зависимости от высоты слоя топлива и характера угля, применяемого для газификации. Для очень сильно спекающихся углей иногда применяют по две мешалки на шахту генератора, причем каждая из мешалок имеет отдельный привод и может вращаться с независимой от другой переменной скоростью. Благодаря уменьшенному плечу мешалок, в таких конструкциях допустимы большие нагрузки, а следовательно и лучшее разрыхление и перемешивание топлива. Приведенные на последних рисунках (рис. 142, 143, 144) генераторы полностью механизированы, т.е. помимо механической

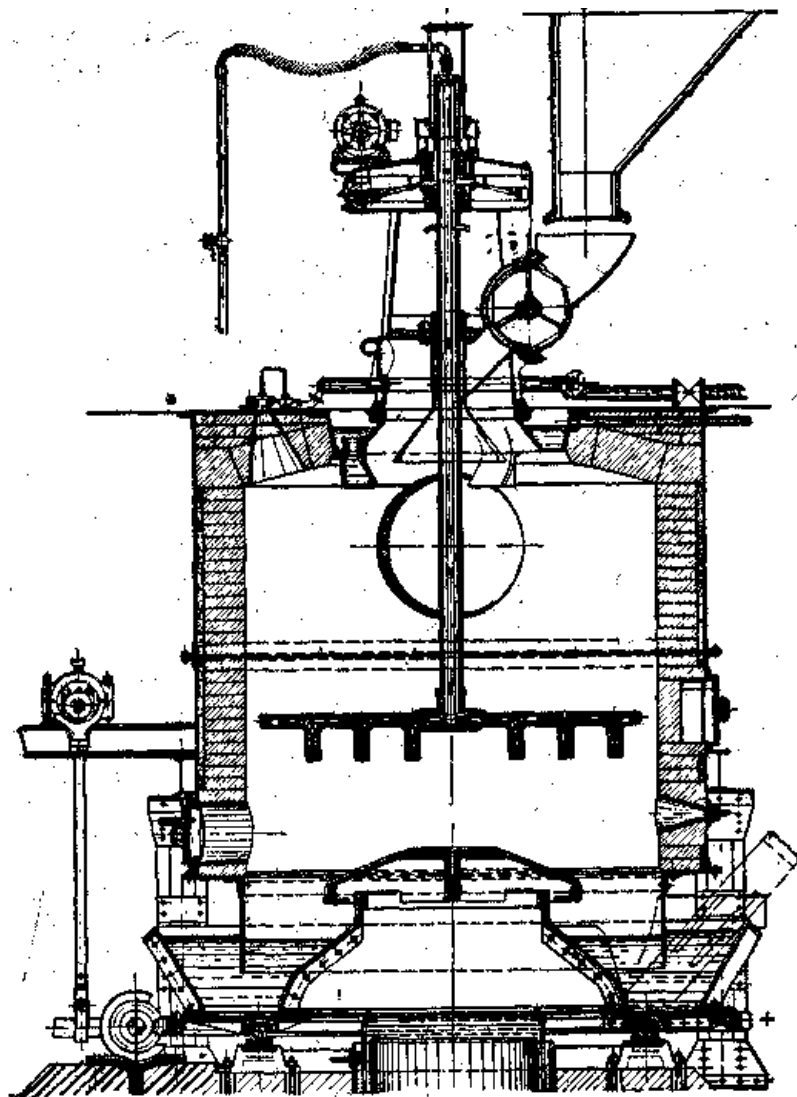


Рис. 144. Генератор с мешалкой Чепмена в исполнении фирмы Петтер.

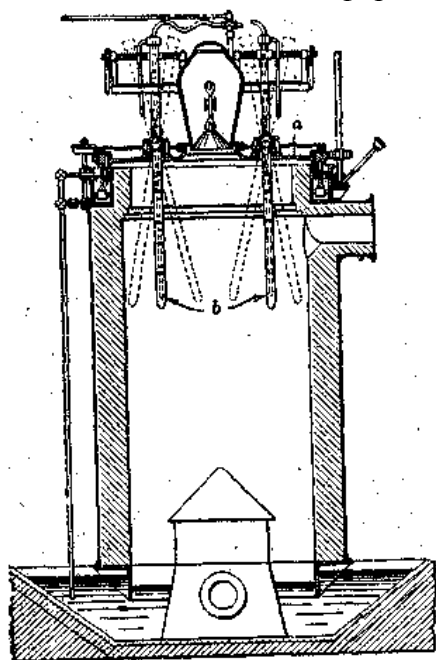


Рис. 145. Генератор Дuffа с механическим шурованием топлива.

загрузки и шурования топлива снабжены также и механическим золоудалением.

Генератор Чепмена, показанный на рис. 143, представляет новейшую конструкцию и отличается от ранее описанных выполнением отдельных деталей. Нижняя часть шахты генератора, примерно до уровня загрузки топлива, не имеет футеровки и снабжена водяной рубашкой (см. ниже). Решетка вращается. Подача топлива осуществляется четырехлопастным барабаном, скорость вращения которого регулируется до подачи 4,0 т угля в час. Мешалка делает 8÷10 оборотов в час и имеет вертикальный ход 0,85 м. Золоудаление механизировано.*

е) Генератор Дuffа

На рис. 145 показан генератор Дuffа в изготовлении фирмы Даусон и Мэйсон (Dowson & Mason). Он характеризуется вращающейся верхней плитой *a*, несущей две шуровочные штанги *b*, смонтированные в шаровых

муфтах таким образом, что при вращении плиты они совершают вынужденные колебания в верхней части слоя топлива. Первые генераторы такой конструкции были установлены приблизительно в 1910 году в Англии на одной из установок с улавливанием побочных продуктов. В процессе работы выяснилось, что производительность этих генераторов на 50% выше производительности подобных им, работающих в той же установке, но без механических мешалок.

ж) Генератор Бентлей

Генератор Бентлей с механическим перемешиванием топлива (фирма Аплби) изображен на рис. 146. Устройство для подачи и распределения топлива, которое было показано на рис. 126, применено здесь в сочетании с двумя охлаждаемыми водой

мешалками, снабженными бороздильными пальцами. Мешалки смонтированы на опорном кольце и плите, несущей также устройство для подачи топлива. Все

устройства вращаются на шариковом подшипнике посредством приводного механизма с регулировкой скорости, причем имеется возможность устанавливать скорости вращения питателя и мешалок независимо друг от друга. Максимальная скорость вращения мешалок – 6 об/час и барабанного питателя около 60 об/час.

Мешалки – свободно висящего уравновешенного типа, и потому они автоматически перемещаются по вертикальному направлению, следуя изменениям высоты топливной загрузки. Благодаря сочетанию в данной конструкции генератора мешалок с механической решеткой и водяной рубашкой, шурования слоя вручную не требуется.

В таблице 108 приведены результаты ряда испытаний генератора описанной конструкции с диаметром в свету 2900 мм в течение длительной работы без ручного шурования. Топливом служила смесь штыба и орешка дербиширского и ланкаширского углей, причем колебания в нагрузке лежали в пределах от 500 до 1360 кг/час. Как видно из этой таблицы, состав газа во всех случаях оставался достаточно постоянным.

з) Генератор Смита

Генератор с механическим шурованием системы Смит (фирма Смит Энджиниринг – Smith Engineering Co) представлен на рис. 147.

Охлаждаемая водой крышка генератора опирается на большой шариковый подшипник, смонтированный на железной

ТАБЛИЦА 108. Температура паровоздушного дутья и состав газа при газификации смеси штыба и орешка на генераторе Бентлей.

Состав газа в %						Температура паровоздушного дутья °С
CO ₂	CO	CH ₄	H ₂	N ₂	Горючие составляющие	
5,0	24,3	3,77	14,47	52,46	42,54	58
3,6	26,4	4,17	13,07	52,76	43,64	61
4,1	27,4	3,65	13,26	51,69	44,31	54
3,1	28,3	4,14	14,48	49,98	46,92	57
3,6	28,8	3,15	14,42	50,03	46,37	58
3,0	29,2	3,16	14,14	50,50	46,50	59
3,8	26,2	4,20	15,19	50,61	45,59	58
4,8	26,4	3,69	12,65	52,46	42,74	55,5
3,4	27,4	4,14	14,72	50,34	46,26	57
5,0	25,0	4,20	14,00	51,80	43,20	56
5,4	25,4	3,68	14,68	51,24	43,76	57
4,0	26,0	3,71	13,37	52,92	40,08	56
3,2	28,6	4,16	13,32	50,70	46,08	57
3,6	28,0	4,10	13,68	50,62	45,78	58

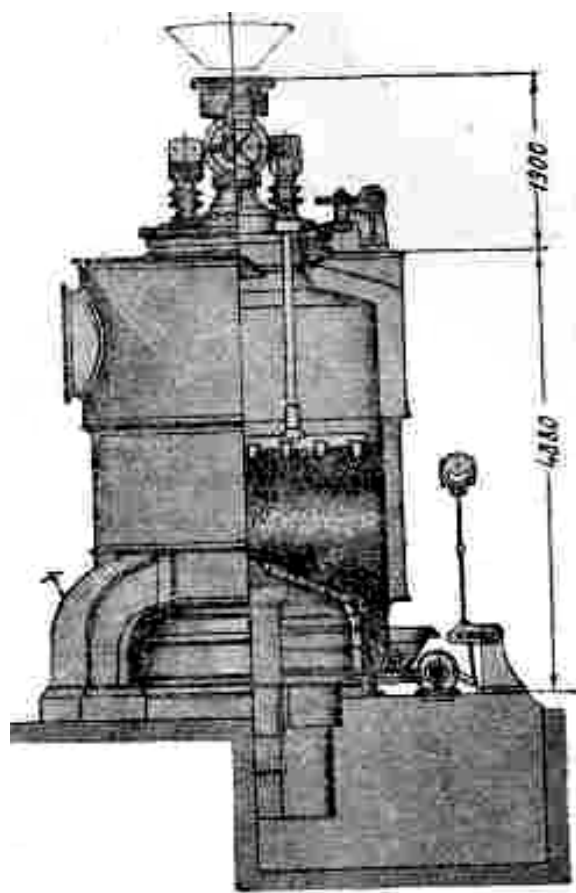


Рис. 146. Генератор Бентлей с механическим перемешиванием топлива.

конструкции, установленной на фундаменте. По периферии крышки имеются боковые ролики, назначение которых не воспринимать нагрузку, а предотвращать боковое раскачивание. Энергия для вращения крышки получается от смонтированного на ней парового цилиндра. На более крупных генераторах устраиваются две мешалки-лома, одна из которых монтируется на стойке и действует по всему слою топлива, а другая, неподвижная, действует в вертикальном направлении

вдоль стенок. Механизм мешалки-лома заключен в цилиндре длиной приблизительно 1,5 м, через нижний конец которого проходит шток поршня, служащий ломом. В обычных условиях оба лома работают попеременно, но любой из них может быть включен и выключен по желанию газовщика. Вращение крышки генератора осуществляется при

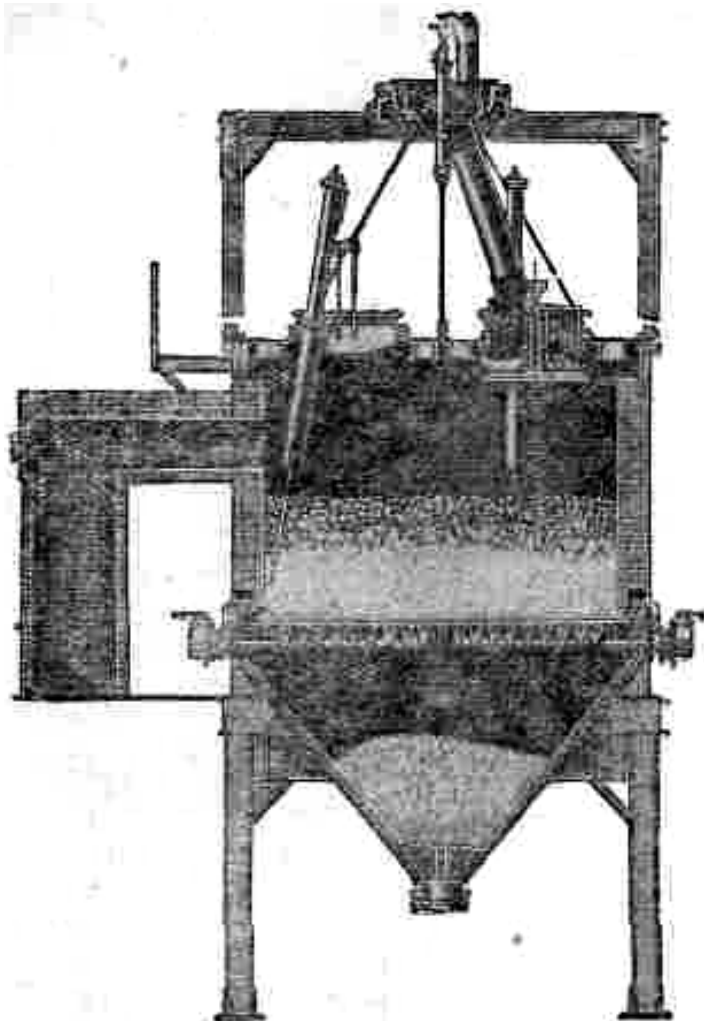


Рис. 147. Генератор фирмы Смит с механическим шурованием топлива.

помощи храповика, причем отдельные стадии процесса протекают в следующей последовательности. При прямом ходе поршня парового цилиндра палец зацепляется за зубчатый обод неподвижного кожуха генератора и поворачивает крышку. Во время обратного хода пар впускается в цилиндр одного из ломов, благодаря чему в течение обратного хода поршня лом успевает опуститься в слой и подняться обратно. Затем происходит новый прямой ход поршня, несколько передвигающий крышку генератора по кругу, после чего во время обратного хода работает другой лом. Поршень парового цилиндра не может сделать прямого хода, до тех пор, пока опущенный лом не возвратится в свое исходное положение, благодаря чему избегается возможное его искривление и изгибание. Уголь подается непосредственно из бункера через трубу в большой роликовой опоре, ведущую в

загрузочную коробку сверху питателя. Сам питатель состоит из трех основных частей: загрузочной

Таблица 109. Средние составы и калорийность газа.

Состав газа в %				Низшая теплотворная способность ккал/м ³ (0°, 760 мм)
CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	
2,5	29,1	11,6	4,4	1560
3,6	27,9	12,3	4,3	1532
3,5	28,3	11,0	4,0	1484
3,5	27,2	11,7	3,7	1453
2,8	28,7	11,1	4,1	1508

На поверхность слоя топлива разбрызгивается смола, распыляемая

паром. Пароструйный разбрызгиватель смонтирован также на крышке генератора. Все трубопроводы соединены с движущимися частями при помощи шарниров Гука, обеспечивающих достаточную плотность.

Данные о составе и калорийности газа выдаваемого генераторами Смита на заводах Форда в Детройте, приведены в таблице 109. Средняя нагрузка на генератор колебалась в пределах от 1550 до 1800 кг/час, причем газифицировался уголь переменного качества. Приводимые в этой таблице числа представляют суточные производственные показатели, заснятые во время работы установки при вбрызгивании в горячую зону смолы, получаемой при очистке газа.

и) Генератор Вельмана

На рис. 148, 149 и 150 представлен генератор с механической шуровкой типа Вельмана (Юза) (фирма Вельман-Смит-Оуен—Wellman-Smith-Owen Company). Первый генератор Юза был построен в 1897 г. Данная конструкция является типичной для генераторов с вращающимся слоем топлива (с вращающейся шахтой).

Верх *A* генератора (рис. 148) неподвижен, в то время как корпус *B* (вместе с топливом) и решетка вращаются. Шуровочный лом совершает колебательное движение в верхней части вращающегося слоя топлива.

Снизу корпус генератора окаймлен чугунным кольцом *D*, которое, с одной стороны, служит для крепления фартука, образующего гидравлический затвор между шахтой и зольной чашей, а с другой – основанием шахты, опирающейся на зольную чашу посредством трехлучевого звездчатого “паука” *E*. Последний одновременно служит и воздухопроводом для той части воздушного дутья, которая направляется к периферии генератора. Имеется также и центральный подвод воздуха, так что данный генератор принадлежит к типу генераторов с двойным подводом воздушного дутья. Зольная чаша *F* своей нижней поверхностью передвигается на шести опорных конических роликах *G*, смонтированных на фундаменте. Зольную чашу охватывает цилиндрическое зубчатое колесо *H*, служащее для нее приводом от движущего механизма *I*. Для выгрузки золы из генератора служит неподвижный шлаковый нож *K*, имеющий форму лемеха плуга и насаженный на ось таким образом, что может или быть погружен в зольную чашу при ее разгрузке или свободно выступать из затвора.

Охлаждаемое водой перекрытие генератора представляет стальную отливку с фланцами для присоединения газоотводной трубы *L*, механического питателя *M*

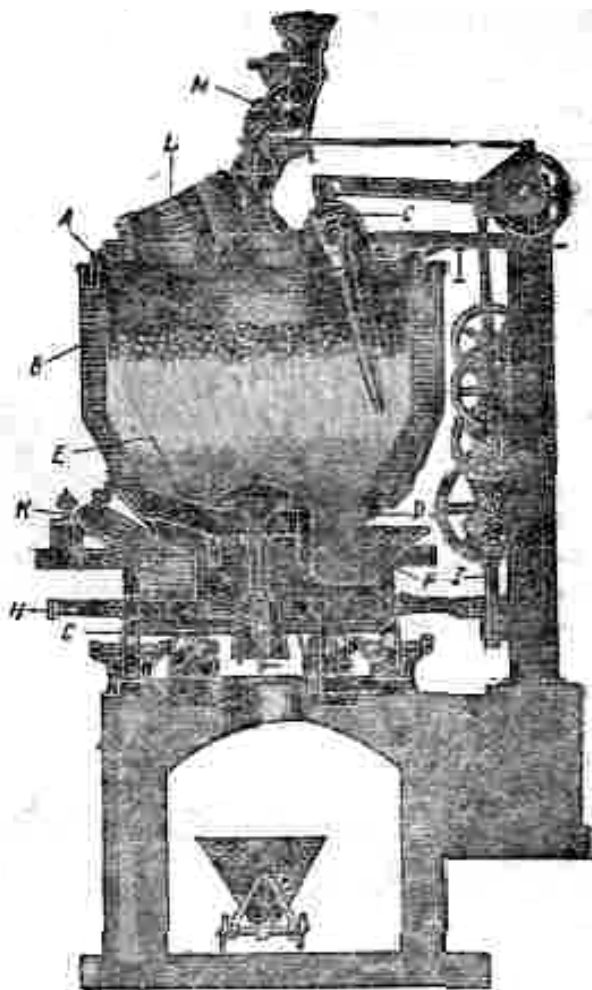


Рис. 148. Механический генератор Вельмана (Юза).

A – верхняя плита генератора, *B* – корпус, *C* – шуровочный лом, *D* – чугунное опорное кольцо, *E* – звездчатая опора, *F* – зольная чаша, *G* – опорные ролики, *H* – зубчатое колесо, *I* – движущий механизм, *K* – шлаковый нож, *L* – газоотвод, *M* – питатель.

и лома *С* и с рядом отверстий для ручного шурования. Оно покоится на балках и погруженным в воду, наружным загнутым краем образует верхний водяной затвор, желоб которого прикреплен к вращающемуся корпусу генератора.

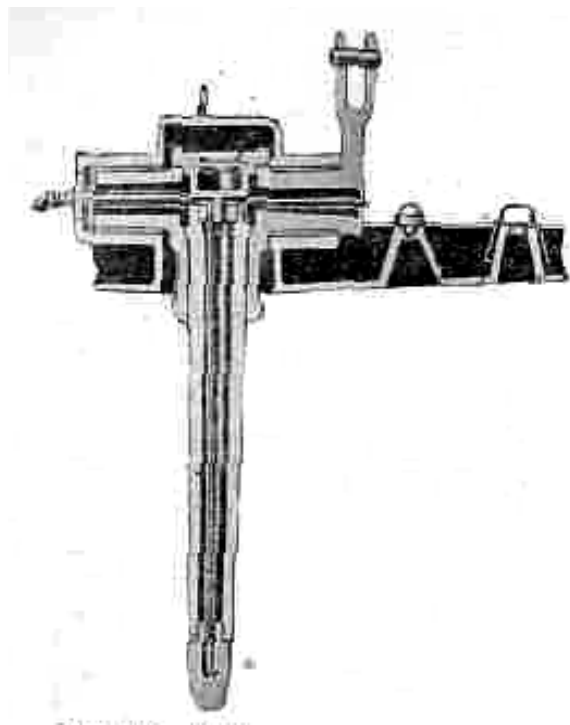


Рис. 149. Шуровочный лом Вельмана.

Охлаждаемый водой шуровочный лом, показанный в увеличенном виде на рис. 149, укреплен на оси в верхней плите генератора. Он совершает колебательное движение между центром и стенками шахты почти в вертикальной плоскости и приводится в движение кривошипом и коленчатым валом, работающим от приводного механизма *I*. Вследствие одновременного вращения корпуса генератора, траектория, описываемая ломом в топливе, представляет петлеобразную кривую (рис. 150). В результате слой топлива по всему сечению непрерывно бороздится, благодаря чему отсутствуют условия, благоприятствующие спеканию топлива.

Конец лома работает в зонах спекания (коксования) угля, т.е. в зонах с высокой температурой и подвержен очень сильному износу. Поэтому замена его, требуется приблизительно раз в год. Если наготове имеется запасной лом, то замена

износившегося новым не вызывает серьезных нарушений в ходе генератора. Позднейшая конструкция генератора Вельмана показана на рис. 151. Генератор представляет собою шахту *I*, суживающуюся книзу на конус и футерованную шамотным кирпичом, Коническая нижняя часть шахты, погруженная в воду, снабжена подрезными ножами и скребками *2* (железными ребрами), дробящими и сдвигающими шлак. Шахта вращается на роликах, установленных на опорных колонках *4*. Вращение шахты осуществляется зубчатой передачей, для чего на корпусе генератора имеется венец *5*, расположенный выше стального банджа, опирающегося на ролики. Таким образом главное отличие настоящей конструкции от описанной ранее заключается в том, что, вместо вращения чаши, здесь приводится в движение шахта генератора, чаша же не имеет самостоятельного привода и увлекается во вращение лишь под действием сил трения столбом слоя топлива и шлака. При помощи специального приспособления чаша останавливается через каждые 120° поворота, и в это время производится автоматическая ломка шлака благодаря тому, что нижние его слои, лежащие на дне чаши, перестают двигаться, в то время как верхние, увлекаемые трением, продолжают вращаться вместе с шахтой.

Для облегчения выталкивания шлака к краям зольной чаши имеется специальный нож, расположенный горизонтально и по направлению вращения шахты.

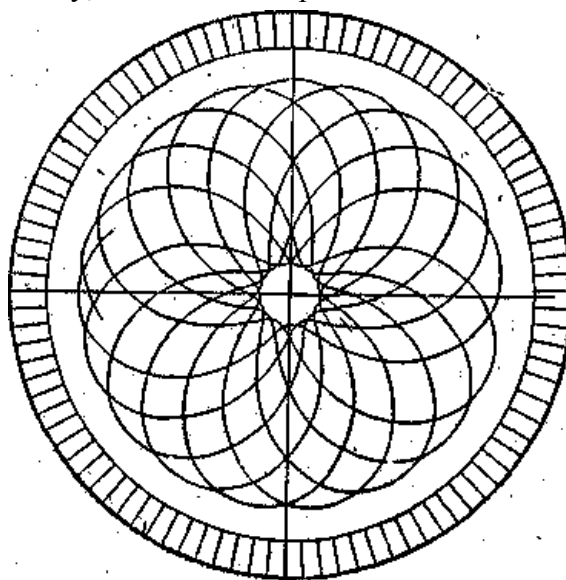


Рис. 150. Диаграмма траектории движения лома Вельмана.

По сравнению с ранними конструкциями новые генераторы имеют более развитую и массивную колосниковую решетку, благодаря чему двойной подвод паровоздушного дутья оказалось возможным заменить центральным, через одну только колосниковую решетку. Мощность, расходуемая на вращение генератора и приведение в действие всех механизмов, не превосходит 6 ЛС. Данные по работе генераторов Вельмана приведены в таблице 130. *

к) Генератор Моргана

На рис. 152–154 изображен генератор Моргана (Morgan, фирма Интернейшенел Констракшен – International Construction Company). В основу этого генератора положен тот принцип, что при производстве газа топливо должно в минимальной степени подвергаться всякого рода внешним воздействиям, осуществляемым как мускульной силой, так и механическими средствами.

Несомненно, что этот принцип газового производства хорош, однако применимость его к газификации различного рода топлив вызывает сомнения. Так или иначе, но результаты, достигнутые в работе этого газогенератора, позволяют сделать заключение, что для получения высококачественного генераторного газа из многих углей последние можно предоставлять в генераторе самим себе.

Хотя корпус генератора вместе с зольной чашей вращается, в то время как охлаждаемая водой верхняя плита остается неподвижной (как и в генераторе Вельмана), однако верх слоя топлива здесь не перемешивается, а удаление золы из шахты происходит периодически сразу по всей окружности шахты.

Топливо загружается двухотсечным питателем барабанного типа с водяным охлаждением (см. рис. 128). При вращении корпуса топливо разравнивается []-образным стержнем, имеющим водяное охлаждение и укрепленным в цапфах на плите. Разравниватель снабжен рычагом – грузом с переменным отношением плеч, благодаря чему давление разравнивателя на поверхность топлива поддается регулировке. Разравниватель передвигается от центра генератора к стенке на одной стороне шахты, все

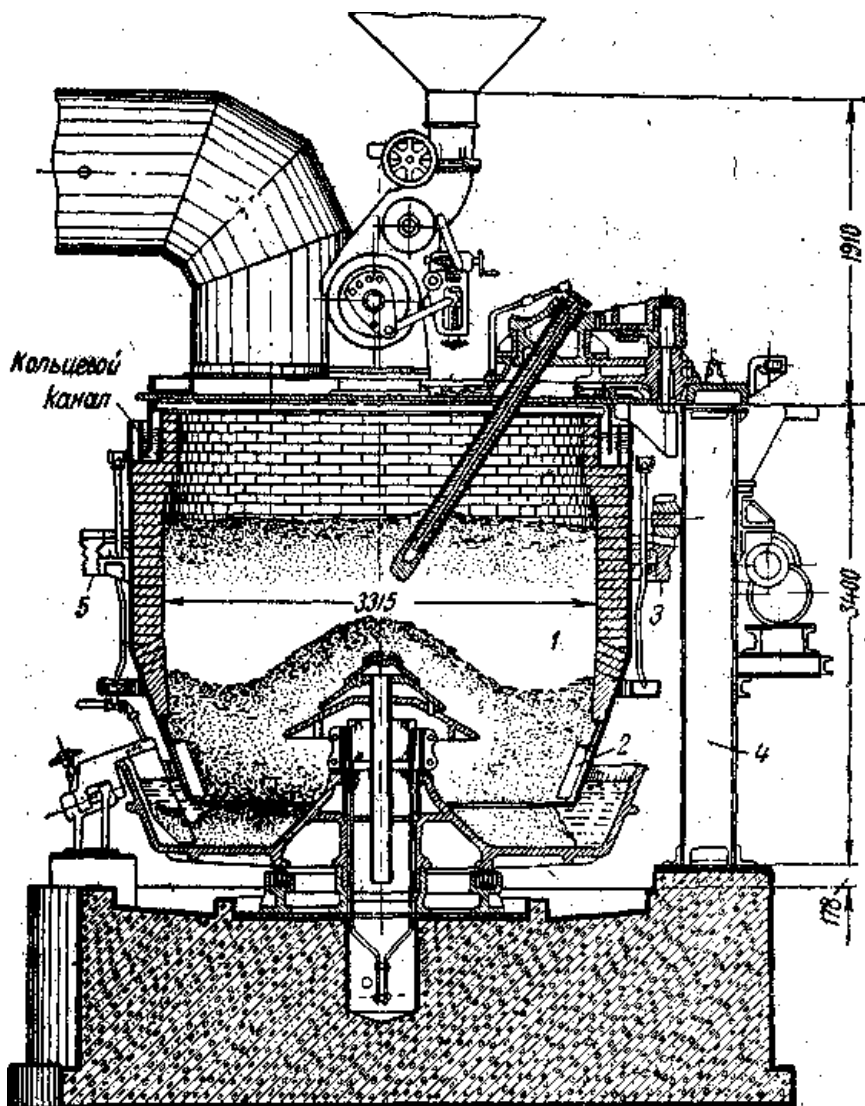


Рис. 151. Газогенератор системы Вельмана (позднейшая конструкция).
1 – шахта генератора, 2 – скребки, 3 – привод, 4 – опорные колонны, 5 – венец.

время разравнивая поверхность топлива и заполняя образовавшиеся пустоты без ненужного переворачивания топлива.

Корпус генератора поддерживается на трехлучевой звездчатой опоре (“пауке”), опирающейся на зольную чашу; эта опора служит одновременно для распределения части

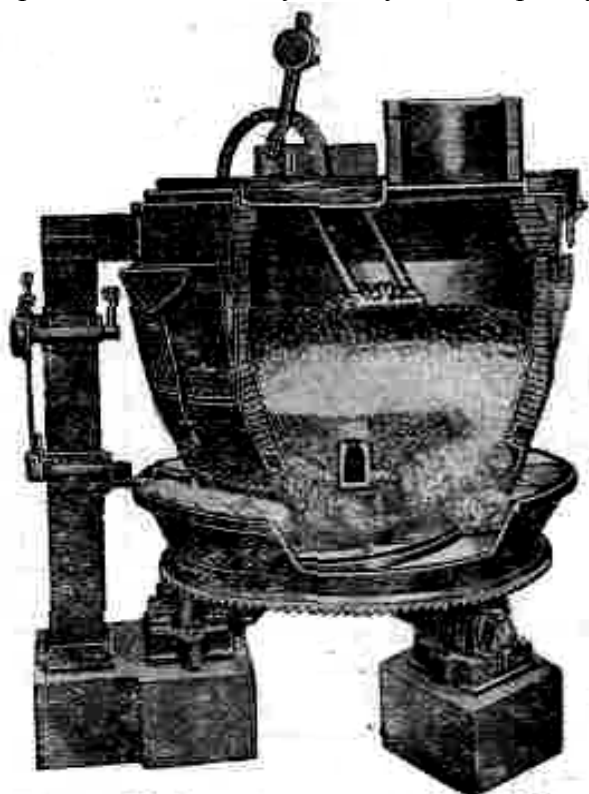


Рис. 152. Генератор системы Моргана.

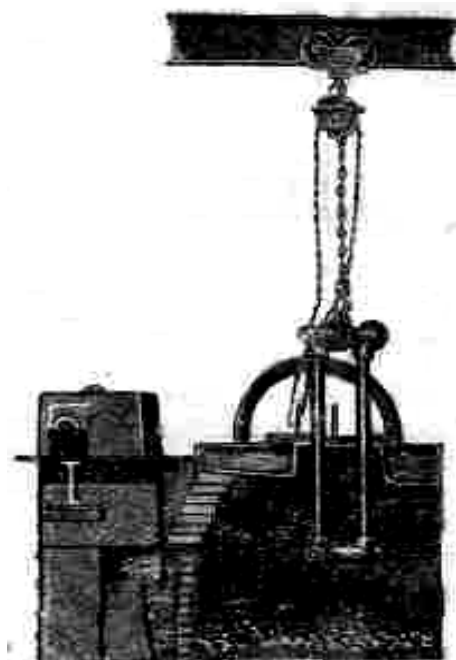


Рис. 153. Монтаж разравнивателя топлива в генераторе Моргана.

воздушного дутья, подводимого к периферии шахты. Немного дутья подается также и через центральный колпак. Конструкция звездчатой опоры шахты отчетливо видна на рис. 154, на котором показано также устройство для удаления золы, состоящее из



Рис. 154. Зольная чаша генератора Моргана с решеткой, служащей опорой для шахты.

спиралеобразной полосы, переходящей в шлаковый лемех. В нормальном положении устройство для выгреба золы вращается вместе с корпусом генератора и зольной чашей; при выгрузке — останавливается с помощью специального рычага. После одного полного оборота рычаг автоматически выключается, и разгрузочное приспособление переходит на холостой ход, начиная вращаться вместе с генератором. Рычаги, управляющие этой операцией, ясно видны слева на рис. 152. Расход мощности на вращение шахты генератора невелик. Шахта делает от 5 до 7 оборотов в час. В таблице 110 приведены средние составы и калорийности газа, полученные за пятидневный период работы генераторной станций, оборудованной генераторами Моргана при средней нагрузке

на генератор 1250 кг угля в час ($171,4 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$) и расходе пара на увлажнение дутья 0,167 кг/кг угля.

л) Генератор Вуда

Таблица 110. Составы и калорийность газа (генераторы Моргана).

На рис. 155–158 изображен газогенератор системы Вуда (R. D. Wood, строится многими фирмами в США). Он состоит из неподвижного зольного поддона (бетонного), вращающегося корпуса и неподвижного верха со смонтированными на нем на разном расстоянии от центра двумя вращающимися шуровочными приспособлениями, охлаждаемыми водой.

	1	2	3	4	5
Состав газа в %					
CO ₂	3,5	3,6	3,3	3,3	3,7
C ₂ H ₄	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
CO	29,8	28,7	29,2	29,2	28,7
H ₂	11,6	12,1	12,2	11,9	12,0
CH ₄	2,7	2,6	2,6	2,7	2,7
Всего горючих компонентов	44,8	44,2	44,8	44,6	44,3
Низшая теплотворная способность газа ккал/м ³ (0°, 760 мм вод. ст.)	1532	1517	1535	1536	1538

На рис. 155 и 156 представлен соответственно вертикальный разрез и вид в плане этого генератора. *A*₁ – опора, несущая приводной механизм и один из роликов *A*₂, поддерживающих вращающийся корпус; 4 остальных опорных ролика монтированы на менее массивных основаниях. Наверху вращающейся шахты имеется водяной затвор *B*.

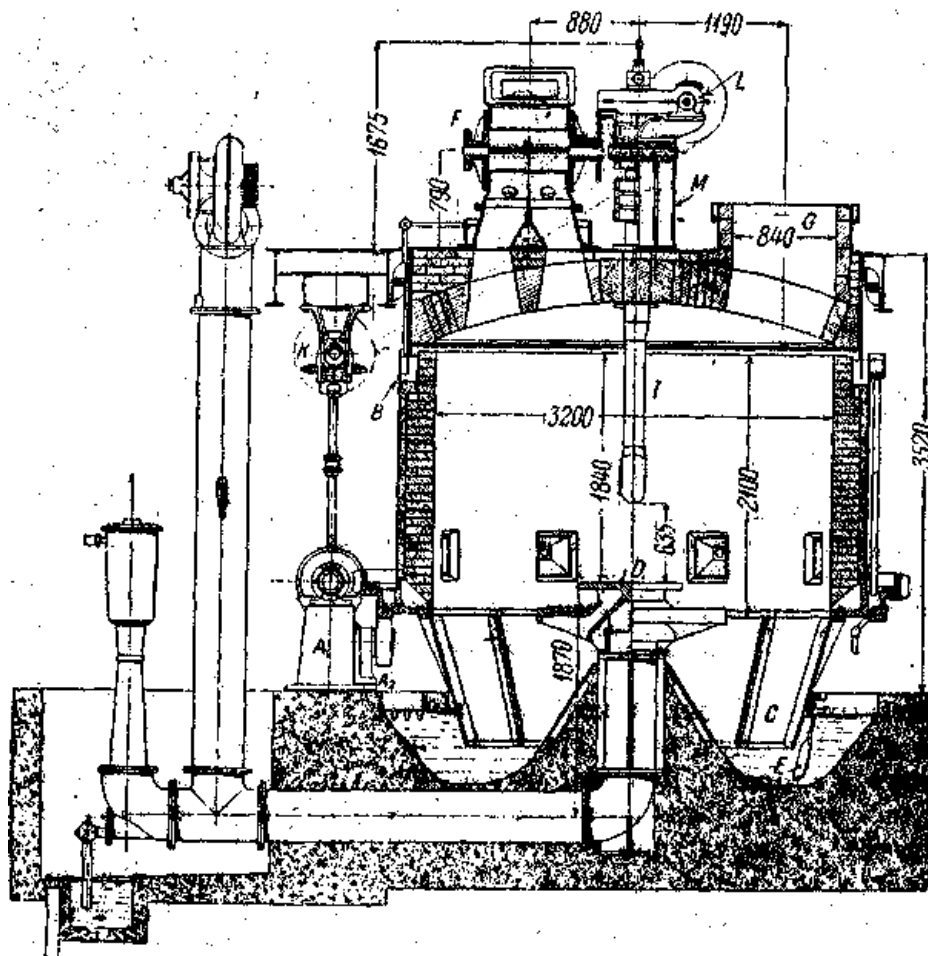


Рис. 155. Генератор Вуда с механическим шурованием топлива (разрез).

*A*₁ – опора приводного механизма, *A*₂ – опорные ролики, *B* – водяной затвор, *C* – фартук, *D* – плоскоступенчатая решетка, *E* – скребки, *F* – питатель, *G* – газоотвод, *I* – шуровочные ломы, *K* – вал привода, *L* – верхний коренной вал, *M* – несущая балка.

Внизу корпус генератора кончается чугуной отливкой *C*, которая опущена в бетонный поддон, являющийся нижним водяным затвором. Решетка *D* – плоскоступенчатого типа. Зола сгребается при помощи нескольких скребков *E* и выталкивается в зольную яму, устроенную в фундаменте.

На неподвижном перекрытии имеются следующие детали: металлический угольный питатель *F* (см. рис. 155), штуцер для отвода газа *G*, 4 гляделки, являющиеся одновременно шуровочными отверстиями *H*, и два механических лома *I*. Все механизмы приводятся в действие от главного привода в *A*₁, который через промежуточный вал *K* и цепную передачу вращает верхний коренной вал *L*, делающий около 7÷8 об/мин,

Оба механических лома (см. детальное изображение на рис. 157) сделаны из цельных

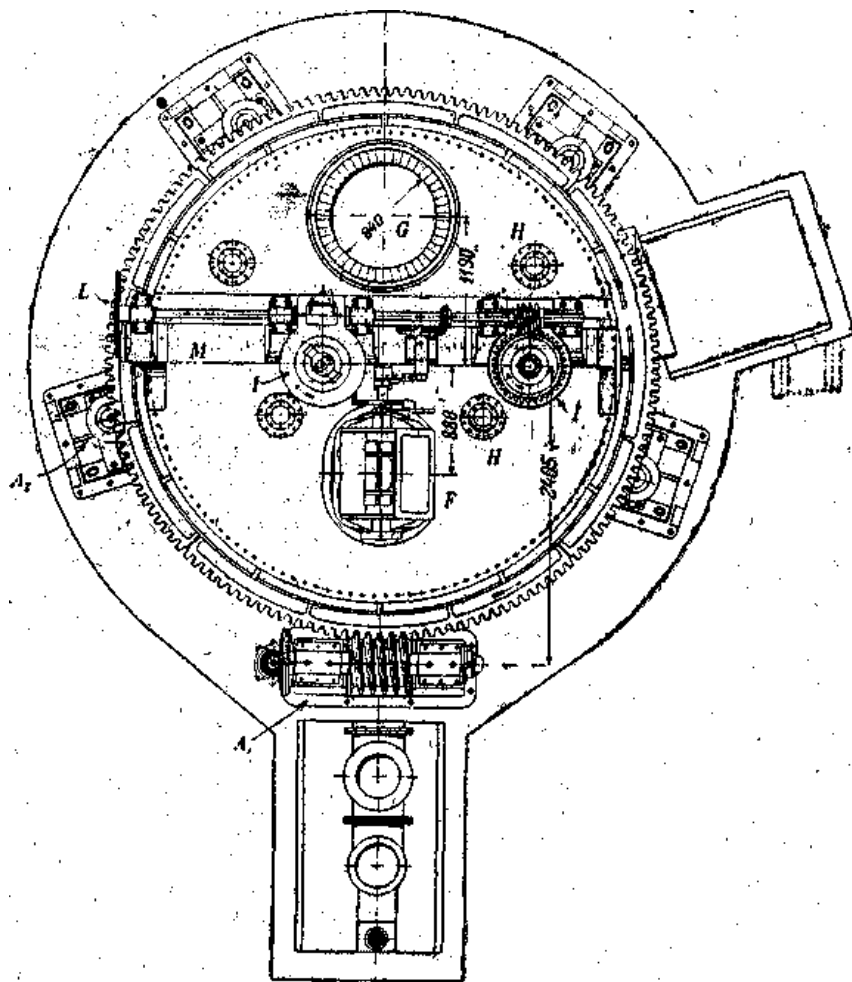


Рис. 156. Генератор Вуда с механическим шурованием топлива (план).

*A*₁ – опора приводного механизма, *A*₂ – боковые опорные ролики, *I* – шуровочные ломы, *F* – питатель, *H* – шуровочные отверстия, *L* – верхний коренной вал, *G* – газоотвод, *M* – несущая балка.

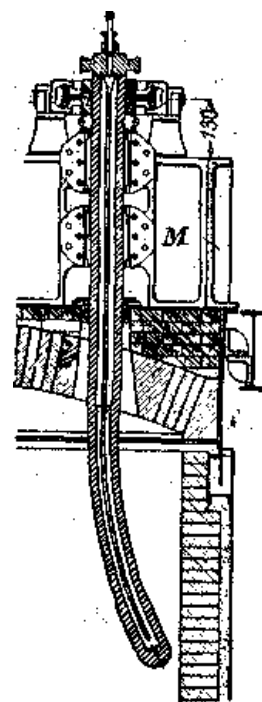


Рис. 157. Шуровочный лом генератора Вуда.

стальных поковок, в которых высверлены каналы и помещены трубы, подводящие охлаждающую воду. Нижний конец лома закрыт наконечником и несколько загнут в сторону. Верхний конец проходит через два подшипника, прикрепленных болтами к главной, несущей балке *M*, проложенной поперек верхней плиты генератора. Посредством червячного привода каждый лом вращается около оси своего верхнего конца, делая 1 оборот приблизительно в 4÷5 минут. При этом нижний конец лома вследствие своей изогнутой формы перемешивает и разрыхляет слой топлива, в который он заходит примерно на 450 мм. Так как корпус генератора вращается и делает около 2 об/час, то оба лома практически перемешивают всю верхнюю часть топлива за 30 минут. Время, необходимое для замены сработавшихся ломов, не превышает получаса.

На привод генератора с внутренним диаметром 3,2 м расходуется около 3,5÷4 ЛС. Общий вид генератора типа Вуда показан на рис. 158. За исключением некоторых

изменений в деталях, этот генератор по своей конструкции мало отличается от только что описанного.

Помимо рассмотренного типа с неподвижной зольной чашей, генераторы Вуда изготавливаются также и с вращающейся (механической) колосниковой решеткой.

м) Выводы

Суммируя все замечания, которые были высказаны при описании различных способов механического воздействия на верхнюю часть топливного слоя в генераторах, можно сделать следующие выводы:

1. При газификации небольших количеств топлива, в том случае, если топливо не обладает очень малым насыпным (объемным) весом, подходящим типом генераторов являются генераторы с ручной загрузкой и шурованием топлива.

2. При газификации топлив, богатых летучими, начиная с содержания летучих в расчете на горючую массу 20%, и при требовании возможно более постоянного состава газа, рекомендуется применение непрерывной подачи топлива или при помощи загрузочных устройств с большим запасом топлива или механических питателей.

3. При газификации больших количеств топлива для уменьшения затраты ручного труда могут быть с успехом применены генераторы, снабженные устройствами для механического воздействия на топливо. Однако установка таких генераторов не обязательна, если предназначенные для использования топлива могут с успехом газифицироваться в обычных генераторах с механическим золоудалением и ручной шуровкой.

4. Применение генераторов с механическим шурованием топлива целесообразно при работе на спекающихся углях, однако лишь в том случае, когда расход газифицируемого топлива превышает 20÷25 т/сутки.

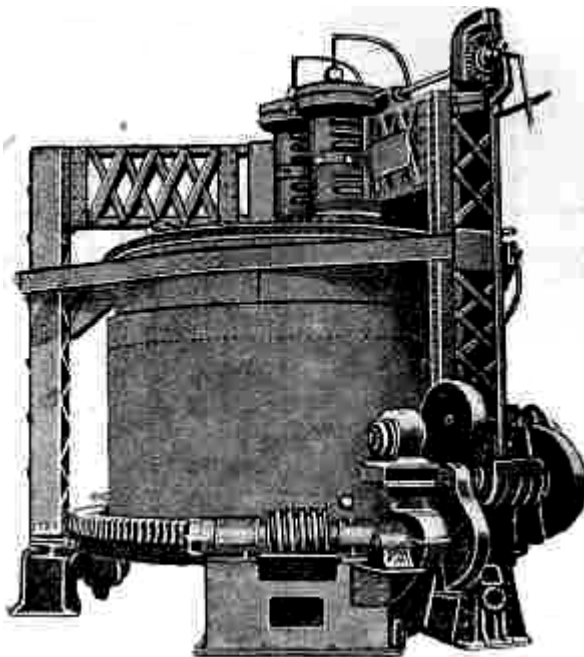


Рис. 158. Общий вид генератора Вуда большой мощности.

7. ПРОИЗВОДСТВО И ПОДАЧА ПАРА В ГЕНЕРАТОРЫ

а) Температура насыщения воздушного дутья

Когда с воздухом смешивается влажный острый или отработавший пар, воздух нагревается до такой температуры, при которой устанавливается равновесие обоих компонентов – до так называемой “точки росы” или температуры насыщения.

В случае охлаждения подобной смеси часть пара сконденсируется, причем освободившаяся скрытая теплота парообразования возместит как раз то количество тепла, которое было отнято при охлаждении. Благодаря этому вновь устанавливается равновесное состояние, но уже при более низкой температуре, при которой воздух попрежнему будет насыщен водяным паром. Наоборот, при нагревании насыщенной смеси воздуха и пара без добавления последнего, смесь в физическом отношении приобретает свойства смесей постоянных газов. Такое явление возникает при так называемом “перегреве” дутья.

Данной пропорции воздуха и пара в смеси соответствует одна определенная температура насыщения, иначе называемая точкой росы. Это как раз та температура,

Таблица 111. Насыщение газов водяными парами.

Температура °С	Парциальное давление р водяного пара в мм.рт.ст	Объемное содержание водяного пара при 760 мм рт. ст. в % $\frac{100 \cdot p}{760}$	Вес водяного пара в 1 м ³ газа при 0° С и 760 мм рт. ст. в граммах		Относительный объем сухого газа $\frac{760 - p}{760}$
			влажно го	сухого	
0	4,6	0,61	4,8	4,9	0,994
1	4,9	0,64	5,2	5,2	
2	5,3	0,70	5,6	5,6	
3	5,7	0,75	6,0	6,1	0,993
4	6,1	0,80	6,4	6,5	
5	6,5	0,86	6,9	7,0	
6	7,0	0,92	7,4	7,5	0,992
7	7,5	0,99	7,9	8,0	
8	8,0	1,05	8,5	8,6	
9	8,6	1,13	9,1	9,2	0,989
10	9,2	1,21	9,7	9,9	
11	9,8	1,29	10,4	10,5	
12	10,5	1,38	11,1	11,3	0,987
13	11,2	1,47	11,9	12,1	
14	12,0	1,58	12,7	12,9	
15	12,8	1,68	13,5	13,8	0,986
16	13,6	1,79	14,4	14,7	
17	14,5	1,91	15,4	15,7	
18	15,5	2,04	16,4	16,7	0,982
19	16,5	2,17	17,4	17,8	
20	17,5	2,30	18,5	19,0	
21	18,7	2,46	19,7	20,2	0,981
22	19,8	2,60	21,0	21,5	
23	21,1	2,77	22,3	22,9	
24	22,4	2,94	23,7	24,4	0,980
25	23,8	3,13	25,1	26,0	
26	25,2	3,31	26,7	27,6	
27	26,7	3,51	28,3	29,3	0,978
28	28,3	3,72	30,0	31,1	
29	30,0	3,95	31,8	33,1	
30	31,8	4,18	33,6	35,1	0,977
31	33,7	4,43	35,6	37,3	
32	35,7	4,70	37,7	39,6	
33	37,7	4,96	39,9	42,0	0,975
34	39,9	5,25	42,2	44,5	
35	42,2	5,55	44,6	47,3	
36	44,6	5,87	47,1	50,1	0,974
37	47,1	6,20	49,8	53,1	
38	49,7	6,54	52,5	56,2	
39	52,4	6,89	55,4	59,6	0,972
40	55,3	7,28	58,5	63,1	
41	58,3	7,67	61,7	66,8	
42	61,5	8,06	65,0	70,8	0,970
43	64,8	8,53	68,5	74,9	
44	68,3	8,99	72,2	79,3	
45	71,9	9,46	76,0	84,0	0,915
46	75,7	9,96	80,0	88,9	
47	79,6	10,5	84,2	94,0	
48	83,7	11,0	88,5	99,5	0,910
49	88,0	11,6	93,1	105	
50	92,5	12,2	97,8	111	

которая отвечает давлению насыщенного пара, равному парциальному давлению пара в смеси. Например при 45° абсолютное давление насыщенного пара равно 71,9 мм рт. ст., или 0,094 ат. Поэтому в насыщенной смеси воздуха (или любого другого газа) с водяным паром при нормальном давлении (760 мм рт. ст.) и температуре 45° парциальное давление водяного пара составляет 71,9 мм рт. ст., и следовательно парциальное давление воздуха будет 688,1 мм рт. ст. Суммарное давление смеси – 760 мм рт. ст. Так как 1 м³ пара при 45° весит 65 г, то именно это количество пара и содержится в насыщенной смеси воздуха и пара при 45°.

В качестве расчетной величины в практике обычно приходится иметь дело с количеством водяного пара, приходящимся на 1 м³ сухого воздуха при нормальных условиях (0° и 760 мм рт. ст.). Для рассмотренного примера эта величина равна

$$65 \times \frac{760}{688,1} \times \frac{273 + 45}{273} = 84,0 \text{ г}$$

В таблице 111 приводятся данные о насыщении газов (воздуха) водяным паром в интервале температур от 0 до 100° С. В этой таблице, помимо весового содержания, указаны парциальное давление и объем пара, насыщающего газ (воздух) при данной температуре.

Данные таблицы 111 представлены графически на диаграмме рис. 159. По оси ординат здесь отложены температуры, по оси абсцисс – вес водяного пара, приходящийся на 1 м³ сухого газа, и суммарный объем смеси. Для выявления влияния суммарного

давления на количество пара в смеси (в практически встречаемых пределах) на диаграмме помещены две дополнительные кривые, относящиеся соответственно к давлениям в 820 и 700 мм рт. ст.

Влияние суммарного давления на численные значения, приведенные в таблице 111, выражается в том, что изменяется отношение между количествами пара и газа в единице объема. При данной температуре парциальное давление водяного пара в насыщенной смеси совершенно не зависит от полного давления смеси. Так, при 45° парциальное давление водяного пара равно 71,9 мм рт. ст. Парциальное же давление воздуха в насыщенной смеси указанной температуры при изменении суммарного давления меняется следующим образом:

Суммарное давление смеси мм рт. ст.	Парциальное давление воздуха мм рт. ст.
760	688,1
700	628,1
820	748,1

Таким образом оказывается, что при неизменной температуре паровоздушной смеси отношение количеств пара и воздуха уменьшается при повышении суммарного давления и, наоборот, увеличивается при уменьшении этого давления.

Из вышеизложенного ясно, что по данной температуре насыщенного паровоздушного дутья всегда можно определить весовое количество пара, добавленного к единице объема воздуха. Поэтому в производственных условиях для контроля процесса достаточно установить термометр на проводе, подводящем к генератору паровоздушное дутье и, пользуясь его показаниями, увеличивать или уменьшать добавку пара. Однако

продолжение таблицы 111

Температура °С	Парциальное давление р водяного пара в мм рт. ст.	Объемное содержание водяного пара при 760 мм рт. ст. в % $\frac{100 \cdot p}{760}$	Вес водяного пара в 1 м ³ газа при 0° С и 760 мм рт. ст. в граммах		Относительный объем сухого газа $\frac{760 - p}{760}$
			влажно го	сухого	
51	97,2	12,8	103	118	0,873
52	102,1	13,4	108	125	0,866
53	107,2	14,1	113	132	0,859
54	112,5	14,8	119	140	0,852
55	118,0	15,5	125	148	0,845
56	123,8	16,3	131	156	0,837
57	129,8	17,1	137	166	0,830
58	136,1	17,9	144	175	0,821
59	142,6	18,8	151	186	0,812
60	149,4	19,7	158	197	0,803
61	156,4	20,6	165	208	0,794
62	163,8	21,5	173	221	0,785
63	171,4	22,5	181	234	0,774
64	179,3	23,6	190	248	0,764
65	187,5	24,8	198	263	0,753
66	196,1	25,8	207	280	0,742
67	205,0	27,0	217	297	0,730
68	214,2	28,2	226	315	0,718
69	223,7	29,4	236	335	0,706
70	233,7	30,7	247	357	0,693
71	243,9	32,1	258	380	0,679
72	254,6	33,5	269	405	0,665
73	265,7	35,0	281	432	0,650
74	277,2	36,5	293	461	0,635
75	289,1	38,0	306	493	0,620
76	301,4	39,7	319	528	0,603
77	314,1	41,3	332	566	0,587
78	327,3	43,1	346	608	0,569
79	341,0	44,9	361	654	0,551
80	355,1	46,7	375	705	0,533
81	369,7	48,6	391	761	0,514
82	384,9	50,6	407	825	0,494
83	400,6	52,7	424	896	0,473
84	416,8	54,8	441	976	0,452
85	433,6	57,0	458	1070	0,430
86	450,9	59,3	477	1170	0,407
87	468,7	61,6	496	1290	0,383
88	487,1	64,1	515	1440	0,359
89	506,1	66,6	535	1600	0,334
90	525,8	69,2	556	1800	0,308
91	546,1	71,9	577	2050	0,281
92	567,0	74,6	600	2360	0,254
93	588,6	77,4	622	2760	0,226
94	610,9	80,4	646	3290	0,196
95	633,9	83,4	670	4040	0,166
96	657,6	86,5	695	5160	0,135
97	682,1	89,8	721	7040	0,103
98	707,3	93,1	748	10800	0,069
99	733,2	96,5	775	22000	0,035
100	760,0	100,0	804	∞	0,000

такой термометр нужно помещать в удобном для наблюдений месте и в такой точке воздухопровода, где воздух и пар уже успели перемешаться. В некоторых случаях целесообразно устанавливать термостат с автоматическим регулированием температуры дутья, но даже и в этом случае рекомендуется иметь постоянный контрольный термометр.

На практике иногда встречаются, исключительные случаи, когда показываемая термометром температура дутья не является действительной температурой насыщения. Практически это бывает только при перегреве воздушного дутья, что может быть вызвано целым рядом причин: прохождением смеси воздуха и пара у горячих поверхностей, недостаточной подачей воды в котел “с мгновенным парообразованием” и т.д., т.е.

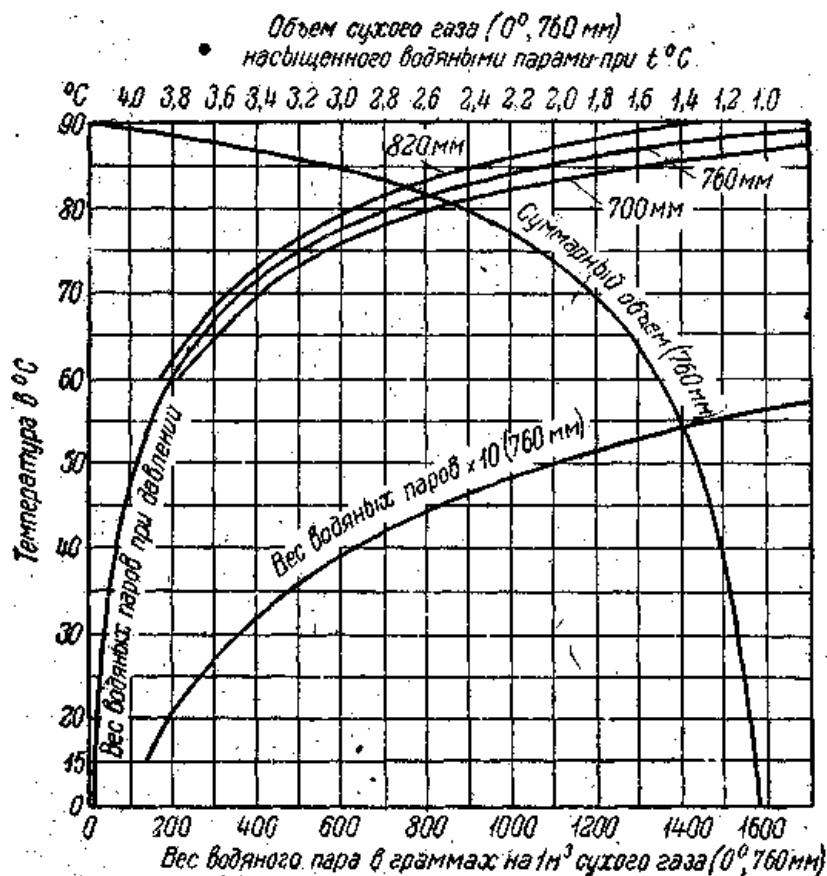


Рис. 159. Кривые насыщения газов водяным паром.

возможны, рекомендуется изменить схему производства пара так, чтобы имелся мокрый пар, который поглощал бы “перегрев”. Поверочное испытание на содержание пара в воздушном дутье можно произвести путем медленного пропускания пробы воздушного дутья через серную кислоту или охлаждением ее до низкой температуры с последующим поглощением остатка водяного пара хлористым кальцием или при помощи психрометра. К сожалению в настоящее время еще не имеется прибора, который показывал бы содержание влаги в воздухе независимо от того, перегрет ли или нет водяной пар. Аппарат такого рода был бы без сомнения весьма ценным, особенно для крупных установок с использованием побочных продуктов.

В подавляющем большинстве случаев производственной практики воздушное дутье бывает не перегретым, а “мокрым”, т.е. содержит капельную влагу, попадающую в воздух вместе с влажным паром и образующуюся при расширении пара в случае протекания его через насадки пароструйных аппаратов, отверстия клапанов, вентили и т.д. Хотя расширение пара в этих случаях и не является чисто адиабатическим, но в действительных условиях некоторая его часть почти всегда конденсируется. Поэтому приходится подводить больше пара, чем его содержится в паровоздушном дутье, поступающем в генератор.

причинами, кроющимися в особенностях данного генератора и способах получения пара, устранить которые без конструктивных изменений невозможно.

Однако получение перегретого дутья возможно и от добавки к воздуху перегретого пара, а также в случае применения сухого пара высокого давления. В последнем случае пар перегревается при прохождении через редукционный вентиль вследствие резкого уменьшения давления. В обоих случаях физическое тепло пара — перегрев — может быть достаточно велико и может нагреть воздух до более высокой температуры, чем температура насыщения. Если подобные случаи

* б) Потребность в паре.

Количество водяного пара, расходуемого на собственно процесс газификации, определяется как требованиями, предъявляемыми к газу, так и топливом, подлежащим газификации. Как правило, топлива с легкоплавкой золой требуют большей добавки пара к воздушному дутью, вследствие чего процесс газообразования ведется при пониженной температуре, менее опасной с точки зрения чрезмерного шлакования. В среднем можно считать, что расход пара на увлажнение дутья в производственных условиях составляет около 35÷40% по весу углерода топлива. Добавка большего количества пара применяется лишь для сильно шлакующихся топлив.

Общее представление о порядке величин дает таблица 112, в которой приведены пределы колебаний в расходе пара и воздуха при газификации различных видов топлив и ориентировочные выходы, теплотворные способности и температуры газа. В части данных, относящихся к расходу водяного пара, нужно иметь в виду, что большие количества отвечают менее влажному и легче шлакующемуся топливу.

Таблица 112. Расходы пара и воздуха, выход и теплотворная способность газа при газификации различных видов топлива.

Род топлива	Паровоздушное дутье		Выход газа $\text{м}^3/\text{кг}$		Теплотворная способность газа $\text{ккал}/\text{м}^3$		Температура газа $^{\circ}\text{C}$
	Пар $\text{кг}/\text{кг}$	Воздух $\text{м}^3/\text{кг}$	сухого	влаж-ного	высшая	низшая	
Дрова	0,0÷0,1	0,7÷1,2	1,0÷1,7	1,7÷2,2	1350÷1600	1300÷1500	80÷300
Торф	0,1÷0,2	0,7÷0,2	1,2÷1,7	1,8÷2,2	1250÷1700	1200÷1600	80÷300
Бурый уголь	0,1÷0,4	0,7÷1,5	1,4÷2,4	2,0÷3,0	1200÷1700	1150÷1600	70÷400
Каменный уголь	0,2÷0,4	1,5÷2,6	2,3÷3,8	2,7÷4,2	1300÷1500	1200÷1400	500÷800
Антрацит	0,3÷0,6	2,6÷3,2	3,8÷4,4	4,0÷4,7	1200÷1300	1150÷1250	350÷650
Кокс	0,3÷0,6	2,6÷3,2	3,8÷4,4	4,0÷4,7	1200÷1300	1150÷1250	350÷650

Из цифр таблицы 112 видно, что особенно при газификации высокоуглеродистых топлив требуется весьма значительный расход пара, вследствие чего вопрос о снабжении им газогенераторной установки приобретает важное значение. Однако, помимо расхода пара на собственно генераторный процесс, т.е. на увлажнение дутья, подаваемого под колосники генератора, пар на генераторной установке может расходоваться и на другие надобности: на паровой отбой шуровочных отверстий и загрузочных устройств, на отопление помещения, на санитарно-гигиенические нужды, на приведение в действие различных механизмов, на продувку газовой аппаратуры, на обогрев различных устройств и т.д.

Поэтому общий расход пара во многих генераторных установках значительно превышает количество его, необходимое для процесса газификации.

В том случае, если в местах установки генераторов или генераторных станций имеются котельные, вопрос решается просто. Совсем иначе обстоит дело на предприятиях, где для обслуживания генераторных установок приходится сооружать котельную специально для обслуживания генераторов. Не говоря уже о дополнительных капиталовложениях, связанных со строительством такой котельной, эксплуатационные расходы по производству пара в этом случае оказываются значительными и сильно удорожают стоимость газа. Конечно, для очень крупных станций это не имеет серьезного значения, но для мелких установок и одиночных генераторов необходимость сооружения небольших котлов ведет к резкому повышению стоимости газа. Естественно поэтому, что

указанное положение вызвало стремление к созданию таких конструкций генераторов, которые были бы независимы от посторонних производителей пара.

С другой стороны, применение для газификации топлив с легкоплавкой золой и желание получать газ высокого качества, равномерный по составу, еще ранее вызвали к жизни генераторы с шахтами, снабженными в нижней части охлаждающими водяными рубашками. Таким образом наметились естественные пути использования бесполезно теряющегося тепла для производства пара, необходимого в процессе газификации.

Ниже рассматриваются различные типы генераторов с устройствами для охлаждения шахт и производством пара на собственные нужды. *

Генераторы с водяными рубашками.

Во многих генераторах футеровка нижней части шахты заменяется охлаждающим кожухом. Благодаря такому устройству удастся не только уменьшить, но в отдельных случаях и вовсе предотвратить чрезмерное шлакование, возникающее в случае работы при малых добавках пара или с большой производительностью генератора. Помимо этого наличие водяной рубашки в известном смысле улучшает и общие условия работы генератора, препятствуя образованию шлаковых настывов у стенок шахты и уменьшая влияние краевого эффекта, т.е. преимущественного горения топлива по периферии шахты. С точки зрения уменьшения ручного труда, необходимого при шуровании шлакующихся топлив, применение водяных рубашек является безусловно весьма действенной мерой, хотя при этом и возникает дополнительная потеря тепла в воду, охлаждающую по периферии слой топлива. Из приводимых ниже эксплуатационных данных видно, что указанная потеря тепла иногда достигает 10% от всего тепла, заключенного в газифицируемом топливе. Правда, нужно заметить, что при надлежащем устройстве рубашки и правильной эксплуатации эта потеря может быть и меньше. Водяная рубашка генератора с механической решеткой представляет собою кольцевой кожух, образованный двумя концентрическими стенками, из которых внутренняя непосредственно соприкасается с раскаленным топливом, а наружная является внешней поверхностью генератора.

На наружной стенке обычно крепятся опоры и устраиваются лючки и лазы, через которые производится периодическая чистка рубашки от твердого осадка и грязи, осаждающихся из воды.

В зависимости от рода применяемого топлива высота рубашки делается от 0,8 до 2,2 м, причем большие высоты отвечают таким топливам, как бурый уголь и торф. Первоначально водяные рубашки делались сравнительно узкими – от 75 до 130 мм, однако практика показала, что применение таких рубашек ведет к их быстрому загрязнению и осложняет операцию чистки. Поэтому в настоящее время применяются более широкие рубашки вплоть до 400÷500 мм. Если водяная рубашка предназначена исключительно для охлаждения генератора, то она может питаться и неочищенной водой, содержащей большое количество растворенных солей, но в этом случае подогрев ее не должен превышать максимум 40÷50°. Вообще же степень нагрева воды принимается в соответствии с ее чистотой.

Количество воды, необходимое для охлаждения внутренней поверхности, зависит от: 1) площади этой поверхности, 2) допустимого интервала подогрева воды и 3) природы газифицируемого топлива.

Можно принять, что в обычных условиях расход охлаждающей воды в м^3 на 1 м^2 поверхности нагрева в час при подогреве на 70° составляет приблизительно: для кокса (орешек) – 0,5, для каменного угля – 0,4, для лигнита и бурого угля – 0,2. К каким потерям тепла приводит такое охлаждение, можно видеть из следующего примера.

Генератор с поверхностью водяной рубашки 12 м^2 работал на газовом коксе и расходовал 800 кг топлива в час, потребляя охлаждающую воду в количестве 535 л/час на

1 м² поверхности. Теплотворная способность кокса была 6100 ккал/кг, а повышение температуры воды – 70°.

Нетрудно видеть, что количество тепла, терявшегося с охлаждающей водой, составляло $\frac{535 \times 12 \times 70 \times 100}{6100 \times 800} = 9,15\%$ от тепла, вносимого в генератор с газифицируемым топливом.

Совершенно естественно, что такие большие потери тепла не могли не вызвать стремления к его использованию для производства пара, добавляемого к воздушному дутью, подаваемому в генератор. Из различных способов утилизации тепла охлаждающей воды особого внимания заслуживают следующие три способа использования отходящей воды: 1) для питания паровых котлов, 2) для производства пара низкого давления и 3) для увлажнения воздушного дутья, подаваемого в генератор.

Идея последнего способа заключается в том, что воду заставляют циркулировать в замкнутой системе, состоящей из рубашки генератора и закрытого теплообменника (башенный сатуратор), в котором навстречу горячей воде подается воздух, направляемый в генератор. При таком процессе вода достаточно охлаждается и может быть снова направлена в рубашку генератора, воздух же нагревается и насыщается водяными парами до такой степени, что иногда исключается необходимость в постороннем источнике пара. Эта система увлажнения воздуха весьма схожа с системой, применяемой в процессе Монда.

Недостатком ее является необходимость в циркуляции большого количества воды с малым температурным перепадом, т.е. со сравнительно высокой средней температурой. Объясняется это тем, что указанный способ подогрева и увлажнения воздушного дутья до обычной температуры – выше 50° – не сопровождается достаточным охлаждением воды – до атмосферной температуры, т.е. избытком тепла в нагретой воде по сравнению с теплом, потребным для насыщения воздуха. Поэтому при большем расходе воды приходится работать с меньшим перепадом температур при входе и выходе из рубашки, порядка 10÷20°, что соответствует средним температурам в пределах примерно от 50 до 80°.

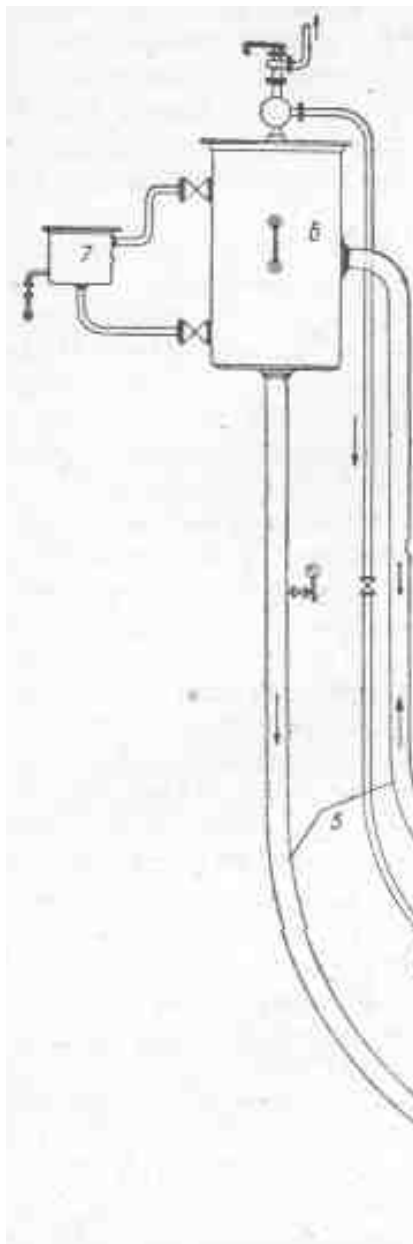
Что касается дополнительных затрат, связанных с сооружением башенного сатуратора и насосов для подачи воды в охлаждающие рубашки генераторов, то этот вопрос не имеет существенного значения, так как в рассматриваемом случае отпадает надобность в строительстве специальной котельной. Водяные рубашки разных конструкций уже встречались на приведенных ранее рисунках (рис. 74, 75 и 116). Заметим только, что вода в рубашки подводится снизу и отводится сверху, благодаря чему избегается возможность образования воздушных и водяных пробок.

* Использование охлаждающей рубашки для получения пара низкого давления в настоящее время нашло широкое применение. На рис. 160 показан генератор фирмы Копперс с водяной рубашкой и котлом низкого давления, соединенными двумя циркуляционными трубами. По верхней трубе нагретая вода поднимается в паросборник, где вследствие уменьшенного давления закипает; по нижней опускается холодная вода, подаваемая автоматическим питателем. Образовавшийся пар поступает на увлажнение дутья. Для улучшения циркуляции воды в большинстве случаев водяная рубашка снабжается кольцевой трубой, приключенной к рубашке в нескольких местах, причем с паросборником соединяется не сама рубашка, а эта труба. Обычно водяные рубашки рассчитываются на низкое давление – до 0,5 атм, так что испарение воды происходит при температурах, не превышающих примерно 110° С.

В некоторых случаях водяные рубашки являются одновременно и паровыми, т.е. для отбора пара не устанавливаются специальных котлов, а испарение воды происходит в самой рубашке. В этих случаях паровое пространство размещается в области более низких температур, или защищается от действия высоких температур огнеупорной футеровкой.

Примером такой конструкции является генератор фирмы Отто Дейц, показанный на рис. 161. Почти вся шахта генератора представляет собою пароводяную рубашку,

соединенную с вертикальным паросборником при помощи двух циркуляционных труб. Генератор работает под разрежением; образующийся в рубашке пар, проходя по верхней соединительной трубе, поступает в паросборник, откуда идет на увлажнение дутья, проходя по внутренней трубе, установленной по оси паросборника. Пуск генератора в



работу производится обычно на дутье, подаваемом пусковым вентилятором, приключенным к специальному штуцеру, имеющемуся на трубопроводе, подающем паровоздушную смесь под решетку генератора. Для работы на постоянном слое генератор снабжен юбкой, позволяющей устанавливать две высоты слоя в зависимости от характера топлива. Генератор отличается простотой конструкции и удобством в эксплуатации; обслуживание его не вызывает трудностей в виду полной доступности всех частей для осмотра и даже замены.

В заключение отметим, что коррозия водяных рубашек в случае питания горячей водой

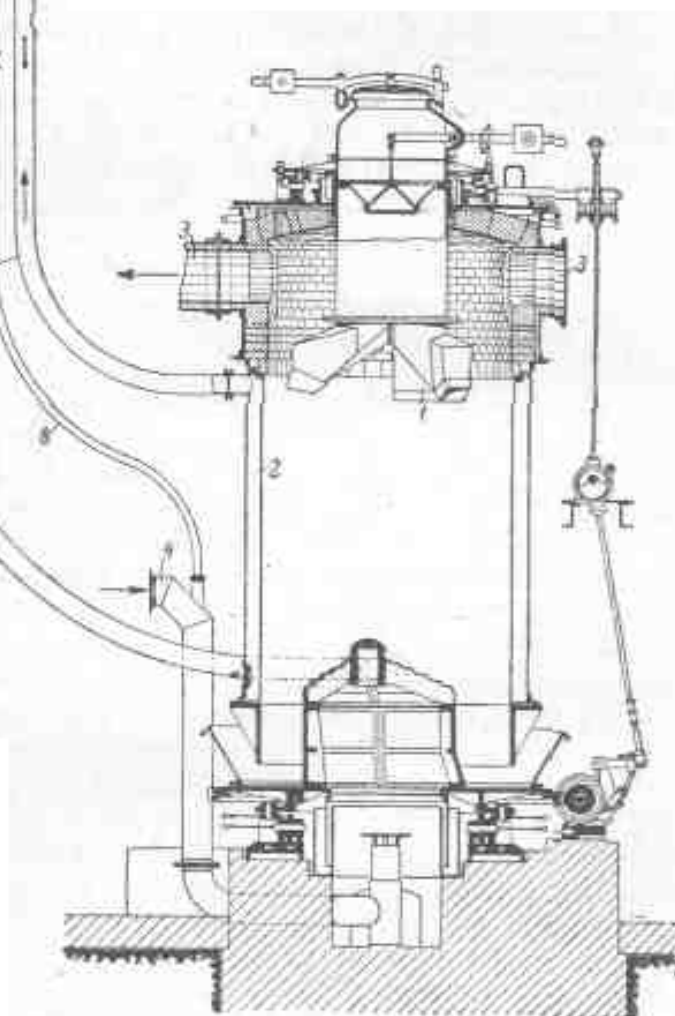


Рис. 160. Генератор с водяной рубашкой Копперса.

1 – распределитель топлива, 2 – водяная рубашка, 3 – отвод газа, 4 – подвод дутья, 5 – циркуляционные трубы, 6 – паровой котел низкого давления, 7 – автоматический регулятор подачи воды, 8 – подвод пара на увлажнение дутья.

(при наличии паросборников) значительно уменьшается и зависит главным образом от качества подаваемой воды. На практике часто бывают случаи, когда повреждение рубашек происходит исключительно вследствие небрежного надзора или недостаточно продуманной системы подвода воды (в периоды перерыва в водоснабжении). Поэтому питание рубашек лучше всего предусматривать от двух независимых магистралей или на случай аварий устанавливать напорный бак.*

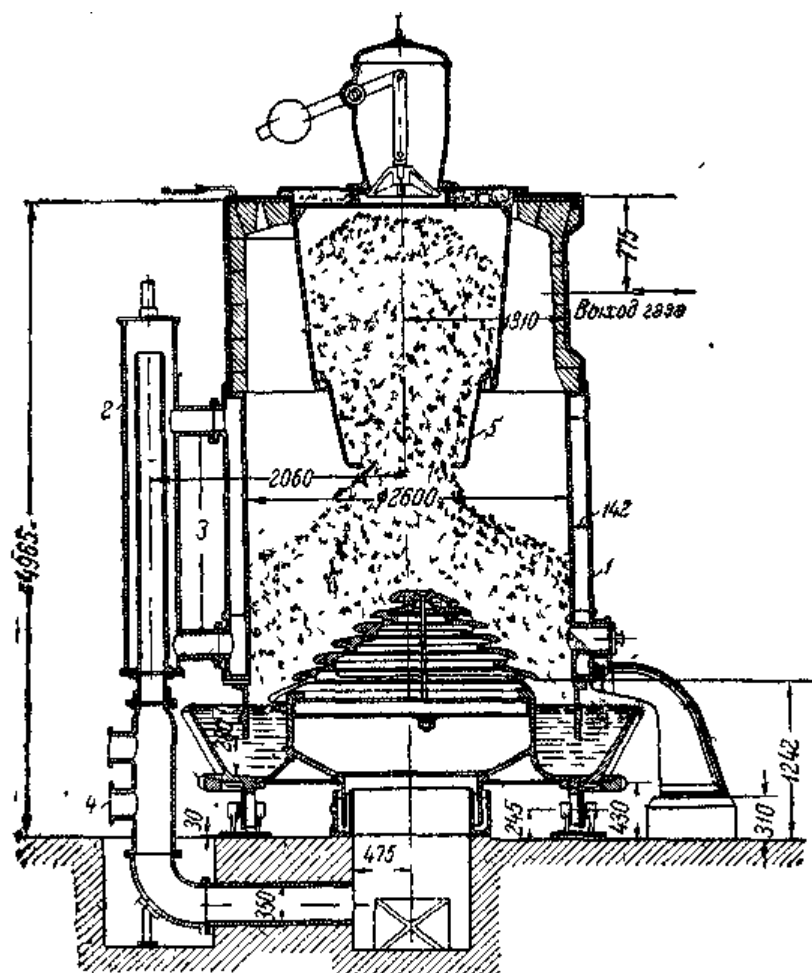


Рис. 161. Генератор системы Дейца с пароводяной рубашкой.
 1 – пароводяная рубашка, 2 – паросборник, 3 – соединительные трубы,
 4 – штуцера для подачи дутья при розжиге, 5 – съемная юбка.

г) Генераторы-котлы

В 1911г. в гор. Вене была пущена в эксплуатацию газогенераторная станция, состоящая из генераторов Маришка с механическим золоудалением (решетка типа Керпели), у которых водяная рубашка была заменена котельными элементами, вследствие чего сами генераторы приобрели одновременно функции производителей пара. Поперечный разрез этой модернизированной установки показан на рис. 162. Помимо конструкции генераторов, на этом рисунке видно также общее размещение вспомогательной аппаратуры и компоновка станции [139]. *A* – загрузочная коробка для кокса, *B* – механическая решетка, *C* и *D* – две кольцевые рубашки, представляющие собою соответственно водяной и паровой барабаны, соединенные рядом вертикальных водяных трубок *F*, ввальцованных в днища этих барабанов. Большую часть наружной поверхности барабанов окружает железный кожух *G*, футерованный кирпичом, на нижнем конце которого размещен газоотвод *H*. В кожухе *G* имеется ряд отверстий и люков, через которые происходит удаление коксовой пыли из кольцевой газовой камеры.

Парообразование происходит за счет тепла, передаваемого непосредственным соприкосновением с раскаленным топливом в нижней части генератора и за счет охлаждения нагретых газов при проходе последних из слоя топлива через пучок труб *F* к выходу *H*. Внутренний диаметр генераторов – 2 м, поверхность нагрева барабанов и труб – 55 м².

Другая конструкция генератора Маришка показана на рис. 163. Главное ее отличие заключается в том, что нагревательные трубы сделаны длиннее и оба барабана

превращены соответственно в водяной и паровой барабаны, по форме более обычные для водотрубных котлов. Благодаря устройству внутренней кольцевой кирпичной кладки, слой топлива в генераторе может быть повышен. Одновременно, вследствие применения отдельных трубок небольшого диаметра вместо цельного цилиндрического кожуха, увеличивается поверхность нагрева, приходящаяся на 1 м высоты генератора.

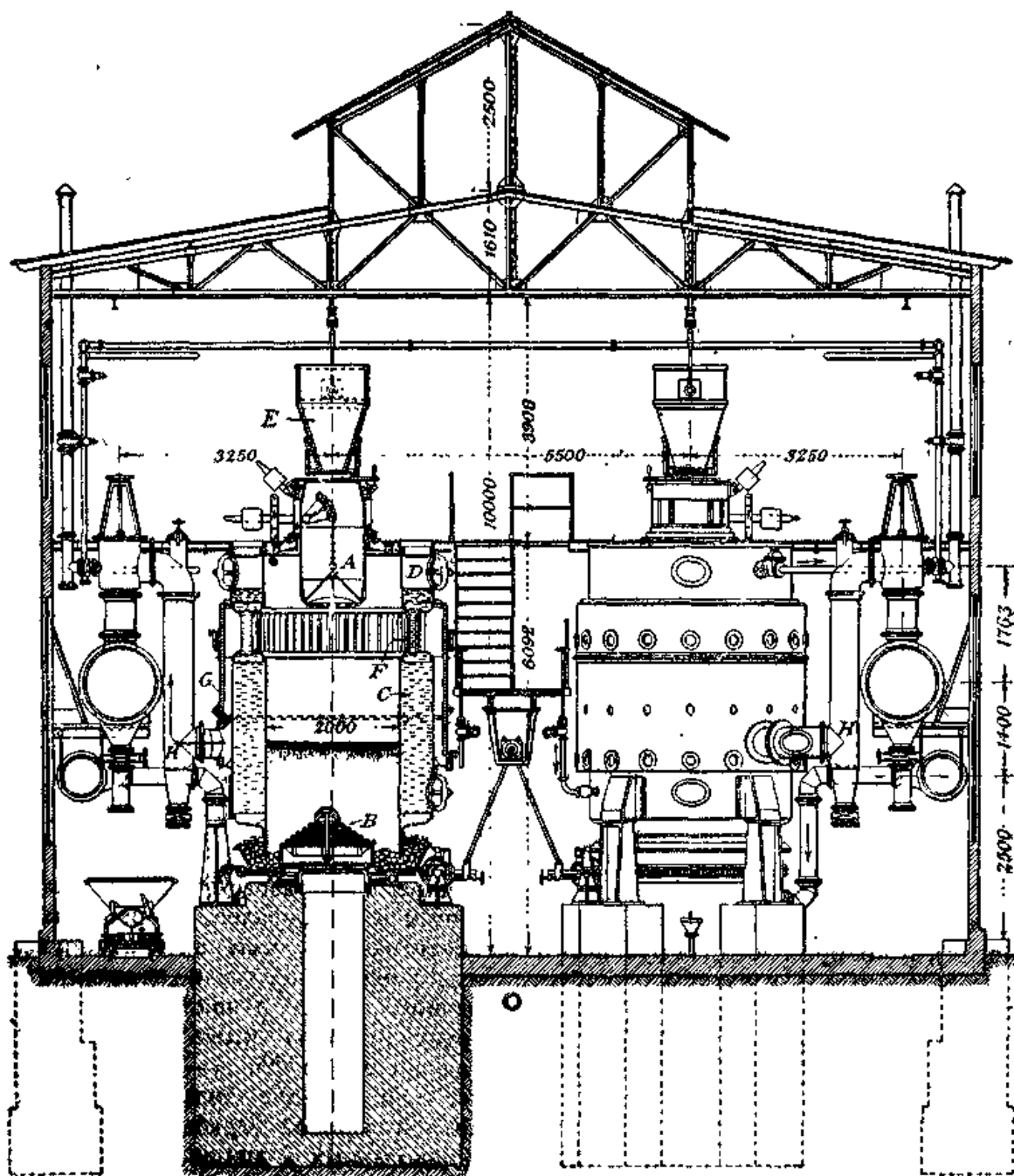


Рис. 162. Газогенераторная станция с генераторами-котлами Маришка.

A – загрузочная коробка, *B* – механическая решетка, *C* и *D* – кольцевые рубашки, *E* – бункер для кокса, *F* – водяные трубки, *G* – кожух, *H* – газоотвод.

Позднейшая конструкция генератора Маришка показана на рис. 164. Особенности этого генератора являются увеличенная поверхность нагрева трубчатых элементов и наличие пароперегревателя. Эксплуатационные данные о работе генераторов Маришка на газовом заводе в Вене приводятся в таблице 113.

Обращает на себя внимание тот поразительный факт, что, несмотря на применение крупного кокса и низкую температуру отходящего газа, унос мелочи газом очень велик.

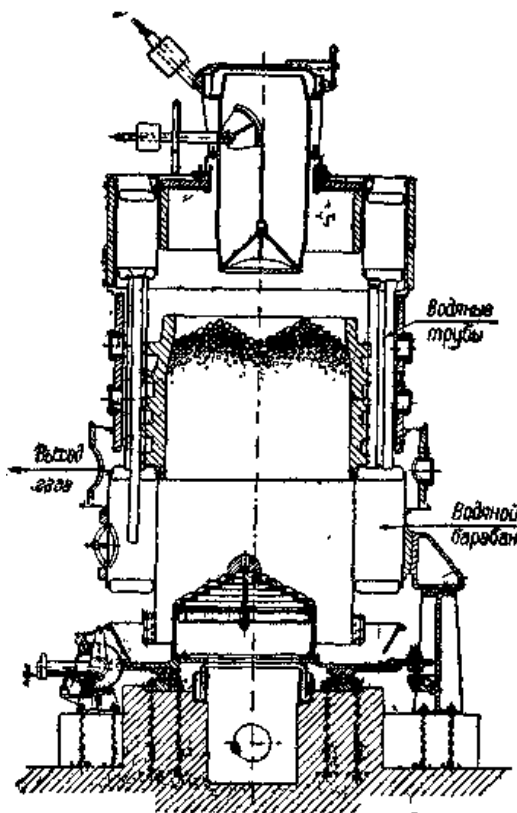


Рис. 163. Генератор-котел Маришка.

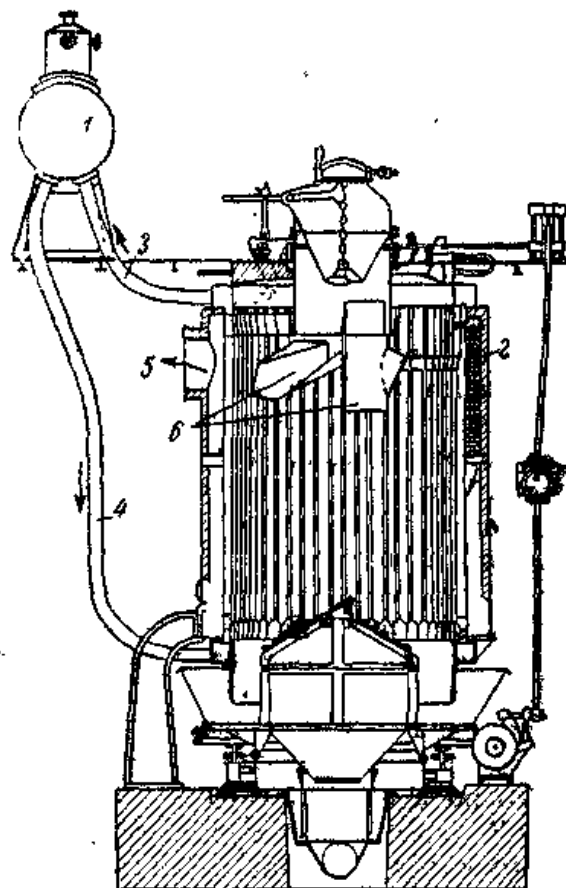


Рис. 164. Новейшая конструкция генератора-котла Маришка.

1 – паросборник, 2 – пароперегреватель, 3 – труба, отводящая пар, 4 – обратная труба, 5 – выход газа, 6 – распределитель топлива.

ТАБЛИЦА 113. Средние производственные показатели за время с января 1912 г. по декабрь 1920 г.

Средняя производительность одного генератора по рабочему коксу в <i>т/сутки</i>	15,12	Среднее содержание коксовой пыли в очищенном газе в <i>г/м³</i>	0,1
Средняя форсировка площади поперечного сечения шахты в <i>кг/м² · час</i>	195	Среднее количество работающих генераторов	11 (из 14)
Максимальная производительность генератора в <i>т/сутки</i>	27,16	Количество рабочих в смену	5
Максимальная форсировка в <i>кг/м² · час</i>	351	Выход пара в <i>кг/кг</i> загруженного кокса	1,2
Анализ кокса в %:		Давление пара в <i>кг/см²</i>	5,6
влаги	16,00	Съем пара с 1 <i>м²</i> поверхности в <i>кг/м² · час</i> (при давлении 5,6 <i>кг/см²</i>)	13,8
золы	14,56	Температура отходящего из генератора газа в °С	180
горючая часть	69,44	К.п.д. газогенератора по холодному газу в %	79
Гранулометрический состав кокса в %:		Общий к.п.д. генератора с учетом пара, пошедшего на другие заводские нужды, в %	87
от 45 до 25 мм	48,0		
“ 25 “ 13 “	47,8		
“ 13 “ 6 “	4,2		
Среднее содержание коксовой пыли в неочищенном газе в <i>г/м³</i>	3,67		

Имеются сведения, что наиболее благоприятные результаты при газификации кокса, содержащего мелочь, показал кокс следующего гранулометрического состава:

от 0 до 5 мм	6,0%
5÷9	2,5%
9÷11	15,5%
11÷25	70,0%
25÷40	6,0%

и что при наличии в коксе более 10% мелочи, проходящей через сито 5 мм, генератор работает не столь экономично.

Описанные генераторы потребляют около 0,25 кг пара на килограмм кокса, остальной пар частично расходуется на приведение в действие вспомогательных механизмов станции, частично же идет на другие нужды газового производства. Поэтому весь пар, не находящий применения в самой газогенераторной установке, представляет собою дополнительную полезно используемую статью в общем тепловом балансе. С учетом пара, отпущенного на сторону, общий термический к.п.д. станции, как это видно из таблицы 113, равен 87%, вместо 79%, если считать отдачу только по холодному газу.

Каждый газогенератор раз в 4 месяца останавливается на очистку котельного камня, несмотря на то, что для питания котлов-рубашек применяется очищенная вода. Несомненно, что систематическая и регулярная очистка стенок котлов от накипи ведет к сохранности наиболее ответственных частей и является своего рода планово-предупредительным ремонтом.

В продолжение 10-летнего периода работы не потребовалось сменить ни одного котельного листа и не обнаружилось никакой коррозии барабанов. Точно так же, за исключением немногочисленных случаев ввальцовывания наново котельных трубок, не потребовалось никакого иного их ремонта. За это время были заменены только фартуки водяных затворов, сработавшиеся вследствие размола спекшегося шлака. Отсутствие износа котельных элементов приписывается тому факту, что содержащийся в воздушном дутье пар не может конденсироваться на нижней части кожуха (близ решетки), как это имеет место во многих генераторах с водяной рубашкой при питании их холодной водой.

Даже несмотря на превосходное качество газифицируемого кокса (в смысле крупности), полученные производственные показатели исключительно хороши.

Однако генераторы, сконструированные в виде котлов высокого давления, требуют больших первоначальных капиталовложений, особенно если иметь в виду, что установленная в этих случаях поверхность нагрева не работает со столь большой удельной нагрузкой (в $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$ пара), как поверхность нагрева котлов с непосредственным сжиганием топлива. Поэтому трудно сказать, найдут ли себе широкое применение в промышленности генераторы этого типа, пригодные для работы лишь на высококалорийном топливе.

д) Генераторы с испарителями

Генераторы, работающие на антраците или коксе, очень часто снабжаются устройствами разных конструкций для непосредственного получения пара. Подобного рода устройства широко применяются в газогенераторных установках малой производительности, которые в экономическом отношении особенно чувствительны к добавочным капиталовложениям и эксплуатационным расходам, связанным с установкой индивидуально работающей котельной.

Все такие устройства – испарители, использующие физическое тепло нагретых газов, покидающих слой топлива, – предназначены для работы при том же давлении, что и воздух, направляемый в генератор. Исторически эти испарители возникли главным образом в соединении с небольшими генераторами, работавшими на короткопламенных топливах под разрежением. Поэтому их применение в настоящее время ограничено

преимущественно так называемыми всасывающими генераторами, хотя этот признак не оказывает практически никакого влияния на процесс парообразования.

Поскольку в этом процессе газ отдает физическое тепло, которое иначе было бы просто потеряно при его охлаждении, отбор тепла от газа в данном случае не оказывает никакого влияния на его качество в противоположность тому, что часто имеет место в генераторах с водяной рубашкой, т.е. в тех случаях, когда охлаждается собственно слой топлива.

На рис. 165 представлен генератор фирмы Даусон и Мэйсон. В верхней части генератора помещается кольцевая рубашка-испаритель *A*, в которую вода подается капельным питателем *B*. Образовавшийся в *A* пар по трубе *C* подводится к решетке, где он смешивается с воздухом, входящим через патрубок *D*. Горячий газ, покидающий слой топлива, прежде чем выйти из генератора по трубе *E*, должен обогнуть обе стороны корпуса испарителя *A* и отдать при этом большую часть содержащегося в нем физического тепла. Из трубы *E* газ проходит дальше в скрубберную установку.

При пуске генератора открывают кран у основания выхлопной (розжиговой) трубы *F* и при помощи ручной воздуходувки *G* подают воздух через решетку к раскаленному слою топлива. Таким образом начальные порции газа выпускаются через трубу в атмосферу до тех пор, пока не начинает вырабатываться газ хорошего качества.

Ясно, что количество пара, которое можно получить в такого рода испарителе, зависит от объема и температуры газов, покидающих поверхность топлива, от величины соприкасающейся с газами поверхности нагрева испарителя и от количества добавляемой в него воды.

При пуске генератора данного типа выходящий из топлива газ холоднее, чем в том случае, когда генератор уже находится некоторое время в работе. Мало того, изменения температуры слоя (а следовательно и температуры газа) не успевают за изменениями нагрузки. Допустим, что генератор работает при полной форсировке и что нагрузка внезапно падает до половины. В результате в *D* начнет засасываться меньше воздуха, но количество пара, получаемого в испарителе, уменьшится далеко не в такой степени и именно по следующим причинам: 1) тепло, аккумулированное водой в испарителе, соответствует более высокой производительности и 2) продолжительность соприкосновения нагретых газов с поверхностью нагрева испарителя увеличивается. Далее, вследствие уменьшения форсировки увеличивается продолжительность соприкосновения между паром и топливом, что приводит к более полному разложению вводимого пара. В результате всех этих факторов содержание водорода в газе в момент падения нагрузки повышается, хотя по мере изменения состояния слоя оно постепенно понижается до своего прежнего значения.

Это изменение качества газа при изменениях производительности свойственно не только типу газогенераторов с подобными испарителями, но также всем установкам с

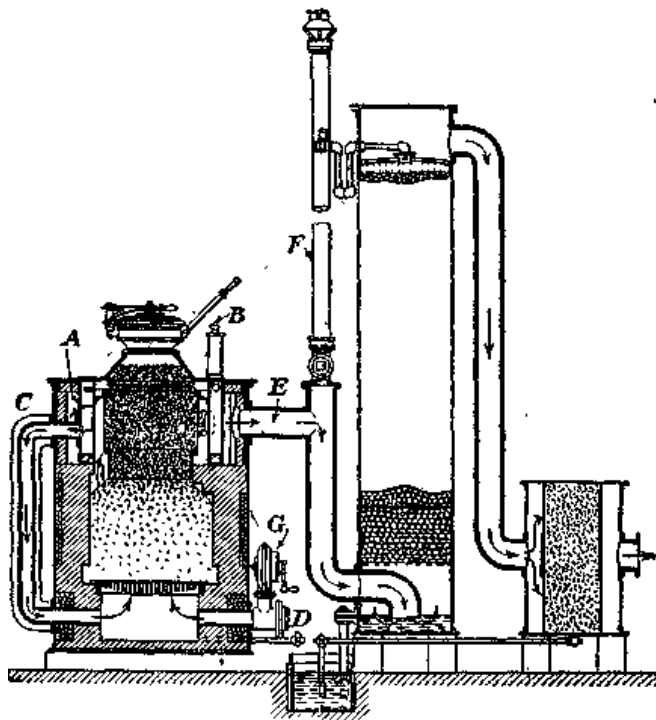


Рис. 165. Всасывающий генератор с испарителем фирмы Даусон и Мейсон.

A – рубашка-испаритель, *B* – капельный питатель, *C* – подвод пара в дутье, *D* – подвод воздуха, *E* – газоотвод, *F* – раздувочная труба, *G* – ручной вентилятор

независимым подводом воздуха и пара. Далее описываются конструкции испарителей с различными способами поддержания постоянного состава паровоздушной смеси при колебаниях нагрузки.

Рис. 166 изображает газогенератор с испарителем системы Пауэр Газ Корпорейшен. Испаритель кольцевого типа *A*, через который проходит штуцер для отходящего газа, обогревается газами только изнутри; снаружи его поверхность изолирована для уменьшения потерь тепла. В данной конструкции газ из генератора

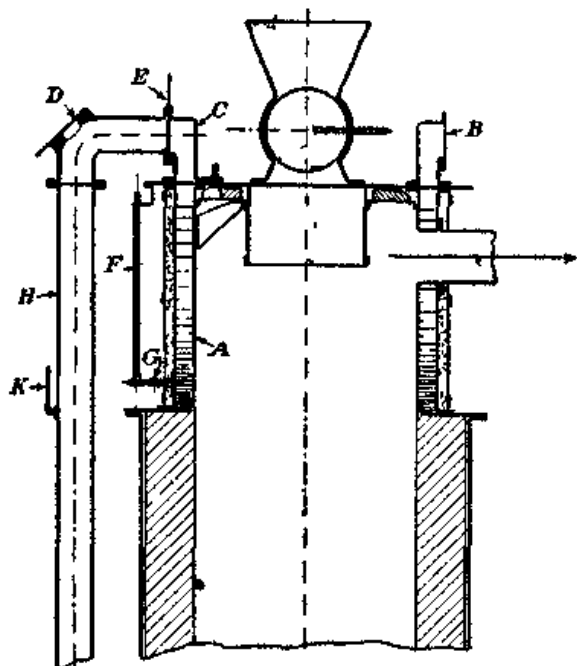


Рис. 166. Всасывающий генератор Пауэр Газ Корпорейшен с испарителем.

A – кольцевой испаритель, *B* – подвод воздуха, *C* – патрубок паровоздушной смеси, *D* – подвод воздуха, *E* – шибер, *F* – водомерное стекло, *G* – спускной кран, *H* – трубопровод паровоздушной смеси, *K* – термометр.

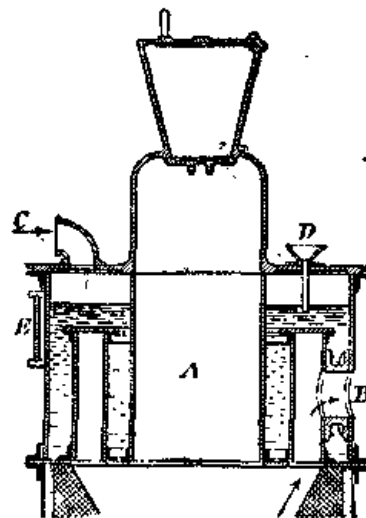


Рис. 167. Испаритель германского типа.

A – испаритель, *B* – газоотвод, *C* – подвод воздуха, *D* – воронка для подачи воды, *E* – водомерное стекло.

поступает в скруббер, где и происходит осаждение унесенной мелочи и пыли. Воздух, необходимый для газификации, выпускается или одновременно через оба входа *B* и *D* или через какой-нибудь один из них. Воздух, вошедший через *B*, проходя над поверхностью воды, кипящей в испарителе, забирает с собой пар и выходит через патрубок *C*. В *D* к нему может быть добавлен наружный воздух, который перемешивается с увлажненным потоком в трубе *H*. Для наблюдения за уровнем воды в испарителе служит водомерное стекло *F*, снабженное спускным краном *G*. При помощи шибера *E* можно регулировать относительные количества воздуха, входящего в *B* и *D*. Шибер может быть установлен таким образом, чтобы при больших производительностях над поверхностью воды пропускался воздух, а при малых – излишний пар с небольшим избыточным давлением выпускался бы в атмосферу. Постоянство относительных объемов воздуха и пара контролируется термометром *K*, установленным на трубе *H*.

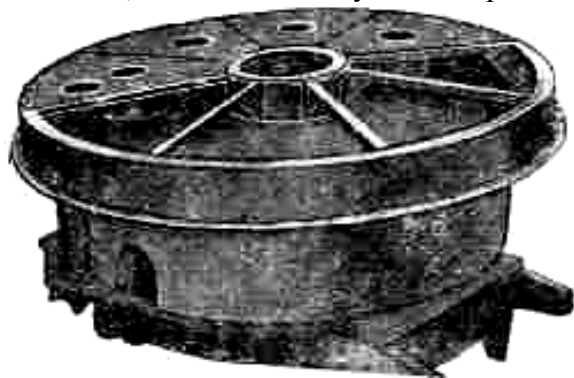


Рис. 168. Верхняя крышка-испаритель генератора Пинча.

Рис. 167 представляет испаритель другой конструкции, которой в сущности является обращенной конструкцией испарителя системы Даусон и Мейсон.

Рис. 167 представляет испаритель другой конструкции, которой в сущности является обращенной конструкцией испарителя системы Даусон и Мейсон.

Испаритель *A* состоит из двух кольцевых рубашек с общим коллектором. Газ, выходящий из слоя топлива, поступает в пространство между этими рубашками и выходит из генератора через патрубок *B*. Воздух перед вводом под решетку пропускается над поверхностью кипящей воды, куда он входит через патрубок *C*. *D* – воронка, через которую подается вода, *E* – водомерное стекло. Следует отметить, что при такой конструкции испарителя трудно шуровать топливо сверху, и кроме того всякого рода соединения не легко доступны для осмотра и исправления.

На рис. 168 представлена фотография верхней крышки крупного генератора с механической решеткой в том виде, как она изготавливается фирмой Пинч. Снимок дает хорошее представление о деталях конструкции большого испарителя. Следует обратить внимание на водонепроницаемые полые стальные отливки, вделанные между дном и крышкой испарителя для облегчения шурования.

*На рис. 169 показан генератор фирмы Гертей Савожен (Heurtey et Savogeon). Генератор имеет охлаждаемую водой крышку, снабженную кольцевым выступом. Вода, заполняющая крышку и периферийное кольцевое пространство, нагревается за счет тепла генерированного газа и лучеиспускания горячих поверхностей топлива и шахты.

Часть воздуха, необходимого для газификации, поступает в крышку генератора, где, проходя над горячей водой, подогревается и насыщается водяными парами.

Регулированием количества воздуха, подаваемого для насыщения и подогрева, и регулированием поступающей воды достигается нужная температура, а следовательно и влагосодержание паровоздушного дутья. Уровень воды в крышке поддерживается постоянным при помощи сливной трубки сифонного типа. Для возможности шуровки топлива в крышке имеются специальные отверстия. Температура подогрева воды в крышке зависит от ее расхода и режима генератора. Так например, при испытании генератора с диаметром в свету 2800 мм были получены следующие данные: производительность генератора – 12,4 т/сутки, выход газа – 4,25 м³/кг, температура паровоздушной смеси – 42°, температура выходящего газа – 416°, температура подогрева воды – 75°; количество пара из испарителя – 0,227 кг/кг газифицируемого антрацита, т.е. в испарителе было использовано около 30% физического тепла газа. *

Рис. 170 изображает газогенератор с испарителем фирмы Нэйшенел Газ Энджин (National Gas Engine Company). В противоположность ранее описанным конструкциям, здесь нет рубашки и котла с запасом воды. Верхняя часть кожуха генератора и газоотводящая труба, направленная книзу, окружены рубашками, через которые

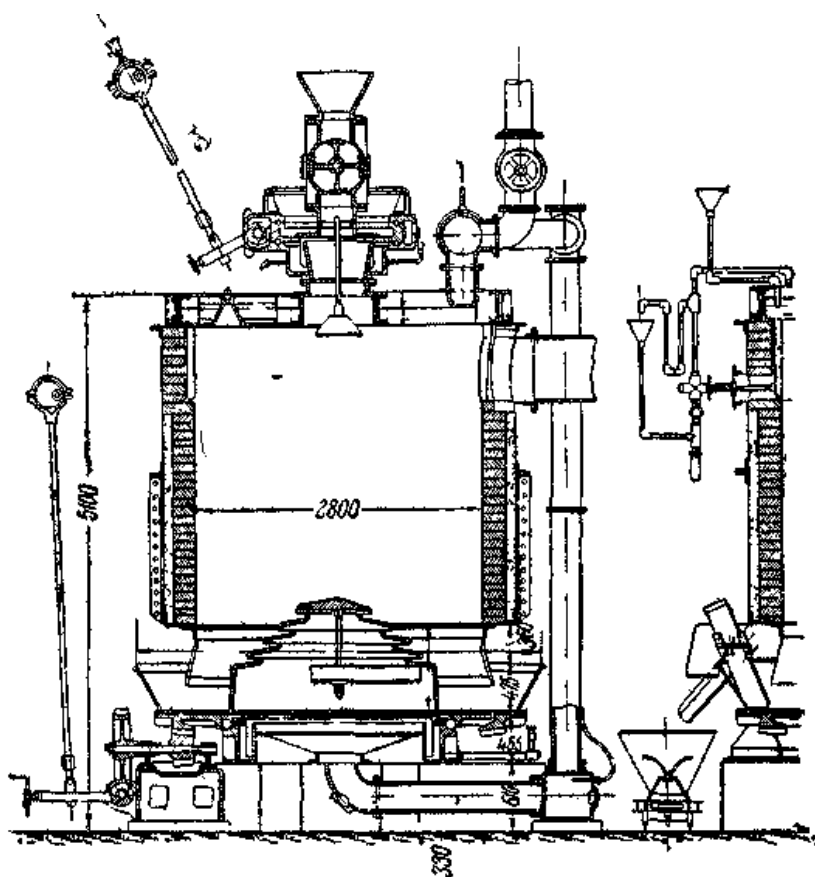


Рис. 169. Генератор системы Гертей – Савожен.

пропускается паровоздушная смесь, подаваемая под колосники генератора.

Вода поступает через воронку *B* на маленький лоток *C*, с которого она самотеком переливается вниз по целому ряду выступов, имеющих в верхней части кожуха генератора. Так как другой стороной кожух в этом месте омывается горячими газами, то при стекании воды по уступам происходит быстрое ее испарение. Для предварительного подогрева воды, поступающей в испаритель, водопроводная труба снабжена концом *D*, проложенным вдоль оси газопровода *E*.

Воздух входит у *A* в нижнюю часть рубашки газоотвода и проходит около ряда наружных ребер на трубе *E*. Этим достигается предварительный нагрев воздуха перед его поступлением в камеру испарителя наверху генератора. В этой камере воздух и пар тесно перемешиваются и затем направляются к колосниковой решетке по трубе *F*.

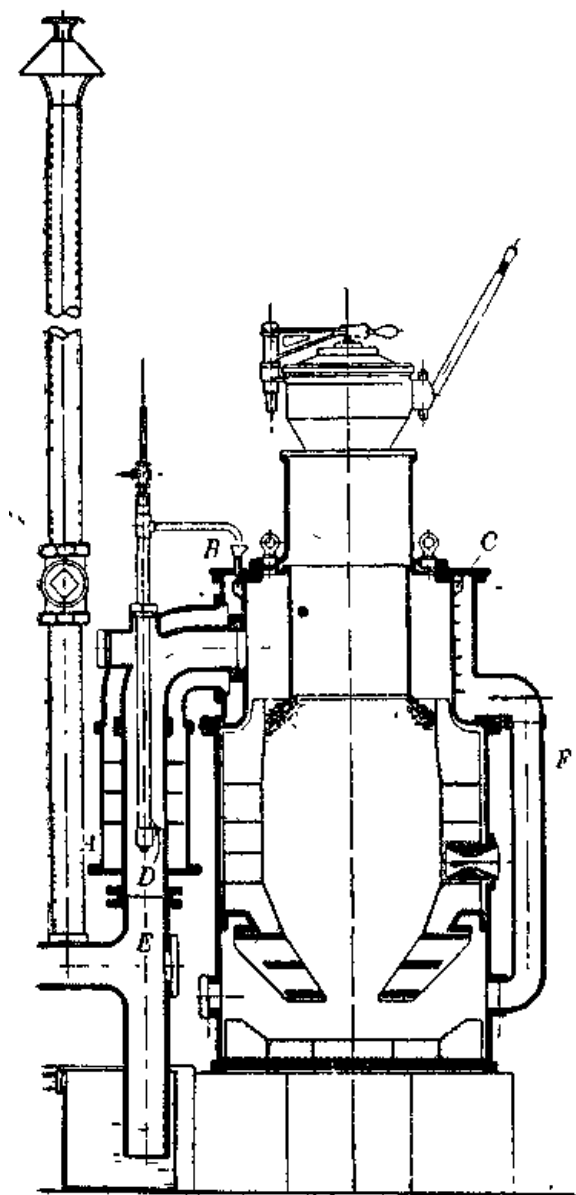


Рис. 170. Генератор с испарителем фирмы NGE.

A — подвод воздуха, *B* — воронка для воды, *C* — лоток для воды, *D* — предварительный подогрев воды, *E* — газопровод, *F* — трубопровод, подводящий паровоздушную смесь.

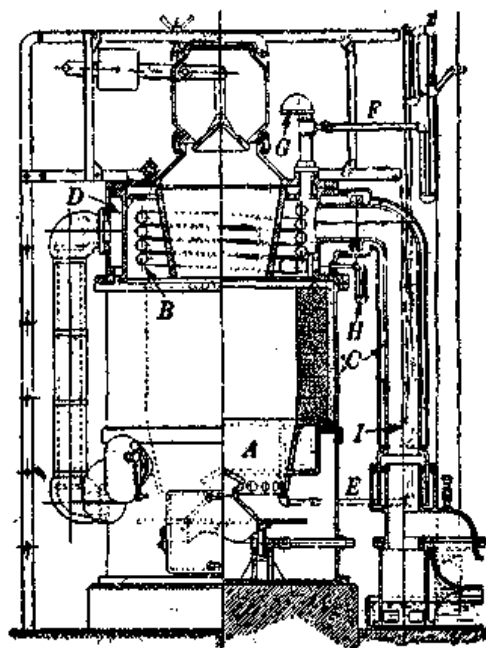


Рис. 171. Газогенератор с испарителем фирмы Амслер.

A — охлаждаемая часть шахты, *B* — змеевик испарителя, *C* — рубашка для подогрева воздуха, *D* — камера смешения воздуха и пара, *E* — труба, подводящая воду, *F* — соединительная труба, *G* — подвод воздуха, *H* — затвор сифонного типа, *I* — подвод основного воздуха.

Рис. 171 изображает американский тип генератора с испарителем фирмы Амслер (Amsler Company, США). Эта конструкция типична для генераторов, в которых образование пара происходит не только за счет тепла горячих газов, но и за счет тепла, развиваемого в зоне газификации.

A — охлаждаемая водой нижняя часть шахты, *B* — змеевик испарителя, расположенный на пути горячего газа, *C* — рубашка для подогрева воздуха, и *D* — камера смешения воздуха с паром.

Нагретая в *A* вода подводится по трубе *E* через особое регулировочное питательное устройство (см. рис. 172) к трубе *F* и оттуда в испарительный змеевик *B*. Этот змеевик (сделанный из толстой цельнотянутой трубы) содержит не только подлежащую испарению воду, но также и некоторое количество воздуха, поступающего в *G* и пропускаемого через испаритель вместе с водой. Не испаренная почему-либо вода стекает через затвор сифонного типа *H*.

Основная масса воздуха вводится через клапан *I*, проходит по рубашке *C*, подвергаясь предварительному нагреву, и поступает в смесительную камеру *D*, где встречается с воздухом и паром, прошедшими через змеевик *B*. Испаритель и воздухоподогреватель охлаждают газ с температуры приблизительно 660° до 390° С, что означает возврат обратно в генератор свыше 40% всего физического тепла, заключенного в горячем газе.

На рис. 172 схематически представлено устройство, при помощи которого разрешен вопрос о постоянстве качества газа при внезапных колебаниях нагрузки. Принцип устройства автоматического регулирования количества воды, подаваемой в испаритель, основан на использовании переменной разности давлений в установке при колебаниях нагрузки. Направляющаяся из рубашки нижней части шахты вода перепускается в испаритель последовательно через две U-образные трубки *8*. Между этими двумя трубками

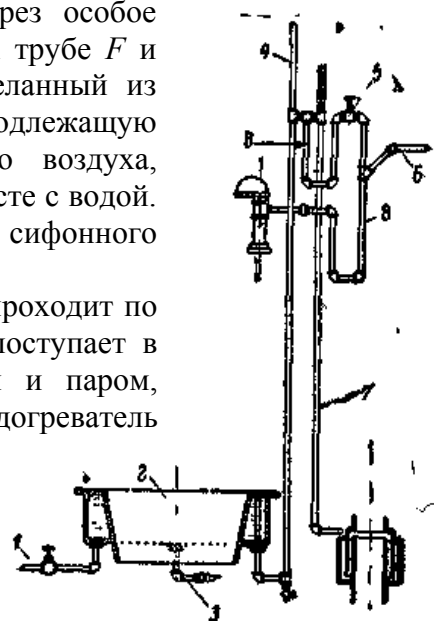


Рис. 172. Регулятор подачи воды в генераторе Амслера.
1 – подвод воды, 2 – охлаждаемая часть шахты генератора, 3 – продувка, 4 – сообщение с атмосферой, 5 – игольчатый клапан, 6 – соединение со скруббером, 7 – сток воды в затвор, 8 – сифонные трубки.

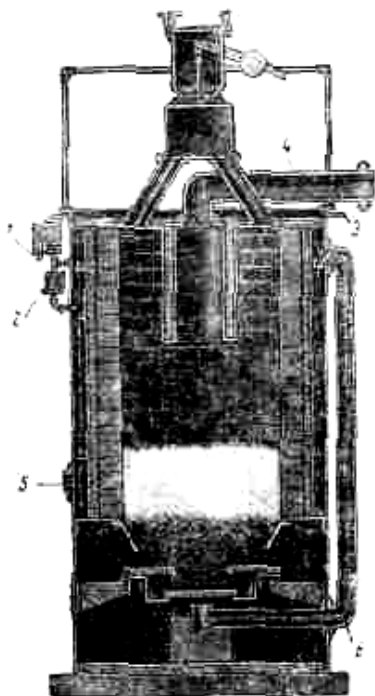


Рис. 173. Генератор Шарп – Бассет с испарителем.

1 – слив воды, 2 – регулятор воды, 3 – подача воды, 4 – отвод газа, 5 – подвод воздуха, 6 – подача паровоздушной смеси под решетку.

включены регулировочный клапан игольчатого типа и ответвление к скрубберу. Соединение левого колена U-образной трубки с атмосферой обуславливает существование здесь постоянного, равного атмосферному, давления, в то время как на стороне сливной (правой) половины трубки *8*, приключенной к скрубберу, давление будет ниже вследствие разрежения, создаваемого двигателем или вентилятором. Разность обоих давлений пропорциональна квадрату количества газа. Ясно, что благодаря установке игольчатого клапана на определенном заранее фиксированном месте и несмотря на постоянный подвод воды к рубашке, через игольчатый клапан к змеевику будет направляться большее или меньшее количество воды, избыточное же количество ее будет стекать на сторону. Если слой топлива находится в нормальном рабочем состоянии, то устройство описанного типа может работать удовлетворительно, хотя игольчатый клапан нуждается в соответствующей установке в связи с изменением состояния слоя топлива и температурой отходящего газа.

Генератор системы Шарп – Бассет фирмы Мильвоки Бойлер Воркс (Milwaukee Boiler Works, США) изображен на рис. 173. Это типичный представитель генераторов, в которых производство пара основано на использовании тепла, которое все равно было бы потеряно охлаждением кожуха генератора во внешнюю

среду.

Отбор газа из генератора происходит в центре, причем нижний край газоотвода может быть и ниже поверхности слоя топлива. Этот газовый патрубок, равно как и верхняя плита генератора снабжены водяными рубашками. Вода для производства пара подается в рубашку самотеком, откуда она частично добавляется к воздушному дутью и частично сливается, причем относительное количество той и другой воды регулируется краном.

Испаритель представляет собой кольцевое пространство толщиной 76 мм, образованное кожухом генератора и наружной листовой обшивкой. Воздух для газификации, поступающий в рубашку, поднимаясь в кольцевом пространстве кверху, направляется перегородками таким образом, что обходит вокруг всего корпуса генератора. В результате встречи с горячей водой, стекающей с V-образного лотка, воздух оказывается насыщенным влагой при температуре, зависящей от относительных количеств воздуха и горячей воды, а также от температуры последней.

На рис. 174 показан тип газогенератора с самостоятельным производством пара в оформлении фирмы Сиракуз (Syracuse Company) в Нью-Йорке (США). Он состоит из кольцевого верхнего испарителя в сочетании с испарителем, вмонтированным в верхнюю плиту, и с охлаждаемой водой нижней кольцевой балкой (рубашкой).

Воздух входит через колпак *A*, проходит над поверхностью воды в верхней плите и кольцевом испарителе, подогревается и насыщается влагой и затем направляется к решетке по узкой цилиндрической щели *C*, в которой слегка перегревается. Перед тем как поступить под решетку, воздух проходит еще над поверхностью воды в нижней кольцевой рубашке

D корытообразной формы, также служащей испарителем. Этот последний бывает особенно полезен во время пуска генератора в тех случаях, когда вода в верхних испарителях успела охладиться. Действительно, в рубашке *D*, вследствие ее близости к раскаленной зоне, пар может быть получен гораздо скорее.

К описанному генератору фирмой Сиракуз прилагается автоматический регулятор подачи воды, показанный на рис. 175. К регулятору присоединяются три трубы. По трубе *B* подается вода, причем избыток ее, не пошедший на увлажнение дутья, отводится через трубу *A*. Труба *C* присоединяется к газовсасывающей трубе двигателя. По трубе *D* вода направляется к генератору. Таким образом благодаря трубопроводу *C* в регуляторе устанавливается переменное давление в соответствии с колебаниями нагрузки двигателя.

Когда двигатель бездействует, вода находится на уровне *M*. Но когда двигатель начинает засасывать газ, вода повышается до некоторого уровня *O* вследствие

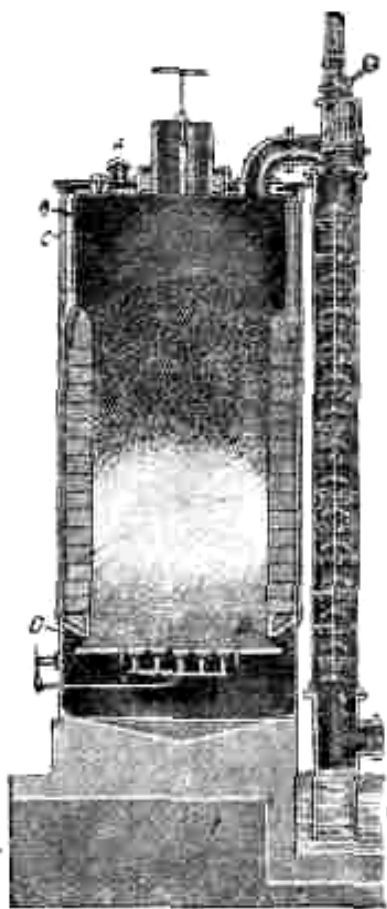


Рис. 174. Генератор

Сиракуз с испарителем.

A – колпак для ввода воздуха, *B* – верхняя водяная рубашка, *C* – кольцевая щель для подогрева воздуха, *D* – кольцевая водяная рубашка.

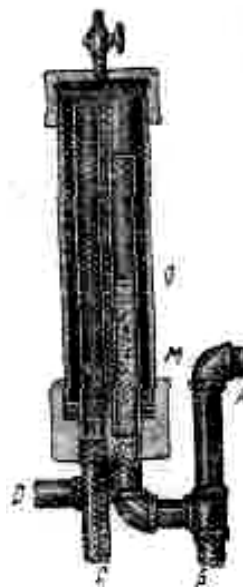


Рис. 175. Регулятор

подачи воды в генераторе Сиракуз.

A – труба для отвода избыточной воды, *B* – труба для подачи воды, *C* – патрубок, соединенный с всасывающей трубой двигателя, *D* – отвод воды к генератору.

образовавшегося в регуляторе разрежения. Вдоль трубы, подводящей воду, имеется, начиная от *М* кверху, вертикальная щель. Поэтому подача воды этой трубой зависит от высоты уровня воды в ней, т.е. в конечном счете от нагрузки двигателя.

Рис. 176 изображает в разрезе газогенератор системы Вестингауз (Westinghouse), который служит примером того, как происходит получение пара для газификации в генераторе с двойной зоной. Парообразователь *А* помещается в месте соединения обеих зон. Он частично нагревается от непосредственного соприкосновения с топливом и частично с горячим газом, уходящим из генератора через газоотводы *В*. Полученный пар примешивается к воздуху, поступающему в генератор, причем количества его, подаваемые в обе зоны, регулируются независимо друг от друга.

Величина поверхности нагрева, которую нужно снабдить генератор с испарителем для того, чтобы при всех нагрузках было обеспечено поступление необходимого количества пара, зависит от потребляемого топлива и от температуры отходящего газа. Необходимый расход пара колеблется в пределах от 0,5 до 1 кг/кг сухого топлива, в зависимости от склонности топлива к шлакованию, качества подлежащего выработке газа и производительности установки.

При проектировании установки, работающей на хорошем топливе, бедном летучими, например антраците или коксе, расчет поверхности нагрева можно вести, исходя из максимальной испарительной способности топлива 1 кг пара на 1 кг топлива. При расчете поверхностей, непосредственно обогреваемых газом, имеющим при выходе температуру порядка 650÷700° С, уверенно можно задаваться величиной 0,04÷0,06 м² поверхности нагрева на 1 кг подлежащего выработке пара.

Так как избыточная теплота пара температуры 100° над теплотою воды температуры 15° составляет 824 ккал/кг, то тепло, воспринятое паром, составляет 8% от тепла, заключенного в 1 кг антрацита с низшей теплотворной способностью 7800 ккал/кг. При выходе газа 4,8 м³/кг антрацита (нормальной температуры и давления) получение такого пара за счет тепла отходящего газа потребовало бы охлаждения последнего с 700 до примерно 300÷350° С, т.е. к.п.д. процесса парообразования составил бы 50%, что является хорошей величиной, принимая во внимание сравнительно низкие температуры процесса.

Все испарители рассмотренного типа должны быть оборудованы продувочными кранами и быть доступными для очистки от накипи и других осадков из воды, которую во всех случаях надо стремиться иметь возможно более мягкой и чистой.

е) Увлажнители воздуха

Под увлажнителями (сатураторами) воздуха мы понимаем такие устройства, в которых направляющийся в генератор воздух омывается горячей водой и вследствие этого становится насыщенным водяными парами при желаемой температуре.

По роду используемой воды увлажнители можно подразделить на: а) увлажнители, использующие воду, подогретую охлаждающимся неочищенным генераторным газом путем непосредственного соприкосновения, и б) увлажнители, использующие подогретую воду из посторонних источников, например из рекуператоров печей, из рубашек цилиндров двигателей, из водогрейных котлов и др.

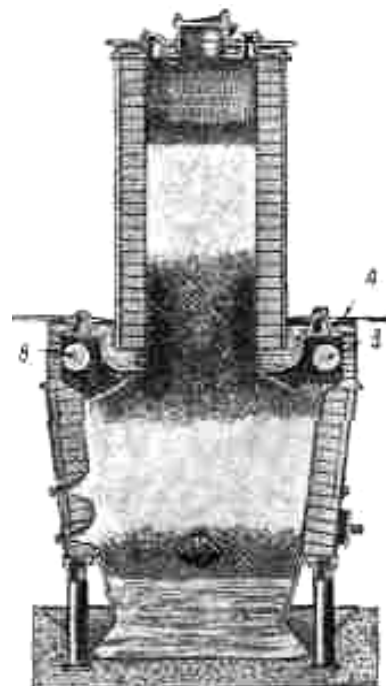


Рис. 176. Генератор с двойной зоной горения системы Вестингауз. *А* – парообразователь, *В* – газоотводы.

Помимо этих двух возможен и третий способ (в) насыщения водяными парами воздушного дутья, основанный на использовании влаги, заключенной в сыром топливе.

Через увлажнители группы (а) проходит обычно вода, загрязненная всякого рода примесями, уносимыми ею из горячего неочищенного газа: смолой, сажей и пылью. Поэтому конструкция аппаратов этой группы должна предусматривать легкость периодической очистки или автоматическое удаление загрязняющих примесей. Увлажнители воздуха, использующие воду, охлаждающую горячий газ, применяются на установках с улавливанием побочных продуктов уже около 55 лет. Одной из современных конструкций, работающих на подобного рода установках, является комбинация скруббера с увлажнителем воздуха типа Лимна, рис. 177, или фирмы AVG – рис. 178.

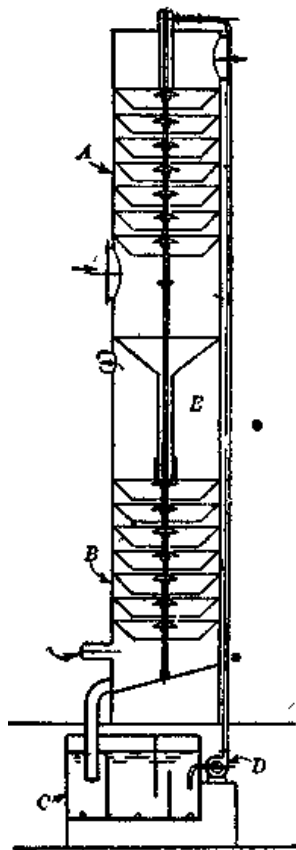


Рис. 177. Увлажнитель воздуха и холодильник Лимна.

A – холодильник для газа,
B – увлажнитель воздуха,
C – водяной затвор,
D – насос, *E* – внутренний водяной затвор.

Агрегат, изображенный на рис. 177, состоит из двух теплообменников, поставленных один на другой. В верхнем отделении *A* охлаждается горячий газ, в нижнем *B* воздух перед направлением его в газогенераторы подвергается нагреванию и насыщению влагой. Охлажденная вода стекает из увлажнителя *B* через патрубок, опущенный в железный или бетонный водяной затвор *C*, откуда посредством насоса *D* перекачивается в верхнюю часть *A*. Сливаясь вниз по целой серии конусов и дисков, вода охлаждает встречный поток газа и перед выходом из верхнего отделения может нагреваться почти до температуры входящего газа, если последний поступает в насыщенном состоянии. После подогрева вода проходит через внутренний водяной затвор *E* в увлажнитель воздуха *B*, где, сливаясь, как и прежде, по конусам и дискам, она охлаждается до температуры, определяемой количеством образовавшегося пара. Благодаря специальной форме внутренних перегородок, всякого рода смолы и грязь от промывки газа не остаются внутри аппарата, а стекают вместе с водой в затвор *C*. Совершенно ясно, что тепловые потери в данном комбинированном агрегате гораздо меньше, чем в двух отдельных башенных теплообменниках с самостоятельными системами циркулирующей воды. Помимо этого не вызывают сомнений преимущества рассматриваемой системы в смысле меньшего расхода энергии, меньших капиталовложений и надзора.

Ниспадающая вода хорошо обмывает конуса и диски от всяких примесей, содержащихся в газе, и скорость ее движения через внутренний водяной затвор *E* настолько велика, что частицы грязи не могут в нем осесть.

Тепловой цикл описанного процесса крайне прост. Теплоносителем здесь является вода, количество которой не должно быть меньше определенного предела. Кратность циркуляции, при которой разность температур холодной и нагретой воды устанавливается примерно в 15° , можно считать вполне достаточной для испарения от 0,75 до 1 кг воды на килограмм газифицируемого угля.

Рис. 178 представляет другую конструкцию устройств подобного рода в исполнении фирмы AVG. Принципиально эта конструкция ничем не отличается от только что описанной, за исключением дополнительного цикла охлаждающей воды. Скруббер-увлажнитель состоит из трех ступеней (отделений), из которых верхние две служат для охлаждения газа, нижняя – для увлажнения дутья. Газ поступает во 2-ую ступень, орошается теплой водой, поступающей из увлажнителя воздуха (3-ья ступень), и проходит в первую ступень для окончательного охлаждения водой, подаваемой с градирни. Вода, нагретая газом во 2-й ступени, поступает в собственно увлажнитель (3-ью ступень), вода

же, стекающая из первой ступени, отводится для охлаждения на градирню. Для увеличения поверхности соприкосновения газа и воздуха с водой скруббер и увлажнитель заполнены кольцами Рашига. Таким образом особенностью данной конструкции является наличие двух циклов охлаждающей воды: горячего и холодного.

Необходимое количество циркулирующей воды на килограмм газифицируемого угля при условии получения пара в количестве $0,8 \text{ кг/кг}$ можно рассчитать следующим образом.

Предположим, что испарение воды происходит при 70° и что температура вновь добавляемой воды 15° . Тогда воспринятое 1 кг пара количество тепла составит $627 - 15 = 612 \text{ ккал}$, а на $0,8 \text{ кг}$ пара – $612 \times 0,8 = 490 \text{ ккал}$. Примем далее расход воздуха на газификацию угля $2,5 \text{ м}^3/\text{кг}$ и подогрев с 15 до 70° . Тогда расход тепла на подогрев воздуха выразится $2,5 \times 55 \times 0,313 = 43 \text{ ккал}$, а всего вместе с теплом на испарение воды – 533 ккал . Принимаем охлаждение циркулирующей воды на 15° , тогда общий расход ее на килограмм газифицируемого угля составит $533 : 15 = 35,6 \text{ кг/кг}$, т.е. $35,6 \text{ л}$ на кг газифицируемого угля.

При решении вопроса об установке скрубберов-увлажнителей рассмотренного типа необходимо удостовериться в том, что: 1) в газе содержится больше тепла, чем требуется для увлажнения дутья, и 2) температура газа (при насыщении) на $5 \div 10^\circ$ выше температуры уходящего насыщенного воздуха.

Даже в условиях очень колеблющейся нагрузки генератора температура насыщения воздушного дутья (а отсюда и состав газа) не меняется сколько-нибудь значительно. Объясняется это, во-первых, тем, что температурный уровень аккумулированного в воде тепла довольно низок, и, во-вторых, тем, что воздух не может стать насыщенным водяными парами при более высокой температуре, чем температура воды.



Рис. 179. Сатуратор воздуха с мгновенным парообразованием Смита.

Увлажнители воздуха, использующие тепло, заключенное в горячей воде, уже были упомянуты в связи с вопросом об использовании горячей воды, отходящей из газогенераторов с водяной рубашкой. Но конечно равным образом может быть использовано также тепло горячей воды любого иного происхождения. В качестве примера такого типа сатураторов или увлажнителей ниже приводится описание двух систем, применяемых фирмой Смит Энджиниринг (США).

На рис. 179 показан испаритель типа котла с мгновенным парообразованием, обогреваемый отходящими газами из газового двигателя. Вода подается к центру цилиндрического водяного регулятора *A*, который точно уравновешен на призмах и может свободно вращаться около своей оси. В короткой изогнутой трубе *B*, ведущей в середину подогревателя (через которую проходит весь воздух, поступающий в генератор) подвешен диск, почти заполняющий все сечение трубы и соединенный рычагом с регулятором. Входящий в трубу воздух оказывает на диск большее или меньшее давление в зависимости от его расхода и стремится изменить положение диска в трубе. Диск через рычаг наклоняет регулятор и тем самым изменяет количество подаваемой в испаритель воды. Вода, попадающая в “котел”, немедленно испаряется и уносится воздухом, идущим под решетку генератора.

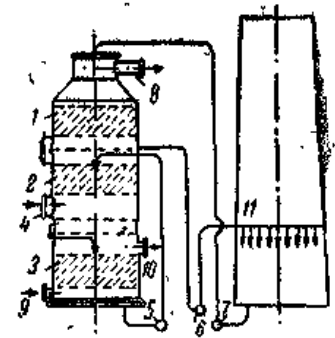


Рис. 178. Трехступенчатый скруббер фирмы AVG. 1 – верхняя ступень, 2 – средняя ступень, 3 – нижняя ступень, 4 – вход газа, 5 – насос горячего цикла воды, 6, 7 – насосы холодного цикла воды, 8 – выход газа, 9 – вход воздуха, 10 – выход увлажненного воздуха, 11 – градирня.

В более крупных генераторах (больше 75 ЛС) указанная фирма применяет два отдельных аппарата для выполнения тех же самых функций, а именно: водоподогреватель (рис. 180), обогреваемый отработавшими газами из газового двигателя, и аппарат для насыщения воздуха, смонтированный у газогенератора (рис. 181).

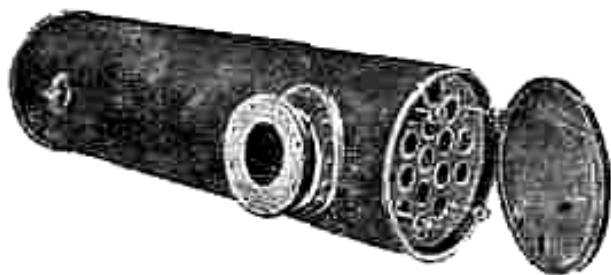


Рис. 180. Водоподогреватель Смита.

перегородкой 3, разделяющей его на два неравных по величине отсека. Большой из отсеков, заполненный коксом или галькой, является собственно сатуратором, а то время как меньший отсек представляет нисходящий воздуховод для воздуха, насыщенного водяными парами.

К верхнему концу перегородки прикреплено водораспределительное устройство 4, регулируемое термостатом, пропускающим определенное количество нагретой воды из водоподогревателя.

Термостат поддерживает постоянную температуру насыщенного воздуха, так как всякое изменение ее, вызванное, допустим, колебанием нагрузки, немедленно воспринимается термостатом, который соответственно автоматически или увеличивает приток нагретой воды в отделение для испарения или уменьшает. Благодаря этому достигается постоянная температура насыщения.

Хотя описанная система удовлетворительно разрешает задачу о поддержании постоянной температуры дутья, тем не менее она страдает тем недостатком, что возможна коррозия водоподогревателя вследствие наличия в продуктах сгорания сернистых соединений. Далее, от воды в сатураторе отнимается не все заключенное в ней тепло, благодаря чему кроме потери с нагретой водой, расходуемой регулировочным устройством, имеется еще дополнительная потеря с водой, неиспользованной в процессе насыщения воздуха.

Поэтому во многих случаях предпочтительнее генерировать острый пар в котле, использующем тепло отходящего газа. Таким способом можно регулярно получать $2\div 3$ кг пара на *эфф. ЛС-час*, используя излишний пар на другие заводские нужды. Газогенератор может получать нужный ему пар или за счет собственного отходящего тепла, или в виде острого пара, полученного в котле, работающем на отработавших газах, или наконец в виде отработавшего пара из установки, снабжаемой острым паром из котла, работающего

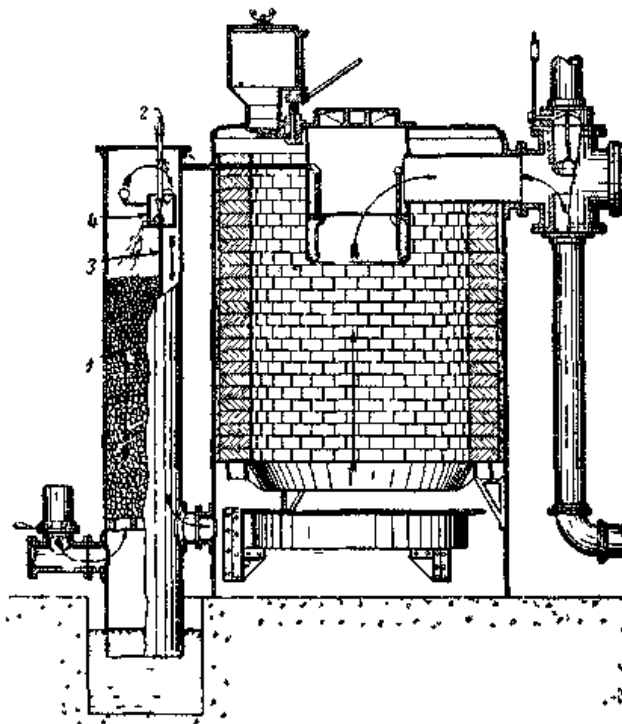


Рис. 181. Сатуратор воздуха системы Смита.

1 — увлажнитель, 2 — труба для подачи воды, 3 — вертикальная перегородка, 4 — водораспределительное устройство.

на отработавших газах. Во всяком случае, применяется ли острый или мятый пар для добавки к воздушному дутью, количество примешиваемого пара можно автоматически регулировать при помощи устройства, аналогичного устройству в установке фирмы Смит с тем только отличием, что приводом регулятора здесь будет служить не водяной, а паровой клапан.

ж) Утилизация тепла отходящего газа

* Описанные выше типичные конструкции генераторов с увлажнителями дутья, хотя и нашли применение в промышленности, однако обладают рядом существенных недостатков, главным из которых является сравнительная трудность регулировки надлежащей температуры паровоздушной смеси, в особенности при переменной нагрузке генераторов. Кроме того получаемый таким образом водяной пар может идти только на

увлажнение дутья, вследствие чего удовлетворение других потребностей в паре должно происходить за счет посторонних источников. Конечно, как уже отмечалось, во многих случаях и в частности для небольших установок такое решение вопроса о снабжении паром является удовлетворительным.

Однако для генераторных станций более крупного масштаба с

дополнительным и значительным расходом пара на другие нужды, а также в том случае, когда потребитель по производственным условиям должен снабжаться холодным газом, целесообразнее

устанавливать специальные паровые котлы, по возможности более полно утилизирующие физическое тепло отходящего газа. В этом случае производство пара осуществляется отдельно в котлах-утилизаторах, и полученный пар помимо увлажнения дутья может расходоваться для других целей. Существенное отличие установок этого типа от ранее рассмотренных генераторов-котлов заключается в том, что здесь пар генерируется исключительно за счет физического тепла газа и в совершенно отдельных аппаратах. Однако, помимо установки одних лишь котлов-утилизаторов, генераторы могут иметь и охлаждающие водяные рубашки для получения пара низкого давления, т. е. возможны различные комбинации, обеспечивающие лучшее использование тепла. *

Типичные конструкции применяемых на практике устройств приводятся ниже. На рис. 182 показан разрез всасывающей установки Крослей. Аппаратура для получения пара в этой установке может считаться типичной для всех газогенераторных установок, в которых пар получается в устройствах, совершенно отделенных от собственно генераторов. Необходимый для процесса газификации пар здесь целиком генерируется за счет физического тепла отходящего газа. А – генератор, В – трубчатый

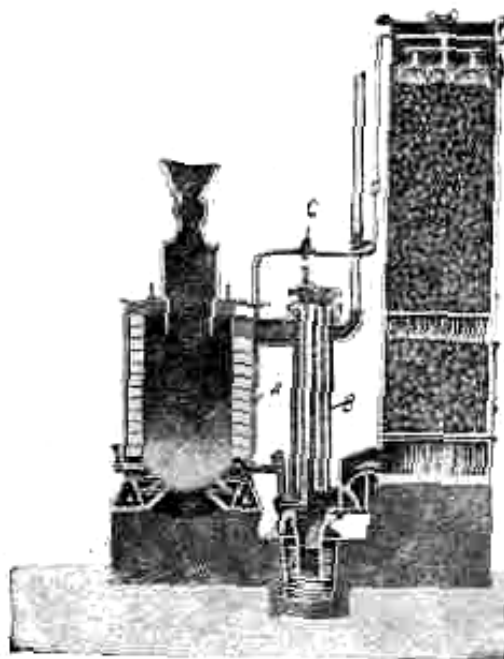


Рис. 182. Всасывающая установка Крослей.

А – генератор, В – трубчатый парообразователь, С – автоматический питатель для воды.

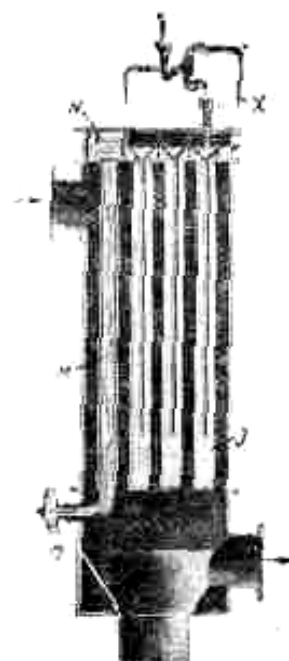


Рис. 183. Испаритель системы Крослей.

(показан отдельно на рис. 183), *C* – автоматический питатель для воды.

Рёбристые трубы парообразователя вмонтированы в верхнюю плиту, в которую подается питательная вода по трубе *X* через воронку. Эти трубы *J*, за исключением последней из них *M*, установлены так, что вода последовательно проходит через каждую из них. В трубе *M* собирается уже готовый пар, и она служит своего рода соединительным трубопроводом между паровым пространством *N* парообразователя и парораспределительным устройством *O*, подающим пар в генератор.

На рис. 184 показан генератор фирмы Копперс (Koppers). В отношении способа производства пара он имеет ту особенность, что в нем скомбинированы два котла, высокого и низкого давления, причем котел высокого давления работает в тех случаях, когда получаемый газ предварительно охлаждается. Котел низкого давления работает в

соединении с водяной рубашкой, благодаря чему избегается высокое давление пара, имеющее место в генераторе Маришка, и вместе с тем температура водяной рубашки поддерживается выше температуры конденсации влаги воздушного дутья. Водяная рубашка соединяется с небольшим расположенным выше парообразователем. Поднимающаяся нагретая вода поступает в барабан по верхнему отводящему трубопроводу, а охлажденная вместе с прибавленной питательной возвращается обратно по впускной трубе, входящей в рубашку в нижней ее части. Температура возвращающейся в рубашку воды около 105° , температура горячей, поднимающейся в барабан, 107° и выше. В барабане образуется пар низкого давления нормально не выше $0,35 \text{ атм}$, который примешивается к воздушному дутью, направляемому под решетку.

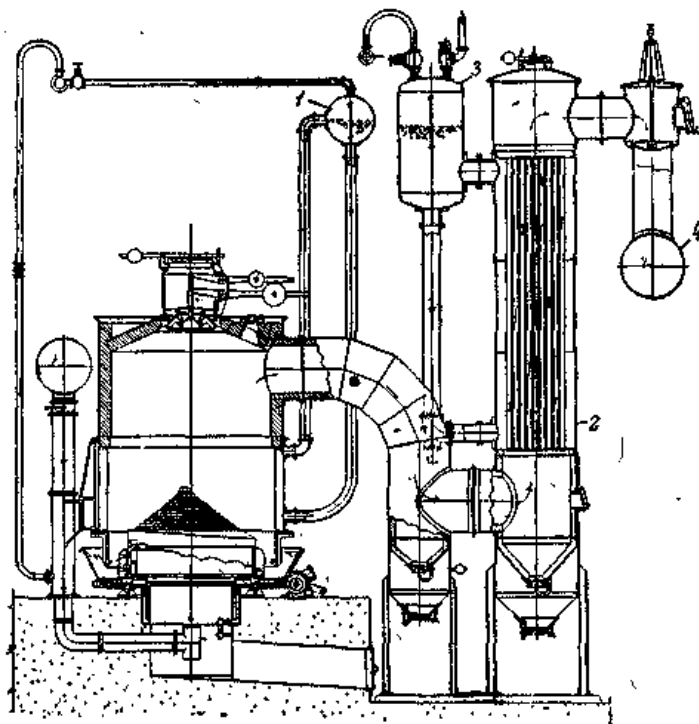


Рис. 184. Газогенератор Копперс-Керпели с использованием тепла отходящего газа.

1 – котел низкого давления, 2 – котел высокого давления, 3 – паросборник котла высокого давления, 4 – газопровод.

Система котла высокого давления, работающего на отходящем тепле газа, состоит из устройства, несколько напоминающего устройства, широко распространенные на установках для водяного газа.

Вертикальный трубчатый котел снабжен внизу пространством для оседания пыли и сверху – продувным клапаном. Газ из генератора проходит по трубам, вода заполняет межтрубное пространство. Для улучшения условий циркуляции паросборник соединен с межтрубным пространством двумя трубами, идущими снизу и сверху котла.

Генераторный газ из кокса охлаждается в таком котле с 700 до 250°

* Применение трубчатых котлов указанного типа для уменьшения теплосодержания генераторного газа (в равной мере это относится и к котлу типа Маришка) ограничено областью газификации топлив, не содержащих летучих, например кокса или антрацита.

В прошлом делались неоднократные попытки приспособления подобного рода устройств для утилизации тепла газа из битуминозных топлив, однако при этом всегда возникали значительные неполадки, вызванные непрекращающимся засорением труб смолой, сажей и топливной мелочью.

В настоящее время котлы-утилизаторы, подобные показанному на рис. 184, получили сравнительно широкое применение. Они строятся обычно на давления не выше 15 ат в зависимости от применяемой конструкции и температуры отходящего газа, причем давление может быть взято тем выше, чем выше температура газа. В виду более удобной чистки и простоты в эксплуатации, на практике главным образом применяются так называемые дымогарные котлы и значительно реже – для получения пара более высокого давления – водотрубные. Обычно котлы-утилизаторы применяются в том случае, когда температура отходящего газа достаточно высока и не ниже 400°. По экономическим соображениям охлаждение газа часто не производится ниже 200÷250°, так как в противном случае значительно увеличивается поверхность нагрева котла, а следовательно возрастают первоначальные затраты на оборудование.

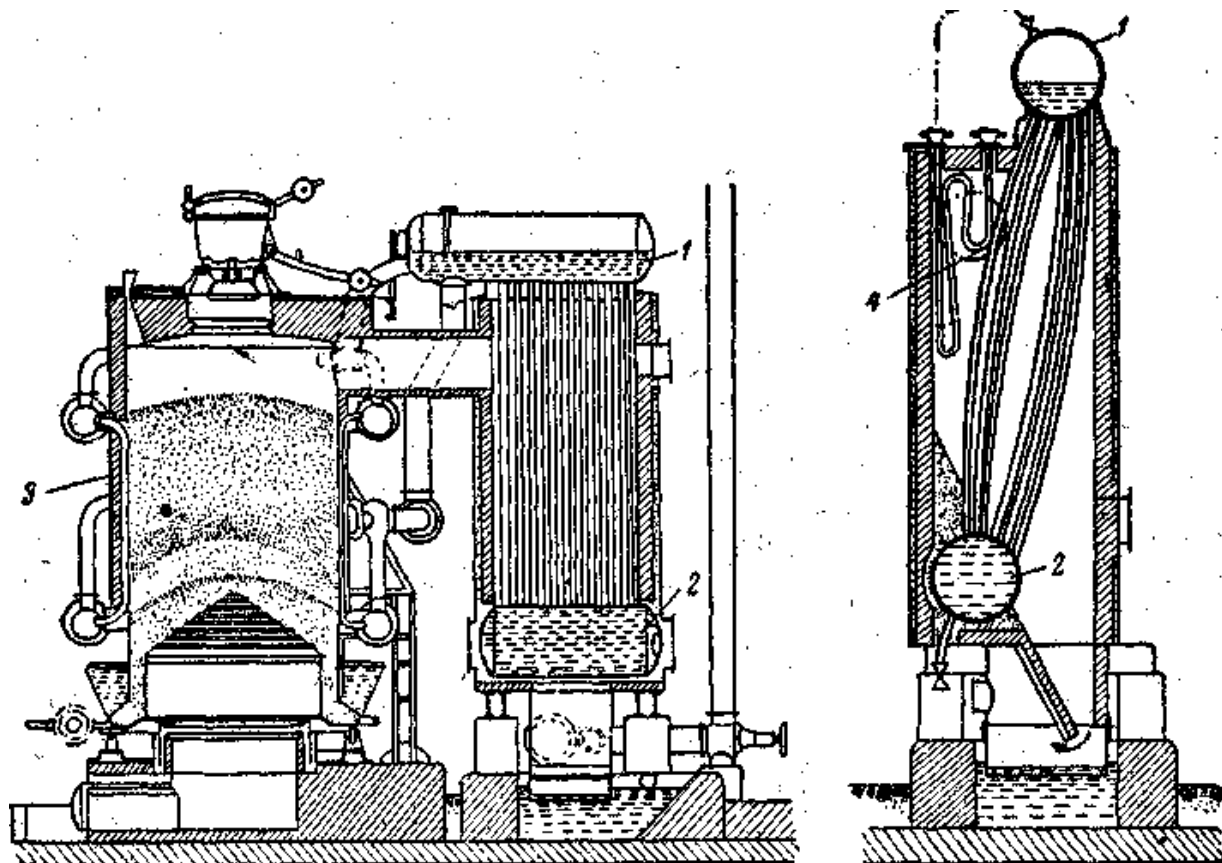


Рис. 185. Водотрубный котел-утилизатор.

1 – верхний барабан, 2 – нижний барабан, 3 – котел экранного типа, 4 – пароперегреватель.

Рис. 184 изображает установку котла-утилизатора с дымогарными трубками. Другой тип котла показан на рис. 185. Здесь водотрубный котел-утилизатор, работающий на отходящем газе, соединен с экранным котлом, образующим нижнюю часть шахты генератора. Котел снабжен пароперегревателем. На левой части рис. 185 показан общий вид установки, на правой – разрез по котлу: 1 и 2 – соответственно верхний и нижний барабаны котла-утилизатора, 3 – котел экранного типа, 4 – пароперегреватель.

Количество пара, получаемого в котлах-утилизаторах, обычно лежит в пределах от 4 до 6 кг/час·м² поверхности нагрева. Таким путем используется до 60% тепла, заключенного в горячем газе. *

В заключение раздела о газогенераторных установках с собственным производством пара сделаем несколько обобщений применительно к установкам, производящим холодный генераторный газ:

1. Во всех случаях, когда генераторный газ при выходе из верхних слоев топлива содержит в себе большое количество тепла, явного (обусловленного высокой температурой) или скрытого (обусловленного высоким влагосодержанием), устройства

для производства пара за счет собственного отбросного тепла позволяют сэкономить 5÷10% от общего потребления топлива.

2. Для топлив с малым содержанием летучих, например антрацита или кокса, форма испарителей может быть самой разнообразной, причем обогреваться испарители могут непосредственно горячими газами, а в некоторых случаях еще и соприкосновением с нагретым топливом.

3. В случаях, когда высокое теплосодержание горячего неочищенного газа обусловлено присутствием в нем в большом количестве влаги и газифицируемое топливо содержит смолы, сажу и пыль, лучше всего производить пар косвенным путем, охлаждая газ водой и затем используя нагретую таким образом воду для подогрева и увлажнения воздуха, направляемого в генератор.

В тех установках, где газифицируемое топливо, например торф, бурый уголь и др., несколько подсушивается перед введением в генератор, бывает целесообразно использовать воздушное дутье в качестве сушильного агента.

Другой способ производства пара для генераторной установки состоит в пропускании воздуха через воздухоподогреватель (например через рекуператор печи) с последующим вбрызгиванием воды или увлажнением в насытителе (сатураторе). Такой способ является не чем иным, как обращением ранее описанных процессов насыщения воздуха, поскольку здесь при встрече воздуха с водой более нагретым оказывается воздух.

з) Способы подвода к генераторам смесей эндотермических агентов с воздухом

До сих пор мы рассматривали такие установки, в которых к воздуху, поступающему в генератор, в качестве эндотермического агента добавляется только водяной пар. Однако, несмотря на легкость регулирования, свойственную установкам

этого типа, и несмотря на то, что введение обыкновенных продуктов сгорания в воздушное дутье вообще невыгодно, если имеется в виду производство холодного газа высокой теплотворной способности, — все же есть работающие газогенераторы промышленного масштаба, в которых к воздушному дутью, подаваемому под колосниковую решетку, добавляется некоторое количество продуктов сгорания.

Еще около 1890г. Л. Монд получил патент на устройство для получения пара за счет тепла отходящих продуктов сгорания газового двигателя, которые, будучи насыщены водяными парами полностью или частично, вместе с воздухом вводятся в

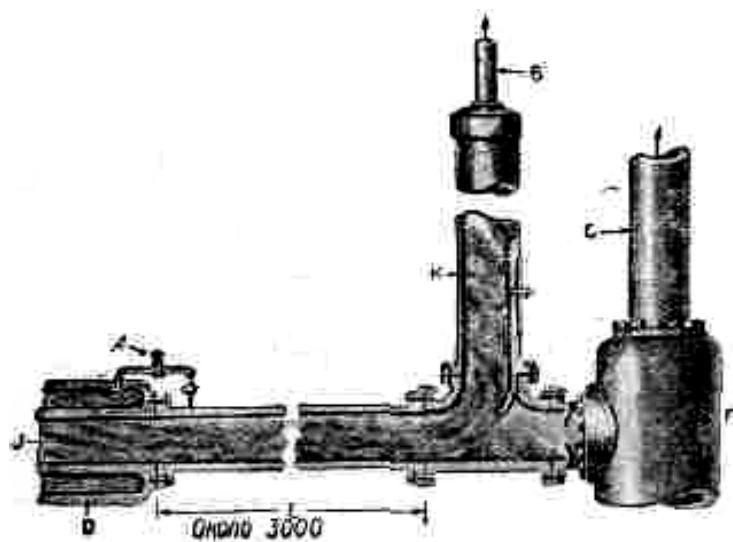


Рис. 186. Парообразователь системы Галуша.

A — регулировочный кран, *B* — труба, подводящая парогазовую смесь к генератору, *C* — труба для сброса газа в атмосферу, *D* — водяная рубашка, *E* — парообразователь, *F* — глушитель, *J* — выхлопная труба двигателя, *K* — паросборник.

генератор. В Англии и до настоящего времени существуют газогенераторные установки, рентабельно работающие по описанному принципу.

На рис. 186 изображено устройство для получения пара системы Галуша (Galusha), которое строится фирмой Газ Продюсер энд Энджиниринг (Gas Producer and Engineering Corporation, США). В этом аппарате вода вбрызгивается непосредственно в отходящие из

газового двигателя газы, и смесь отбирается в генератор. *J* – выхлопная труба газового двигателя. *D* – окружающая выхлопную трубу водяная рубашка, в которой происходит подогрев предназначенной для испарения воды перед впуском ее в трубу *E* (через регулировочный кран *A*) По соприкосновении воды с горячими отходящими газами часть воды мгновенно превращается в пар, собирающийся в паросборник *K*, в то время как газы проходят в глушитель *F* и оттуда по трубе *C* выходят в атмосферу. “Пар” для газогенератора отбирается по изолированной трубе *B*, причем ввод его в генератор регулируется особым клапаном.

Несомненно, что полученный описанным способом “пар” всегда содержит компоненты отходящих газов вроде азота, кислорода и CO_2 . Трудно сказать, в какой именно пропорции эти газы бывают примешаны к пару, но во всяком случае такая примесь имеет место, и полагать, что указанным путем можно получить более или менее законченное отделение пара от газа, нет никаких оснований.

Если газ потребляется двигателями, т.е. его пониженная теплотворная способность хотя и не желательна, но не является серьезным эксплуатационным недостатком, то можно считать, что описанное устройство работает удовлетворительно, поскольку в паросборник *K* отбирается достаточное количество образовавшегося пара.

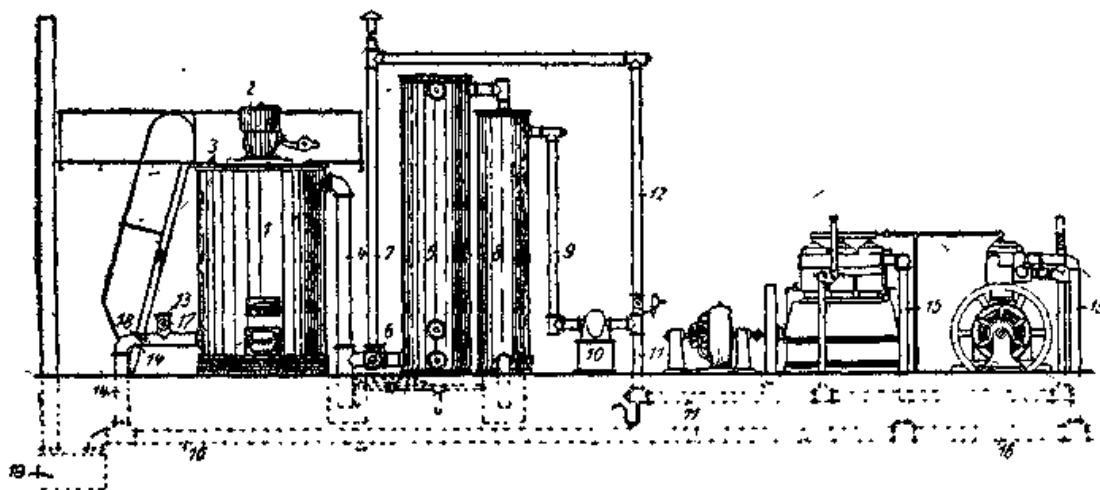


Рис. 187. Установка генератора Тэйта с использованием тепла отработавшего газа.

1 – газогенератор, 2 – загрузочное устройство, 3 – загрузочная площадка, 4 – стояк с гидравликой, 5, 8 – установка для охлаждения газа, 6 – задвижка, 7, 9, 12 – соединительные газопроводы, 10 – эксгаустер, 11 – газопровод к двигателю. 13 – подвод воздуха, 14, 15, 16, 19 – выхлопная сеть двигателя. 17, 18 – клапаны.

Известное преимущество рассматриваемого способа заключается в том, что для производства пара, необходимого для процесса газификации, отпадает надобность в специальных устройствах. Кроме того замена части водяного пара углекислотой несколько снижает общий расход топлива.

В Германии некоторые крупные газогенераторы, обслуживающие печи, снабжаются паром, полученным за счет тепла отработавших печных газов, причем передача тепла от газов к испаряемой воде происходит путем непосредственного соприкосновения в специальных теплообменниках. Если только температура отработавших газов не очень высока, присутствие в воздушном дутье добавочного количества азота из отходящих газов отражается на теплотворной способности газа и пирометрическом эффекте при его горении. Поэтому нет никакого сомнения в том, что работа печей была бы более эффективной, если бы для получения необходимого пара были применены “косвенные” пути использования тепла отходящих газов, например посредством установки котла-утилизатора или экономайзера или посредством подогрева воздуха в воздухоподогревателе с последующим получением пара в сатураторе.

Рис. 187 показывает общее размещение газогенератора с двигателем по системе Тэйта (Tait) [141]. Этот тип установки, впервые предложенный Тэйтом (США), особенно характерен тем, что часть отработавших газов из двигателя добавляется к воздуху, вступающему в генератор.

1 – газогенератор, 2 – загрузочное устройство, 3 – загрузочная площадка, 5 и 8 – установка для охлаждения газа, 10 – эксгаустер, благодаря которому генератор работает под разрежением, а газ к двигателям подается под давлением (по трубе 11). Выхлопная сеть двигателей состоит из патрубков 15, магистрали 16, глушителя 19 и соединительного рукава 14, служащего для перепуска части отработавших газов в генератор. Воздух в генератор засасывается через ответвление 13. Посредством клапанов 17 и 18 осуществляется независимая регулировка относительных количеств воздуха и отработавших газов. 7, 9 и 12 – соединительные газопроводы, 4 – стояк с гидравликой, 6 – задвижка.

При содержании в смеси воздуха и газа 3,3% CO_2 , 18,9% O_2 и 0,1% CO , вырабатываемый газ был следующего состава: CO_2 – 1,8%; O_2 – 1,2%; CO – 26,2%; H_2 – 0,4%; CH_4 – 0,7%; N_2 – 69,7%; всего горючих газов – 27,3%.

Несмотря на такое малое содержание в газе горючих и в частности водорода, двигатели работали вполне удовлетворительно. Однако применение такого газа в охлажденном виде для целей нагрева имело бы крайне невыгодные последствия. Таким образом составы газа, практически полученные при работе с добавкой продуктов сгорания, действительно обладают пониженной теплотворной способностью и подтверждают ранее сделанные выводы об ограниченной возможности замены водяного пара, как эндотермического агента, углекислотой, содержащейся в отходящих газах.

В некоторых установках описанной системы, помимо примешивания к воздуху продуктов горения, оказалось целесообразным подводить и некоторое количество пара, благодаря чему уменьшилось шлакование топлив с легкоплавкой золой.

Помимо указанных случаев цикл с возвратом отработавших газов иногда применяется в газогенераторах, вырабатывающих полугаз для обогрева реторт газовых заводов. В этом случае горячие продукты горения инжeksiруются под решетку с целью экономии потребляемого пара. Установки такого типа работают в США и Германии.

Гудлер [142] (Hudler) приходит к следующим выводам относительно применения этой системы к отоплению реторт газовых заводов:

“Экономические выгоды, получаемые от введения под решетку продуктов сгорания, обуславливаются не их химическими свойствами (т.е. наличием в них CO_2), а исключительно их теплосодержанием (физическим теплом). Хорошие результаты могут быть получены только при подводе горячих продуктов сгорания непосредственно в зону газообразования, в случае же их предварительного, охлаждения процесс становится невыгодным”.

Итак, повидимому можно считать, что при подводе газов, температура которых ниже $300\div 400^\circ$, нельзя ожидать получения большой производственной экономии. С другой стороны при использовании газов очень высокой температуры, опасаясь неполадок, вызываемых шлакообразованием, следует считаться со свойствами золы топлива.

Интересная система производства пара для собственных нужд газогенераторов применяется фирмой Бендер и Фрембс (Bender & Fraembs). Эта система состоит из испарителя, внутри которого сжигается часть неочищенного генераторного газа, причем продукты горения приходят в непосредственное соприкосновение с водой, подлежащей испарению. Получающаяся перегретая смесь продуктов горения с паром добавляется в воздушное дутье, причем смешение производится перед введением дутья в генератор.

Рис. 188–190 изображают в разных видах установку из двух генераторов, работающую по данному принципу.

Здесь 1 – генераторы, соединенные посредством труб 3 с общим газовым

коллектором 2. Парообразователь состоит из камеры сжигания 5 и испарителя 6, которые футерованы огнеупорным кирпичом. 9 – бак с водой для испарителя, 8 – вентилятор, приводимый в движение мотором 7, 10 – труба, подводящая дутье к генератору. Небольшое количество неочищенного генераторного газа отбирается из борова (11 – место забора) по заборной трубе 12 с регулировочным клапаном 13. Этот газ поступает для сжигания в горелку 14 внизу камеры сгорания 5. Продукты сгорания поступают в испарительную камеру 6 через окно 15. Здесь они приводятся в непосредственное соприкосновение с водой, стекающей в виде каскадов по чугунным пластинам 16.

Уровень воды в баке 9 поддерживается постоянным, вследствие чего соответствующей установкой крана 18 поступление воды в испаритель через воронку 17 может быть точно регулируемо.

Вода быстро испаряется. Смесь продуктов горения с паром уходит из испарителя при температуре $300\div 400^\circ$ по трубе 19. Перед входом в вентилятор к смеси добавляется воздух через тройник 20, имеющий регулировочную заслонку 21. Вентилятор распределяет дутье между обоими генераторами по двум трубам 10 и 22, на каждой из которых имеется по особой регулировочной заслонке 23 и обратному клапану 24. Во избежание потерь от лучеиспускания и конденсации все воздухопроводы изолированы.

В зависимости от производственных условий и степени легкоплавкости золы топлива в устройствах подобного рода может быть испарено от 0,135 до 0,26 кг воды на 1 кг

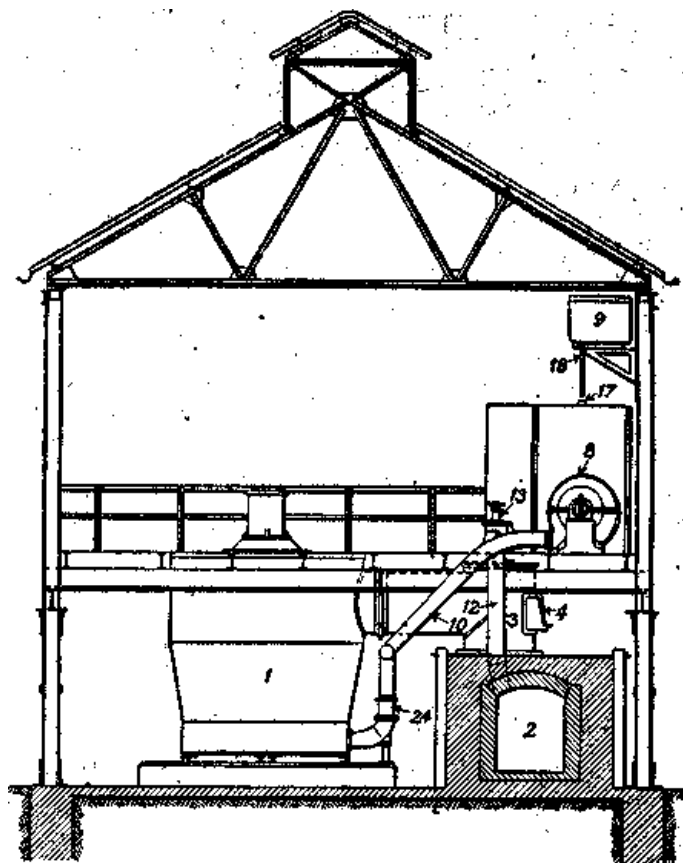


Рис. 188. Установка системы Бендер и Фрембс (поперечный разрез).

1 – генератор, 2 – газовый коллектор, 3 – газоотвод, 4 – предохранительный клапан, 8 – вентилятор, 9 – водяной бак, 10 – труба для дутья, 12 – заборная труба, 13 – регулировочный клапан, 17 – воронка для воды, 18 – кран, 24 – обратный клапан

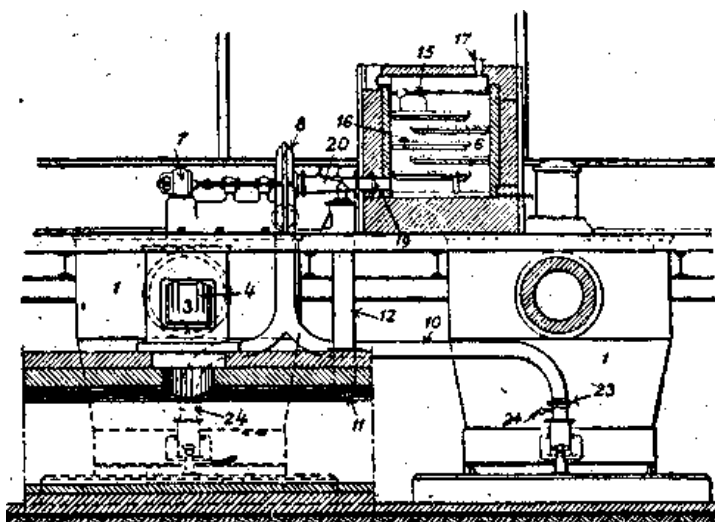


Рис. 189. Установка системы Бендер и Фрембс (продольный разрез).

1 – генераторы, 3 – газоотводы, 4 – предохранительный клапан; 6 – испаритель, 7 – мотор, 8 – вентилятор. 10 – труба для дутья, 11 – место забора неочищенного газа, 12 – заборная труба, 15 – окно, 16 – чугунные пластины, 17 – воронка для воды, 19 – трубопровод для отвода смеси продуктов горения с паром, 20 – тройник, 23 – регулировочные заслонки, 24 – обратные клапаны.

газифицируемого каменного угля и от 0,06 до 0,13 на 1 кг бурого угля. Температура смеси, подаваемой в генератор, $150\div 170^{\circ}\text{C}$, содержание в ней CO_2 – от 1,0 до 1,6%. Расход мощности на генератор, газифицирующий 10 т угля в сутки, составляет $3\div 4$ ЛС при давлении дутья 100 мм вод. ст.

В виду того что каскадные пластины подвергаются сравнительно небольшому износу, описанная установка при условии постоянной нагрузки безусловно имеет ряд преимуществ:

- 1) экономия в общем расходе топлива;
- 2) независимость от отдельно отапливаемой котельной с ее тепловыми потерями;
- 3) отсутствие конденсации пара, обычной в пароструйных вентиляторах.

Упомянутая выше цифра расхода пара $0,25\text{ кг/кг}$ угля, пожалуй, несколько мала для топлив с очень легкоплавкой золой. Однако, если исходить из этой цифры, нетрудно

подсчитать примерное количество газа, расходуемого на производство пара.

Принимая состав вырабатываемого горячего газа по графе 1 таблицы 32 (стр. 68) и считая, что 70% от теплотворной способности холодного газа ($1476,5\text{ ккал/м}^3$) используется для получения и подогрева $0,25\text{ кг}$ пара до 350° (температуры отходящих газов), расход газа определится следующим образом:

$$\frac{0,250 \times 747}{1476,5} \times \frac{100}{70} = 0,181\text{ м}^3\text{ газа на } 1$$

кг газифицируемого угля (747 – теплосодержание пара в ккал/кг).

Если выход газа в генераторе составляет $3,5\text{ м}^3/\text{кг}$ угля, то следовательно для производства пара должно затрачиваться 5,2% от всего вырабатываемого газа.

При сжигании 1 м^3 газа получается $2,13\text{ м}^3$ продуктов горения, содержащих $0,216\text{ м}^3$ ($\sim 10\%$) H_2O . На каждый килограмм газифицируемого угля приходится испаренной воды $0,25\text{ кг}$, занимающей объем (в виде пара при 0° и 760 мм) $0,31\text{ м}^3$. На то же количество угля затрачивается $0,181\text{ м}^3$ газа, дающего продуктов сгорания $0,181 \times 2,13 = 0,385\text{ м}^3$. Всего следовательно продуктов сгорания вместе с паром $0,31 + 0,385 = 0,695\text{ м}^3$. В том числе водяных паров 1) от сгорания газа (10% от 0,385) – $0,039\text{ м}^3$, 2) от испарения воды – $0,31\text{ м}^3$, а всего – $0,349\text{ м}^3$, что составляет по отношению ко всему количеству смеси $(0,349:0,695) \times 100 \approx 50,0\%$.

Соответствующая температура насыщения смеси около 82° . Суммарное количество эндотермических агентов в смеси: в продуктах сгорания 1 м^3 газа содержится CO_2 $0,327\text{ м}^3$, следовательно от сжигания $0,181\text{ м}^3$ газа получается $0,181 \times 0,327 = 0,059\text{ м}^3\text{ CO}_2$, что составляет $(0,059:0,695) \times 100 = 8,5\%$. Процентное содержание в смеси $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$:

$$8,5 + 50,0 = 58,5\%.$$

Из вышеприведенного приближенного подсчета видно, что добавка к воздушному дутью эндотермического агента, богатого по содержанию водяным паром, не должна отражаться сколько-нибудь серьезно на результатах газификации.

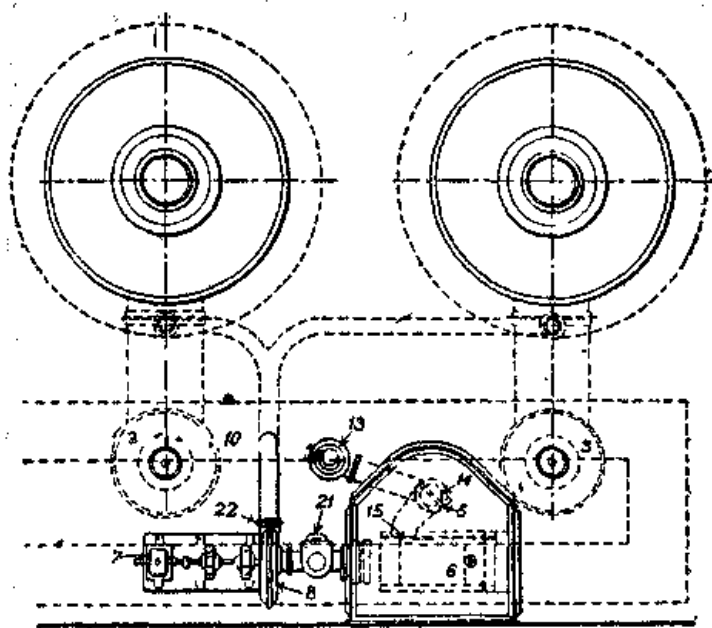


Рис. 190. Установка системы Бендер и Фрембс (план)

1 – генераторы, 3 – газоотводы, 5 – камера сжигания, 6 – испаритель, 7 – мотор, 8 – вентилятор, 13 – регулировочный клапан, 14 – горелка, 15 – окно, 21 – регулировочная заслонка, 22 – трубопровод дутья.

8 ГЕНЕРАТОРЫ С УЛАВЛИВАНИЕМ ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ

Ранее было указано, что основными продуктами, улавливаемыми из генераторного газа, являются аммиак и смола. В течение многих лет с момента успешного осуществления Л. Мондом процесса получения аммиака при газификации каменных углей, аммиак обычно считался единственным из побочных продуктов, улавливание которого экономически оправдывается. Правда, во многих предложенных впоследствии конструкциях генераторов были запатентованы различные способы разрушения выделяющихся смол, однако улавливание их в течение долгого времени считалось экономически нерентабельным. Лишь во время мировой войны, когда страны Европы стали испытывать острый недостаток в жидком топливе, смазочных маслах и других продуктах, было обращено серьезное внимание на улавливание смол, получающихся при газификации топлив. Поэтому, особенно в Германии, были предложены и осуществлены различные устройства для увеличения выхода смоляных погонов, выделяющихся из топлива во время газификации. При этом получение аммиака в большинстве случаев рассматривалось второстепенным или даже вовсе не имеющим значения фактором.

В настоящем разделе рассматриваются следующие типы генераторов:

- 1) генераторы, сконструированные с основной целью получать аммиак, и
- 2) генераторы, сконструированные главным образом в целях получения смол.

а) Генераторы с улавливанием аммиака

В 1883 г. Юнг и Бейлби (Young и Beilby) в своем докладе, прочитанном в обществе химической промышленности, сообщили, что при газификации каменного угля в обогреваемой снаружи реторте (вроде реторт, применяемых в шотландской сланцевой промышленности), при наличии внизу газогенератора для кокса, был получен газ следующего состава: CO_2 – 16,6%, CO – 8,1%, CH_4 – 2,3%, H_2 – 28,6%, N_2 – 44,4%, причем от 60 до 70% содержащегося в топливе азота улавливалось в виде аммиака.

Установка Юнга и Бейлби однако не получила широкого распространения, возможно вследствие дороговизны ее конструкции. В качестве исторически интересного материала их ретортный генератор представлен на рис. 191.

A – газогенератор, питаемый коксом из находящейся выше него реторты *B* и служащий для обогрева этой реторты как изнутри, так и снаружи. Ввод воздуха и пара производился в двух местах *E*. Газ отводился сверху реторты в сборный газопровод *C*. Подача угля производилась через загрузочное устройство *D*.

Первая газогенераторная установка Л. Монда была построена в 1883–1885 гг. (рис. 192). В доказательство исключительной технической интуиции Монда достаточно упомянуть о том, что им сразу была построена не опытная установка, а установка промышленного типа производительностью не меньше 200 т каменного угля в сутки.

Газогенераторы были кирпичные, шахтного типа, с железной обвязкой, прямоугольной формы, размером 1,825×3,65 м. В каждом генераторе имелось по две поперечных стенки *15*, разделяющих верхнюю часть шахты на три камеры. В две наружные камеры загружался уголь из двух отдельных загрузочных коробок. Средняя камера служила для отбора газа.

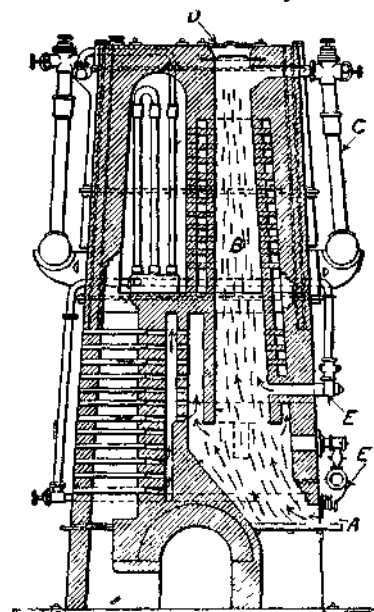


Рис. 191. Генератор с ретортой Юнга и Бейлби.
A – генератор для кокса, *B* – реторта, *C* – газопровод, *D* – загрузочное устройство, *E* – ввод воздуха и пара.

Температура насыщения паровоздушного дутья была около 80° , давление дутья – 100 мм вод. ст. Дутье вводилось с двух противоположных сторон генератора, так что потоки газов, поднимающихся через толщу топлива, отклонялись от краев шахты к середине.

В качестве топлива применялась угольная мелочь с содержанием летучих и влаги 35,5% и золы 11,5%.

Термический к. п. д. генератора составлял около 73%, причем содержание углерода в шлаке составляло около 16%.

Полученный газ имел следующий состав: CO_2 – 15%, CO – 10%, H_2 – 23%, CH_4 – 3%, N_2 – 49%; низшая теплотворная способность 1152 ккал/м^3 .

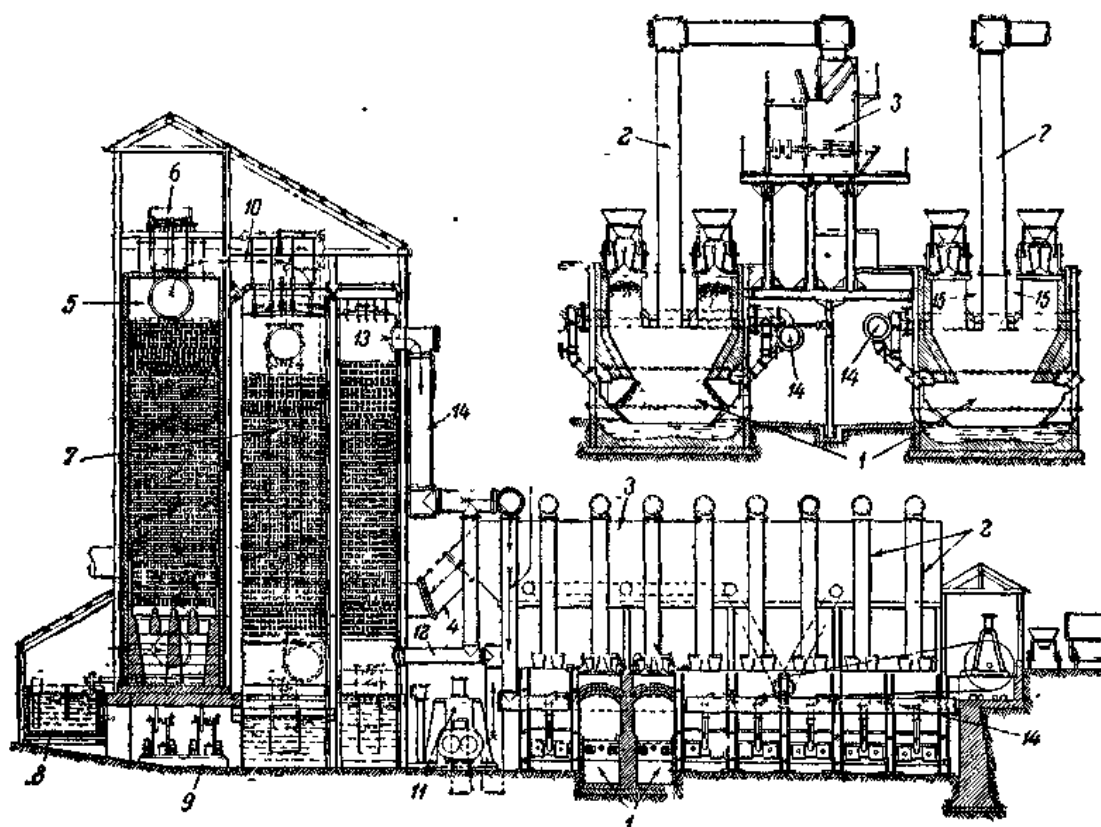


Рис. 192. Установка генераторов Монда (первоначальная конструкция).

1 – генераторы, 2 – газоотводы, 3 – механический газопромыватель, 4 – газопровод к кислотной башне, 5 – кислотная башня, 6 – бак для кислоты, 7 – скруббер для охлаждения газа, 8 – переточный бак для кислоты, 9 – насосы для подачи кислоты, 10 – газопровод к скрубберу, 11 – воздуходувки, 12 – воздухопровод холодного воздуха, 13 – воздухоподогреватель, 14 – воздухопровод горячего воздуха, 15 – разделительная стенка.

Потребление пара (пар получался со стороны) составляло $0,75 \text{ кг/кг}$ загружаемого в генераторы угля. Выход смолы – 3% от газифицируемого топлива. Смола получалась очень густой и содержала всего лишь 42% собственно смоляных фракций.

В виде аммиака улавливалось 50% всего азота топлива. В процессе работы было найдено, что количество улавливаемого аммиака могло быть увеличено за счет введения с воздушным дутьем большего количества пара. Однако оказалось, что при этом весьма значительно снижается теплотворная способность газа, и поэтому в 1893 г. было предпринято изменение производственного процесса, а также и конструкции генераторной установки. Новая конструкция генератора, известная обычно под названием генератора Монда и получившая впоследствии значительное распространение, изображена на рис. 193.

К загрузочной коробке для топлива *A* примыкает реторта *B*; *C* – кольцевая наклонная решетка, подвешенная к нижнему краю железного кожуха *D*, который изнутри

футерован огнеупорным кирпичом и окружен собственно кожухом генератора *E*, опирающимся на чугунные башмаки *F*. Генератор работал на каменных углях со слоем топлива высотой от 2,1 до 2,45 м. Оптимальная температура насыщения воздушного дутья из условий получения высокого выхода аммиака была определена в 85°. Во избежание значительного снижения теплотворной способности газа при работе со столь большим количеством подаваемого пара, паровоздушная смесь подогревалась как за счет физического тепла газа в специальном подогревателе, так и посредством пропуска ее через кольцевое пространство между кожухами *D* и *E*.

Подогреватель воздуха состоял из ряда стальных труб, по которым газ, последовательно поднимаясь и опускаясь, совершал путь от патрубка *G* до патрубка *H*. Все эти трубы были снабжены рубашками шириной от 100 до 150 мм, по которым пропусклся встречный (по отношению к газу) поток воздушного дутья. В подогреватель воздух поступал через патрубок *K*.

При работе на английском каменном угле и подогреве воздушного дутья (временами очень влажного) от температуры его насыщения до 180÷250° С (в зависимости от чистоты подогревателя), температура газа снижалась примерно с 550 до 300°.

Во избежание излишних потерь тепла в окружающую среду трубы воздухоподогревателя были покрыты теплоизоляцией, однако часто от 25 до 50% тепла, отнятого от газа, терялось в атмосферу. Насколько известно автору, определенные на установках значения коэффициентов теплопередачи в подогревателях колебались в пределах от 7 до 25 ккал/час·м²·°С.

Вследствие охлаждающего действия воздушного дутья на наружную поверхность газовых труб, внутри последних оседали смола, сажа и пыль, которые с течением времени образовывали углеродистые отложения в таких количествах, что приходилось останавливать установку для очистки примерно раз в 6–12 месяцев. Впрочем всякого рода рыхлые отложения пыли из газа можно было удалять из труб воздухоподогревателя, не прекращая работы установки, через люки.

Реторта-юбка *B* была предусмотрена главным образом с целью поддержания постоянной высоты слоя топлива, однако она имела и другое назначение, заключавшееся в том, чтобы заставлять летучие вещества, выделяющиеся из топлива (в реторте), проходить перед выходом из генератора через более нагретые зоны топлива, где бы они (летучие) могли разлагаться или крекироваться.

Для получения более ровной производительности (а также для более энергичного разложения смолы) Монд сконструировал топливную реторту другого типа (см. рис. 194), в которой часть газа отбиралась через центральный выход *A* и затем, пройдя через соединительные ходы *B*, смешивалась с периферийным газом. Однако эта идея была впоследствии оставлена, так как оказалось, что при такой конструкции увеличивается выход смол.

Вплоть до самых последних усовершенствований низкотемпературных газогенераторов с улавливанием аммиака, вроде тех, которые применены фирмой Пауер

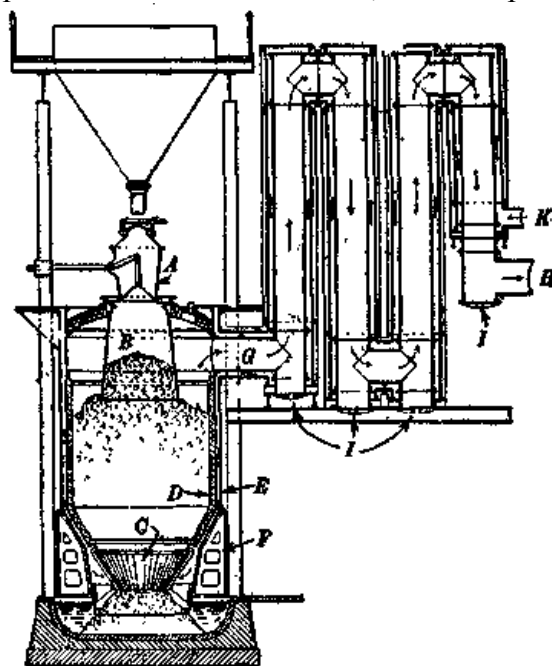


Рис. 193. Генератор Монда

A – загрузочная коробка, *B* – реторта, *C* – кольцевая наклонная решетка, *D* – железный кожух (внутренний), *E* – кожух генератора, *F* – чугунные башмаки, *G* – газоотвод, *H* – выходной газовый патрубок, *I* – люки для чистки, *K* – ввод воздуха.

Газ Корпорейшен, все установки, за исключением единственной установки Моора, были в общих чертах основаны на мондовской конструкции газогенератора, комбинированного с подогревателем, в том виде, как она описана выше. Ниже приводятся описания некоторых

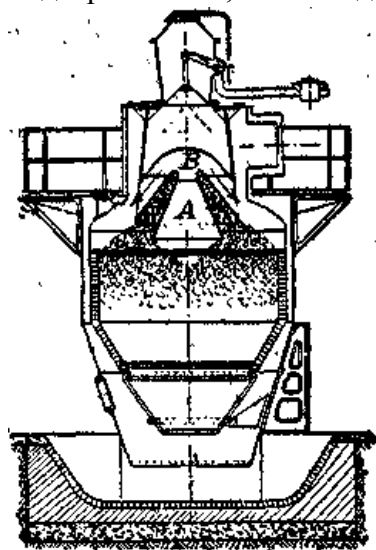


Рис. 194. Генератор Монда с измененной ретортой.

A – центральный выход газа, *B* – соединительные газовые ходы.

других установок, а именно установок ДUFFа, Крослей и Лимна. Во всех этих установках процесс газообразования одинаков с процессом Монда, и различие между ними заключается только в конструкции газогенератора и подогревателя воздушного дутья.

Газогенератор с улавливанием побочных продуктов системы ДUFFа показан на рис. 195. Здесь применена крышеобразная решетка ДUFFа, и сам генератор имеет прямоугольное сечение с несколько закругленными углами. Конструкция подогревателя компактнее и дешевле и отличается большими возможностями в отношении очистки и удаления пыли, чем первоначальная конструкция Монда. Однако в этой конструкции подогревателя имеется и недостаток, так как не так хорошо учтена разность в тепловом расширении между пластинами, соприкасающимися с газом и воздухом. Генератор системы ДUFFа другого типа с улавливанием побочных продуктов и вращающейся верхней крышкой показан на рис. 145 и был уже описан ранее.

Генератор Крослей представлен на рис. 196. Главным нововведением является подогреватель *B* трубчато-барабанного типа с перегородкой *C*, заставляющей газы проходить вниз по одной половине труб и вверх по другой, причем воздух омывает трубы снаружи. Своими нижними концами трубы выходят в конический пылевой мешок *D*. Благодаря устройству особых отверстий в крышке подогревателя трубы могут очищаться

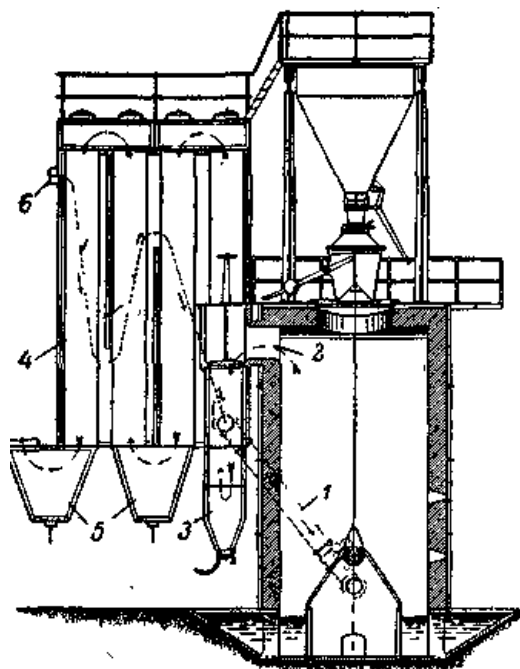


Рис. 195. Генератор ДUFFа.

1 – подвод воздуха и пара, *2* – газоотвод, *3* – пылеотделитель, *4* – трубчатый теплообменник, *5* – пылевые мешки, *6* – ввод воздуха.

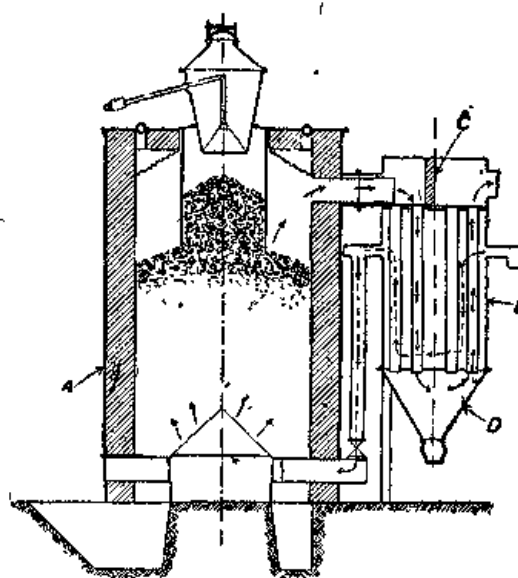


Рис. 196. Генератор Крослей.

A – генератор, *B* – теплообменник трубчато-барабанного типа, *C* – перегородка, *D* – пылевой мешок.

скребком. Следует отметить, что в рассматриваемой конструкции, вследствие применения труб малого диаметра, имеются налицо условия, способствующие быстрому их засорению

углеродистыми отложениями – сажей, пылью и смолой.

Генератор с улавливанием побочных продуктов системы Лимна изображен на рис. 197. Вращающаяся решетка этого генератора показана на рис. 79.

Подогреватель конструкции Лимна и Рамбуша состоит из трех concentрических узких кольцевых камер *A*, *B* и *C*, через которые последовательно проходит воздушное дутье. Пластинчатые перегородки заставляют воздух проходить длинный путь, двигаясь в противотоке с горячим газом, пропускаемым по более широким кольцевым промежуткам между воздушными камерами. Газ вступает в подогреватель в тангенциальном направлении, что облегчает выпадение из него пыли, оседающей затем в коническом бункере *D*. Благодаря описанному оригинальному размещению внутренних concentрических воздушных камер, с обеих сторон пластин находится газ или воздух практически одинаковой температуры, благодаря чему исключается возможность возникновения каких-либо неполадок, связанных с неравномерностью теплового расширения отдельных элементов конструкции.

Единственное исключение представляет наружный железный кожух, соединение которого с корпусом подогревателя *E* сделано поэтому подвижным.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно, так как в случае возникновения, под влиянием тепловых напряжений, неплотностей между газовыми и воздушными камерами воздух, находящийся под более высоким давлением, чем газ, может просочиться в последний и образовать взрывчатую смесь. (В некоторых подогревателях недостаточно удовлетворительной конструкции нередко можно встретить содержание в газе

кислорода в количестве $1\div 2\%$). Чтобы сделать возможной очистку газовых камер, не прекращая работы генератора, в крышке подогревателя предусмотрены специальные отверстия. Опыт показал, что для поддержания температуры паровоздушной смеси в 200° достаточно производить очистку поверхностей нагрева один – два раза в месяц.

На одной из установок Лимна, работающей в Челмсфорде, были получены следующие показатели [143]: количество каменного угля, прогазифицированного за 6 дней, около 150 т (главным образом ноттингемширский орешек) и температура дутья $84\div 85^\circ$.

При производстве пара в самостоятельной котельной удельный суммарный расход угля, газифицируемого в генераторе и сжигаемого в котельных топках, составлял $1,25\text{ т}$ на 1 т газифицируемого угля.

Состав газа (средний за 3 месяца): CO_2 – 15,8%, O_2 – 0,15%, CO – 10,68%, CH_4 – 2,59%, H_2 – 26,6%, N_2 – 44,1%. Низшая теплотворная способность – 1231 ккал/м^3 . Уловлено аммиака в процентах от всего азота топлива – 65% (около 40 кг на 1 т угля). Выход смолы – 5,7%. Смола содержала около 30% масел и до 70% пека.

Все вышеописанные конструкции генераторов рассчитаны на применение в качестве топлива каменного угля. Однако получение аммиака при газификации никоим образом не ограничено одним этим видом топлива. Лигниты, бурый уголь и торф с содержанием влаги до 50% могут успешно газифицироваться, давая достаточно высокие выходы аммиака. При газификации таких видов топлив вследствие низкой температуры выходящего газа невозможно использовать его физическое тепло для подогрева воздушного дутья до надлежащих температур. Для этой цели устраиваются специальные

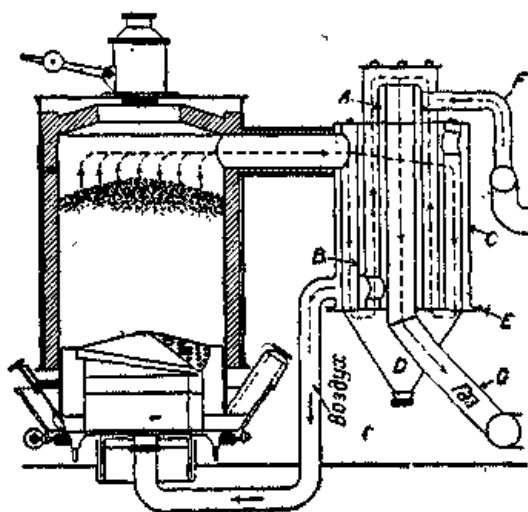


Рис. 197. Генератор Лимна.

A, *B*, *C* – concentрические кольцевые камеры для воздуха, *D* – пылевой мешок, *E* – корпус подогревателя, *F* – ввод воздуха, *G* – выход газа

подогреватели с самостоятельными топками, причем подогрев производится до весьма высоких температур (до 350°).

На рис. 198 показана газогенераторная установка по Монду, предназначенная для газификации низкосортного богемского бурого угля [144]. Вырабатываемый этой установкой газ используется в обжигательных, нагревательных и других печах трубопрокатного завода.

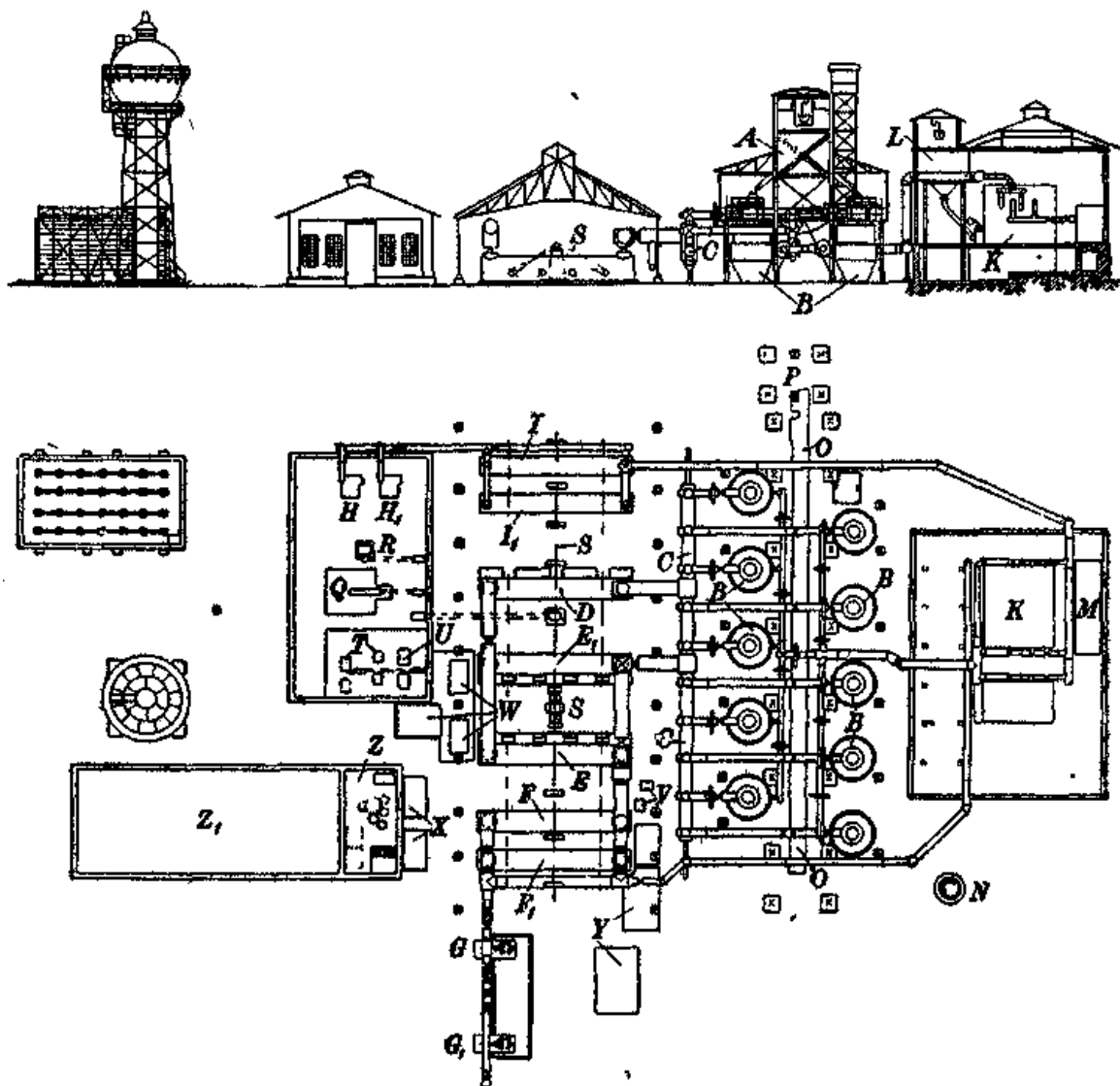


Рис. 198. Установка с улавливанием аммиака.

A — бункер для топлива, *B* — газогенераторы, *C* — коллектор для газа, *D* — газовый промыватель, *E* — аммиачный абсорбер, *E₁* — резервный промыватель и поглотитель, *F, F₁* — газовые холодильники, *G, G₁* — центробежные очистители, *H, H₁* — турбовоздуходувки, *I, I₁* — сатураторы воздуха, *K* — котел с воздухоподогревателем, *L* — угольный бункер для котлов, *M* — экономайзер, *N* — дымовая труба, *O* — транспортер для золы, *P* — зольный бункер и элеватор, *Q* — паровая машина, *R* — запасной двигатель, *S* — механический привод промывателя, *T* — насосы для воды и водонапорный бак, *U* — насосы для раствора, *V* — циркуляционные насосы, *W* — баки для раствора, *X* — бак для кислоты, *Y* — отстойники, *Z* — сульфатный цех, *Z₁* — склад сульфата.

Всего установлено 10 газогенераторов *B*. Из них 9 работало в продолжение месячного испытательного периода со средней суточной производительностью 14,7 *t* лигнита каждый (по абсолютно сухому веществу). Влажность лигнита колебалась в пределах от 32 до 36%.

Из-за высокой влажности топлива газ покидал генератор с температурой около 200° , вследствие чего заключенное в нем физическое тепло не могло быть использовано для подогрева паровоздушного дутья. Поэтому подогреватели паровоздушного дутья были устроены в боровых котельной между котлом *K* и экономайзером *M*.

Непрерывное месячное испытание дало нижеследующие средние показатели:

Анализ топлива. Влажность 32,2%, зольность (по сухому топливу) 29,32%, содержание азота 0,89%, низшая теплотворная способность рабочего топлива $2900 \div 3100$ ккал/кг.

Состав газа в процентах: CO_2 – 15,0, CO – 13,0, H_2 – 25,0, CH_4 – 4,5, N_2 – 42,5; низшая теплотворная способность 1421 ккал/м³.

Выход на тонну абсолютно сухого топлива: газа 1786 м³ (к.п.д. 61,5%), сульфата $28,6$ кг (уловлено аммиака в процентах от всего азота топлива 66%), смолы $141,3$ л (при влажности около 35%).

Показатели по котельной: расход угля на тонну абс. сухого лигнита $0,172$ т, испарено воды на тонну абс. сухого лигнита $0,9$ т.

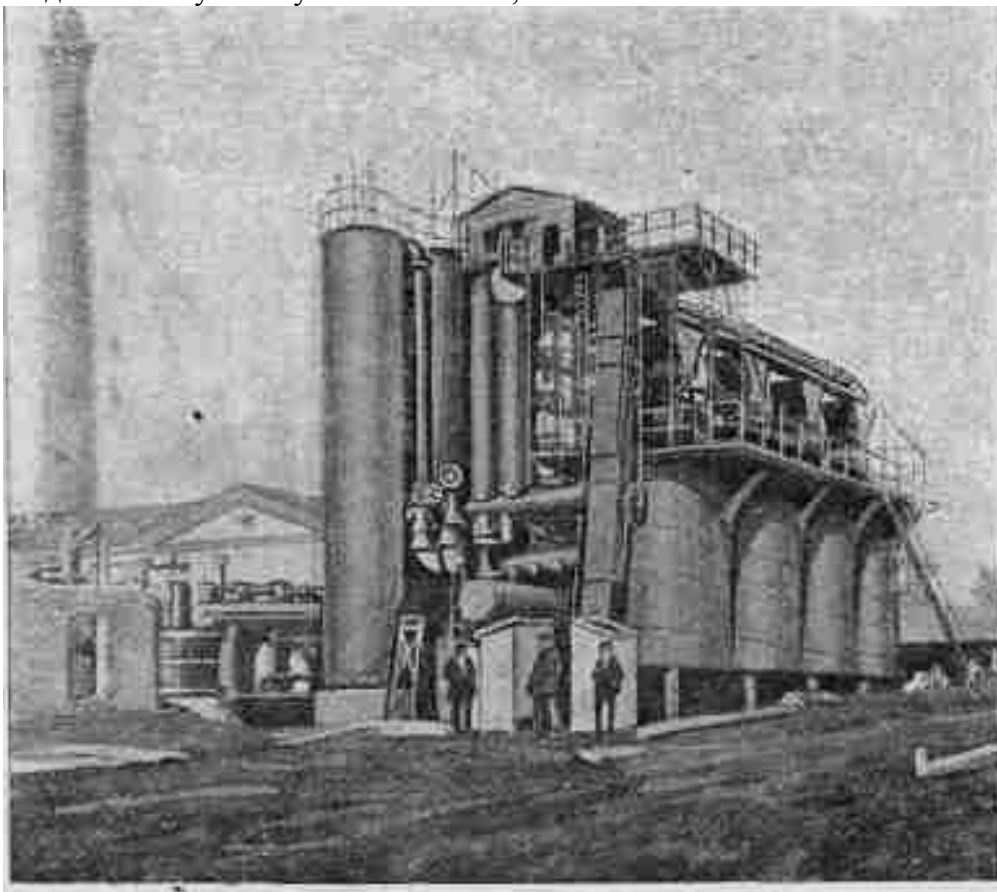


Рис. 199. Общий вид Мондовской установки для газификации торфа.

Из приведенных данных обращает на себя внимание весьма высокий выход смолы – свыше 90 л/т абсолютно сухого топлива, что объясняется весьма благоприятными условиями для швелования топлива, имевшими место в генераторе вследствие низкой температуры выходящего газа. Однако и сам по себе примененный для газификации бурый уголь, вероятно, содержал большое количество смолообразующих веществ.

Следующие данные относятся к газификации савойского лигнита (Франция) в установке, предназначенной для газификации торфа с улавливанием побочных продуктов.

Анализ топлива. Влажность 40,52%. Состав сухого вещества в процентах: золы 17,67, летучих 50,10, азота 1,83, углерода 49,91. Теплотворная способность топлива 4865 ккал/кг.

Состав газа в процентах: CO_2 – 20,8, O_2 – 0,2, CO – 10,6, H_2 – 25,6, CH_4 – 5,4, N_2 – 37,4. Низшая теплотворная способность 1447 ккал/м³. Выход газа на тонну абс. сухого топлива 2183 м³ (15°C). Выход сульфата аммония на тонну абс. сухого топлива $41,3$ кг (в виде аммиака уловлено 46,3% всего азота топлива).

Рис. 199 представляет фотографию газогенераторной установки, предназначенной

для газификации итальянского торфа. Максимальная проектная производительность установки 100 *т/сутки* с выдачей газа для газовых двигателей силовой станции. Слой топлива в этих генераторах был большим, нежели в обычных генераторах Монда, предназначенных для газификации каменных углей. Торф перед загрузкой в генераторы подсушивался в специальной сушилке, обогреваемой горячими продуктами горения. Благодаря этому количество торфа, сжигаемого в генераторах для удаления влаги, было уменьшено и позволило получить газ с повышенной теплотворной способностью. В описанной установке подогревателей паровоздушного дутья не имеется.

При испытании этой установки были получены следующие показатели:

Анализ торфа. Влажность 22,5%. Содержание в сухом топливе в процентах: золы – 26,0, азота – 1,78. Теплотворная способность 3610 *ккал/кг*.

Состав газа в процентах: CO₂ – 21,0, CO – 8,0, H₂ – 21,5, CH₄ – 4,8, N₂ – 44,7. Низшая теплотворная способность 1206 *ккал/м³*. Выход сульфата аммония 49,5 *кг/т* абс. сухого топлива. В аммиак перешло 60,5% всего азота топлива, содержащегося в торфе. Выход смолы (влажной) 6,8% по весу от абс. сухого топлива.

Результаты, полученные при газификации различных топлив по способу Монда, приведены в таблице 114. Из этой таблицы видно, что составы газов мало меняются в зависимости от вида газифицируемого топлива и определяются главным образом спецификой самого процесса.

Практически во всех вышеописанных установках с улавливанием аммиака осуществляется мондовский процесс газификации, характеризующийся применением, для получения большого выхода аммиака, перегретого воздушного дутья с высокой степенью насыщения водяным паром. Из всего количества пара, добавляемого к воздушному дутью, часто разлагается при соприкосновении с углеродом топлива менее одной трети. Неразложившийся водяной пар не только способствует образованию аммиака и уменьшает его разложение вследствие понижения концентрации в общем объеме выходящего газа, но также увеличивает и скорость движения газов, содействуя быстрейшему удалению аммиака из горячих зон генератора.

Первоначально подогреватели воздушного дутья считались устройствами, предназначенными для экономии (утилизации) тепла отходящих газов, однако действительное их назначение заключается в том, чтобы поддерживать температуру необходимую для протекания основных реакций в зоне газификации, т.е. не допускать чрезмерного охлаждения нижних слоев топлива.

При подаче в генератор холодного воздушного дутья температура выходящего газа понизится, вследствие чего уменьшится и потеря тепла, обусловленная теплосодержанием газа, однако одновременно понизится качество газа и увеличится количество несгоревшего углерода в золе.

Главнейшими недостатками мондовского процесса являются:

- 1) высокий расход пара, значительно превосходящий расход пара в обычных газогенераторах без улавливания аммиака;
- 2) низкая теплотворная способность газа;
- 3) крупные капиталовложения;
- 4) большие расходы на рабочую силу;
- 5) низкий к.п.д. газификации;
- 6) сложность охладительной и очистительной установки;
- 7) применение подогревателей.

После мировой войны, в связи с успехами в получении синтетического аммиака и резким снижением цен на сульфат аммония, положение резко изменилось, и большое количество генераторных установок, работавших ранее по способу Монда, либо вовсе прекратило свое существование, либо перешло на работу без улавливания аммиака.

Несмотря на это, однако, разработка новых, более экономичных способов продолжалась и дальше, причем стремились главным образом свести к минимуму

Таблица 114. Данные по газификации различных топлив по способу Монда.

	Торф	Бурый уголь	Вестфальский тощий каменный уголь	Верхне-силезский каменный уголь	Каменный уголь мелочь	Молодой каменный уголь	Спекающийся каменный уголь
Анализ рабочего топлива в %:							
влага	48,5	33,28	3,00	6,86	11,10	10,85	11,70
зола	1,21	19,70	9,32	12,38	21,53	18,95	13,20
летучие	33,14	26,26	—	28,27	—	—	—
чистый кокс	17,15	20,76	—	52,40	—	—	—
азот	0,80	0,58	1,48	1,26	0,94	1,61	1,04
теплотворная способность рабочего топлива ккал/кг	2790	2720	7710	6345	5900	5210	5415
Анализ горючей массы в %:							
C	60,50	65,53	90,04	81,72	80,46	76,88	76,21
H	7,48	5,56	4,43	5,43	5,33	5,69	5,58
O	30,01	22,93	1,71	9,27	10,44	12,12	13,86
N	1,59	1,23	1,69	1,56	1,26	2,39	1,39
S	0,06	4,75	2,13	2,02	2,51	2,92	2,96
Содержание азота в сухом угле в %	1,55	0,87	1,53	1,35	0,98	1,80	1,18
Средний состав газа в %:							
CO ₂	18,40	17,22	15,50	16,00	16,02	18,10	17,32
C _n H _m	0,25	0,12	0,15	0,20	0,20	0,66	0,62
O ₂	0,10	0,50	—	0,10	—	0,32	0,41
CO	11,40	12,11	12,60	11,80	11,62	9,90	10,20
CH ₄	3,30	4,42	2,90	3,30	3,78	4,07	3,27
H ₂	23,30	26,53	26,00	24,50	24,35	25,50	22,70
N ₂	43,25	39,10	42,85	44,10	44,03	41,45	46,48
Низшая теплотворная способность газа ккал/м ³	1265	1445	1320	1300	1333	1404	1265
Потери углерода на 1 кг сырого угля (в граммах):			не определялись, так как очень незначит				
в золе	20,0	12,6		19,18	19,56	15,23	10,25
в пыли		53,94		33,19	16,97	38,45	20,65
в смоле	33,14			33,53	35,10	54,98	42,08
Итого	53,14	66,54	65,0	90,90	71,63	108,66	72,98
Вычисленный выход газа на 1 тонну сырого угля в м ³	1405	1323	4340	3390	3110	2460	2965
То же на 1 тонну сухого угля в м ³	2730	1985	4470	3640	3240	2750	3355
Термический к.п.д. газогенератора	65,5	69,9	74,1	69,4	71,2	65,2	70,3
Вычисленный расход воздуха на 1 тонну сырого угля в м ³	928	655	2250	2070	1790	1450	1700
Вычисленный расход пара на 1 тонну сырого угля в кг	830	585	2400	2020	1675	1420	1870
Выход безводной смолы на 1 тонну сухого угля в кг	85,8	94,8	—	51,5	50,1	77,10	52,50
Выход сульфата аммония на 1 тонну сырого угля в кг	24,0	19,7	45,2	40,1	28,7	51,2	31,4
Выход сульфата аммония на 1 кг азота угля в кг	3,006	3,397	3,067	3,182	3,053	3,180	3,010

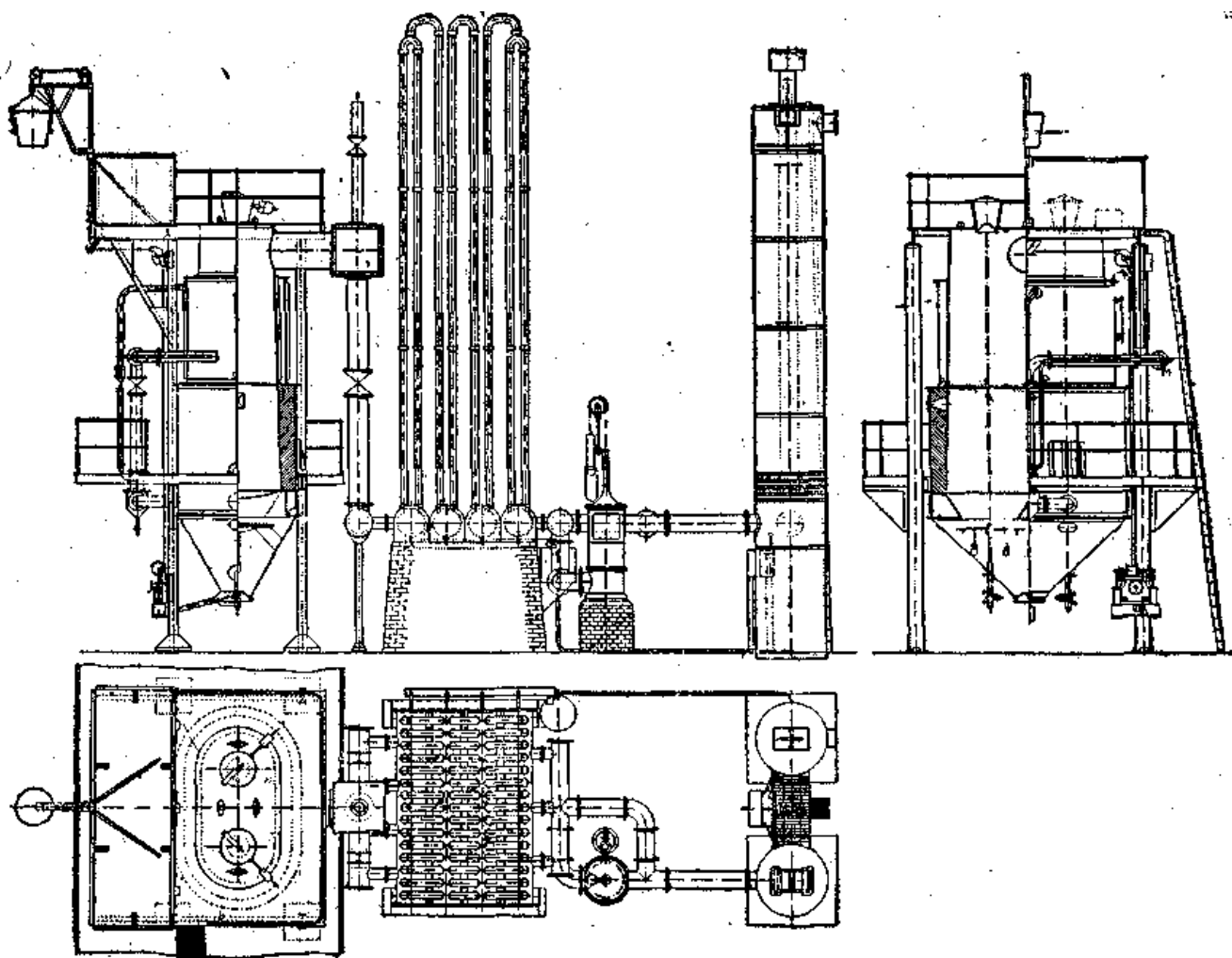


Рис. 200. Установка генератора Моора.

все указанные выше недостатки. Так, например, в генераторе Моора повышенный выход аммиака обеспечивается путем интенсивного охлаждения слоя топлива по периферии.

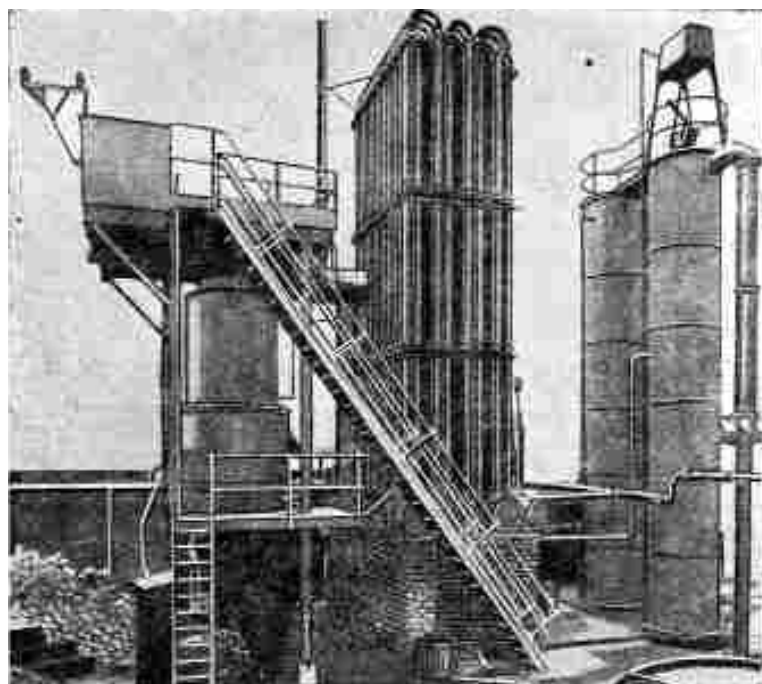


Рис. 201. Фотография установки генератора Моора.

Одновременно с этим достигается и экономия в паре, потребляемом со стороны. В этом генераторе выходящий газ имеет низкую температуру за счет охлаждающего действия водяной рубашки. Генератор Моора представлен на рис. 200 и 201. Первый из рисунков изображает чертеж установки мощностью 300 ЛС, второй — фотографию той же установки [145]. Генератор имеет шахту эллиптической формы, несколько расширяющуюся книзу, причем нижняя, зольная, часть выполнена конической. Наверху генератора имеются две загрузочных коробки для топлива, внизу — два

вращающихся зольных поддона, которые передвигают золу в конический зольник из которого производится ее периодическое удаление.

Корпус генератора делится на три секции, из которых нижняя футерована кирпичом, средняя охлаждается водой и верхняя имеет воздушное охлаждение: температура паровоздушной смеси колеблется в пределах $72\div 78^{\circ}$, в зависимости от температуры плавления золы применяемого угля. Дутье в генератор поступает перегретым.

По выходе из зоны газификации газы, вступая в охлаждаемую водой среднюю зону, резко охлаждаются, благодаря чему предотвращается быстрое разложение образовавшегося аммиака. Основанием для придания шахте генератора эллиптической формы послужило стремление, распространить охлаждающее действие водяной рубашки возможно глубже в толщу топлива. Во избежание зависания угля в шахте последняя сделана расширяющейся книзу. В водяной рубашке генератора производится около половины всего количества пара, нужного для процесса газификации.

При испытании генератора Моора были получены следующие показатели, являющиеся характерными для этой конструкции.

Влажность топлива – 8%.

Содержание в сухом топливе: летучих – 33,0%, золы – 13,0%, азота – 1,3%. Расход пара – 0,8 кг/кг угля, количество неразложившегося пара 54%.

Состав газа: CO_2 – $9\div 10\%$, CO – 20%, H_2 – 20%, CH_4 – 3%. Низшая теплотворная способность 1380 ккал/м³.

Температура газа, выходящего из генератора – около 200° .

Количество полученного сульфата аммония 35÷40 кг/т топлива.

Количество азота, перешедшего в аммиак, в процентах от всего азота топлива – 60%.

Джемс и Пэтон (James и Paton) приводят следующие данные в отношении производительностей генераторов системы Моора [146]:

размеры шахты генератора в м	часовая произво- дительность в кг	расход пара в кг/кг угля
3,66×1,83,	763	1,25
2,82×1,47,	508	1,00
2,44×1,22;	382	0,90

В процессе, газификации при низкой температуре по способу Пауэр Газ Корпорейшен [147] предусматривается значительное увеличение высоты слоя топлива, благодаря чему увеличивается время соприкосновения и количество разложенного пара. Получающаяся в результате этого очень медленная газификация топлива значительно уменьшает возможность спекания угля и практически исключает необходимость в шуровке генератора. Так, например, при газификации Йоркширского угля в генераторе с диаметром шахты 1,5 м за пять месяцев работы ни разу не встретилась надобность в шуровании топлива, в то, время как при газификации этого же угля в генераторе Монда шуровка производилась весьма часто. Вследствие высокого слоя топлива и низкой температуры выходящего газа (ниже 300°) выход смолы из топлива весьма велик, причем получаемая смола по своему составу и свойствам приближается к низкотемпературным первичным смолам.

Благодаря специальным устройствам и тщательному расчету размеров внутренних частей газогенератора, удалось добиться одинаковых температур на всех участках слоя, так что все частицы топлива, находящиеся на одном горизонте, в каждый данный момент нагреты до одинаковой температуры.

Ниже приводятся средние показатели, полученные при непрерывной 3-месячной работе генератора с диаметром, шахты в свету 1,52 м.

Производительность генератора 5,33 т/сутки. Соответствующая этой производительности форсировка – 127 кг/час·м². Температура выходящего газа 133° .

Температура паровоздушного дутья 75,2°. Расход пара – 0,94 кг/кг угля. Давление дутья – 250 мм вод. ст.

Состав абсолютно сухого топлива в процентах: золы 8,1, летучих 36,2, углерода 73,6, водорода 5,3, кислорода 14,0, азота 1,56; низшая теплотворная способность – 6780 ккал/кг.

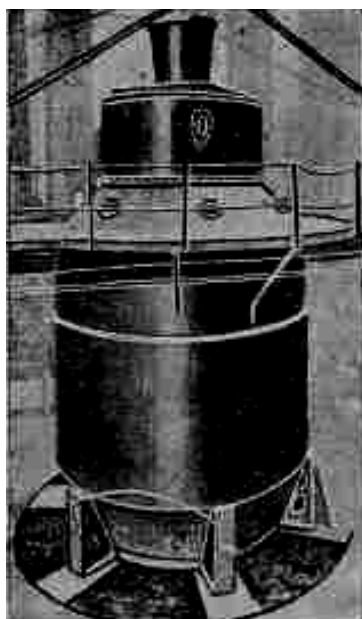


Рис. 202. Генератор Монда, приспособленный для газификации при низкой температуре.

Состав золы в процентах: SiO_2 – 31,7, Fe_2O_3 – 29,4, Al_2O_3 – 24,7, CaO – 5,8, MgO – следы, SO_3 – 7,4.

Состав газа в процентах: CO_2 – 8,3, CO – 21, H_2 – 20,5, CH_4 – 4,9, N_2 – 45,3, низшая теплотворная способность – 1584 ккал/м³. Выход газа 3350 м³/т абс. сухого топлива. Выход смолы 89,5 л/т. Выход аммиака 40,2 кг/т. В аммиак перешло 56% от всего азота топлива. К.п.д. газификации с учетом смолы 91,5%. К.п.д. газификации без учета смолы 78,4%.

Многие газогенераторные установки Монда в Англии были приспособлены для работы по этому способу. Однако устройство большинства из них таково, что полностью осуществить в них процесс газификации при низкой температуре весьма затруднительно. Один из переделанных генераторов системы Монда показан на фотографии рис. 202.

При испытании этого генератора были получены следующие данные, помещенные в таблице 115.

Для того чтобы еще больше оттенить преимущества низкотемпературного процесса с улавливанием смолы и аммиака над чисто мондовским процессом, на рис. 203 приведены эскизные генеральные планы двух установок, мондовской и низкотемпературной, производительностью каждая 100 т/сутки. Техноэкономические и производственные показатели по этим установкам приведены в таблице 116.

Таблица 115 Результаты испытания генератора Монда, приспособленного для газификации при низкой температуре.

Продолжительность испытания в часах	168	Низшая теплотворная способность газа в ккал/м ³	1426
Средняя производительность генератора по сухому углю в т/сутки	25,6	Выход газа (0°, 760 мм рт. ст.) в м ³ /т сухого топлива	3420
Низшая теплотворная способность сухого топлива в ккал/кг	6430	Содержание углерода в золе в %	15,6
Максимальная производительность генератора по газу в м ³ /час (0°, 760 мм)	8410	Содержание сухой смолы в неочищенном газе в кг/т сухого топлива	86,7
Минимальная производительность генератора по газу в м ³ /час	1248	Содержание аммиака в неочищенном газе в килограммах сульфата аммония (25-процентного) на тонну сухого топлива	44,2
Температура воздушного дутья	81°С	Содержание азота в сухом топливе в %	1,5
Общий расход пара в кг/кг топлива (значительная часть пара получена в воздушном сатураторе)	1,33	Термический к.п.д. в %	76
Состав газа в %:		Ситовый анализ топлива в %:	
CO_2	15,2	> 13 мм	55
CO	12,7	13 – 6,5 мм	27
H_2	27,8	6,5 – 3 мм	10
CH_4	3,8	< 3 мм	8
N_2	40,5		
Всего горючих	44,3		

Из этой таблицы видно, что низкотемпературный процесс является более совершенным и позволяет получить более высокие показатели, чем процесс Монда.

Сравнительная экономия в топливе выражается не только величиной технического к.п.д. установки, но также и экономией, получаемой при сжигании в печах более высококалорийного газа, обладающего высшей температурой горения.

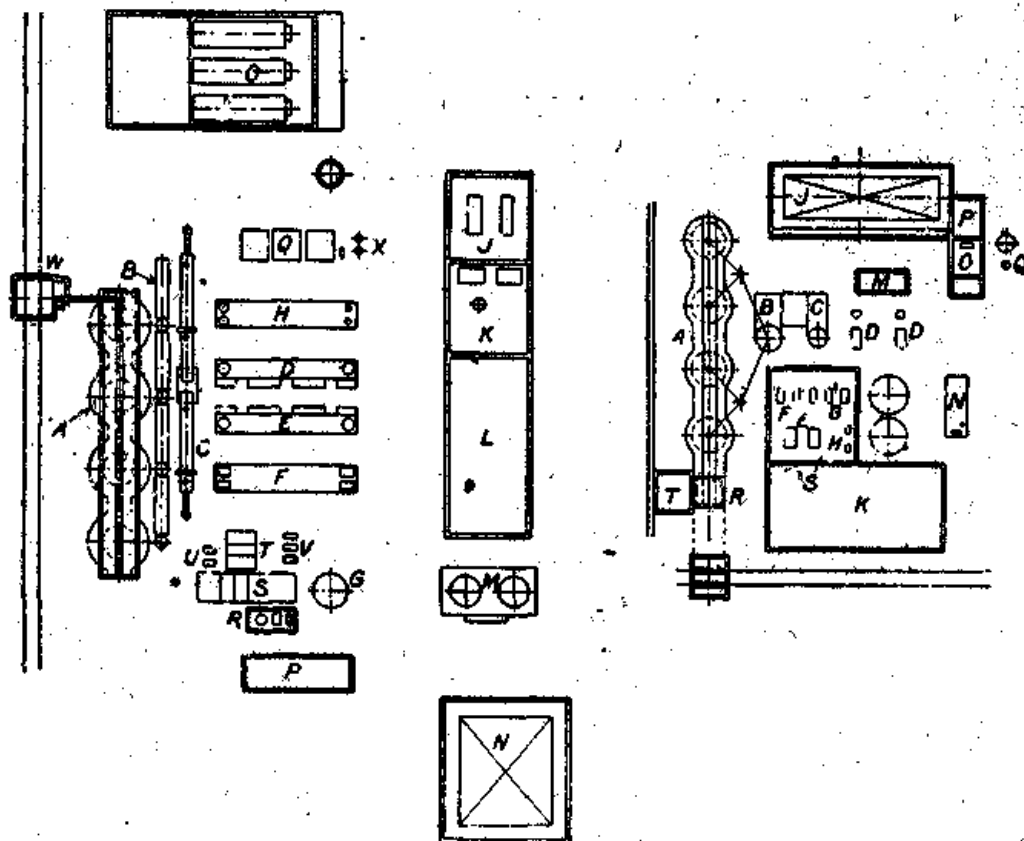


Рис. 203. Генеральные планы двух установок с улавливанием смолы и аммиака.

Мондовская установка: А – генераторы с угольными бункерами, В – подогреватели, С – газовый коллектор, D – механический газопромыватель, E – аммиачный абсорбер, (механический), F – охладитель (механический), G – газовый холодильник, H – воздушный сатуратор, J – воздуходувки, K – установка для выпаривания сульфата аммония, L – склад сульфата, M – установка для обезвоживания смолы, N – градирня, O – котельная, P – сборный бак для смолы, Q – запасные баки для растворов, R – насос для смолы, S – отстойный бассейн градирни, T – баки для подачи циркуляционной воды в F и H, U – циркуляционные водяные насосы для F и H, V – циркуляционные водяные насосы для G и N, W – угольный подъемник, X – сосуды с раствором для выпаривательной установки.

Низкотемпературная установка: А – генераторы, В – аммиачный абсорбер с отстойником, С – скруббер с отстойным резервуаром, D – центробежные очистители, E – воздуходувки, F – насосы для подачи раствора сульфата в аммиачный абсорбер, G – водяные насосы для C и J, H – насосы для подачи раствора сульфата в S, J – градирня, K – склад сульфата, L – запасные баки с растворами, M – отстойник смолы для D, N – котел на газовом отоплении, O – насос для смолы, P – сборник для смолы, Q – установка для обезвоживания смолы, R – подъемник для угля, S – выпаривательная установка для раствора сульфата аммония, T – бункер для золы.

б) Генераторы с улавливанием смол

Ранее уже было отмечено, что толчком к развитию конструкций генераторов с использованием смол послужил острый недостаток в жидком топливе, смазочных маслах и других продуктах, испытанный рядом государств Европы во время мировой войны. При изыскании возможных источников получения указанных выше продуктов было обращено серьезное внимание на смолу, образующуюся, при газификации различных видов битуминозных топлив.

Таблица 116. Сравнительные данные по работе установок с улавливанием аммиака.

	Генераторы Монда	Генераторы Пауер Газ Корпорейшен
Количество газифицируемого топлива <i>т/сутки</i>	100	100
Занимаемая площадь в m^2	5110	2320
Потребление пара от посторонних источников <i>кг/кг</i> угля	1,9	1,05
Количество улавливаемого сульфата аммония <i>кг/т</i> топлива	40,2	40,2
Количество улавливаемой сухой смолы <i>л/т</i> топлива	44,7	94
Капитальные затраты	100 (в довоенных ценах)	100 (в ценах 1922 г.)
Количество обслуживающего персонала	10	14
Термический к.п.д. генератора:		
с учетом смолы в %	74,0	92,3
без учета смолы в %	68,0	80,0
Энергетический к.п.д. установки:		
при производстве пара в особо отапливаемой котельной в %	53,5	69,5
при использовании (сжигании) смолы для производства пара в %	56,7	80,0
Выход газа $m^3/т$ абс. сухого угля	3725	3290
Состав газа в %:		
CO ₂	16,0	8,3
CO	11,0	20,5
H ₂	25,0	20,5
CH ₄	2,7	5,5
N ₂	45,3	44,9
Нижняя теплотворная способность газа <i>ккал/м³</i> (0°, 760 мм)	1210	1622
Теоретическая температура горения газа при 3-процентном содержании избыточного кислорода в продуктах горения, °C	1430	1606

За время мировой войны было выдвинуто много предложений, направленных к получению смолы при газификации или сухой перегонке отдельных видов топлив.

Одно из первых тщательных исследований газогенераторных смол было поставлено на мондовской газовой установке, построенной фирмой Тиссен (Thyssen) в 1914 г. Генератор, на котором производилось испытание [149], показан на рис. 204. Из этого рисунка видно, что генератор принадлежит к типу генераторов с механической решеткой (см. рис. 83) и снабжен юбкой, подвешенной под загрузочной коробкой. Верхняя часть генератора была окружена водяной рубашкой, наподобие генератора Моора. В остальных отношениях генератор не обладал никакими особенностями. В этом генераторе в условиях малой производительности был получен высокий выход смолы, позволившей получать смазочные масла. Можно считать поэтому, что работы, проведенные в генераторе Тиссена, послужили основанием для последующего развития газификации топлив с получением низкотемпературной смолы.

Первоначально во всех конструкциях предусматривалась предварительная возгонка топлива в реторте, опущенной в шахту генератора. Через реторту пропусклась часть горячего неочищенного генераторного газа, благодаря чему возгонка летучих обуславливалась как косвенным нагревом топлива – теплопередачей через стенки реторты от окружающей ее основной массы газа, так и непосредственным нагревом от той части

газа, которая, проходя через реторту соприкасалась с топливом.

Рис. 205 изображает конструкцию, составной частью которой является реторта *A*, подвешенная к крышке генератора и напоминающая по своей конструкции юбки, применяемые в генераторах различных систем. На крышке генератора установлена загрузочная коробка *B* и штуцер *C*, служащий для выпуска газа, проходящего через слой топлива, находящегося в реторте. Однако

вследствие того, что топливо, выходящее из реторты, подвергалось естественной сепарации, в генераторе наблюдалась неравномерная

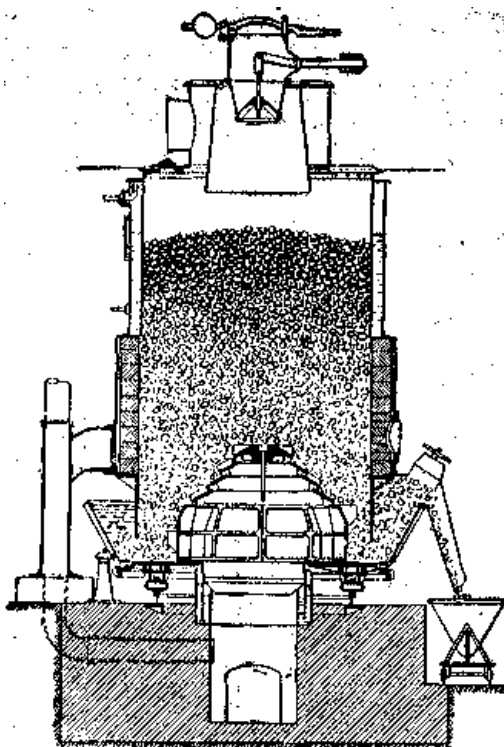


Рис. 204. Генератор Тиссена с охлаждаемой верхней частью шахты.

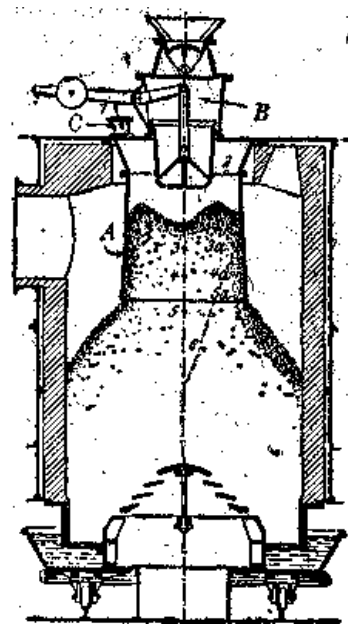


Рис. 205. Генератор с получением побочных продуктов.

A – реторта, *B* – загрузочная коробка, *C* – газоотвод

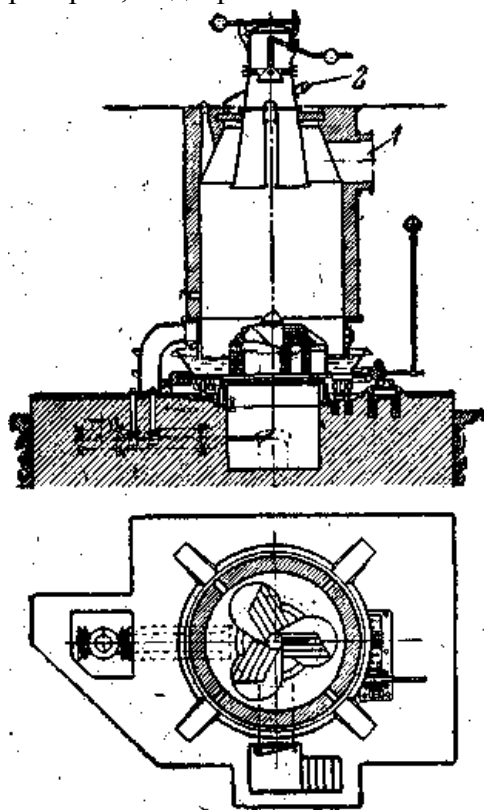


Рис. 206. Генератор Ремана с двойным отбором газа.
1 – отвод основной части газа, 2 – отвод швельгаза с некоторым количеством генераторного газа.

газификация – перекося зон. Кроме того в самой реторте температуры в разных участках топлива были неодинаковы, как это видно из следующих измерений [150]:

№ точки	°C
1	220
2	290
3	300
3a	450
4	400
4a	660
5	485
5a	730
6	около 600

Иначе говоря, у краев реторты температуры были более чем на 150° выше, чем в середине.

На рис. 206 показана конструкция генератора Ремана, отличительной особенностью которой является наличие нескольких реторт, служащих для дистилляции топлива. Во все реторты топливо загружается сверху из одной общей загрузочной коробки.

На рис. 207 представлена конструкция, примененная Эрхардтом и Земером. К вращающейся крышке генератора *D* прикреплены две реторты, расположенные по одному диаметру. При вращении крышки устья реторт разравнивают слой топлива. Подача топлива в каждую из реторт производится

независимо из отдельных загрузочных коробок *B*. Отвод газа осуществлен через центральный газоотвод *C*, вмонтированный в крышку и имеющий гидравлический затвор.

Недостатки работы с ретортами подобного рода обуславливались в основном зависанием угля в самих ретортах (особенно при газификации коксующихся углей) и внезапным их опорожнением при провале угля в генератор. Внезапные опорожнения реторт вызывали значительные колебания давления в

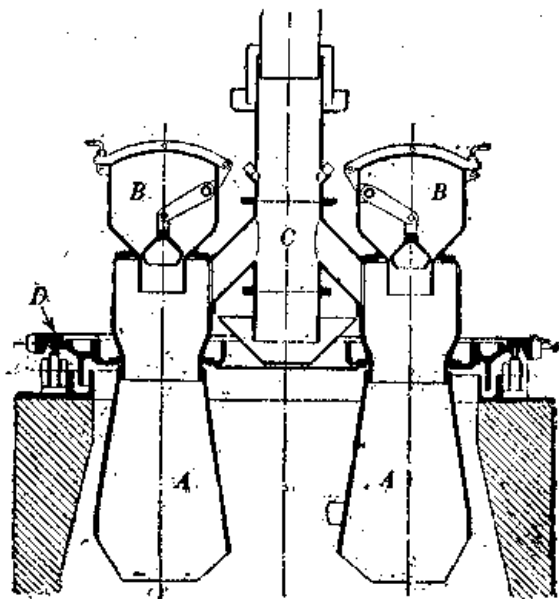


Рис. 207. Дистилляционные реторты системы Эрхардта и Земера.

A – реторты, *B* – загрузочные коробки, *C* – газоотвод, *D* – вращающаяся крышка генератора.

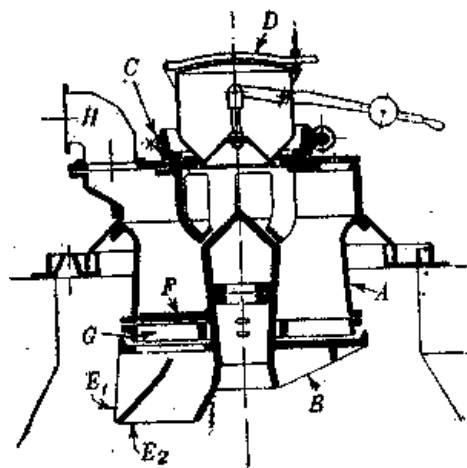


Рис. 208. Механическая реторта Линка.

A – кольцевая реторта (неподвижная), *B* – вращающаяся нижняя плита, *C* – червячный привод, *D* – загрузочная коробка, *E₁*, *E₂* – распределительные рукава для топлива, *F* – вращающийся палец, *G* – прорезы в нижней части реторты, *H* – отвод газа.

газоотводящей сети и создавали различные производственные затруднения, не говоря уже о трудностях при обслуживании самого генератора.

Для устранения этих недостатков в дальнейшем стали вести процесс таким образом, чтобы уровень топлива в генераторе был ниже устья реторты, а сами реторты

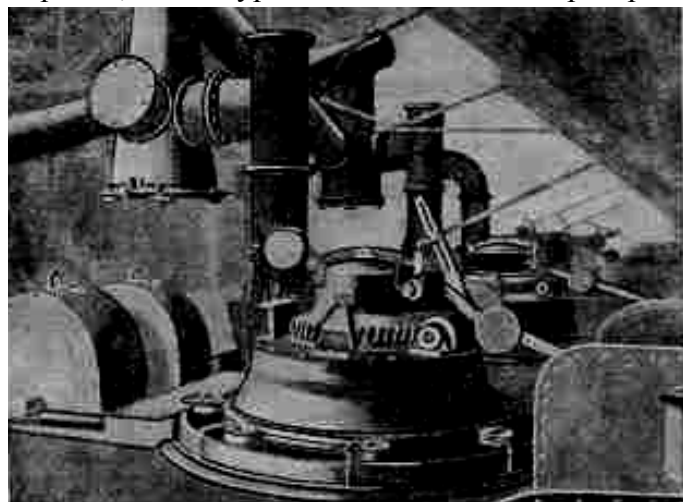


Рис. 209. Общий вид установки генератора с механической ретортой Линка.

коробку для топлива *D*. В нижней плите имеются отверстия *E₁* и *E₂*, через которые

стали снабжать различными механическими приспособлениями для перемешивания топлива, что, с одной стороны, исключало возможность образования коксового пирога и, с другой стороны, содействовало лучшему швелеванию топлива. Различные устройства подобного рода показаны на рис. 208 – 211.

На рис. 208 представлена конструкция реторты системы Линка [151]. Эта конструкция состоит из неподвижной кольцевой реторты *A*, к верху которой подвешена вращающаяся нижняя плита *B*, приводимая в движение червячным приводом *C* и несущая загрузочную

топливо при вращении плиты равномерно распределяется по всему сечению генератора. Низ реторты снабжен прорезами *G*, причем вращающийся палец *F* не допускает выпадения из реторты сразу слишком большой порции топлива. Этот палец поддерживает также топливо, заполняющее низ реторты, в постоянном движении. Часть генераторного газа отсасывается через реторту, где его физическое тепло используется для сухой перегонки. Смешанный газ, выходя из трубы *H*, направляется на очистку. Требуемая для вращения реторты мощность – 0,25 ЛС. На одном из сталелитейных заводов при газификации угля в генераторах системы Моргана, снабженных швельретортами Линка, были получены эксплуатационные показатели, приведенные в таблице 117.

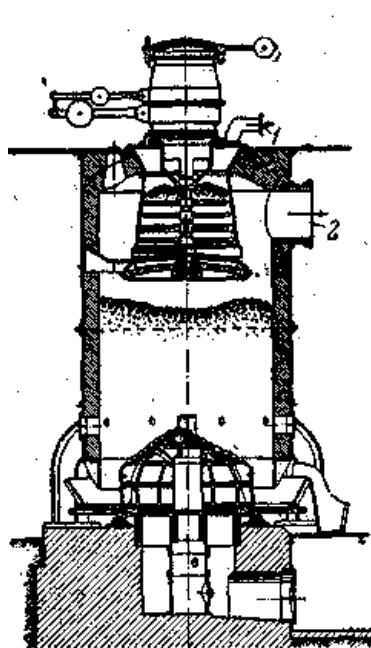


Рис. 210. Генератор с неподвижной швельретортой.
1 – отвод швельгаза, 2 – отвод генераторного газа.

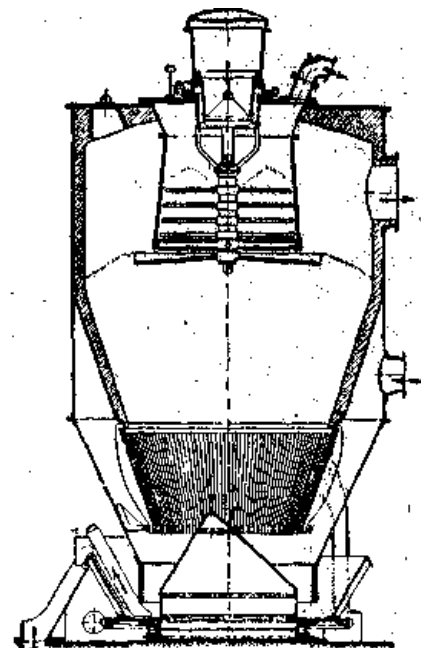


Рис. 211. Генератор с неподвижной швельретортой и подогревом воздушного дутья.

В том случае, если генераторы работали без улавливания смолы, температура выходящего газа была в среднем 796° и у печей 702° С. Следовательно

в этом случае печи получали несколько большее количество тепла в виде физического тепла газа. Если выход газа принять в 4,5 м³/кг газифицируемого угля, то количество тепла, теряемого при охлаждении и очистке газа, поступающего из швельреторты, максимально составит: 4,5×0,225×(753—35)×0,37≈270 ккал/кг угля, т.е. около 3,7% от располагаемого тепла топлива. Однако действительная потеря будет значительно меньше, так как при наличии швельреторты уменьшаются потери от уноса, и кроме того газ,

Таблица 117. Эксплуатационные данные по газификации каменного угля в генераторе Моргана с швельретортой.

Теплотворная способность угля ккал/кг	7300	Температура газа, выходящего из швельреторты, °С	150
Производительность генератора т/сутки	8,6	Температура очищенного газа из швельреторты при смешении с коксовым газом в газопроводе °С	35
Расход угля (в газе) на плавку 1 т стали в печах кг	251	Температура смешанных газов у топки °С	603
Содержание углерода в золе %	7,7	Понижение температуры газа, вызванное улавливанием смолы, °С	150
Температура паровоздушного дутья °С	125 ¹	Выход смолы в процентах от веса газифицируемого угля	6
Расход пара кг/кг	0,132	Время пребывания угля в швельреторте час	2÷3
Состав смешанного газа в %:		Количество газа, проходящего через швельреторту, в процентах от общего количества газа	22,5
CO ₂	4÷6		
CO	22÷26		
H ₂	10÷12		
CH ₄	3		
Температура газа, выходящего из шахты генератора (коксовый газ) °С	753		

¹ Дутье перегрето.

поступающий в топку печи, практически почти не содержит влаги топлива вследствие предварительной очистки и охлаждения, благодаря чему увеличивается к.п.д. топки.

Последнее обстоятельство при газификации сильно влажных топлив имеет значение и во многих случаях является решающим при выборе технологической схемы производства холодного очищенного газа.

На рис. 210 и 211 изображены конструкции неподвижных швельреторт с вращающимися приспособлениями для перемешивания топлива [162]. Введением этих приспособлений удалось устранить те недостатки, которые были свойственны более ранним конструкциям.

Основание реторты неподвижно и футеровано со стороны слоя топлива огнеупорным кирпичом (рис. 210). Основание реторты служит также распределителем топлива, так как прошедшие стадию перегонки частицы топлива выгребаются через края основания пальцами механической мешалки. Произведенные замеры температур в разных зонах швельреторты с механической мешалкой дали следующие результаты:

у выхода газа	130° С	на глубине 0,91 м.....	370° С
на уровне поверхности угля..	190° С	1,22.....	450° С
на глубине 0,3 м	230° С	1,52.....	525° С
0,61 м.....	320° С		

В таблице 118 приводится сводка данных, полученных Яворским [150] при испытании генератора с неподвижной ретортой и генератора с ретортой, снабженной механической мешалкой.

Таблица 118. Сравнительные данные по работе генераторов с двумя различными швельретортами.

	Генератор с неподвижной ретортой	Генератор с перемешиванием в реторте
Выход смолы в %	4	7,4
Содержание пека в смоле в %	60,65	22,14
Теплотворная способность смолы ккал/кг	8700	8200
Анализ смолы в %:		
С	78÷80	—
Н	7÷8	—
О	12÷15	—
Н	1	—
С	0,5	—
Состав газа:		
CO ₂	8,2	2,1
CO	19	29,6
H ₂	16,3	6,8
CH ₄	2,5	1,9
C _n H _m	0,4	0,6
Низшая теплотворная способность ккал/м ³ (0°, 760 мм)	1267	
Расход пара кг/кг угля	0,5-0,7	1321

Состав смолы, полученной из реторты с механической мешалкой, был примерно следующий: моторного погона 25÷30%; веретенного масла 16÷20%; среднего масла с кислой реакцией 16÷22%; парафина 1,5÷2,0%; тяжелого масла 6÷16%; пека 14÷22%.

Во всех до сих пор описанных конструкциях камеры предварительной дистилляции, швельреторты (рис. 205–211), помещались в самом генераторе и обогревались частично снаружи теплом отходящего горячего газа и частично изнутри теплом газа, просасываемого через камеры. Однако при газификации топлив с большим содержанием влаги требуемый объем швелькамер (определяемый из условий надлежащей подсушки и швелования топлива) делается столь большим, что исключает возможность размещения их в самом генераторе. Поэтому были предложены конструкции, в которых швелькамеры помещались над шахтой генератора, составляя с ним одно целое. Некоторые из этих конструкций представлены на рис. 212–216.

Рис. 212 изображает конструкцию газогенератора со швельшахтой системы Пинча в том виде, в котором он предназначался для работы на буроугольных брикетах, неспекающихся углях, дровах, торфе и сыром кусковом буром угле с влажностью всех этих видов топлива не выше 25%.

A – футерованная кирпичом швельшахта, помещенная над шахтой (газификатором) *B*. Подогрев топлива в швельшахте происходит исключительно за счет физического тепла газа, проходящего через швельшахту. Наличие двух отборов для газа *C* и *D* позволяет производить раздельную очистку газа, выходящего из швельшахты и из нижней шахты, т.е. уменьшить очистную аппаратуру, предназначенную для улавливания смолы.

При помощи соответствующих задвижек можно регулировать количество газа, пропускаемого через швельшахту. Это количество зависит, разумеется, от вида топлива и его влажности. Чем выше содержание влаги в топливе, тем больше газа приходится пропускать через швельшахту. На крышке нижней шахты (газификатора), а также на крышке швельшахты имеются шуровочные отверстия *E* и *F*, через которые производится шуровка топлива. В основном обслуживание генератора производится через шуровочные отверстия, расположенные на крышке газификатора. Через них производится замер зон и пиковка слоя топлива.

Количество газа, проходящего через швельшахту, регулируется таким образом, чтобы температура газа, выходящего из швельшахты, колебалась в пределах $100\div 150^{\circ}$. Процесс перегонки топлива в швельшахте длится, значительно дольше, чем в ранее описанных конструкциях с внутренними швельретортами, что способствует получению более ценной первичной смолы.

Испытание генератора системы Пинча [153] при газификации буроугольных брикетов дало следующие результаты, приведенные в таблицах 119 и 120.

Результаты испытания генератора Пинча при работе на челябинском угле приведены в таблице 121.

Рис. 213 изображает тип генератора со швельшахтой, предназначенного для газификации более спекающихся сортов угля. В этом генераторе швельшахта отделена от

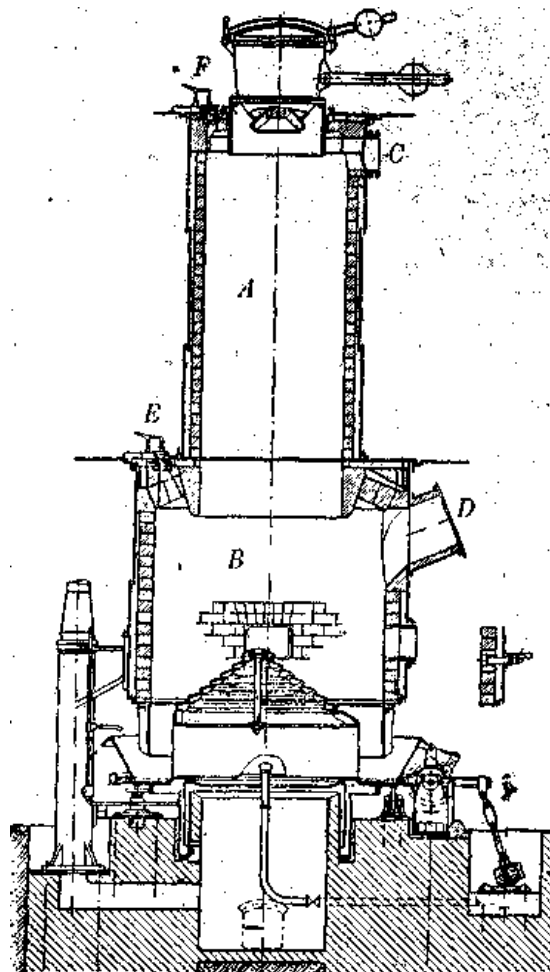


Рис. 212. Генератор со швельшахтой и двойным отбором газа фирмы Пинч. *A* – швельшахта, *B* – шахта-газификатор, *C* – верхний отбор газа, *D* – нижний отбор газа, *E* и *F* – шуровочные отверстия.

Таблица 119. Состав газа при газификации буроугольных брикетов.

Характеристика газа	Газ из газификатора	Газ из швельшахты	Смешанный газ у выхода из установки (после очистки)
CO ₂	4,9	11,4	7,7
C _n H _m	0,1	0,4	0,2
CO	27,0	23,5	25,5
H ₂	13,2	19,2	15,7
C ₂ H ₆	—	1,2	0,5
CH ₄	1,4	5,9	3,3
N ₂	53,4	38,4	47,1
Низшая теплотворная способность ккал/м ³	1295	1948	1564

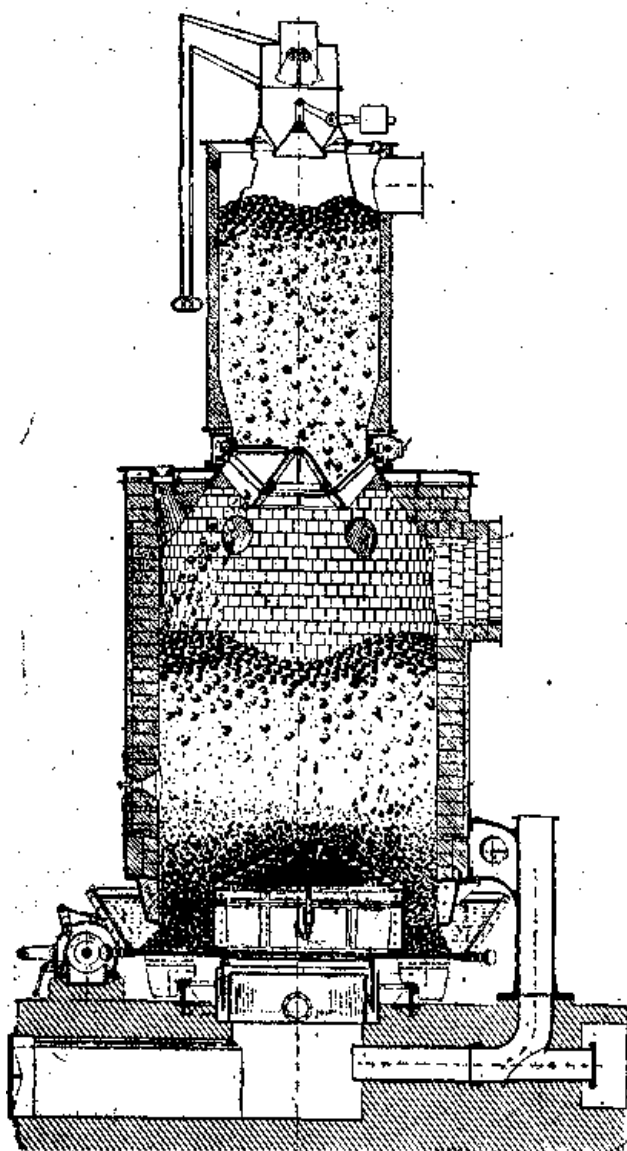


Рис. 213. Генератор с отделенной швельшахтой и с аппаратом для засыпки топлива в нижнюю часть шахты.

нижней шахты и применены специальные вращающиеся приспособления для ворошения топлива и его равномерной загрузки в нижнюю шахту. Подобное разделение особенно рекомендовалось Ф. Франком для получения хорошей первичной смолы. В этом генераторе под швельшахтой отсутствует более плотный, плохо пронизываемый газами центральный столб топлива, имеющийся в обычных генераторах со швельшахтами.

*На рис. 214 представлен генератор со швельшахтой системы Альгемейне Фергазунгс Гезельшафт (Allgemeine Vergasungs-Gesellschaft), первоначально предназначавшийся для газификации бурого угля и буроугольных брикетов [155]. Схематический чертеж полной газовой установки представлен на рис. 215. Основным отличием этого генератора от ранее рассмотренных конструкций является наличие одного отбора газа. Все количество газа, получаемое в нижней у шахте, пропускается через швельшахту. В последующих конструкциях швельшахта выполняется футерованной. Футеровка швельшахты позволяет, с одной стороны, увеличить ее стойкость и, с другой — значительно уменьшить потери тепла в окружающую среду. Последнее обстоятельство имеет весьма существенное значение при газификации сильно влажных топлив (торфа), когда физического тепла газа,

ТАБЛИЦА 120. Результаты испытания генератора Пинча на буроугольных брикетах.

Состав топлива в %:		Выход влажной смолы в % ¹	8,81
влажность	15,07	Теплотворная способность влажной смолы ккал/кг	6788
летучие	40,63	Содержание углерода в смоле в %	62,5
связанный углерод	38,84	Расходные статьи теплового баланса в процентах от теплотворной способности загружаемого топлива:	
Низшая теплотворная способность топлива ккал/кг	4747	химическое тепло холодного очищенного газа	
Выход газа, определенный по углеродному балансу м ³ /кг рабочего топлива ¹	2,33	химическое тепло смолы	77,40
Выход газа из швельшахты в м ³ /кг ¹	0,99	потери тепла с золой	12,56
То же в % ¹	42,5	с горячим газом	1,00
Выход газа из газификатора в м ³ /кг ¹	1,34	потери охлаждением и неучтенные потери	2,59
То же в % ¹	57,5	К.п.д. генератора по газу и смоле в %	89,96
Из общего количества газа, полученного в газификаторе:			
непосредственно отводится в % ¹	65,5		
поступает в швельшахту в % ¹	34,5		

Таблица 121. Газификация челябинского угля в генераторе Пинча.

Ситовый анализ угля в %:	
0÷10 мм	16,0
10÷20 мм	19,0
больше 20 мм	65,0
Влажность угля в %	14,17
Зольность угля в %	11,74
Производительность генератора т/сутки	11,5
Расход пара кг/кг	0,306
Температура паровоздушного дутья °С	57
Температура газа °С	
при выходе из швельшахты	88
при выходе из газификатора	410
Выход газа м ³ /кг	2,91 ²
Количество газа, выходящего из швельшахты, в процентах от общего выхода ²	42,5
Выход смолы (ориентировочный) в % ³	5
Высшая теплотворная способность смолы ккал/кг	8560
Содержание углерода в шлаке в %	8,7
К.п.д. генератора по холодному очищенному газу в %	71,66

Состав полученного газа в %			
	из газификатора	из швельшахты	смешанный газ после очистки
CO ₂	8,37	8,28	8,37
CpH _t	0,05	0,14	0,18
O ₂	0,21	0,20	0,22
CO	20,71	20,76	20,75
H ₂	13,47	17,40	15,65
CH ₄	1,93	2,47	2,16
N ₂	55,26	50,75	52,65
Низшая теплотворная способность газа ккал/м ³	1260		

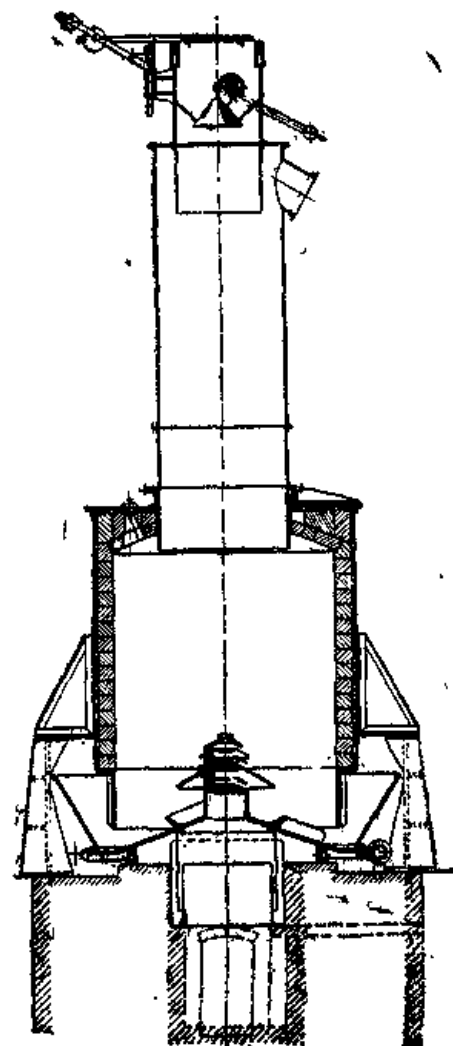
¹ Получено расчетом. Приведенные цифры имеют условное значение, так как без специального исследования трудно установить как меняется состав газа из газификатора при проходе через швельшахту.² Определено расчетом.³ Принято

Рис. 214. Генератор со швельшахтой фирмы AVG

получаемого в нижней шахте, едва хватает на испарение влаги и проведение швелевания топлива.

На рис. 216 представлена одна из последних конструкций генератора этого типа, изготавливаемых в настоящее время в СССР.

За последнее время эти генераторы получили весьма широкое распространение особенно для газификации торфа.

Весьма развитая швельшахта обеспечивает в условиях широко меняющейся влажности торфа достижение достаточно устойчивого режима и получение малоколеблющихся показателей. Опыт показывает, что при колебании влажности торфа от 30 до 50% при надлежащем ведении процесса состав газа изменяется весьма незначительно. Данные таблиц 122 и 123 наглядно иллюстрируют это положение.

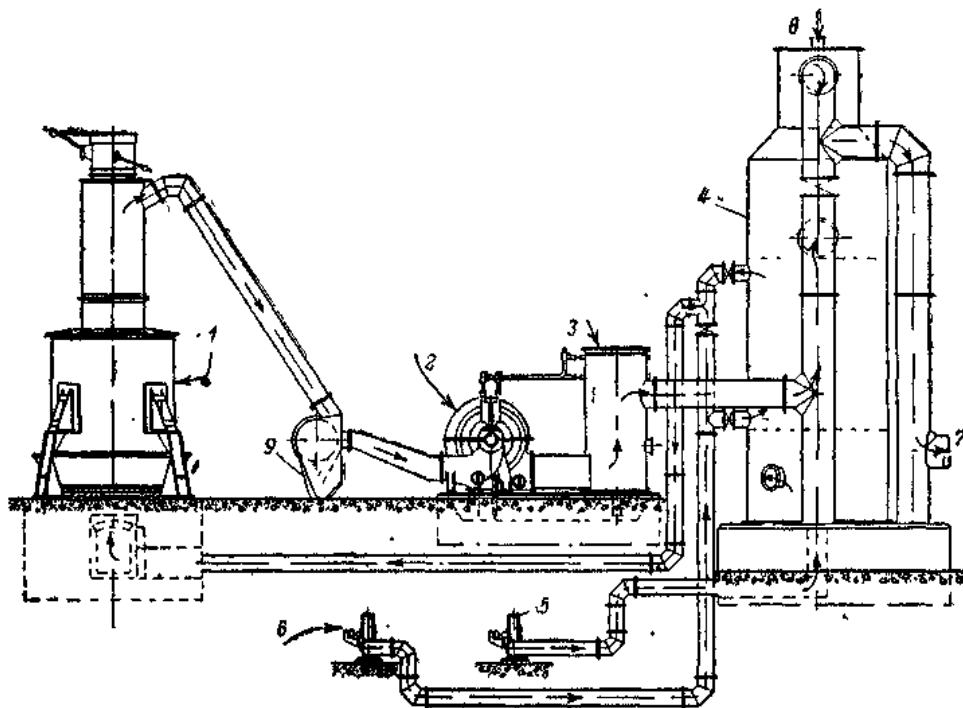


Рис. 215. Установка генератора AVG.

1 – генератор, 2 – дезинтегратор, 3 – каплеуловитель, 4 – трехступенчатый скруббер, 5 – воздуходувка низкого давления, 6 – воздуходувка для подачи воздуха в генератор, 7 – выход газа, 8 – ввод воды, 9 – гидравлический затвор.

В таблице 123 приведены основные показатели, полученные при газификации торфов различных болот в генераторах AVG (СССР).

Гарантийная производительность генераторов AVG по данным фирмы 40÷45 *m*/сутки. За последнее время в СССР в связи с развитием стахановского движения, производительность генераторов AVG при работе на торфе была доведена в среднем до 70÷75 *m*/сутки. Эта производительность была показана не при отдельных кратковременных “парадных” испытаниях, а в повседневной эксплуатации, причем увеличение производительности не повлекло за собой ухудшения качества газа и не вызвало каких-либо ненормальностей в самом процессе. На основании опыта работы ряда газостанций СССР в настоящее время можно считать производительность по торфу в 70÷75 *m*/сутки нормальной производительностью для генераторов AVG и на нее ориентироваться при проектировании новых газостанций. В отдельные кратковременные периоды при работе на торфе повышенного качества (почти без мелочи) были зафиксированы значительно большие производительности, доходившие до 110÷125 *m*/сутки (Уралвагонзавод и Уралмашзавод), однако закрепить столь высокие производительности при работе на рядовом торфе (содержащем подчас весьма большое

количество мелочи) пока еще не удалось без ущерба для работы самого генератора и резкого снижения к.п.д. процесса. Генераторы системы AVG применяются также для газификации буроугольных брикетов, сырого бурого угля (реже) и древесной щепы.

Что касается до газификации древесной щепы, то следует считать, что конструкция генератора с суженной швельшахтой не является оптимальным типом генератора для этого вида топлива. Из условий меньшего уноса щепы следует сечение шахты делать возможно большим. Поэтому при применении генераторов с суженной швельшахтой наблюдающийся унос топлива может лимитировать производительность генератора. Тем не менее при газификации древесной щепы в генераторах AVG были достигнуты весьма высокие показатели.

Так, производительность генератора с диаметром шахты в свету 3,0 м при влажности щепы 30÷35% составляла в средней 65÷70 т, доходя в отдельных случаях до 120 т. Состав получающегося газа: CO_2 – 6,3%; O_2 – 0,4%; CO – 30,2% (?); H_2 – 12,8%; CH_4 – 3,1%; N_2 – 47,2%. Q_H – 1516 ккал. Выход смолы – 17,3% от веса сухой древесины.

Опыт эксплуатации генераторов AVG показывает, что чем меньше влажность исходного топлива, тем большим получается выход смолы.

При газификации топлив с большим содержанием влаги для получения высокого выхода смолы целесообразно производить предварительную подсушку топлива до влажности в 25÷35%. Меньший выход смолы при газификации топлив с большим содержанием влаги можно объяснить двумя причинами:

1) процесс подсушки и швелования топлива не успевает протекать в швельшахте и заканчивается в нижней шахте в условиях более высоких температур, что вызывает значительное разложение выделяющейся смолы;

2) вследствие низкой температуры верхних слоев топлива в швельшахте, а также низкой температуры выходящего газа, часть смолы, выделившаяся из топлива в нижних зонах при более высоких температурах, снова конденсируется на холодных кусках топлива и стенках шахты.

Последующая возгонка сконденсировавшейся смолы связана с частичным ее разложением. *

На рис. 217 представлен генератор с жидким шлакоудалением и с надстроенной швельшахтой, разделенный на три части [156]. Нижняя часть *a* представляет собой горн-газификатор, работающий на сухом дутье с жидким шлакоудалением. Жидкий шлак выпускается через летки *d*. Средняя часть представляет собой реторту, обогреваемую горячими газами, поднимающимися из горна, частично снаружи (через стенки), а частично путем непосредственного соприкосновения газов с топливом. Верхняя часть швельшахты служит для подсушки и перегонки топлива.

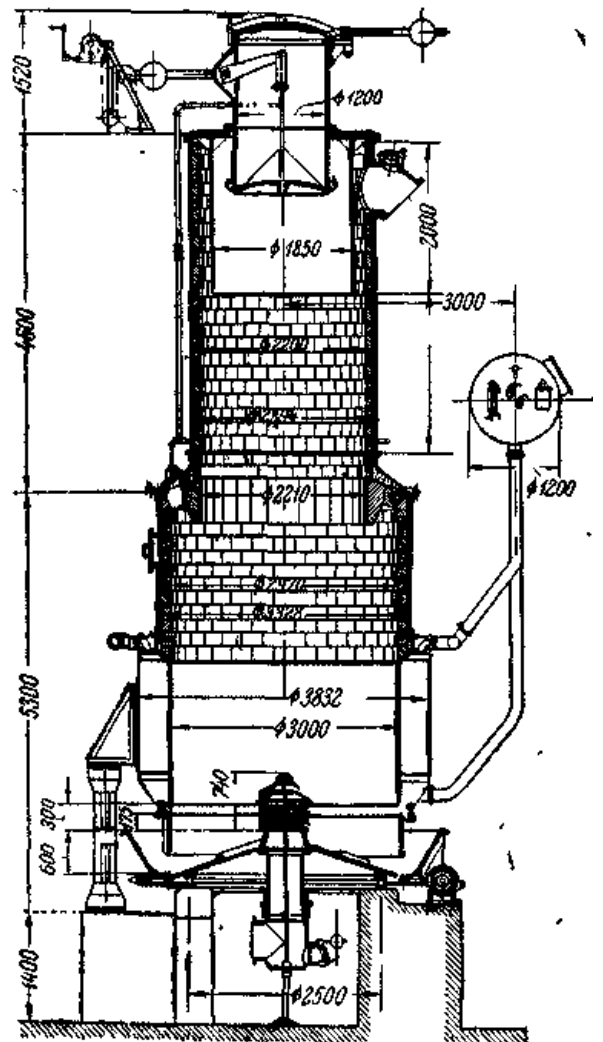


Рис. 216. Генератор AVG (новейшая конструкция).

Таблица 122. Среднемесячный состав газа, полученный при газификации торфа в генераторах AVG на одном из заводов СССР.

	Влаж- ность торфа %	Производи- тельность генератора в пересчете на торф 30 % W т/сутки	Выход сухого газа м³/кг	Выход смолы %	Состав газа в %						Теплотворная способность газа низшая ккал/м³	К.п.д. генератора		
					CO₂	C _n H _m	CH ₄	O ₂	CO	H ₂		N ₂	по холодному газу	по холодному газу с учетом смолы
Октябрь 1936 г.	36,0	54,90	1,335	4,92	9,70	0,8	3,36	0,20	21,2	20,40	44,34	1570	65,49	76,23
Ноябрь 1936 г.	33,4	54,70	1,345	5,48	9,70	0,78	3,25	0,20	20,80	19,90	45,37	1538	64,70	74,95
Декабрь 1936 г.	35,8	53,20	1,36	5,30	10,20	0,81	2,76	0,20	22,60	18,10	45,33	1508	65,70	77,20
Январь 1937 г.	34,81	51,40	1,38	5,00	10,10	0,80	2,40	0,20	23,70	17,56	45,24	1495	66,20	75,34
Февраль 1937 г.	31,30	59,10	1,37	5,30	8,34	0,80	2,40	0,20	26,50	17,60	44,16	1582	68,00	78,50
Март 1937 г.	29,02	57,40	1,386	5,44	9,30	0,80	2,50	0,20	25,10	17,30	44,80	1538	68,88	81,42

Таблица 123. Составы газа при работе на различных торфах.

Завод	Характер торфа	Влажность торфа %	Продолжительность генератора т/сутки	Выход газа м ³ /кг	Выход смолы %	Состав газа в %						Q _н ккал/м ³	К.п.д.	
						CO ₂	C _n H _m	CH ₄	O ₂	CO	H ₂		N ₂	по холодному газу
Гусь-Хрустальный Гусь-Хрустальный Уральмашзавод Уральмашзавод	Верховой	27,10	40	1,526	7,78	7,29	0,38	2,77	0,34	28,05	17,44	43,73	67,17	86,72
	“	31,00	50	1,60	7,307	8,30	0,30	3,20	0,30	27,00	12,45	46,85	62,20	78,00
	Низинный	45,00	42÷45	1,23	4,95	7,60	0,45	3,4	0,15	25,70	16,50	46,20	—	—
	“	—	60÷79	—	—	8,8÷10,4	0,04	2,5	0,10	25,30	16,40	43,20	—	—
Горьковский стеклозавод Горьковский стеклозавод	“	35	40÷50	1,50	—	7,25	0,50	2,8	0,20	26,90	17,60	45,60	—	—
	“	46	72,5	—	—	9,62	0,27	3,5	0,17	25,04	14,29	49,48	74,70	—
					—		0,34	3,09	0,18	22,71	12,47	51,89	65,10	—

В среднюю секцию производится подача пара, что позволяет, с одной стороны, понизить температуру топлива и тем самым создать более благоприятные условия для выделения смолы и, с другой стороны, увеличить выход аммиака. Газ, выходящий из швельшахты, имеет температуру около 150° и подвергается в специальной установке очистке от смолы и аммиака, которые получают в виде товарных продуктов.

Для того чтобы дать представление о том, каких результатов нужно ожидать при газификации различных видов топлива с улавливанием смол, в таблице 124 приведены данные, полученные расчетным путем и дающие общее представление о порядке действительных величин. Приближенные тепловые расчеты произведены для трех видов топлив: *A* – высокосортный каменный уголь (7000 ккал/кг), *B* – буроугольные брикеты (5500 ккал/кг) и *C* – низкосортный торф (4000 ккал/кг). В скобках здесь указаны значения низшей теплотворной способности на абсолютно сухое топливо.

В приведенных расчетах не учтено тепло экзотермических реакций разложения торфа и бурого угля, но, с другой стороны, в принятые значения выхода газа из топлива включен также и газ сухой перегонки. На основании этих расчетов можно сделать следующие выводы:

- 1) при влажности топлива меньше 5% в швелькамеру должно направляться менее 25% от общего количества газа;
- 2) при влажности топлива от 10 до 20% в швелькамеру должно направляться 33÷50% от всего количества газа;
- 3) при влажности топлива от 25% и выше весь газ должен проходить через швелькамеру.

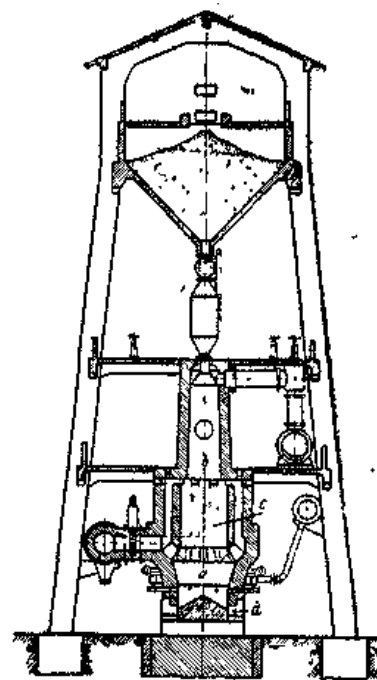


Рис. 217. Генератор с жидким шлакоудалением и швельшахтой.
a – горн-газификатор, *b* – швельшахта, *c* – средняя часть шахты, *d* – летки.

Таблица 124. Тепловые расчеты швелования различных топлив.

	A	B	C
Влажность топлива в %	3	15	30
Вес влаги на 1 кг абс. сухого топлива г/кг	31	177	430
Удельная теплоемкость сухого топлива ккал/кг·град	0,3	0,3	0,3
Температура, до которой необходимо нагреть топливо для полного извлечения из него смолы °C	~550	~500	~450
Выход газа на абсолютно сухое топливо м³/кг	4,5	3,5	2,5
Принятая температура входа газа в швелькамеру °C	700	600	600
Принятая температура выхода газа из швелькамеры °C	150	100	100
Температурный интервал охлаждения газа °C	550	500	500
Тепло, могущее быть отнятым от газа при средней удельной теплоемкости газа 0,35, ккал/м³	192	175	175
Тепло, необходимое для нагрева и испарения влаги, ккал/кг	650	625	625
Температурный интервал нагрева топлива в швелькамере °C	535	485	435
Тепло, необходимое для испарения содержащейся в топливе влаги, ккал/кг топлива	20,2	110,5	269
Тепло, необходимое для нагрева топлива ккал/кг	160,5	145,5	130,5
Суммарное количество тепла, необходимого для дистилляции топлива, ккал/кг	182,7	256,0	399,5
Требуемое количество газа для дистилляции топлива м³/кг	0,95	1,46	2,26
В долях от всего газа %	21,1	41,7	90,5

*В заключение считаем целесообразным отметить преимущества и недостатки как наружных так и внутренних швелькамер.

1. Наружные швелькамеры (швельшахты) применимы для легко газифицируемых видов топлив: торфа, древесины и бурых углей. Малый насыпной вес этих топлив, за исключением бурых углей, требует для надлежащего проведения процесса швелования весьма развитого объема швелькамеры, что легко достижимо при устройстве швельшахт. Высокий слой топлива и необходимость в случае сухого топлива пропуска через швелькамеру только части газа, получаемого в газификаторе, обеспечивает равномерность температур в слое и способствует лучшему протеканию швельпроцессов. Ранее уже отмечалось, что при газификации топлив с большой влажностью устройство швельшахты весьма способствует достижению равномерного режима газификации и получению устойчивых показателей.

Само по себе устройство швельшахты обходится не дороже устройства внутренних камер, а в случае применения внутренних камер с механическими приспособлениями даже дешевле. Однако связанное с устройством швельшахты увеличение кубатуры сооружений и усложнение топливоподачи весьма удорожает общую стоимость установки.

2. Внутренние швелькамеры обычно устраиваются при газификации каменных углей. Введение механических устройств для перемешивания топлива исключает возможность спекания углей в камере и весьма облегчает и ускоряет швелование топлива. Выход смолы из камер, имеющих вращающиеся приспособления, значительно больше, чем из неподвижных камер.

Устройство внутренних швелькамер в существующих установках не влечет за собой значительных переделок, требуемых в случае надстройки швельшахт.*

9 ГЕНЕРАТОРЫ ДЛЯ МЕЛКОЗЕРНИСТЫХ И ПЫЛЕВИДНЫХ ТОПЛИВ

Газификация мелкозернистого и пылевидного топлива является вопросом большой практической важности. Применение для целей газификации этих топлив, получающихся в значительном количестве при добывании естественных, а также при производстве искусственных топлив (кокса), позволяет не только освободить для других целей кусковое топливо и тем самым увеличить народнохозяйственные ресурсы, но и уменьшить стоимость получаемого газа. Кроме того применение мелкозернистых или пылевидных топлив позволяет интенсифицировать процесс газификации и создать агрегат большой мощности.

а) Газификация мелкого топлива в генераторах обычных конструкций

*При газификации мелкозернистых топлив в генераторах обычных конструкций, т.е. с загрузкой топлива сверху и с подводом дутья снизу, основным условием для получения устойчивого процесса является однородность размеров частиц топлива. Вследствие повышенного сопротивления слоя мелкозернистого топлива, газификация может производиться либо при нормальном давлении дутья, но с пониженной против обычной высотой слоя, либо при применении дутья высокого давления. Однако во всех случаях получаемая производительность генераторов является весьма малой. Как показывает практика, производительность генераторов тем меньше, чем мельче применяемое топливо и чем больше неоднородность отдельных частиц. Поэтому при газификации мелкозернистого топлива весьма трудно получить устойчивый процесс газификации. Весьма часто возникают неравномерности горения, шлакование, а также спекание топлива (при применении спекающихся сортов углей). Все это вместе взятое делает режим газификации неустойчивым и требующим весьма тщательного наблюдения. Применение специальных решеток (Керпели) и дутья высокого давления не сопровождалось успехом, так как процесс газификации чрезвычайно затруднялся вследствие неравномерности горения, образования коксовых пирогов и значительного шлакования.

ТАБЛИЦА 125.

Газификация мелкозернистых топлив в генераторах различных конструкций.

Тип генератора	Род топлива	Состав топлива		Теплотворная способность ккал/кг	Крупность топлива в %				Прогноз длительность $\text{кг/м}^2 \cdot \text{час}$	Состав газа в %				Низшая теплотворная способность ккал/м^3
		Влага	Зола		0÷1 мм	1÷5 мм	5÷12 мм	>12 мм		CO_2	CO	CH_4	H_2	
Генератор конструкции газогенераторного общества (Дрезден)	Чехословацкий бурый уголь 0÷10 мм	30	7	4500	—	—	—	—	79	5,1	25	2,3	16,5	1409
	Антрацитовая мелочь 0÷4 мм	13,5	16	5520	—	—	—	—	53	4,8	22,3	—	—	—
	Битерфельдский рядовой уголь	46,8	7	2750	—	—	—	—	53	10,5	22,7	1,7	12,7	1175
Генератор Пинча для угольной мелочи	Отброс дымоварных котлов	2,9	19,2	6070	—	—	—	—	—	5,0	26,0	0,2	12,0	1110
	Отброс дымоварных котлов	15,85	16,06	5125	—	—	—	—	—	8,7	20,6	—	16,7	1058
Газогенератор высокого давления Керпели	Коксовая мелочь вестфальская	12	17	5620	20	41	30	9	110	2,4	32,5	0,6	12,3	1155
	Коксовая мелочь вестфальская	15	15	5570	34	50	16	—	105	5,9	26,1	0,6	11,3	1130
	Штыб верхнеспешский	9	15	5650	11	50	34	5	130	5,2	26,7	1,9	15,0	1350
	Штыб альпийский	33	14	3250	8	46	41	5	125	7,0	27,4	2,5	18,3	1520
	Штыб лигнитовый	20	12	4560	4	71	23	2	105	10,0	21,9	2,0	22,2	1410
	Антрацитовая мелочь	8	20	5800	6	44	29	21	170	4,3	28,3	0,3	11,0	1160
Генератор фирмы MAN	Коксовая мелочь <20 мм	17,5	16,2	6843	—	—	—	—	—	5,1	27,3	1,4	15,9	1170

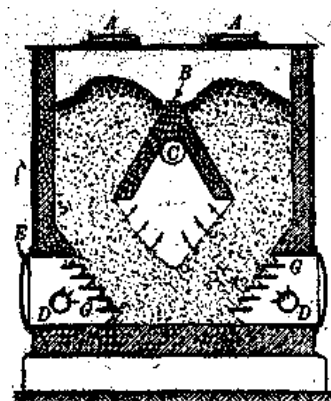


Рис. 218. Генератор фирмы Пинч для пылевидного и мелкозернистого топлива. А – люки для загрузки топлива, В – кирпичная арка, С – отвод газа, D – подача воздуха, Е – зольниковые дверцы, G – ступенчатая решетка.

Данные о работе газогенераторов на мелкозернистом топливе приведены в таблице 125.

Следует отметить, что нередко встречаются установки с еще более низкими форсировками, достигающими до $30\div 40 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час.}^*$

Для газификации мелкозернистых топлив в слое фирма Пинч применяет специальные конструкции. На рис. 218 представлен шахтный генератор Пинча, работающий под разрежением и имеющий ступенчатую решетку G и кирпичный свод B, под которым находится отвод для газа C. Загрузка топлива производится через люки A. Воздух поступает через отверстия D. Удаление золы и очистка решетки производится через дверцы E. Вследствие того что получаемый газ применяется преимущественно в газовых двигателях, в этой конструкции газогенератора осуществлено разложение образующихся смол путем пропускания их совместно с газом сухой перегонки через более горячие слои топлива. Более поздняя конструкция генератора имеет центральную стальную газоотводную трубу, служащую в то же время испарителем. При газификации антрацитового штыба в газогенераторе диаметром 3,5 м форсировка составляла только $30 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час.}$

б) Специальные конструкции газогенераторов для мелкозернистого и пылевидного топлива

Работы по газификации мелкозернистого и пылевидного топлива в основном ведутся по двум направлениям: по линии газификации топлива в интенсивно движущемся потоке газов и по линии газификации топлива во взвешенном состоянии.

Из ранних конструкций следует упомянуть о газогенераторах Марконе, Херта и Боркауда.

В газогенераторе системы Марконе штыб предварительно сжигался в специальной камере. Продукты горения восстанавливались в другой шахте. Вследствие того что удаление золы из первой камеры представляло значительные трудности, Марконе позднее перешел на жидкое шлакоудаление.

Генератор системы Херта, изображенный на рис. 219, состоит из кольцевой камеры a, куда тангенциально вдувается смесь угольной пыли с воздухом. На половине высоты камеры у местного сужения c к раскаленным газам через четыре сопла добавляется пар, реагирующий с углеродом топлива, повышающий калорийность газа и понижающий температуру отходящих газов. Процесс газификации полностью заканчивается в верхней части шахты. Газ проходит через отверстия d в среднюю часть шахты e и отводится по борovu f. Газификация производится с жидким шлакоудалением. Выпуск шлаков осуществляется через летки g и h. Генератор системы Херта диаметром 3 м был установлен в Лидсдейле для обслуживания газового двигателя в 3000 ЛС. Однако регулирование процесса представляло значительные трудности, и получаемый газ имел весьма непостоянный состав [157].

Газогенератор системы Боркауда, изображенный на рис. 220, состоит из двух параллельно работающих секций, каждая из которых в свою очередь состоит из двух камер A и C,

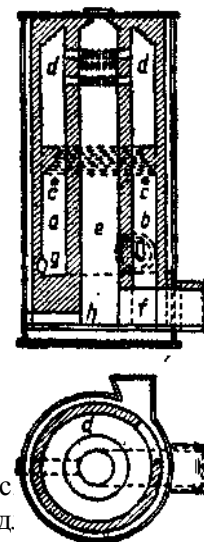


Рис. 219. Газогенератор Херта. а – кольцевая камера, б – подача пыли угольно-воздушной смеси, с – сужение камеры, d – отверстие для прохода газа, e – средняя часть шахты, f – отвод газа, g, h – летки.

а – кольцевая камера, б – подача пыли угольно-воздушной смеси, с – сужение камеры, d – отверстие для прохода газа, e – средняя часть шахты, f – отвод газа, g, h – летки.

разделенных третьей узкой камерой *G*. При высоте камер 15 м и поперечном сечении 2×2 м² проектная производительность установки составляет 150 т/сутки каменноугольной пыли. Инжекция угольной пыли и воздуха (предварительно подогретого до температур, превышающих 400°) производится в *D*. Смесь угольной пыли и воздуха последовательно проходит через все камеры. Отвод получающегося газа производится через *E*. Зола удаляется снизу камер *A* и *C*, причем при газификации топлив с легкоплавкой золой из камеры *A* зола удаляется в виде жидкого шлака. Максимальная скорость газов в камере *A* – 6 м/сек. В промежуточной камере *G* скорость газа в три раза больше, чем в камере *A*, благодаря чему обеспечивается унос из камеры *A* в камеру *C* всех оставшихся в газовом потоке твердых частиц. Общее время пребывания газов в генераторе составляет около 4 сек. Температура газа при выходе около 1200°.

Из более новых конструкций особого внимания заслуживают газогенераторы Вельмана-Галуша и Винклера, прошедшие опытную и даже промышленную проверку.

*в) Генератор Винклера

Принцип, положенный в основу конструкции генератора системы Винклера, отличен от принципов работы ранее описанных конструкций.

Способ Винклера основан на том, что внутреннее трение в слое мелкозернистого топлива, при продувании через него воздуха или пара и при соответствующих надлежаще выбранных условиях, к которым в первую очередь следует отнести давление дутья и его количество, настолько изменяется, что слой ведет себя, как жидкость. Это явление Краух [159] объясняет тем, что омываемые газовой средой частицы угля бурно выделяют газы и вследствие этого продолжительное время окружены газовой пленкой, благодаря чему они могут легко перемещаться друг около друга, как частицы жидкости с малой вязкостью. Таким образом находящийся в газогенераторе слой мелкозернистого топлива высотой до 2 м и более поддерживается подаваемым дутьем в постоянном движении. Вследствие особого состояния, напоминающего жидкость, свежезагруженное топливо смешивается сейчас же с раскаленным углем и приходит в теснейшее соприкосновение со вдуваемым воздухом.

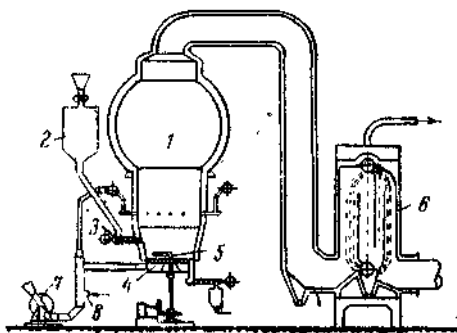


Рис. 221. Установка генератора Винклера.

1 – генератор, 2 – бункер для топлива, 3 – шнек, 4 – вращающаяся решетка, 5 – побудитель золоудаления, 6 – котел-утилизатор, 7 – воздуходувка, 8 – труба для подачи пара

По этой причине в генераторе происходит быстрое выравнивание температуры, и весь слой топлива практически имеет одинаковую температуру.

На рис. 221 представлена схема новейшей установки генератора Винклера. Генератор *1* имеет вращающуюся решетку *4*, приводимую в движение от мотора через зубчатую передачу. Несколько выше решетки находится палец *5*, вращающийся вместе с ней и способствующий удалению золы. Удаляемая из генератора зола при помощи шнека собирается в зольном бункере. Подача топлива из топливного бункера *2* в нижнюю часть генератора производится при помощи шнека *3*. Дутье подается воздуходувкой *7*, причем увлажнение дутья паром производится через трубу *8*. Для использования физического тепла газа и производства водяного пара установлен специальный котел-утилизатор *6*.

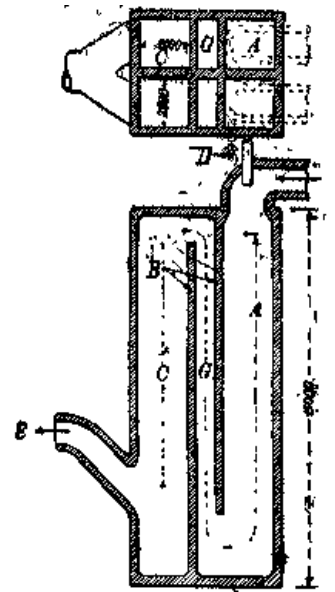


Рис. 220. Генератор Боркауда для угольной пыли.

A, C, G – камеры, *B* – перегородки, *D* – место ввода угольной пыли, *E* – отвод газа.

Для газификации пыли, уносимой газом, поверх слоя угля вводится добавочное дутье; при этом достигается почти полная газификация пыли. В первый период опытных работ слой топлива в генераторе Винклера составлял около 2 м. В дальнейшем с целью уменьшения расхода энергии на дутье генератор был переведен на работу с высотой слоя 0,25÷0,75 м, что не отразилось заметно на составе газа в смысле его ухудшения. Вследствие того что загружаемое топливо сразу поступает в зону высоких температур, выделяющаяся смола немедленно разлагается с образованием газа, содержащего преимущественно СО и Н₂. По сообщению проф. Боша [160], процесс газификации ведется при температурах около 1000°, благодаря чему избегается опасность зашлакования генератора. Топливо перед подачей в генератор предварительно подсушивается до содержания остаточной влаги 6÷8%. Большая часть золы уносится с газом в виде мелкой пыли, более же крупные частицы падают на решетку. В зависимости от назначения вырабатываемого газа, в генератор может подаваться дутье соответствующего состава. Так, для получения силового газа можно пользоваться воздушным или паровоздушным дутьем; для выработки газа, идущего на синтез аммиака, необходима смесь воздуха, обогащенного примерно до 50% кислородом, с паром; для выработки газа для синтеза метанола и синтина – смесь чистого кислорода с паром. Составы газа, полученные в генераторе при различных режимах работы, приведены в таблице 126.

Таблица 126. Составы газа при работе на различном дутье (генератор Винклера).

Характер дутья	Объемный состав газа в %				
	СО ₂	СО	Н ₂	СН ₄	Н ₂
Воздушное	4,2÷6,0	26,0÷23,0	10,0÷12,0	0,8÷1,0	59,0÷58,0
Смесь пара и обогащенного воздуха	18,0	21,0	40,0	–	21,0
Парокислородное	18,0÷20,0	47,0÷36,0	39,0÷41,0	0,6÷0,8	0,4÷0,5

По имеющимся сведениям, производительность генератора Винклера с диаметром шахты в свету 5,5 м составляет по газу около 75 000÷80 000 м³/час, При чем максимально генератор может выдавать до 115000 м³/час.

К.п.д. генератора без учета тепла, используемого в паровом котле-утилизаторе, лежит в пределах от 64 до 71%.

Из-за отсутствия в литературе подробных данных трудно судить о действительных успехах, полученных при газификации топлив в этом генераторе, однако на основании приведенных выше отрывочных сведений способ, введенный Винклером в практику производства промышленного газа, представляет особый интерес, как способ, могущий разрешить два основных вопроса: использование мелкозернистых топлив и создание генератора большой производительности.*

*г) Генератор Вельмана–Галуша

Значительный интерес представляет газогенератор системы Галуша, предназначенный для газификации антрацитового штыба и коксовой мелочи.

На левой половине рисунка 222 дан разрез этого генератора, на правой – общий вид установки.

Шахта генератора 1 выполнена стальной, толщиной 25 мм и окружена по всей высоте генератора пароводяной рубашкой. Крышка генератора также снабжена пароводяной рубашкой. Колосниковая решетка 2 состоит из трех стальных кругов и

конической головки, расположенных эксцентрично. Зола, раздавливаемая при вращении решетки, просыпается через отверстия между стальными кругами в зольный бункер 3, расположенный в нижней части генератора. Удаление золы из зольного бункера производится периодически по мере ее накопления через люк 4. Механизм привода решетки, помещенный в шахте генератора, охлаждается водой. Воздух, подаваемый для газификации вентилятором 5, предварительно проходит над поверхностью воды между крышками генератора и, увлажненный паром, поступает по трубе 6 под колосниковую решетку. Пароводяная рубашка обеспечивает все количество пара, необходимое для процесса газификации. Топливо загружается в верхний бункер 7, отделенный от нижнего бункера 8 горизонтальной перегородкой с задвижкой в ее средней части. Нижний бункер сообщается с шахтой генератора четырьмя трубами с задвижками, по которым и поступает топливо. При загрузке топлива в верхний бункер задвижка, отделяющая верхний бункер от нижнего, закрыта. При загрузке же топлива из верхнего бункера в нижний закрываются задвижки на трубах, подающих топливо в генератор. Закрывание и открывание задвижек производится автоматически. Подобная система загрузки топлива позволяет иметь всегда постоянную высоту слоя топлива в генераторе, избежать дробления топлива и образования пыли в газовом пространстве и держать высокое давление вверху генератора. Отсутствие огнеупорной футеровки в шахте позволяет поддерживать более

горячий ход генератора.

Как показывает практика, шурования топлива в генераторе Галуша не требуется.

Испытание генератора диаметром 2,4 м, произведенное при газификации антрацитового штыба

крупностью $4,8 \div 8,0$ мм, дало следующие результаты. Технический анализ антрацита: углерода – 79,90%, летучих – 3,92%, влаги – 2,78, золы – 13,40%, серы – 0,55%. Состав полученного газа: CO_2 – 4,0%, CO – 28,6%, O_2 – 0,3%, H_2 – 12,3%, N_2 – 53,5%. Теплотворная способность сухого газа (низшая) – 1190 ккал/м^3 . При этом форсировка генератора составляла $89 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$; на 1 кг антрацита было испарено в рубашке 0,5 кг пара. Недожог углерода в золе составлял 7,1% от веса золы. К.п.д. генератора по холодному газу – 87,8%.

При газификации коксовой мелочи крупностью от 0 до 20 мм (причем 75% было меньше 10 мм) были получены следующие результаты. Колебания состава газа за время трехнедельного испытания: CO_2 – $4,1 \div 5,1\%$, O_2 – $0,1 \div 0,3\%$, CO – $30,6 \div 26,0\%$, H_2 – $10,8 \div 10,0\%$, CH_4 – $0,1 \div 1,8\%$, N_2 – $53,6 \div 58,8\%$. Теплотворная способность газа от 1145 до 1270 ккал/м^3 . Форсировка генератора составляла $110 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час}$.*

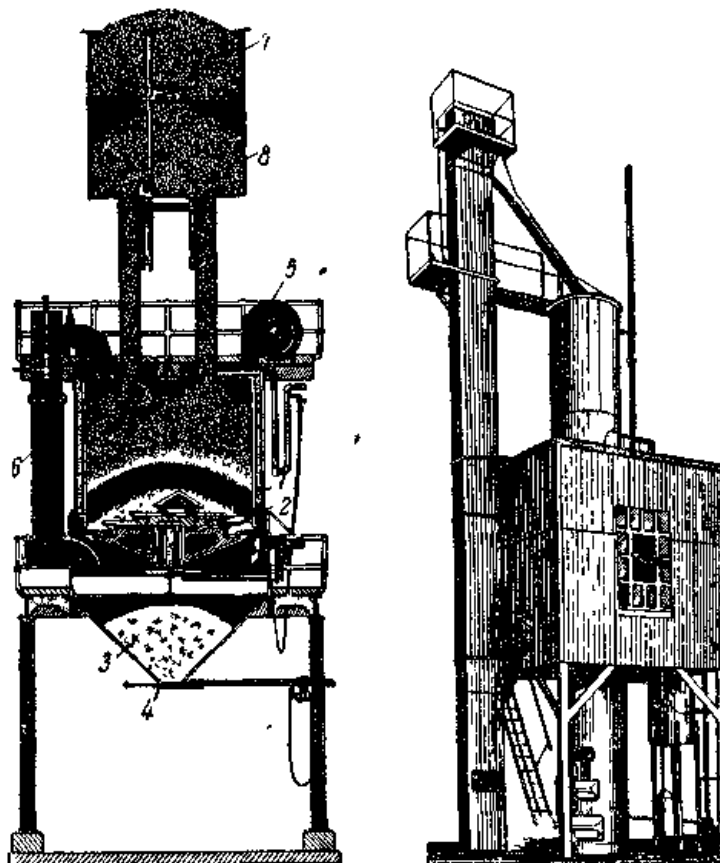


Рис. 222. Газогенератор Галуша для газификации антрацитового штыба и коксовой мелочи.

1 – шахта генератора, 2 – колосниковая решетка, 3 – зольный бункер, 4 – люк для удаления золы, 5 – воздушный вентилятор, 6 – трубопровод паровоздушной смеси, 7, 8 – топливные бункеры.

10 ГЕНЕРАТОРЫ БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

В подавляющем большинстве случаев, современные газогенераторные станции оборудованы генераторами с диаметром шахты в свету до 3 м и производительностью, в зависимости от рода газифицируемого топлива, максимально 50÷55 т/сутки, считая по сухому топливу. Однако в ряде случаев, при большом масштабе газового производства, генераторы такой производительности перестают удовлетворять потребностям практики, так как приводят к необходимости устанавливать большое количество работающих единиц. Поэтому в последнее время вопрос о создании типа мощного газогенератора приобретает особо важное значение.

Повышение производительности генератора может быть достигнуто следующими двумя путями:

- 1) увеличением геометрических размеров генератора (площади сечения решетки) и
- 2) увеличением интенсивности газификации.

Вообще говоря, интенсивность газификации зависит от природы топлива и типа газогенератора. Однако для одного и того же вида топлива она может быть увеличена за счет повышения температуры в зоне реакций, за счет увеличения поверхности газифицируемого топлива и за счет повышения давления.

Из числа рассмотренных ранее типов генераторов к генераторам большой производительности могут быть отнесены: 1) генераторы с жидким шлакоудалением и 2) генераторы для мелкозернистого и пылевидного топлива (системы Винклера). Так как в соответствующих разделах эти генераторы были подробно описаны,

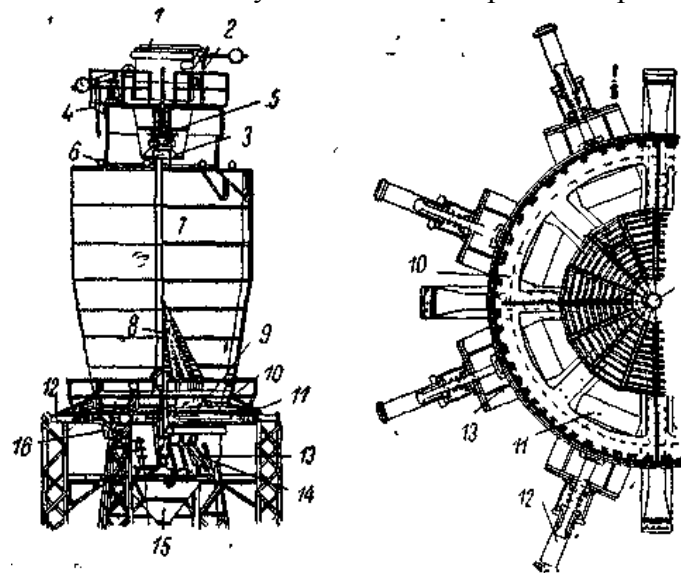


Рис. 223. Генератор системы Ричи – Гоцо.

1 – крышка загрузочной коробки, 2 – рычаг для крышки с гидравлическим приводом, 3 – конус коробки, 4 – рычаг конуса с гидравлическим приводом, 5 – ручной рычаг конуса, 6 – затворы шуровочных отверстий, 7 – шахта генератора, 8 – пирамидальная решетка, 9 – опорные кронштейны решетки, 10 – опорное кольцо решетки, 11 – верхние клапаны зольных карманов с гидравлическим приводом для спуска золы в карманы, 12 – гидравлические цилиндры верхних клапанов карманов, 13 – зольные карманы, 14 – нижние клапаны зольных карманов для спуска золы в зольный бункер, 15 – ручной рычаг нижних клапанов, 16 – рычаг нижних клапанов зольных карманов с гидравлическим приводом.

здесь рассматриваются лишь такие генераторы, большая производительность которых определяется их увеличенными размерами.

Один из генераторов этого типа, генератор Верити, был описан в связи с рис. 104. (стр. 180). Генератор имеет диаметр 5 м и рассчитывался на производительность около 100 т бурого угля в сутки, считая по сухому топливу. Практически при работе на угле с влажностью примерно 40% и зольностью около 20% были получены большие производительности – до 125÷130 т/сутки [164]. На рис. 223 показан генератор системы – Ричи – Гоцо, спроектированный для газификации бурого угля и торфа. Диаметр шахты этого генератора также 5 м, суточная производительность 100÷120 т.

Так же как и генератор Верити генератор Ричи – Гоцо снабжен неподвижной колосниковой решеткой, однако удаление золы в нем производится при помощи специальных шибберов с гидравлическим управлением.

Кроме этих двух типов генераторов, имеются и другие конструкции большого диаметра, однако сведения об их работе весьма скудны. Несомненно лишь одно, что генераторы таких размеров строятся пока единицами и не нашли широкого применения в технике производства генераторного газа. Судя по всему, это объясняется трудностями в

организации процесса, так как чем больше диаметр у генератора круглого сечения, тем обычно труднее становится поддерживать равномерное горение, вследствие неравномерности распределения топлива и дутья по сечению шахты. Поэтому в генераторах большого диаметра качественные и количественные показатели процесса газификации хуже, чем такие же в генераторах меньшего размера. Для уменьшения указанных трудностей фирмой Пинч Предложен генератор кольцевого сечения с механической решеткой, разрез которого показан на рис. 224. Основные размеры генератора: наружный диаметр около 10 м, внутренний около 4 м, ширина кольцевого пространства 3 м. Проектная производительность по низкосортному каменному углю с содержанием золы около 19% – 200 т/сутки (по сухому топливу). В силу своей сложности этот генератор не получил промышленного применения. То обстоятельство, что в связи с увеличением диаметра ухудшается работа топливного слоя и возникает необходимость в применении специальных механических приспособлений для шуровки и разравнивания топлива, уменьшает конкурентоспособность генераторов большого размера, так как вызывает дополнительные расходы на металл, автоматизацию и обслуживание и таким образом уменьшает выгоду, которая могла бы быть получена при переходе к меньшему числу более крупных единиц.

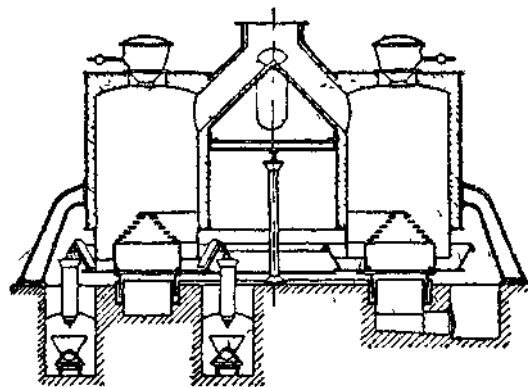


Рис. 224. Кольцевой генератор фирмы Пинч

В этом отношении более приемлемыми представляются газогенераторы, большая производительность которых определяется не их увеличенными геометрическими размерами, а интенсификацией процесса газообразования.

Помимо описанных уже генераторов с жидким шлакоудалением и генераторов для мелкозернистого и пылевидного топлива, значительные успехи были сделаны при газификации топлив в тонком слое. Этот способ повышения интенсивности газообразования нашел широкое применение в так называемых транспортных генераторах и в сочетании с большими скоростями паровоздушного дутья сулит Широкие перспективы в деле развития генераторов большой мощности.*

11 ГЕНЕРАТОРЫ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Ранее описанные детали газогенераторов охватывают конструкции, обычно применяемые в практике обыкновенных газогенераторных установок. Конечно, одну или несколько отличительных особенностей той или иной конструкции можно скомбинировать таким образом, чтобы получить такой тип генератора, который представляется наиболее пригодным для данного назначения.

Однако существуют газогенераторные установки специального назначения, которые либо работают по отличным (от ранее описанных) принципам, либо специально сконструированы для газификации определенного вида топлива, либо наконец приспособлены для производства газа, предназначенного для каких-либо специфических надобностей. Описание такого рода установок составляет предмет настоящего раздела. Рассмотрение специальных конструкций генераторов производится в следующей последовательности:

- а) газогенераторы с разложением смолы;
- б) газогенераторы для древесных и прочих растительных отходов;
- в) малые газогенераторы;
- г) транспортные газогенераторы;
- д) судовые газогенераторы.

а) Газогенераторы с разложением смолы

* Генераторы с разложением смолы применяются в тех случаях, когда присутствие смолы в газе даже в незначительных количествах является весьма нежелательным. В частности генераторы с разложением смолы получили довольно широкое распространение на силовых станциях, на которых генераторный газ употребляется в качестве топлива для газовых двигателей. Ничтожные количества смолы, содержащиеся в газе, вызывают постепенное засорение клапанов газовых двигателей, что приводит к остановке последних.

Даже в настоящее время, когда очистка газа от смол достаточно разработана и промышленно освоена, многие силовые станции, потребляющие битуминозные угли, работают неудовлетворительно. В особенности это относится к мелким силовым установкам, на которых применение совершенных смолоочистных устройств невозможно по экономическим причинам. Вследствие этого в газогенераторах, снабжающих газом силовые установки, стараются применять такие топлива, как кокс и антрацит, или же при газификации битуминозных углей применять конструкции газогенераторов с разложением смолы.*

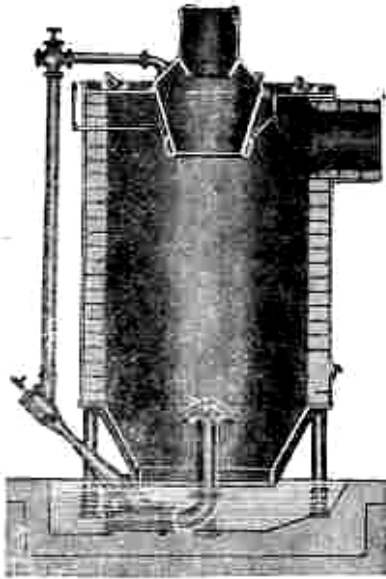


Рис. 225. Генератор с сжиганием газов сухой перегонки системы Сиракуз.

Выше приводилось описание генераторов с так называемой прямой тягой, т.е. таких, в которых поток воздуха и газа через слой топлива направлен снизу вверх, образуя противоток с движущимся вниз топливом. Такая система с теплотехнической точки зрения безусловно правильна, но зато вся выделяющаяся из топлива смола попадает при этом в более холодные зоны, благодаря чему в генераторе с прямой тягой при условии достаточно высокого слоя топлива создаются условия, благоприятствующие сохранению смолы. Во избежание этого во всех конструкциях газогенераторов с разложением смолы предусмотрено пропускание

продуктов сухой перегонки топлива, перед их выходом из генератора через более горячие слои топлива. К генераторам с разложением смол относятся все генераторы с так называемой обращенной тягой и генераторы с двойной зоной горения, а также все генераторы с приспособлениями для сжигания газов сухой перегонки.

На рис. 225 изображен генератор для битуминозного топлива системы Сиракуз, в котором газы сухой перегонки и смоляные пары, полученные внутри швельреторты, эжектируются из нее вместе с некоторым количеством генераторного газа и подаются вместе с паровоздушным дутьем в нижние раскаленные зоны генератора. Благодаря этому достигается разложение паров смолы и других продуктов сухой перегонки на постоянные газы – окись углерода, уголекислоту и водород.

В некоторых конструкциях подвод продуктов сухой перегонки производится непосредственно в раскаленный слой топлива, где они разлагаются без предварительного их сжигания. Существенным недостатком генераторов, работающих по этому принципу, как показывает опыт английских установок, является засорение смолой инжектора и трубопроводов, по которым отводятся газы сухой перегонки. Кроме того получаемый газ имеет сравнительно низкую теплотворную способность. По этим причинам в Англии сжигание газов сухой перегонки под решеткой было совершенно заброшено. Однако на некоторых американских установках, газифицировавших топлива с меньшим содержанием летучих, нежели в английских каменных углях, были получены удовлетворительные результаты.

На рис. 226 представлен генератор Пита для каменного угля, работающий под разрежением. Генератор состоит из двух частей: большой верхней – швелькамеры *A* и нижней камеры – газификатора *H*, в которой происходит, собственно газификация топлива. Часть генераторного газа из газификатора *H* проходит непосредственно через топливо в швелькамере, главная же часть его, пройдя по кольцевому пространству *B* собирается в коллекторе *D* и затем уходит из генератора через газослив *F*, производя подогрев топлива в швелькамере *A* косвенным путем через кирпичные стенки. Физическое тепло горячего генераторного газа, вышедшего из генератора, используется для производства пара. Газы сухой перегонки и смоляные пары, образовавшиеся в швелькамере, совместно с частью генераторного газа, прошедшего через камеру,

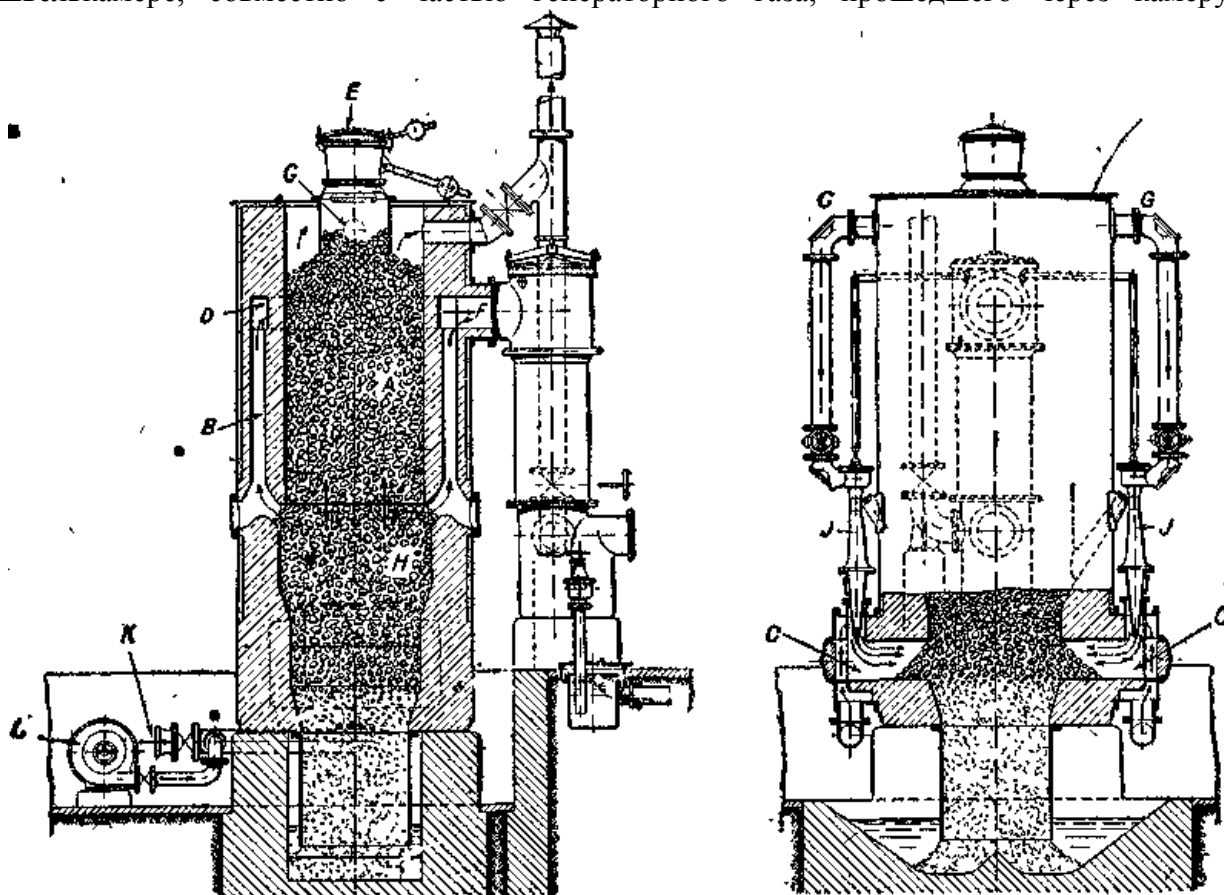


Рис. 226. Генератор с сжиганием газов сухой перегонки фирмы Пинч.

A – швелькамера, *B* – кольцевое пространство, *C* – нижняя часть генератора, *D* – газовый коллектор, *E* – загрузочная коробка, *F* – газослив, *G* – газопроводы для швельгаза, *H* – газификатор, *J* – инжекторы, *K* – место засоса воздуха, *L* – воздухоудка для разжига.

отсасываются двумя инжекторами *J* и подаются в смеси с воздухом и паром в нижнюю часть генератора *C*.

Из расчетов, приведенных в таблице 124, видно, что количество газа сухой перегонки, которое необходимо отбирать в швелькамере и возвращать под решетку, может для некоторых видов топлив составлять значительную долю от общего количества газа, и что вследствие сжигания смолы в зоне газообразования развивается дополнительное тепло, могущее при определенных условиях служить источником шлакообразования. Часть физического тепла, развиваемого при сжигании смолы, может быть использована для разложения добавочного количества водяного пара, благодаря чему оказывается возможным предотвратить шлакование генератора и повысить теплотворную способность получаемого газа.

При работе на битуминозном топливе соответствующего качества в генераторе с внутренним диаметром 900 мм было получено 320 м³/час генераторного газа с

теплотворной способностью около 975 ккал/м^3 при к.п.д. процесса газификации $65 \div 70\%$.

Средний анализ газа при газификации каменного угля с теплотворной способностью 7250 ккал/кг был следующим: $\text{CO}_2 - 8,6\%$, $\text{CO} - 18,3\%$, $\text{H}_2 - 14,0\%$, $\text{CH}_4 - 0,6\%$, $\text{N}_2 - 58,5\%$; низшая теплотворная способность – 970 ккал/м^3 .

По малому содержанию метана газ является типичным для такого рода установок. Теплотворная способность этого газа значительно уступает теплотворной способности газа, получаемого при газификации кокса или антрацита в обычных генераторах.

Существенным недостатком всех конструкций генераторов с разложением смол является низкий к.п.д., не превышающий $65 \div 70\%$. Если учесть, что вся смола переходит в

газ, то становится ясным, что к.п.д. генераторов этого рода значительно уступает к.п.д. генераторов обычных конструкций. Достаточно напомнить, что в генераторах с улавливанием побочных продуктов к.п.д. по холодному очищенному газу составляет от 65 до 75%, а с учетом смолы до 85%.

Причиной низкого термического к.п.д. генераторов с разложением смол является легко устанавливающаяся высокая температура отходящих газов и их большое количество на единицу веса топлива, что обуславливает большие потери с физическим теплом газов. На стр. 189 был описан генератор системы Кэмбридж с обращенным движением газов для газификации поленьев. Весь газ уходит из газогенератора у колосников. Таким образом не только газы сухой перегонки, но и генераторный газ, получаемый из древесного угля, просасываются перед выходом из генератора через наиболее горячие участки топлива. На рис. 227 показан

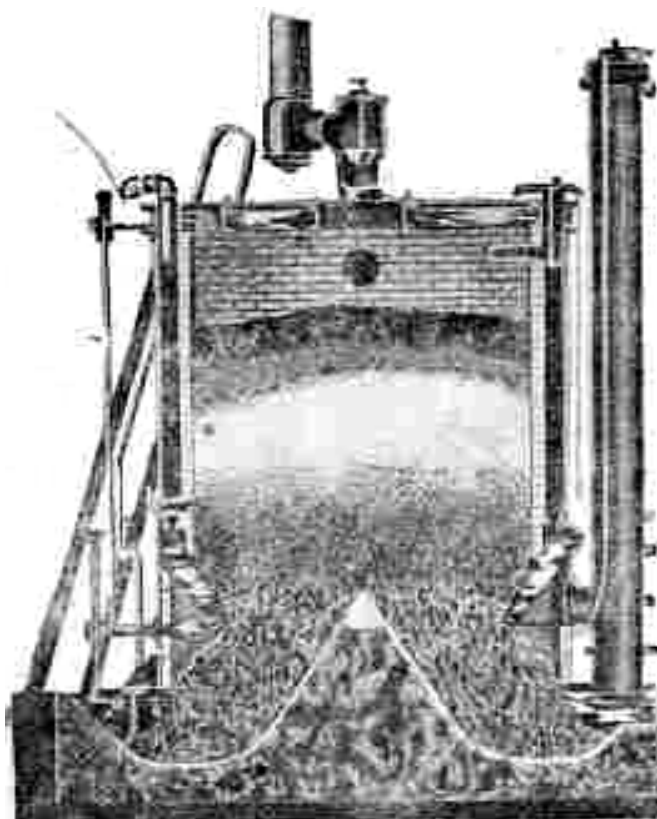


Рис. 227. Генератор с обращенным движением газов типа Акерлунд.

американский генератор с обращенным движением газа типа Акерлунд (Akerlund). Железный кожух генератора своим нижним краем погружен в водяной затвор, через который вручную производится удалению золы. Выгреб золы облегчается наличием центрального бетонного конуса, снабженного стальной крышкой. К нижнему краю корпуса генератора подвешен парообразователь, соприкасающийся одной стороной с топливом и обогреваемый с другой стороны горячим генераторным газом, отводимым из генератора. Загрузка топлива производится через загрузочное отверстие, находящееся вверху генератора, которое не обязательно должно иметь двойной затвор, так как над слоем топлива могут находиться только воздух и пар.

Воздух засасывается через трубу, уложенную в кирпичной кладке, и пропускается перед вводом в генератор над поверхностью воды в испарителе. Насыщенный паром воздух по другой трубе поступает в верхнюю часть генератора, и отсюда паровоздушная смесь просасывается через весь слой топлива в генераторе. Продукты сухой перегонки, выделившиеся в верхних зонах генератора, подвергаются разложению при прохождении через раскаленные участки слоя топлива.

При пуске генератора такого типа разогрев нижней зоны осуществляется тем, что генератор некоторое время работает с прямой тягой, пока слой топлива не придет в такое

состояние, которое обеспечивает нормальный ход процесса с обращенным движением газа.

Шурование слоя топлива с боков и сверху и удаление золы производятся точно так же, как и в генераторах обычных конструкций. Приводимый ниже состав газа является типичным для генераторов этой конструкции, работающих на несортированном каменном угле: CO_2 – 9,8%, O_2 – 0,3%, CO – 18,6%, H_2 – 12,9%, CH_4 – 1,6%, N_2 – 56,8%; низшая теплотворная способность – 1035 ккал/м^3 .

В таблице 127 приводятся данные, характеризующие средние производственные показатели ряда американских газогенераторных установок как с прямой, так и с обращенной тягой, работающих на битуминозных топливах. Данные таблицы заимствованы из отчета Bureau of Mines [165].

Таблица 127. Производственные показатели американских газогенераторных установок с прямой и обращенной тягой.

		Прямая тяга,	Обратная тяга
Средняя теплотворная способность газа в ккал/м^3	Опытная установка Bureau of Mines	1352	979
	Промышленные установки	1343	1094
Максимальная теплотворная способность газа в ккал/м^3	Опытная установка Bureau of Mines	1566	1094
	Промышленные установки	1557	1157
Выход газа в опытной установке Bureau of Mines $\text{м}^3/\text{кг}$		4,05	4,24
Интенсивность газификации в $\text{кг/м}^2 \cdot \text{час}$ по сухому углю	Средняя	39,1	80,7
	Максимальная	63,5	107,4
Мощность вспомогательных механизмов (средняя для 8 установок) в процентах от мощности установки	Установленная	5,3	3,3
	Действительно расходуемая	5,0	3,8

Из данных таблицы 127 следует, что американские генераторы с обращенной тягой (процессом) работают со сравнительно высокими форсировками (для большинства европейских топлив такие форсировки считаются нормальными), однако теплотворная способность полученного в них газа значительно ниже, чем в обычных генераторах с прямой тягой. Так как понижение теплотворной способности не компенсируется возрастанием количества получаемого газа, то и общий термический к.п.д. установок с обращенным процессом оказывается значительно меньшим; это в первую очередь объясняется высокими температурами отходящего газа.

На рис. 228 показан генератор Дausона с двойной зоной горения. Фотография 800-сильной установки фирмы Дausон и Мэйсон, состоящей из двух генераторов, работающих на шотландских углях, дана на рис. 229.

Описываемый генератор принадлежит к типу генераторов с двойной зоной горения или двойной тягой. Это название объясняется тем, что в верхней части слоя топлива потоки газов и воздуха направлены сверху вниз, а в нижней – снизу вверх, причем зоны горения расположены как внизу, так и наверху слоя топлива. Получающийся газ отбирается от кольцевой газосборной камеры, находящейся приблизительно на середине высоты генератора.

Генератор сверху открыт, и загрузка топлива производится так же, как в генераторах с обращенным процессом.

Продукты сухой перегонки топлива, выделяющиеся под действием высоких температур, проходят через раскаленный слой в верхней части генератора и разлагаются.

В нижней части генератора производится газификация полученного кокса. Подвод воздуха снизу обеспечивает хороший выжиг углерода из золы, что на имеет места в конструкциях генераторов с одной только верхней зоной горения.

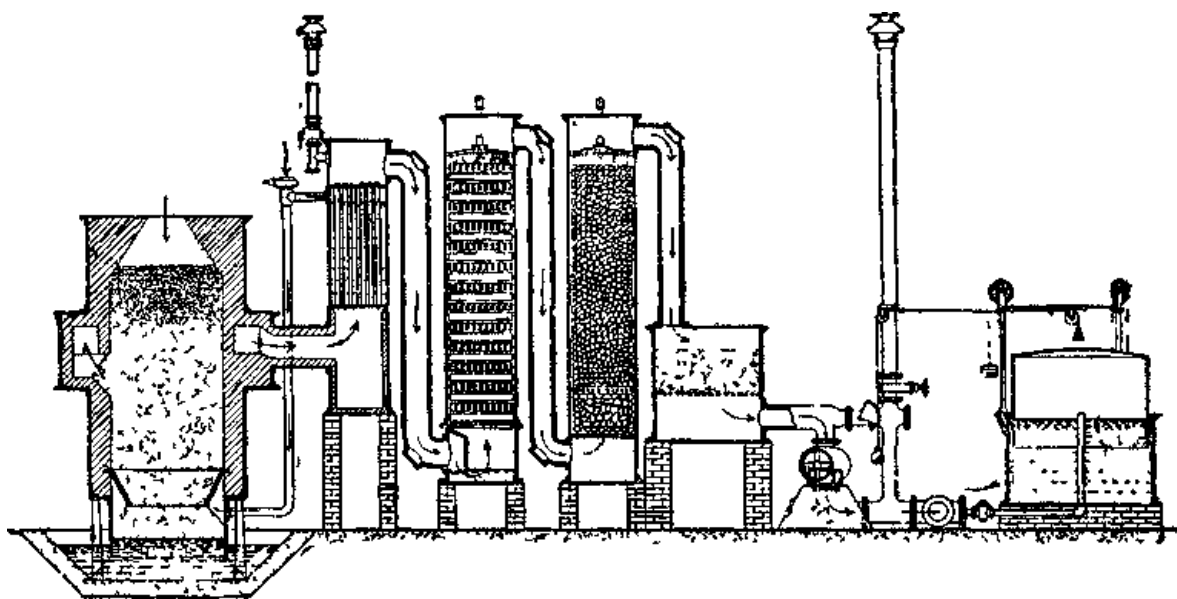


Рис. 228. Генератор Дausона с двойной зоной горения.

Выходящая из генератора смесь газов перед поступлением в установку для охлаждения и очистки проходит через трубчатый паровой котел, в котором физическое тепло газа используется для получения пара. По данным фирмы в описанных генераторах может газифицироваться почти всякий уголь крупностью $13\div 26$ мм с содержанием

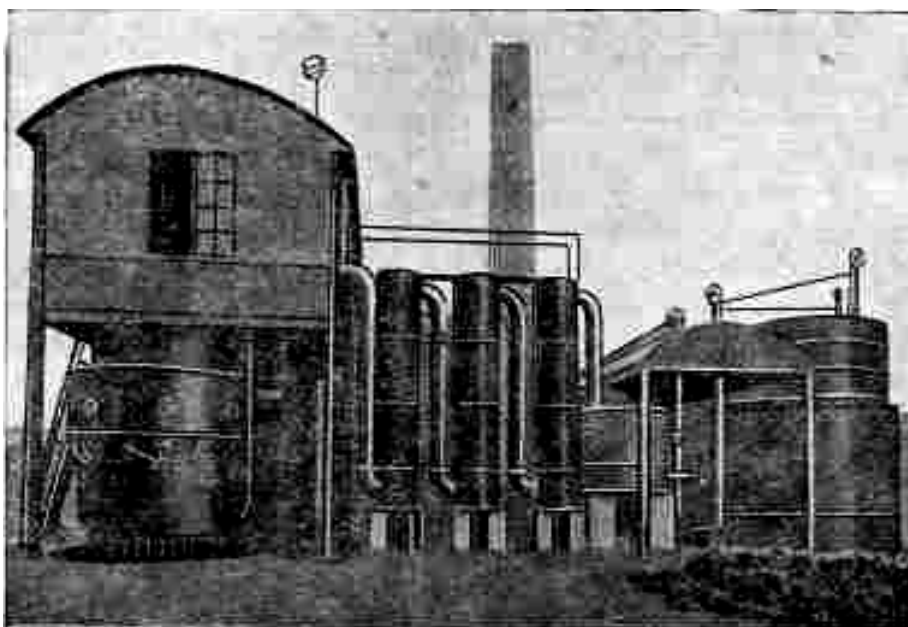


Рис. 229. Общий вид установки генератора Дausона с двойной зоной горения.

летучих не больше $30\div 35\%$, причем расход топлива на лошадиную силу-час в хорошем газовом двигателе при полной нагрузке лишь немногим превосходит $0,45$ кг. В генераторе происходит настолько полное разложение смолы, что часто оказывается ненужным применение механических смолоотделителей для окончательной тонкой очистки газа.

Приводимый средний состав вырабатываемого газа был получен при 8-часовом испытании генератора Даусона при работе на каменном угле: CO_2 – 4,6%, CO – 23,8%, H_2 – 11,1%, CH_4 – 2,2%, N_2 – 58,2%; низшая теплотворная способность – 1197 ккал/м³.

На рис. 230 представлен газогенератор с двойной зоной горения системы Пинча. Главное отличие этой конструкции от предыдущей заключается в том, что здесь воздух для верхней зоны перед вступлением в генератор слегка подогревается.

По данным фирмы, конструкция газогенератора не является пригодной для работы на каменных углях, так как температура в “зоне разложения” смолы обычно недостаточно высока для обеспечения полного ее распада, вследствие чего получается более или менее смолистый газ, содержащий много сажи. Фирма рекомендует газифицировать в этом генераторе молодые виды топлива с высоким содержанием летучих, как-то: бурый уголь в кусках или в виде брикетов, а также торф и дрова.

При газификации буроугольных брикетов с теплотворной способностью 4700 ккал/кг генератор с диаметром шахты 0,9 м достаточен для снабжения 150-сильного газового двигателя. При этом к.п.д. процесса будет близок к 72,5%, а форсировка генератора составит 179 кг/м²·час.

Генераторы описанного типа строятся различных размеров и, начиная с диаметра шахты 1,5 м, снабжаются механическими решетками. При применении механических решеток, благодаря непрерывному равномерному удалению золы, стремления к смещению зоны разложения смолы не наблюдается в такой мере, как в генераторах с ручным золоудалением.

На рис. 176 была показана схема газогенератора Вестингауза с двойной зоной горения. Принцип работы этого генератора не отличается от ранее описанных конструкций. В таблице 128 приведены результаты испытания этой установки.

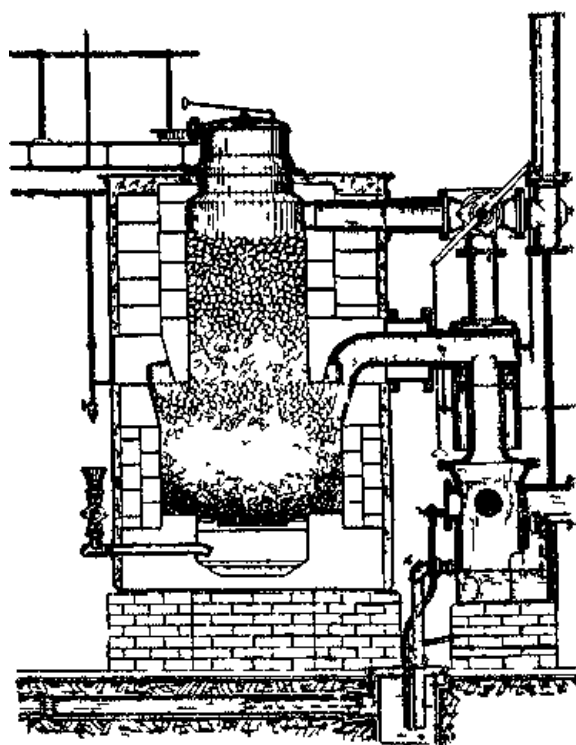


Рис. 230. Генератор с двойной зоной горения фирмы Пинч.

Таблица 128. Результаты испытания генератора Вестингауза.

	Уголь из Пока- гонга	Техас- ский лигнит		Уголь из Пока- гонга	Техас- ский лигнит
Анализ топлива в %:			Состав газа в %:		
Влага	1,39	23,83	CO_2	7,9	12,4
Летучие	16,01	38,32	O_2	0,5	0,9
связанный углерод	74,28	29,22	CO	18,1	13,3
зола	8,32	8,63	H_2	12,6	14,7
Теплотворная способность рабочего топлива ккал/кг	7770	4450	CH_4	2,6	3,6
К.п.д. процесса			N_2	58,3	55,1
газификации в %	74,5	70,5	Низшая теплотворная способность ккал/м ³	1098	1090

Высокое содержание CH_4 в газе скорее всего объясняется ошибкой, допущенной при анализе, – неполным поглощением CO . Весьма обширные испытания по газификации углей Alberta в генераторе Вестингауза были проведены канадским горным департаментом [166]. Состав применявшихся углей изменялся в следующих пределах:

	от	до	в среднем за 4 года
теплотворная способность рабочего топлива ккал/кг	4090	7080	5680
влажность топлива в %	1,9	25	10,4
зольность топлива в %	6,5	18,1	11,8

Вот некоторые показатели, полученные при газификации этих углей:

	от	до	в среднем за 4 года
расход пара в кг/кг топлива	0,02	0,93	0,3
содержание в газе CO_2 в %	6,6	12,8	10,0
CO в %	10,5	18,6	15,1
H_2 в %	8,9	19,0	13,4
низшая теплотворная способность газа в ккал/м^3	699	1135	929
содержание смолы в неочищенном газе г/м^3	0,124	1,27	0,498

Следует отметить, что в начале испытаний содержание смолы в газе было весьма высоким, но затем постепенно снижалось по мере хода испытания. Это явление можно объяснить недостаточным разогревом генератора перед началом работы.

* На рисунке 231 изображен генератор системы Дейца с двойной зоной горения. Отличительной особенностью этой конструкции является водяная рубашка 7, окружающая не только нижнюю часть генератора, но и верхнюю шахту, а также принудительная подача дутья. Подача дутья в верхнюю зону 1 производится через отверстие 3. Воздух, подаваемый в нижнюю зону 2, предварительно увлажняется через трубу 5 паром, получаемым в водяных рубашках генератора. Паровоздушная смесь поступает по трубе 4 под решетку генератора 8. Отвод газа производится из верхней части нижней шахты через трубу 6*.

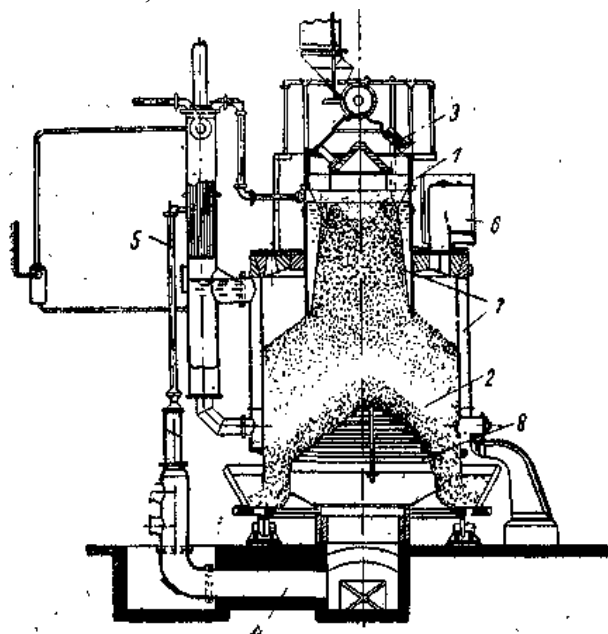


Рис. 231. Генератор Дейца с двойной зоной горения.

1 – верхняя зона горения, 2 – нижняя зона горения,
3 – подача воздуха сверху, 4 – подача паровоздушной смеси снизу, 5 – подача пара для увлажнения дутья, 6 – отвод газа, 7 – водяная рубашка, 8 – вращающаяся решетка.

верхней зоны и образовании газа. При малых производительностях генераторов кроме того происходит неполное разложение смолы.

Недостатками генераторов с двойной зоной горения являются часто наблюдающееся спекание и шлакование топлива в верхней зоне, особенно в периоды недостаточного поступления пара, а также то, что колебания в нагрузке весьма неблагоприятно отражаются на состоянии

Как и в генераторах других типов с разложением смол, теплотворная способность получаемого газа значительно ниже, чем в генераторах с прямым процессом. Получаемый газ, пригодный для газовых двигателей, мало применим для отопления промышленных печей.

б) Генераторы для газификации древесных отходов и других растительных отбросов

На стр. 187 было указано, что объем растительных отбросов и древесных отходов на единицу веса значительно больше, а их теплотворная способность значительно меньше, чем каменного угля. Кроме того топлива этого типа обычно содержат в большом количестве влагу и иногда обладают весьма малым размером кусков.

Различные виды древесных отходов имеют различные размеры и форму, а поэтому при конструировании генератора в каждом отдельном случае нужно соотносываться именно с тем видом отходов, для газификации которых он предназначен. В том случае, если в одном генераторе предположено использовать ряд древесных отходов, конструкция генератора должна удовлетворять специфическим особенностям каждого из отходов.

Для того, чтобы произвести полное испарение содержащейся в топливе влаги при помощи физического тепла горячих газов, поступающих из нижней части генератора, и обеспечить устойчивый режим газификации, необходимо иметь большую высоту слоя топлива.

Площадь поперечного сечения верхней части шахты генератора должна быть возможно большей, чтобы не было уноса потоком мелких частиц топлива (например опилок). Это мероприятие также необходимо для устранения излишней потери давления при применении топлива с малым размером кусков.

С другой стороны, при газификации древесных отходов отсутствуют обычные затруднения, встречающиеся при газификации каменного угля, вроде спекания и шлакования, за исключением разве отдельных случаев, когда растительные отходы содержат различные минеральные загрязнения и поэтому некоторое шлакообразование может иметь место. Что касается потребления пара, то имеется большое количество установок, работающих на древесных отбросах, которые обходятся вовсе без добавки пара в воздушное дутье.

Вообще говоря, можно считать древесные отходы и растительные отбросы одним из наиболее легко газифицируемых видов топлив.

Практически всякие отходы и отбросы растительного происхождения могут успешно перерабатываться в газогенераторах. Поэтому помещенный ниже перечень далеко не является полным перечнем всех таких отбросов.

Дрова,	отходы маслин,
древесная кора,	рисовая шелуха,
стружки,	опилки,
шелуха и скорлупа кокосовых орехов,	отходы лесопилок,
пробковая мелочь,	шелуха различных семян,
хлопковые стебли, стружки и семена,	солома,
навоз и сухие удобрения животного происхождения,	отходы сахарных заводов,
косточки плодов,	отходы кожевенных заводов,
сено,	обрезки чайных ветвей,
листья (сухие),	ветки,
скорлупа орехов,	винный осадок (сухой).

Стоимость генераторной установки для топлив подобного рода, разумеется, обходится дороже на единицу количества тепла, заключенного в очищенном генераторном газе, чем для таких топлив, как антрацит и каменный уголь. Однако, вследствие весьма низкой стоимости отбросов и отходов всякого рода, увеличенные (сверх обычных) капиталовложения в газогенераторную установку всегда быстро

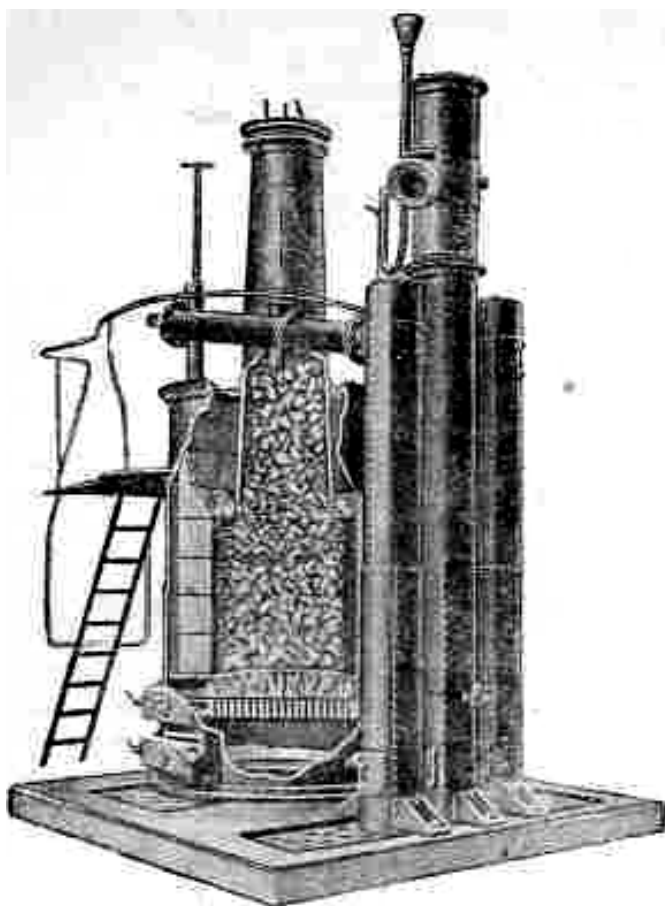


Рис. 232. Генератор системы Рустона для газификации древесных отходов

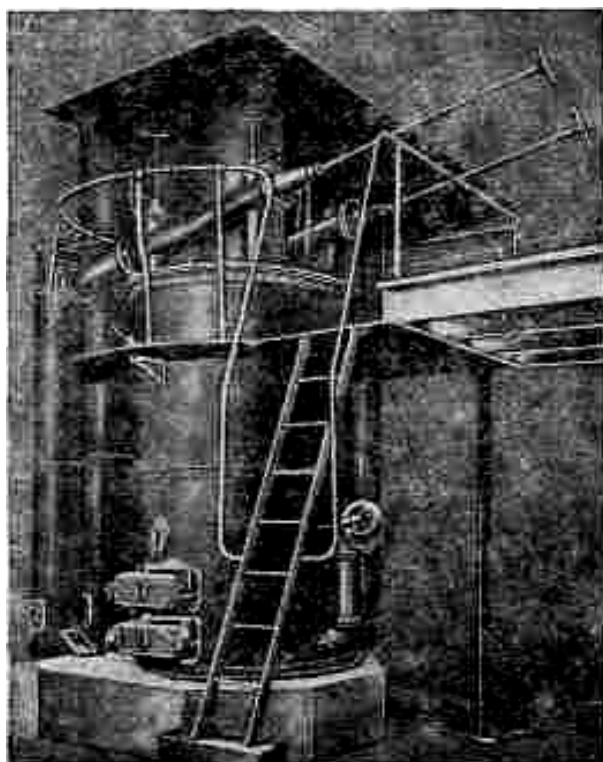


Рис. 233. Общий вид установки генератора системы Рустона.

окупаются меньшими эксплуатационными расходами.

На рис. 232 и 233 изображен работающий под разрежением газогенератор для древесных отходов системы Рустона (Ruston & Hornsby). Он принадлежит к типу генераторов с горизонтальной решеткой и снабжен загрузочным устройством с опущенной в шахту юбкой столь большой высоты, что отпадает необходимость не только в слишком частой загрузке топлива, но и во втором клапане загрузочного приспособления, роль которого выполняет высокий слой топлива. Поэтому загрузочное устройство имеет лишь одну верхнюю крышку, открываемую при подаче в генератор топлива.

Характерной особенностью конструкции генератора Рустона является отвод газа не через один газоотвод, как это обычно делается, а через ряд вертикальных патрубков, смонтированных на крышке генератора. Каждый из патрубков снабжен скребком, при помощи которого отложения смолы и мелких частиц могут удаляться во время работы генератора, не вызывая перерывов в производстве газа. Из вертикальных газоотборных патрубков газ по наклонным соединительным трубам отводится в установку для очистки, причем эти соединительные трубы также имеют подобного же рода скребки для очистки. Приводимый ниже состав газа, полученный при газификации древесных отходов, является характерным для генератора системы Рустона: CO_2 – 8,0%, CO – 24,1%, H_2 – 11,7%, CH_4 – 3,1%, O_2 – 0,3%, N_2 – 52,8%. Низшая теплотворная способность газа – 1306 ккал/м^3 .

На рис. 234 изображена установка для газификации щепы фирмы Пауэр Газ Корпорейшен. Характерным отличием этой конструкции является большая высота генератора. При газификации

смешанных отходов столярного цеха одного, из авиационных заводов были получены следующие составы газа:

	CO ₂	CO	CH ₄	H ₂	N ₂	Низшая теплотворная способность газа ккал/м ³ .
I	11,4	21,6	3,0	16,0	48,0	1326
II	11,2	20,6	3,0	16,8	48,4	1315
III	11,2	19,6	3,5	15,2	50,5	1286

На рис. 235 представлен газогенератор фирмы Крослей для газификации рисовой шелухи. За исключением двойного затвора в загрузочной коробке и отвода всего количества газа через один наклонный газослив, эта конструкция существенно не отличается от ранее описанных.

На рис. 236 представлен генератор Уэлса (см. также рис. 122), обслуживающий 8-сильный

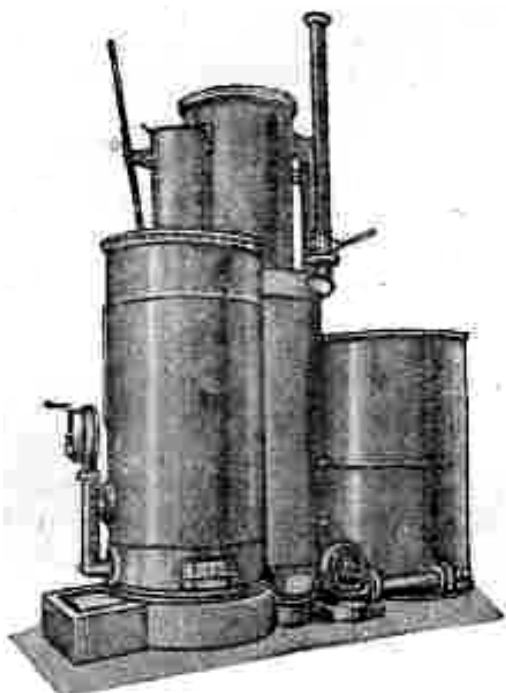


Рис. 234. Установка для газификации щепы фирмы Пауэр Газ Корпорейшен.

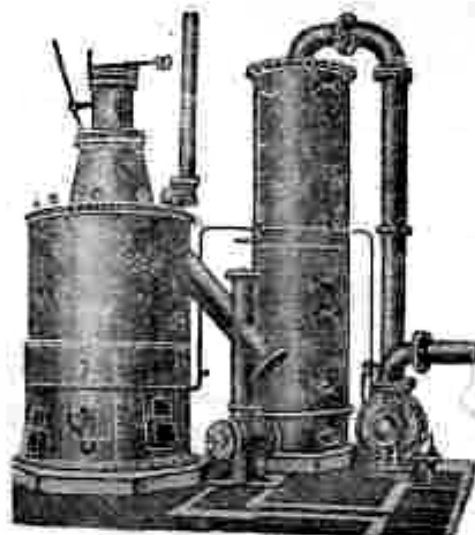


Рис. 235. Генератор фирмы Крослей для газификации рисовой шелухи.

локомотив. По имеющимся сведениям, много генераторов системы Уэлса работало во время мировой войны в Египте, газифицируя стебли хлопка, древесную мелочь, ветви, листья и т.д. Перед загрузкой стеблей, ветвей, и т.п. в генератор они или разрезались или надрезались машинами, похожими на соломорезки.

Рис. 237 изображает фотографию генератора фирмы Крослей, в котором производится газификация отходов кожевенных заводов (отдубины) с содержанием влаги до 56%. Следует обратить внимание на значительную высоту генератора, впрочем вполне

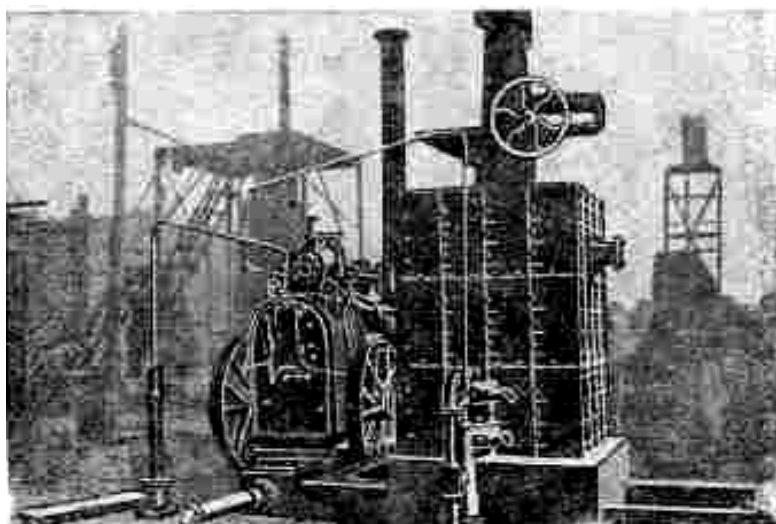


Рис. 236. Общий вид установки генератора Уэлса.

объяснимую его назначением перерабатывать топливо со столь высоким содержанием влаги. При работе на отдубине влажностью 56% полученный газ был следующего состава (в %): CO_2 – 6,0, O_2 – 0,6, CO – 27,0, CH_4 – 0,9, H_2 – 8,6; низшая; теплотворная способность – 1120 ккал/м^3 .

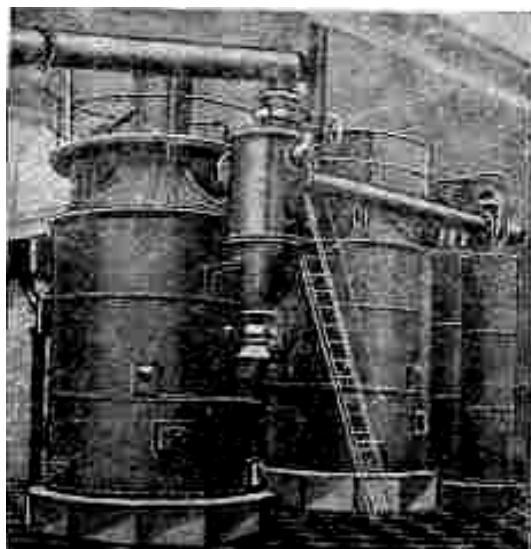


Рис. 237. Генератор фирмы Крослей для газификации отдушины.

На рис. 238 изображен генератор Дейца, который пригоден для газификации торфа, сырого бурого угля и других влажных топлив, как-то: дров, отходов лесопилок и т.д. Отличительная особенность этого генератора заключается в конструкции смонтированной на колесах подвижной решетки, которая может откатываться из-под генератора; корпус генератора обычно подвешивается на опорах загрузочной площадки.

На рис. 239 показан вращающийся газогенератор Виля, Блэквелла и Бука (Viele, Blackwell и Buck, США), предназначенный для газификации различных топливных отбросов и показавший удовлетворительные результаты при

работе на опилках твердых и мягких пород, древесных отходах, волокнистом торфе и очень мелком лигните. Генератор вращается при помощи зубчатых бандажей наподобие цементной печи. Подлежащий газификации материал подается слева шнеком и падает на внутреннюю поверхность футеровки вращающегося барабана. Благодаря движению барабана и его наклону, топливо

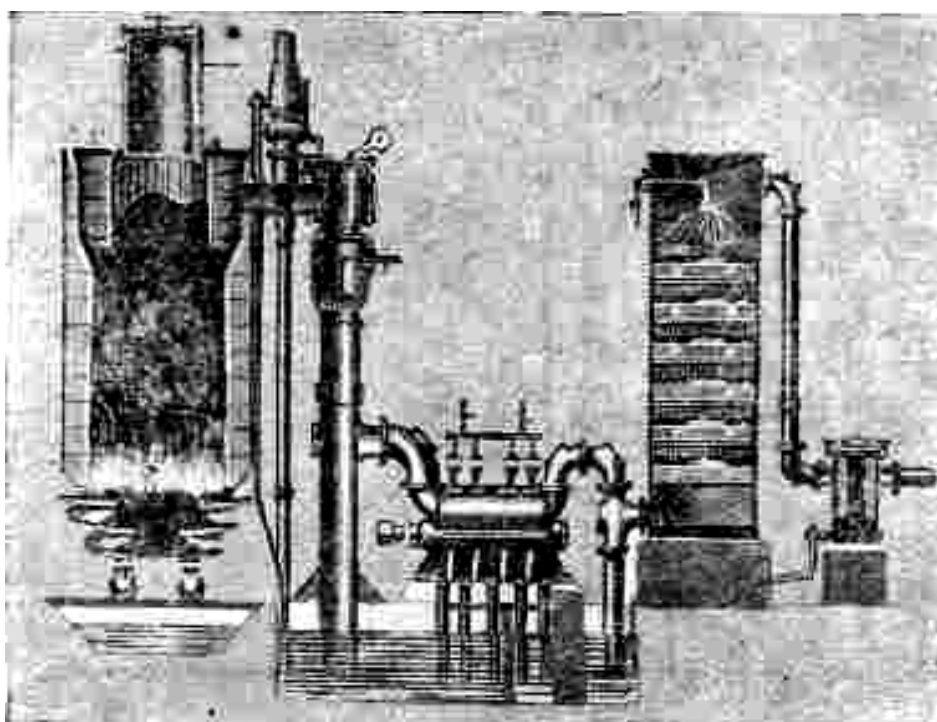


Рис. 238. Общий вид установки генератора Дейца.

постепенно передвигается вправо, медленно нагреваясь и выделяя летучие, и таким образом достигает зоны с высокой температурой, находящейся около неподвижного ввода воздушного дутья, проходящего через заднюю стенку барабана. Полученный газ отбирается в узкой части барабана и следовательно движется в направлении, обратном

движению топлива. Зола удаляется периодически через 4 специальные дверцы, устроенные в задней стенке барабана. Размеры вращающейся шахты генератора длина – 6 м, диаметр – 2,7 м. Расход мощности на вращение 6 ЛС. По имеющимся сведениям, производительность этого генератора составляет от 230 до 1150 кг/час в зависимости от рода газифицируемого топлива.

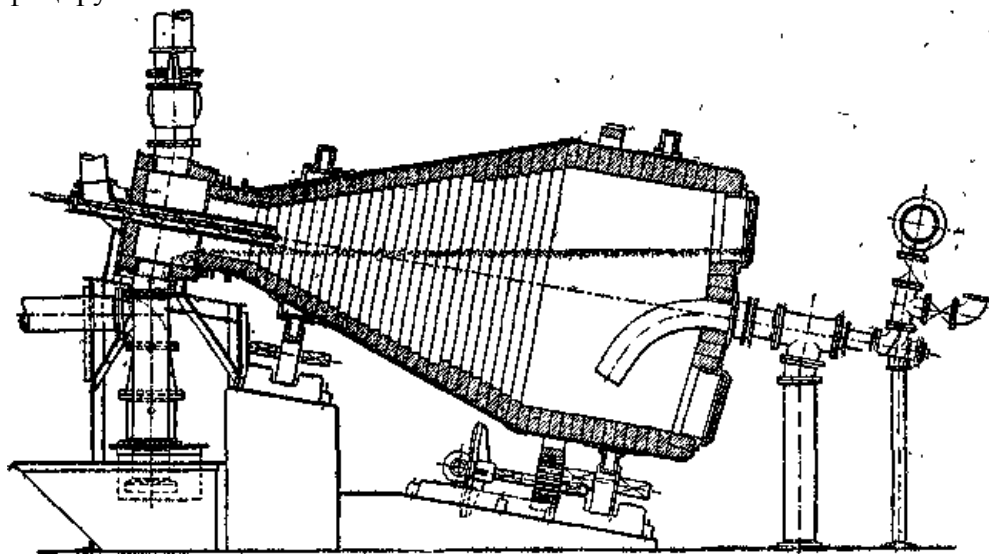


Рис. 239, Вращающийся генератор системы Виля, Блэквелла и Бука для газификации различных топливных отбросов.

Описанный генератор по своей конструкции резко отличается от обычных генераторов и, хотя не получил распространения в технике, все же представляет значительный интерес с точки зрения развития способов газификации малоценных топлив.

в) Транспортные газогенераторы

Общие замечания. Современные легковые и грузовые автомобили и тракторы в большинстве случаев снабжены двигателями внутреннего сгорания, приспособленными для работы на различных видах жидкого минерального топлива, главным образом нефти и продуктах ее перегонки. Однако, с одной стороны, цена жидкого топлива велика, а, с другой, – запасы нефти не могут считаться неисчерпаемыми. При современном развитии пользования автотранспортом дело приближается к тому, что мировой спрос на нефть может скоро превысить ее добычу. Эта угроза настолько велика, что в настоящее время в ряде промышленных стран ведутся серьезные работы по изысканию новых путей получения легких моторных топлив.

Перевод большинства бензиновых двигателей на генераторный газ не встречает серьезных технических трудностей, однако при работе на газе от бензинового двигателя нельзя получить ту же максимальную мощность, что и при работе на бензине. Обычно снижение мощности при этом лежит в пределах 15÷40%.

В виду того, что стоимость генераторного газа из первосортного твердого топлива, не содержащего летучих, значительно ниже стоимости бензина, применение газа ведет к резкому снижению топливной составляющей общих эксплуатационных расходов. К сожалению, при этом возрастают затраты, связанные с ремонтом и амортизацией газогенераторной установки. Таким образом, если дополнительные издержки на сооружение такой установки и дополнительные эксплуатационные расходы не превысят снижения стоимости топлива, работа транспорта на газе окажется более дешевой.

Относительная величина топливной составляющей в стоимости пробега автотранспорта растет с увеличением мощности мотора, вследствие чего коммерческую

рентабельность моторной тяги на генераторном газе целесообразнее всего проверять на машинах с возможно большим потреблением топлива.

Устройство газогенераторной установки на автомобиле или тракторе означает, утяжеление веса и уменьшение полезной грузоподъемности или тягового усилия машины. Поэтому в условиях эксплуатации наиболее конкурентоспособности оказываются тяжелые машины, оборудование которых генераторной установкой меньше, чем в других случаях, отражается на их общем весе и полезной площади

По этим причинам применение транспортных двигателей, работающих на генераторном газе, развивается главным образом по пути замены жидкого топлива для грузовых автомашин и тракторов. Хотя в настоящее время газогенераторную тягу и нельзя еще считать очень широко распространенной, однако успехи последних лет в этой области настолько велики, что дорожный транспорт в ближайшее время безусловно окажется крупнейшим потребителем генераторного газа.

Конструкция транспортной газогенераторной установки должна удовлетворять следующим двум главным требованиям: а) быть по возможности легкой и б) занимать минимальное место.

В качестве примера того, в какой степени газогенераторная установка для автомобиля должна отличаться от всех до сих пор описанных обыкновенных стационарных установок, достаточно указать на то, что если бы какую-либо из них установить без всяких изменений на обыкновенный грузовик, то не осталось бы свободного места для полезного груза, и вес самой установки вместе с топливом и запасом охлаждающей воды вероятно превысил бы грузоподъемность машины.

Отсюда ясно, что не только газогенератор, но также и установка для охлаждения и очистки газа должны быть спроектированы с таким расчетом, чтобы при небольших габаритах и весе позволяли получать весьма значительные производительности.

Так, генератор должен работать на высоких форсировках, и, поскольку процесс производства газа связан с всасывающим ходом поршня двигателя, сопротивление слою топлива в нем должно быть минимальным. Имея в виду это обстоятельство, а также в целях экономии в весе топлива, работу транспортных генераторов ведут обычно на очень тонком слое порядка $100\div 230$ мм и при высокой температуре в реакционной зоне. Благодаря этому удается получать значительно более высокие интенсивности газификации, превышающие таковые же для стационарных генераторов примерно в $4\div 5$ раз. Далее, в стационарных установках допускается некоторое накопление золы по мере выгорания угля. Наоборот, в тяговых генераторах удаление золы происходит непрерывно по мере ее образования, благодаря чему исключается возможность шлакования. В некоторых случаях для достижения этого приходится удалять золу в полувыжженном состоянии, но если топливо малозольно, то возрастание тепловых потерь вследствие наличия в выгребе даже, скажем, 50% невыжженного углерода не может создать серьезного ущерба для рентабельности установок этого типа. Особо высокие требования предъявляются к футеровке напряженно работающих зон генератора, которая помимо высокой огнеупорности должна быть и достаточно тонкой в целях уменьшения веса всего устройства. В качестве футеровки применяется главным образом шамот и реже другие высокоогнеупорные материалы. В отношении потерь тепла тонкая футеровка невыгодна, но в данном случае подверженная охлаждению поверхность на единицу газифицируемого топлива сравнительно мала, и даже если бы потери от охлаждения были во много раз большими, чем в обыкновенном газогенераторе, то и тогда это не сказалось бы чувствительно на общей экономии в стоимости топлива от замены дорогого бензина дешевым газом. Таким образом существенным условием для производства силового генераторного газа, пригодного для использования на транспорте, является применение высокосортного топлива малой зольности и однородной крупности, с развитой поверхностью соприкосновения с газами. В качестве такого топлива лучшим считается древесный уголь и древесные чурки и особо приготовленный низкотемпературный кокс,

которые часто предпочитают антрациту, несмотря на занимаемый ими больший объем.

Основное требование к установке для очистки газа, предъявляемое к ней при работе на обогащенном топливе, состоит в отделении пыли от газа и в достаточном охлаждении последнего перед впуском в двигатель; при работе на сыром топливе добавляется очистка газа от смолы и других примесей. Чтобы не уменьшать полезной грузоподъемности автомашин перевозкой больших количеств воды, необходимой для охлаждения газа, обычно применяются трубчатые воздушные холодильники и дополнительно установленные легкие фильтры для улавливания следов пыли. Как известно, генераторный газ, получаемый при больших форсировках, всегда содержит значительное количество пыли. Поэтому вопросу удаления ее из газа необходимо уделять самое серьезное внимание.

* Переходя к конструкции транспортных генераторных установок отметим, что количество этих конструкций чрезвычайно велико, и полное описание их не может быть сделано в рамках настоящей книги. Для подробного ознакомления с применяемыми на практике системами генераторов и устройств для очистки и охлаждения газа мы отсылаем читателя к специальной литературе [167,168,169,170], ограничиваясь здесь указанием лишь основных типичных конструкций.

В зависимости от способа работы все автотракторные газогенераторы можно подразделить на следующие три группы:

- 1) генераторы с прямым процессом газификации топлива,
- 2) генераторы с горизонтальным процессом и
- 3) генераторы с обращенным процессом.

Генераторы прямого процесса.

Генераторы первой группы не получили широкого распространения, так как в условиях транспортной установки и при работе на влажном и смолистом топливе они требуют сложных дополнительных устройств для тонкой очистки получаемого газа. Поэтому они применяются только в том случае, если их работа ориентируется на бессмольное топливо, как например кокс, древесный уголь, антрацит и другие.

Одна из конструкций генераторов этого типа (системы проф. Наумова) показана на рис. 240. Генератор сконструирован для работы на древесном угле и предназначен для установки на грузовую автомашину. Внешние габариты генератора без дополнительного бункера 2: диаметр 450 мм, высота 1230 мм. В нижней части на высоте 345 мм генератор футерован тремя шамотными кольцами 6 с внутренним диаметром 320 мм. Кожух сварной из листовой стали толщиной 1,5 мм. Необходимый для процесса газификации воздух засасывается через отверстия 3 в наружном кожухе генератора, проходит по кольцевой щели между кожухом и шамотной футеровкой 6 и поступает под колосниковую решетку 4, имеющую один неподвижный и два качающихся колосника, приводимых в движение

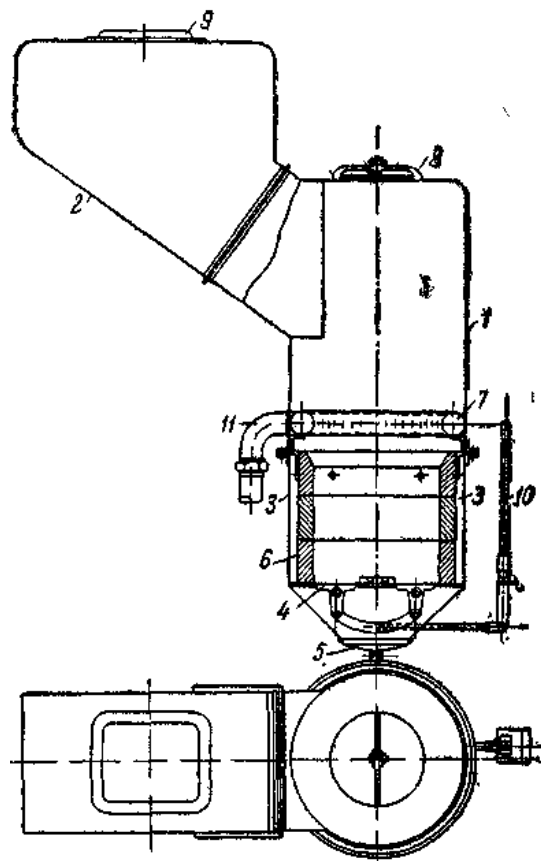


Рис. 240. Транспортный газогенератор с прямым процессом (системы проф. Наумова).

1 – бункер, 2 – дополнительный бункер, 3 – отверстия для засоса воздуха, 4 – колосниковая решетка, 5 – люк для удаления очаговых остатков, 6 – футеровка, 7 – кольцевой трубопровод, 8 – люк для загрузки топлива, 9 – люк для загрузки топлива, 10 – рукоятка для движения колосников, 11 – газопровод.

рукояткой 10. Полученный газ поступает в кольцевой трубопровод 7, снабженный отверстиями, и далее по трубе 11 направляется к двигателю. Топливо загружается через люк 9 дополнительного бункера 2 (объем $0,1 \text{ м}^3$) и люк 8 основного бункера 1 (объем $0,11 \text{ м}^3$). Очаговые остатки удаляются через люк 5. Полный вес генераторной установки около 180 кг.

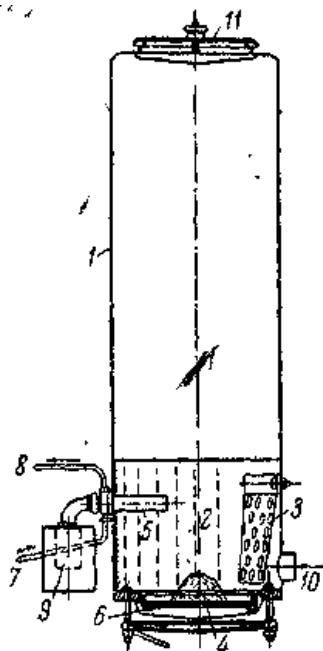


Рис. 241. Транспортный газогенератор с горизонтальным процессом (Гоэн – Пулен).

1 – бункер, 2 – газификатор, 3 – решетка, 4 – зольник, 5 – медное сопло, 6 – люк для удаления очаговых остатков, 7, 8 – подвод и отвод воды, охлаждающей медное сопло, 9 – очиститель воздуха, 10 – газоотвод, 11 – люк для загрузки топлива.

температур топливом, расположенным по периферии, потому что процесс газификации в основном идет в средней части газификатора.

Основные размеры генератора Гоэн – Пулен для двигателя 25÷30 ЛС: высота – 1200 мм, диаметр 350 мм. Вес генератора 61 кг.

Генераторы с обращенным процессом. Генераторы этой группы получили наибольшее распространение не только вследствие того, что в них возможно газифицировать топлива, содержащие смолы, но и потому, что процесс газообразования отличается гибкостью, загрузка топлива производится на ходу машины и не требует сложных загрузочных приспособлений, устройство шахты просто и, наконец, возможна работа на различных видах топлива.

Подача воздуха в различных конструкциях генераторов этого типа производится через щель, фурмы, центральную трубку и, наконец, через центральную трубку и фурмы, а отвод газа – через колосниковую решетку, над колосниковой решеткой и в центре газификатора.

Генераторы с горизонтальным процессом. Генераторы этой группы строятся преимущественно для легковых автомобилей и грузовиков небольшой грузоподъемности в целях максимальной экономии места. Единственное отличие их от генераторов прямого процесса заключается в том, что газ проходит через слой топлива по горизонтальному направлению.

Так же как и генераторы прямого процесса, они пригодны для работы только на топливах, бедных летучими. Одна из конструкций генераторов этого типа (Гоэн – Пулен) показана на рис. 241.

Воздух, необходимый для газификации, предварительно поступает в очиститель 9, откуда, очищенный, подается в слой топлива через охлаждаемое водой медное сопло 5. Полученный газ отводится по трубе 10, проходя через отверстия в слегка наклонной решетке 3, служащей для уменьшения уноса. Топливо загружается через люк 11 в бункере генератора 1. Очаговые остатки, скопляющиеся в зольнике 4, удаляются через люк 6. Трубки 7 и 8 служат соответственно для подвода и отвода воды, необходимой для охлаждения медного сопла 5. Помимо направления процесса, генератор Гоэн – Пулен имеет ту особенность, что его газификатор 2 выполняется без футеровки. Это возможно потому, что стенки кожуха защищены от действия высоких температур топливом, расположенным по периферии, потому что процесс газификации в основном идет в средней части газификатора.

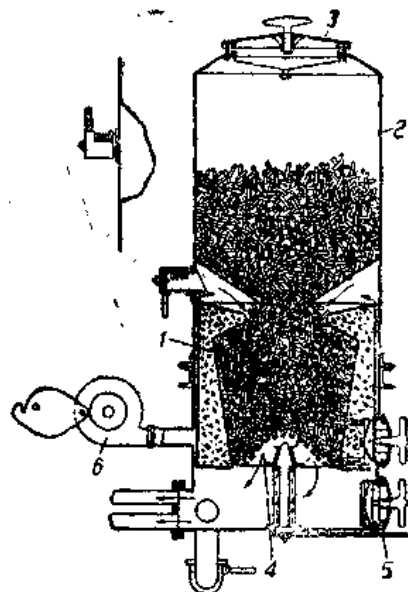


Рис. 242. Транспортный газогенератор с обращенным процессом (Панар – Левассор).

1 – газификатор, 2 – бункер, 3 – загрузочный люк, 4 – колосниковая решетка, 5 – рукоятка для поворачивания решетки, 6 – ручной вентилятор.

На рис. 242 показан генератор Панар – Левассор (Panhard et Levassor) с щелевым подводом воздуха, предназначенный для газификации мелких древесных чурок.

Воздух, необходимый для процесса, засасывается через ручной вентилятор 6, предназначенный для раздувки генератора, проходит через узкую щель между футеровкой и металлическим кожухом и поступает в слой топлива в газификаторе 1. Газ отсасывается через колосниковую решетку 4 в зольник и далее, охлажденный и очищенный, поступает в двигатель. Загрузка топлива производится через загрузочный люк 3, расположенный на верху бункера 2, снабженного воронкой. Газификатор генератора футерован.

На рис. 243 показан генератор Имберт, изготавливаемый фирмой Берлие (Berliet). Этот генератор предназначен для газификации древесных чурок и может работать на топливах повышенной влажности, так как снабжен устройством для конденсации водяных паров и отвода конденсата. Воздух засасывается в генератор через Патрубок 1, по специальным трубкам 2 подводится к

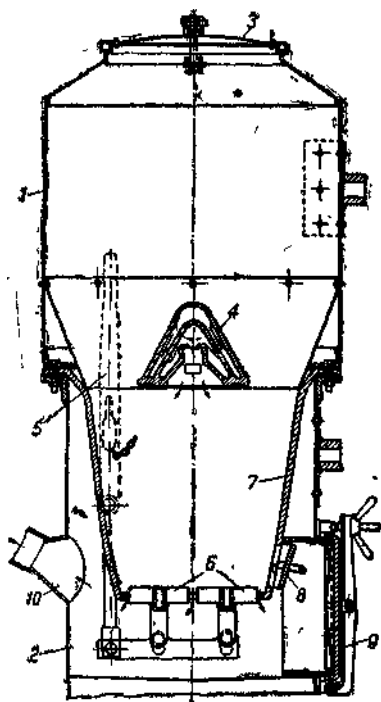


Рис. 244. Транспортный газогенератор с обращенным процессом (Рено).

1 – бункер, 2 – зольник, 3 – загрузочный люк, 4 – сопло для подачи воздуха, 5 – ручка для встряхивания колосников, 6 – колосники, 7 – газификатор, 8, 9 – люки для удаления золы. 10 – газоотвод.

Генератор с центральным подводом воздуха (Рено, Renault) изображен на рис. 244. Топливо загружается через загрузочный люк в бункер 1, откуда поступает в газификатор 7, внизу которого имеются качающиеся колосники 6, встряхиваемые при помощи ручки 5. Зола удаляется через люки 8 и 9. Воздух засасывается по горизонтальной трубе, проходящей через бункер, подогревается и поступает в слой топлива через сопло 4. Полученный газ отсасывается через колосники 6, зольниковое пространство 2 и штуцер 10. Генератор предназначен для газификации древесного угля или карбонита.

Примеры транспортных газогенераторных установок. Транспортная газогенераторная установка обычно состоит из генератора, устройств для очистки и

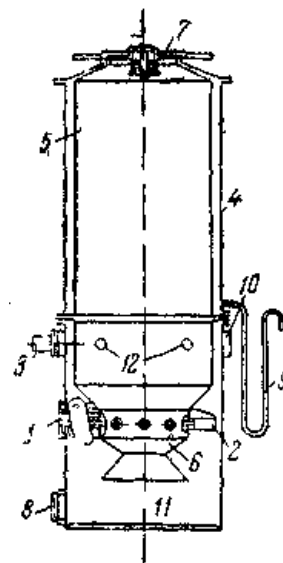


Рис. 243. Транспортный генератор с обращенным процессом (Имберт).

1 – засос воздуха, 2 – подвод воздуха к фурмам, 3 – газовый штуцер, 4, 5 – стенки бункера, 6 – газификатор, 7 – загрузочный люк, 8 – люк для выгреб очажовых остатков, 9 – сифонная трубка, 10 – кольцевой газосборник, 11 – зольник, 12 – отверстия для прохода газа.

фурмам и далее поступает в газификатор, нагреваясь по пути за счет физического тепла газа. Получаемый газ проходит через зольник 11, поднимается кверху через отверстия 12 и собирается в кольцевом газосборнике 10, откуда отсасывается через штуцер 3. Загрузка топлива в генератор производится через загрузочный люк 7, снабженный крышкой с предохранительным клапаном; выгреб очажовых остатков – через люк 8.

Для конденсации водяных паров, выделяющихся из топлива, бункер генератора имеет две стенки 4 и 5, образующие кольцевое пространство. Водяные пары, выделяющиеся при подсушке топлива, через отверстия во внутренней стенке 5 проходят в это пространство и конденсируются на холодной поверхности 4, а образующийся конденсат сливается через сифонную трубку 9.

Генератор с центральным подводом воздуха (Рено, Renault) изображен на рис. 244. Топливо загружается через загрузочный люк в бункер 1, откуда поступает в газификатор 7, внизу которого имеются качающиеся колосники 6, встряхиваемые при помощи ручки 5. Зола удаляется через люки 8 и 9. Воздух засасывается по горизонтальной трубе, проходящей через бункер, подогревается и поступает в слой топлива через сопло 4. Полученный газ отсасывается через колосники 6, зольниковое пространство 2 и штуцер 10. Генератор предназначен для газификации древесного угля или карбонита.

охлаждения газа, системы трубопроводов, вентилятора для розжига генератора и смесителя газа и воздуха. Отдельные части установки монтируются на автомашинах и тракторах различно, в зависимости от системы генератора и вида транспорта. Так, на

грузовых автомобилях генератор обычно устанавливается в переднем левом углу платформы позади кабины водителя, на легковых машинах — сзади кузова. Охладители газа монтируются на автомобилях перед радиатором, сбоку кабины водителя и под платформой, на тракторах — позади сиденья водителя и перед радиатором. Очистители газа располагаются или под кузовом (автомшины) или сзади сиденья водителя (тракторы).

Различные способы монтажа представлены на рис. 245–247.

На рис. 245 показан грузовой автомобиль с генератором прямого процесса (проф. Наумова). Как видно из рисунка, и генератор и очиститель газа помещены за кабиной водителя.

На рис. 246 изображен другой способ монтажа очистных устройств. Генератор 1 с обращенным процессом установлен сзади кабины водителя в переднем левом углу платформы, устройства же для охлаждения 2 и очистки газа 3 и 4 помещены под платформой.

Пример монтажа газогенераторной установки на тракторе показан на рис. 247. Генератор 1 установлен с левой стороны от сиденья водителя, предварительные очистители-охладители 2 — сзади сиденья. По выходе из очистителей 2 газ направляется в циклон 3 и затем для окончательной очистки в очистители-охладители 4, расположенные перед

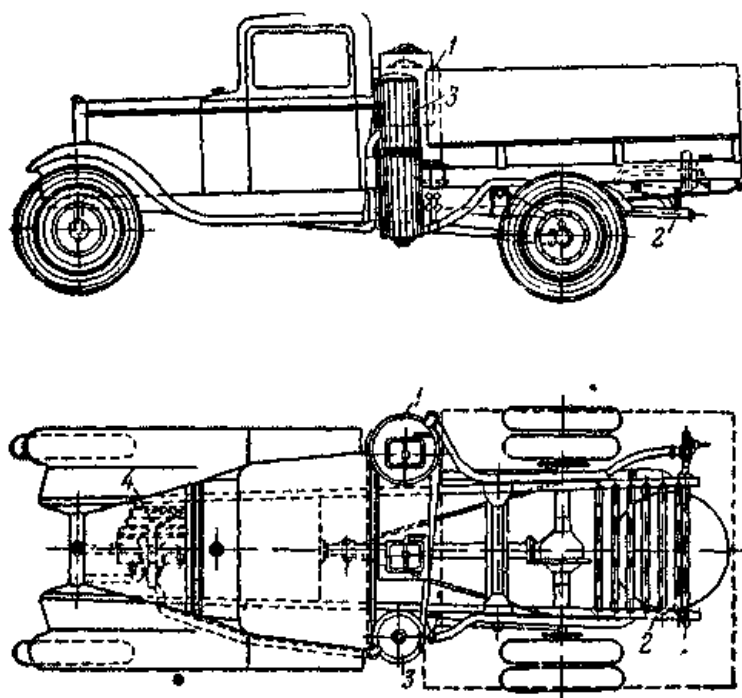


Рис. 245. Монтаж газогенераторной установки на грузовом автомобиле.

1 — генератор, 2 — охладитель газа, 3 — очиститель газа, 4 — смеситель газа.

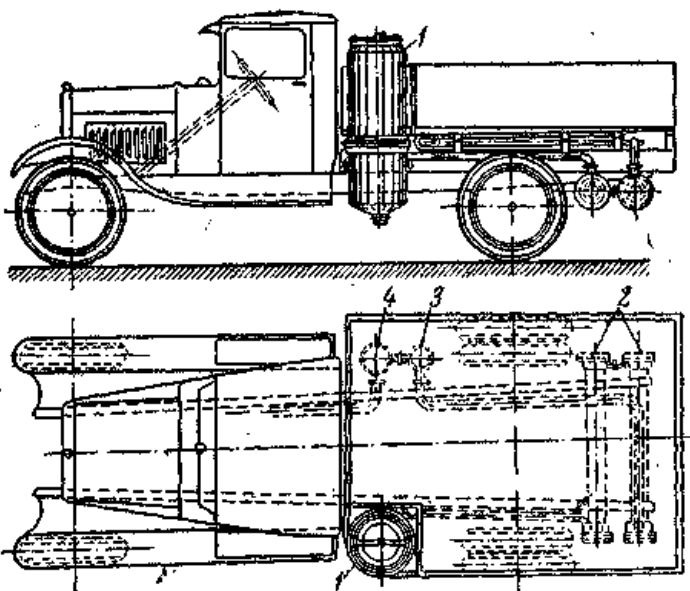


Рис. 246. Монтаж газогенераторной установки на грузовом автомобиле.

1 — генератор, 2 — охладитель газа, 3, 4 — устройства для очистки газа.

радиатором. Очищенный и охлажденный газ поступает в смеситель 10. Лестница 6 служит для удобства загрузки в генератор топлива, компенсаторы 7, 8 и 9 — для предупреждения образования неплотностей в соединениях при перекосах.*

г) Судовые газогенераторы

Применение для судовой тяги двигателей внутреннего сгорания за последние 30 лет настолько широко вошло в практику, что больше не остается никаких сомнений в том, что эти двигатели в состоянии удовлетворить всем специфическим судовым требованиям. Однако газовые двигатели можно встретить на немногих судах, и это в значительной степени объясняется недостатками газогенераторных установок, которыми были оборудованы суда ранних типов, снабженные газовыми двигателями.

По сравнению с пароходом одинаковой мощности теплоход обладает следующими преимуществами:

- 1) меньшей площадью, необходимой для размещения двигателя, и меньшим весом всей установки (отсутствие котла),
- 2) меньшим удельным расходом тепла на ЛС-час,
- 3) меньшим объемом, необходимым для хранения топлива и
- 4) меньшей затратой рабочей силы.

Эти же преимущества присущи и судам, приводимым в движение генераторным газом, хотя выигрыш в весе, площади для размещения установки и необходимого запаса топлива здесь меньше.

Паровой котел мало требователен к качеству топлива и выдает пар при отоплении различными топливами. Если при этом теплотворная способность сжигаемого топлива колеблется сравнительно в узких пределах, то испарительная способность мало меняется при переходе с одного угля на другой. Замечания подобного рода применимы также и к колебаниям мощности двигателей жидкого топлива при снабжении их случайными нестандартными партиями топлива.

Наоборот, газогенераторы, как указывалось ранее, не могут работать одинаково эффективно, если они питаются различными топливами. Даже в том случае, если бы генераторы специально конструировались с таким расчетом, чтобы их мощность удовлетворяла потребности в тяге при работе на самом низкокачественном топливе, установка их на судах дальнего плавания (океанских) оказалась бы нерентабельной. Все дело в том, что генераторный процесс после каждой приемки в новом порту свежей партии угля совершенно менялся бы, и, чтобы не возникали неполадки с двигателем, обслуживание генератора нужно было бы поручать не простому газовщику, а весьма квалифицированному специалисту. Поэтому, при существующей системе снабжения судов углем, судовая газогенераторная установка не имеет перед собой перспектив на океанских судах.

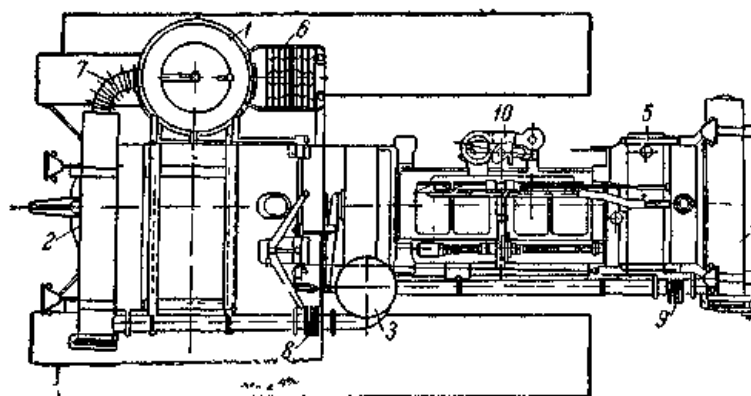
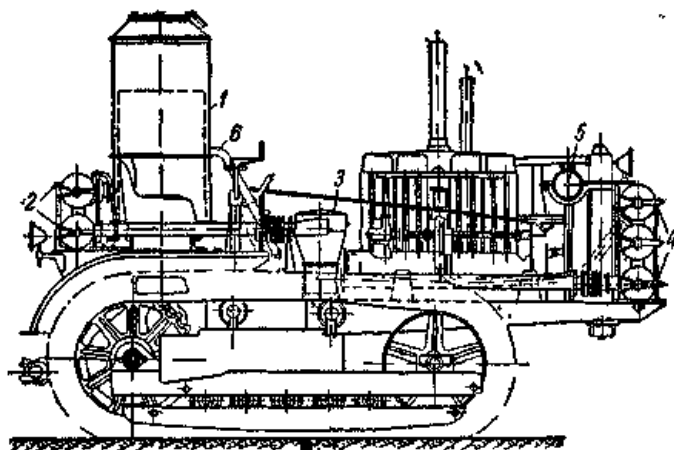


Рис. 247. Монтаж газогенераторной установки на тракторе.

1 – генератор, 2 – предварительные очистители-охладители, 3 – циклон, 4 – очистители-охладители, 5 – бензиновый бак, 6 – лестница, 7, 8, 9 – компенсаторы, 10 – смеситель.

Напротив, буксирные, речные и озерные пароходы, а также пароходы, совершающие короткие рейсы, с обеспеченным снабжением топливом более или менее постоянного качества, следует считать той ветвью судоходства, где применение генераторного газа для целей тяги является вполне оправдываемым. И действительно, в

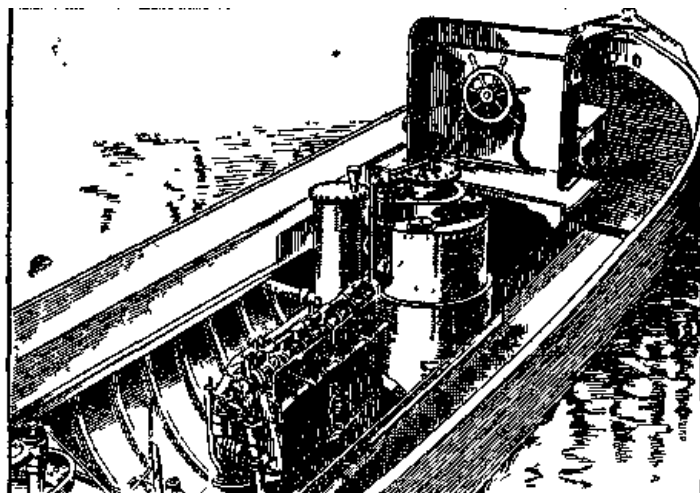


Рис. 248. Судовая газогенераторная установка Капитэна.

тех немногих случаях, когда генераторный газ был применен для движения судов этого типа, газосиловые установки имели полный успех.

Первая судовая газогенераторная установка, работавшая с практическим успехом, была разработана в Германии Капитэном (Capitaine) лет 35 тому назад. Репродукция с фотографии 80-сильного агрегата из двигателя и газогенератора этого типа, установленного на одной из германских речных моторных лодок, показана на рис. 248.

В Англии [171, 172]

пионерами этого дела в продолжение последующих десяти лет были фирмы Бирдмор (Wm. Beardmore), Торникрофт (J. Thornicroft) и Хольцапфель (Holzapfel). Однако в широком масштабе суда с газовыми двигателями строились как будто только голландскими и американскими фирмами.

Схематический чертеж рис. 249 представляет судовую газогенераторную установку завода Машиненфабрик Дракенбург (Maschinenfabrik Drakenburgh, Голландия), предназначенную для судов водоизмещением вплоть до 700 т. Генератор принадлежит к типу генераторов с водяной рубашкой. Морская вода подается в рубашку непрерывно, вследствие чего избегается опасность образования значительных отложений солей.

Нижняя часть рубашки сделана из литой стали и снабжена люками для прочистки, верхняя — из железа. Воздух, необходимый для газификации, пропускается над поверхностью воды в рубашке и затем, увлажненный, подается под колосниковую решетку. Поддержание постоянного уровня достигается устройством поплавкового типа. Избыточная вода по сливным трубам переливается в гидравлику и оттуда стекает за борт.

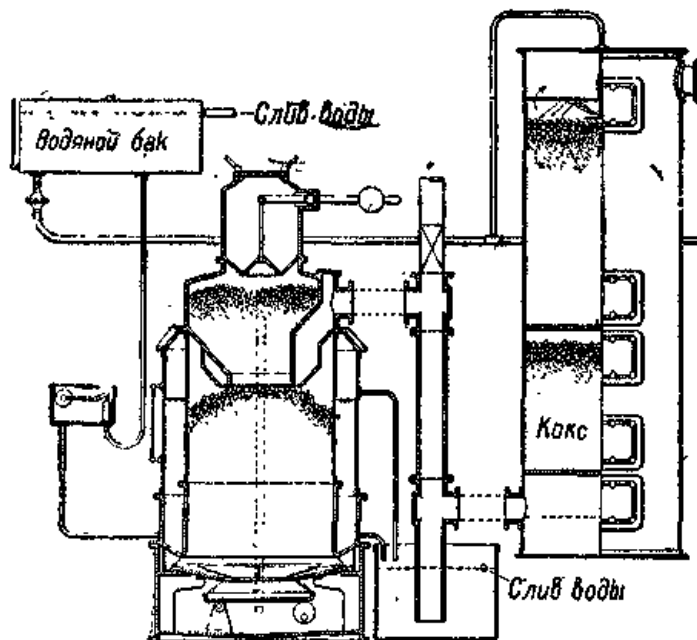


Рис. 249. Судовая газогенераторная установка з-да Машиненфабрик Дракенбург.

Очистка газа производится в скруббере, заполненном коксом. Перед поступлением в двигатель газ проходит через сухой фильтр и трехходовой кран, посредством которого он может быть направлен или к двигателю или к вентилятору. Назначение последнего поддерживать работу генератора в периоды остановок двигателя (например, при

выжидании судном причала) с тем, чтобы генератор был в состоянии моментальной готовности к полному ходу судна.

Для приведения в действие вентилятора может служить маленький керосиновый двигатель, вырабатывающий заодно и энергию для всех вспомогательных механизмов.

Широкое распространение в судостроении получил также газогенератор системы Галуша. На рис. 250 показано типичное размещение этой установки на судне водоизмещением 500 тонн. В целях пожарной безопасности пол газогенераторного помещения делается железным или бетонным, а во избежание попадания пыли и золы в машинное отделение последнее отделяется от генераторной переборкой. Так как из генератора возможно выделение газа, то предусматривается надлежащая вентиляция. С этой точки зрения всасывающие установки более удовлетворяют специфическим условиям судовой тяги, чем установки дутьевого типа.

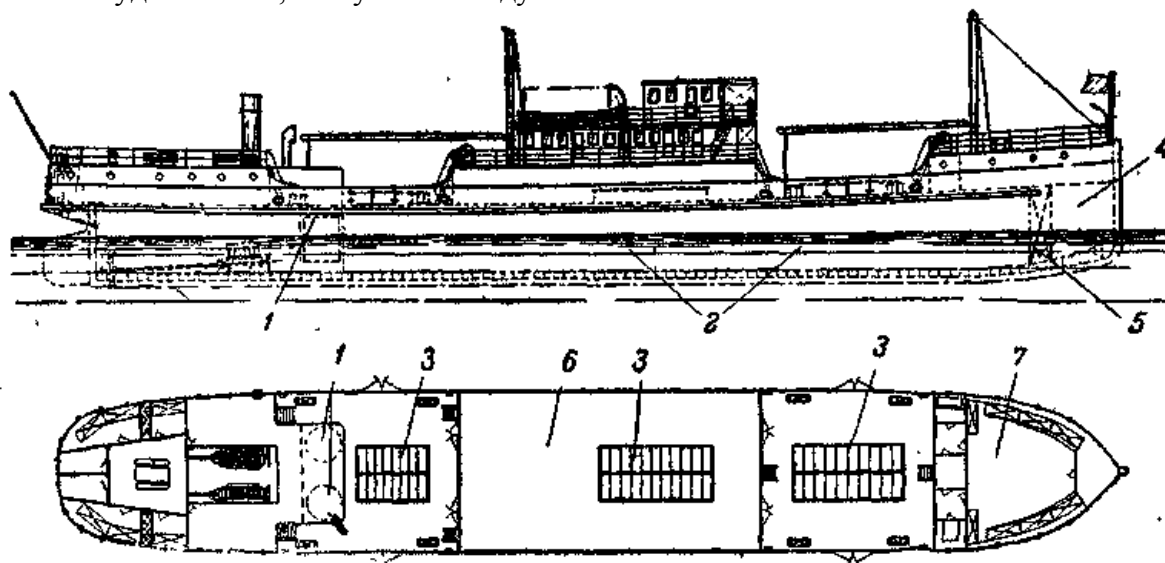


Рис. 250. Установка газогенератора Галуша на судне водоизмещением в 500 т.
1 – газогенератор, 2 – трюмы по 500 м³ каждый, 3 – люки, 4 – цистерна, 5 – помещение для якорной цепи, 6 – помещение для груза 310 м³, 7 – помещение для команды.

Система испарения воды при помощи отходящих газов двигателя, описанная в связи с рис. 186 (стр. 238), очень хороша в условиях применения морской воды, так как при этой системе слабее сказываются неполадки, связанные с образованием накипи.

д) Малые газогенераторы

Газогенератор может быть выполнен практически насколько угодно малым по размерам, которые определяются назначением агрегата. Некоторые из специальных типов малых газогенераторов описаны выше в разделе транспортных газогенераторов.

На рис. 251 показан газогенератор “Пигмей” фирмы Дейц. Генератор *A* поддерживается на весу. Отливка корпуса генератора образует одно целое с нижней частью скруббера *B*. Вращающаяся решетка генератора укреплена на корпусе, а верхняя плита может поворачиваться от руки. Высота от уровня пола до верха загрузочной коробки составляет около 1,7 м, так что рабочему нетрудно производить загрузку топлива, обычно антрацита. Испаритель отсутствует, и пар получается только за счет испарения воды, поступающей на колосники.

Конструкция скруббера для газа *B* также очень компактна, поскольку вертикальная перегородка делит его на две самостоятельные секции, в которые вода подается отдельными форсунками.

Газогенератор фирмы Пинч для дезинфекционных целей показан на рис. 252. Это маленький портативный газогенератор, укрепленный, на легкой железной трубчатой раме.

Воздух, необходимый для газификации, подается посредством маленького ручного вентилятора. Газ охлаждается окружающим воздухом при проходе вниз по нескольким вертикальным трубам. Отсюда газ забирается гибким рукавом и направляется в те места, где он требуется для дезинфекции, например, в санитарных целях. Генераторный газ с большим

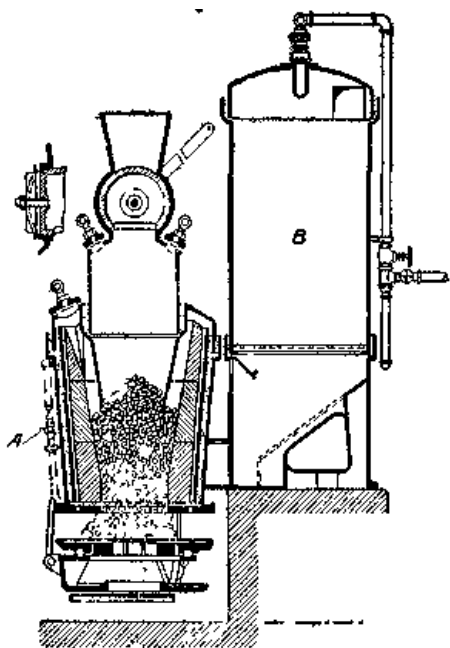


Рис. 251. Генератор “Пигмей”
фирмы Дейц.
А – генератор, В – скруббер.

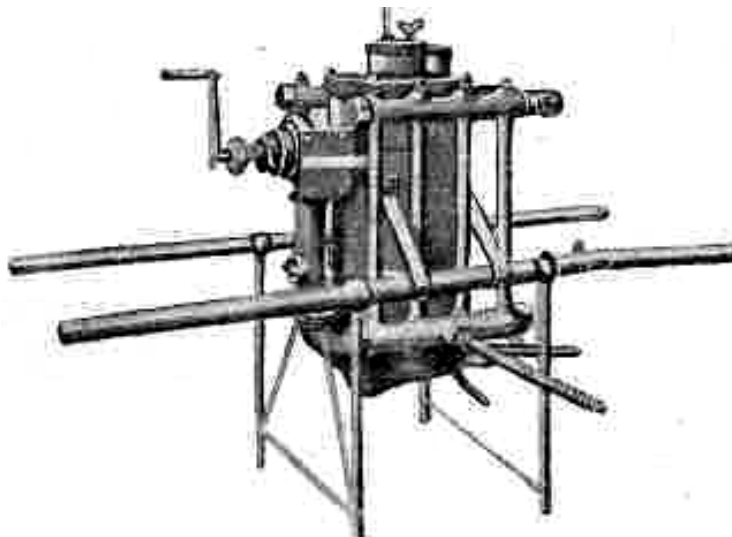


Рис. 252. Портативный генератор (фирмы Пинч).

содержанием СО является превосходным средством для истребления мышей, крыс и других вредителей как в жилых строениях, так и на судах.

На рис. 253 показан небольшой портативный газосиловой агрегат. Такие агрегаты выпущены на рынок фирмой Нэйшенел Газ Энджин Компани. Изображенная на рисунке

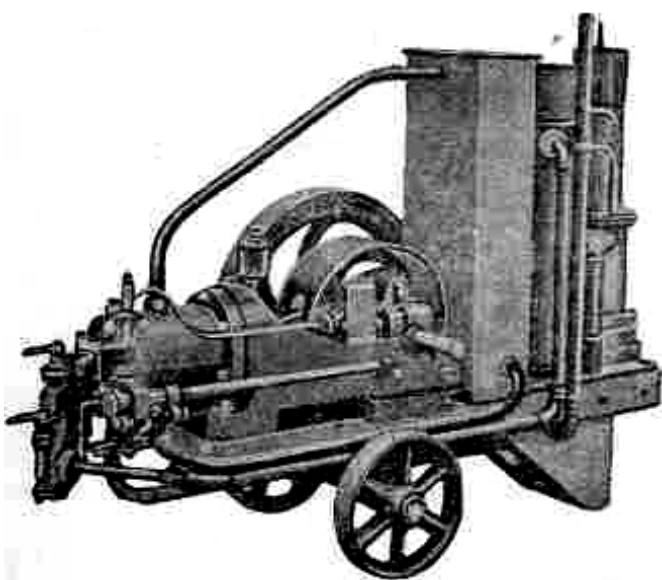


Рис. 253. Передвижной газогенератор.

маленькая установка, приспособленная для древесного угля, предназначена для работы в местностях, не располагающих собственным каменным углем или антрацитом.

***12 ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ, ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ**

Выше, одновременно с описанием отдельных конструкций газогенераторов, приводились и данные, характеризующие работу этих генераторов, причем главное внимание было обращено на то, чтобы наиболее выпукло выявить особенности рассматриваемых типов, или конструкций.

Таким образом подробно были изложены результаты, полученные в генераторах с жидким шлакоудалением, в генераторах мелкозернистых топлив, в генераторах с улавливанием побочных продуктов и т.д. Поэтому в настоящем разделе приводятся лишь

дополнительные данные, которые имеют общий характер и в соответствии с принятым делением книги требуют обособленного изложения.

Прежде всего необходимо отметить, что указанные в соответствующих местах производительности генераторов и интенсивности газификации не всегда являются лучшими, полученными на практике в генераторах определенного типа.

Общее представление о средних интенсивностях газификации различных топлив в генераторах различных конструкций можно получить из таблицы 129. В этой таблице интенсивности газификации указаны в расчете на абсолютно сухое топливо, причем более высокие цифры относятся к лучшим сортам топлива, т.е. к топливам, сортированным и имеющим золу с высокой температурой плавления, не склонную к шлакованию. Эти средние данные наглядно показывают, что производительности генераторов резко увеличиваются при переходе к механизированным газогенераторам и в весьма большой степени зависят от рода применяемого топлива. Но даже и самые большие интенсивности газификации, указанные в таблице 129, не являются пределом, выше которого генераторы не могут работать достаточно эффективно. Ранее уже указывалось, что при повышении производительности генератора выше “нормальной” к.п.д. его по холодному газу снижается за счет возникающих дополнительных потерь. Однако во многих случаях при благоприятных условиях эти потери могут быть сведены до минимума, благодаря чему, несмотря на увеличенную производительность, можно работать с прежней эффективностью

Таблица 129. Средние интенсивности газификации различных топлив в генераторах различных конструкций (в кг абсолютно сухого топлива на 1 м² сечения шахты в час).

Топливо	Конструкции генераторов			
	Самодувный с неподвижной решеткой и ручной шуровкой	Дутьевой с неподвижной решеткой	С механической решеткой и ручной шуровкой	С механической загрузкой и механическим шурованием топлива
Дрова { поленья щепы	70÷110	110÷160	—	—
	—	180÷250	250÷400	—
Торф	40÷60	70÷180	140÷330	—
Бурый уголь	40÷80	60÷120	120÷220	—
Брикеты из бурого угля	40÷75	60÷110	110÷180	—
Каменный уголь	35÷70	60÷120	70÷200	130-320
Антрацит	—	60÷120	70÷200	—
Кокс	—	60÷120	70÷200	—

Особенно большие успехи в деле повышения производительности в одном агрегате были достигнуты в США и СССР. В таблице 130 приведены данные о работе американских газогенераторов на углях различных месторождений [76] [205]. Из этой таблицы видно, что, несмотря на высокие производительности, к.п.д. генераторов по холодному газу достаточно высоки, причем одновременно сохраняется постоянство состава и калорийности газа. О динамике развития мощности американских каменноугольных генераторов [76] можно составить представление по цифрам таблицы 131, в которой приведены данные, характеризующие неуклонный рост интенсивности газификации в связи с переходом к более совершенным конструкциям генераторов.

Таким образом общая тенденция американской газогенераторной техники заключается в стремлении максимально повысить мощность отдельных генераторов, что позволяет снизить как первоначальные капитальные затраты, так и производственные накладные расходы. Такая же тенденция имеет место и в газовой технике СССР, где в

Таблица 130 Некоторые данные о работе американских газогенераторов, газифицирующих каменные угли.

Месторождение и пласт	Индиана, Пайк, пласт 5	Кентукки, Летчер, пласт 3	Алабама, Сепреская копь	Иллинойс, Вильсон, пласт 7	Пенсильвания Верхний Фрипорт	Пенсильвания, Шанотин	Пенсильванский кокс	Пенсильвания, уголь 75%, кокс 25%
Показатели								
Топливо:								
Размер кусков в мм	Мелкий	Мелкий	Мелкий	50÷100	—	—	Орешек и мелочь	—
Проходит через сито в 13мм, %.	7	60	63	—	40	57	46	—
Состав рабочего топлива в %:								
зола	8,17	3,15	10,41	12,15	16,71	10,5	11,37	11,5
влага	9,46	1,60	3,68	4,85	0,69	2,00	17,52	—
летучие	38,00	36,45	27,35	32,15	34,02	34,90	1,60	30,10
сера	3,61	0,49	0,97	1,40	2,61	2,65	0,65	2,3
Температура плавления золы °С	—	—	1426	1127	1149	—	—	—
Производительность генератора по рабочему топливу т/сутки	49,3	76,9	72,9	46,6	54,8	61,0	61,0	61,0
Интенсивность газификации:								
по абсолютно сухому топливу $кг/м^2 \cdot час$	246	368	356	225	278	309	260	—
по рабочему топливу $кг/м^2 \cdot час$	272	374	370	237	280	315	315	315
Состав полученного 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 _n H _m	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	56,2	53,0
Теплотворная способность газа (высшая) $ккал/м^3$	1426	1355	1377	1437	1426	1454	1126	1370
Температура газа °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	6,3	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 охлаждающей водой	0,4	0,5	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5
Потеря со смолой, сажой и пылью, осаждающимися в газопроводах	1,5	1,8	1,1	0,9	4,3	2,7	2,8	3,3
Тепло испарения 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

Таблица 131. Сравнительные данные о работе американских генераторов.

Тип генератора	Год	Интенсивность газификации $кг/м^2 \cdot час$	Стоимость газа в долларах	
			Производственные накладные расходы на 1 т угля (без стоимости угля)	Стоимость 1 мегакалории
С ручным обслуживанием ($5 \div 10$ т/сутки)	1910	$40 \div 73$	1,50	0,82
Старый механический ($20 \div 30$ т/сутки)	1920	$146 \div 195$	0,50	0,63
Новый механический ($40 \div 90$ т/сутки)	1930	$244 \div 507$	0,23	0,51

последние годы в связи с развитием стахановского движения были достигнуты весьма значительные успехи.

Как уже указывалось ранее при описании генераторов с улавливанием побочных продуктов, на заводах Урала при газификации торфа в генераторах с механическим золоудалением были получены производительности превышавшие “нормальные” в два раза. Примерно такие же результаты были достигнуты и на других заводах при газификации различных топлив. При этом особенно важен тот факт, что новые повышенные производительности получены не за счет коренного изменения конструкций генераторов, а исключительно вследствие лучшей организации труда, рационализаторских мероприятий, хорошего освоения технологического процесса и установленного оборудования.

ТАБЛИЦА 132. Повышение производительности генераторов с механическим золоудалением в результате стахановского движения (СССР).

Род топлива	“Нормальные” интенсивности газификации $кг/м^2 \cdot час$	Интенсивности газификации, достигнутые стахановцами $кг/м^2 \cdot час$
Древесина (щепа)	$180 \div 250$	$280 \div 400$
Торф	$180 \div 220$	$280 \div 410$
Бурый уголь	$100 \div 170$	$200 \div 220$
Антрацит	$80 \div 140$	$180 \div 220$

Некоторые неполные данные по повышению производительности генераторов в результате стахановского движения приведены в таблице 132, в которой под “нормальными” производительностями понимаются те производительности, с которыми обычно работали генераторы на данном топливе до середины 1935 г.

Как видно из этой таблицы, достигнутые результаты по повышению производительности весьма значительны и особенно показательны с точки зрения использования установленного оборудования. Таким образом, наряду с ломкой старых представлений о “нормах”, стахановское движение одновременно выявило и значительные резервы мощности на существующих газогенераторных станциях.

Производительности генераторов различных размеров при работе на различных, топливах приведены в таблице 133, составленной по данным Газмонтажпроекта [75]. В

этой таблице указаны как рекомендуемые, так и максимальные производительности в зависимости от рода топлива, размера и типа генератора. Необходимо только иметь в виду, что приведенные цифры относятся к средним производственным условиям.*

Таблица 133. Производительности газогенераторов по данным Газмонтажпроекта.

Шахта газогенератора		Род топлива	Рекомендуемая производительность по топливу		Возможный максимум по топливу	
Диаметр <i>м</i>	Площадь сечения <i>м²</i>		<i>кг/час</i>	<i>кг/м²·час</i>	<i>кг/час</i>	<i>кг/м²·час</i>
1,0 ¹	0,785	Антрацит	100	127	120	153
		Газовые угли	96	123	110	140
1,4 ¹	1,54	Антрацит	192	125	220	143
		Газовые угли	193	125	215	140
1,6 ¹	2,01	Антрацит	250	125	285	142
		Газовые угли	250	125	285	142
2,0 ²	3,14	Антрацит	485	154	550	175
		Газовые угли	465	148	530	175
2,2 ²	3,81	Антрацит	575	150	675	175
		Газовые угли	515	135	665	175
2,6 ³	5,30	Антрацит	850	160	925	175
		Газовые угли	1060	200	1330	250
		Челябинский уголь	1375	260	1600	300
		Подмосковный уголь	1465	275	1735	330
3,0	7,06	Торф	2125	400	2660	500
		Антрацит	1125	160	1250	175
		Газовые угли	1430	205	1770	250
		Челябинский уголь	1850	260	2125	300
		Торф	2810	400	3530	500
3,6 ³	10,20	Антрацит	1450	140	1750	170
		Газовые угли	1600	155	2450	240
		Челябинский уголь	2550	250	2800	275
		Подмосковный уголь	2730	270	3000	295
		Торф	4080	400	5125	500

1 Не механизированный.

2 Механизированное золоудаление.

3 Механизированное золоудаление; для газовых углей механизирована шуровка топлива; топливоподача может быть как ручной, так и механизированной.

* 1 ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

Получаемый при газификации различных топлив газ в зависимости от рода топлива, способа газификации и типа генератора содержит то или иное количество побочных продуктов и механических примесей.

К побочным продуктам газификации принято относить уксусную кислоту, смолу, фенолы, аммиак и серу (в виде сероводорода), к механическим примесям – пыль и водяные пары.

Пыль, содержание которой в газе может достигать до весьма значительных величин, осаждаемая в газопроводах, быстро уменьшает их живое сечение и вызывает необходимость в частой чистке газопроводов, что ведет к перебоям в питании газом потребителей.

При газификации небитуминозных топлив, когда потребитель расположен в непосредственной близости от газогенераторной станции, а условия его работы не требуют тонкой очистки газа, целесообразно ограничиваться сухой очисткой газа от пыли и питать печи горячим газом.

В тех случаях, когда потребители разбросаны по значительной территории и находятся в отдалении от газогенераторной станции, т.е. когда газоразводящая сеть имеет большое протяжение, целесообразно не только удалять пыль, но и охлаждать газ, тем самым, осушая его. Охлаждение газа в пределах газогенераторной станции позволяет утилизировать физическое тепло газа для получения пара низкого давления с последующим использованием его для целей газификации. При охлаждении газа в газоразводящей сети по пути следования к потребителю физическое тепло газа бесполезно теряется, а конденсирующиеся водяные пары вызывают необходимость в дренажировании газопроводов, усложняя их эксплуатацию, особенно в условиях зимнего времени.

Содержание влаги в газе при сильно влажных топливах может быть очень велико (так например, при торфе с $W = 55\%$ оно может достигать до 600 г/м^3). Водяной пар, содержащийся в газе, понижает температуру горения, так как тепло, выделяющееся при сгорании горючих частей газа, частично затрачивается на нагревание водяных паров, которые, уходя из печи, уносят вследствие своего нагрева значительное количество тепла. Таким образом присутствие водяных паров в газе часто препятствует достижению необходимого пирометрического эффекта. Осушка газа (т.е. выделение из него водяных паров), связанная с одновременным охлаждением газа, позволяет не только повысить температуру горения и улучшить к.п.д. сжигания газа, но также уменьшить расход электроэнергии на транспортировку газа вследствие уменьшения его объема.

Кроме того осушка газа способствует нормальной и бесперебойной эксплуатации газопроводов и значительно уменьшает их коррозию. Особо важное значение имеет осушка газа при дальней газопередаче.

Опыт газовых заводов показывает, что с введением осушки газа число аварий и заупорков в сети резко уменьшается. При хранении влажного газа в сухом газгольдере влага легко может вызвать образование, на внутренних поверхностях ледяных корок, препятствующих движению шайбы и могущих повести к аварии газгольдера. Кроме того влага способна создать эмульсии с уплотняющими жидкостями, вследствие чего последние становятся более густыми.

Газ из битуминозных топлив содержит смолу в парообразном или туманообразном состоянии. Содержащий смолу газ дает более лучеиспускающее и яркое пламя, чем очищенный газ, а потому для ряда производств присутствие смолы в газе из этих соображений является желательным. Кроме того присутствие смолы в газе увеличивает общее количество тепла, поступающее к потребителю. Однако сохранение смолы в газе, поступающем к потребителю, возможно лишь при подаче горячего, влажного газа, что в свою очередь связано с вышеперечисленными неудобствами. Лишь в тех случаях, когда потребитель расположен близко от газогенераторной станции и на пути не происходит значительного охлаждения газа, можно сохранить большую часть смолы, содержащейся в газе. При разветвленной сети газопроводов значительная часть смолы вместе с конденсирующейся влагой выпадает, забивая газопроводы и вызывая необходимость их чистки. Поэтому подача к потребителю влажного смолистого газа обычно практикуется лишь на небольших примитивных установках с близко расположенным потребителем.

На крупных современных газогенераторных станциях газ в преобладающем большинстве случаев очищается от смолы. Очистка газа от смолы вызывается не только соображениями технологического характера, но также и причинами экономического порядка. Смола является ценным побочным продуктом и может быть использована не только в качестве жидкого топлива, но также и в качестве исходного сырья для получения целого ряда химических продуктов, имеющих большое народнохозяйственное значение. Особо ценной по своим качествам является смола, получаемая при низких температурах в генераторах с высоким слоем топлива.

Необходимость очистки газа от сероводорода обуславливается в большинстве случаев требованиями производственного и санитарного характера. В некоторых случаях выделяют сероводород для предохранения железной аппаратуры от разъедания.

При больших масштабах производства и при значительном содержании сероводорода в газе необходимость выделения его определяется и экономическими соображениями – ценностью газовой серы. За последнее время во всех странах получению газовой серы уделяется значительное внимание, и она начинает занимать в серном балансе стран все большее и большее место. В некоторых случаях помимо сероводорода из генераторного газа удаляют и другие газообразные компоненты: углекислоту, метан, кислород, азот и окись углерода. Это производится по различным соображениям: или для уменьшения удельного веса газа, транспортируемого на дальние расстояния, или для увеличения его теплотворной способности, или, наконец, для специальных производственных нужд, например в целях синтеза аммиака.

Удалением уксусной кислоты из газа предохраняют металлическую аппаратуру от коррозии. Кроме того уксусная кислота является ценным побочным продуктом. Улавливание аммиака при газификации топлив со значительным содержанием азота раньше определялось чисто экономическими соображениями – ценностью получаемого сульфата аммония.

В последнее время этот способ получения аммиака вытесняется более совершенными синтетическими способами, позволяющими иметь более дешевый, синтетический аммиак. Выделением фенолов из газа уменьшают токсичность сточных вод и делают более легкой и дешевой их очистку. Кроме того известное значение имеет и возможность получения фенолов в виде ценного побочного продукта. *

***2 ОЧИСТКА ГАЗА ОТ ПЫЛИ**

а) Общие замечания

Содержание пыли в генераторном газе колеблется в весьма широких пределах – от 2 до 60 г/м³, в зависимости от рода и крупности топлива, способности топлива растрескиваться при нагревании и производительности генератора.

В зависимости от условий работы потребителя к газу предъявляются различные требования в отношении содержания пыли. Так например, для нагревательных печей и котлов содержание пыли в газе не должно превышать 0,5 г/м³, для газомоторов – от 0,005 до 0,012 г/м³.

Различают два рода очистки газа от пыли:

1) грубую очистку, при которой содержание пыли в газе не должно превышать 0,5 г/м³;

2) тонкую очистку, при которой содержание пыли в газе не должно превышать 0,012 г/м³.

Грубая очистка газа от пыли обычно достигается или путем осаждения пыли в пылевых камерах и циклонах или промывкой газа водой.

Тонкая очистка газа может быть получена

а) очисткой газа в дезинтеграторах,

б) фильтрованием газа через матерчатые и иные фильтры и

в) электростатическим способом.

Для большинства потребителей генераторного газа достаточна грубая очистка от пыли, и потому чаще всего на газогенераторных установках производят осаждение пыли в пылевых камерах или циклонах. Этот способ выделения пыли отличается простотой и не требует предварительного охлаждения газа, т.е. позволяет сохранить физическое тепло последнего, что является весьма существенным при газификации маловлажных топлив: кокса, антрацита и некоторых сортов каменных углей.

б) Пылеосадительные камеры

Очистка газа в пылеосадительных камерах основана на выпадении пыли из газа под действием силы тяжести при внезапном резком расширении сечения, а очень часто и при изменении направления движения газового потока. При этом под пылью понимаются твердые частицы, содержащиеся в газе и имеющие диаметр, больший 10⁻² мм. Механизм выпадения пыли заключается в том, что при изменении направления движения или резком уменьшении скорости потока твердые частицы, благодаря их большей массе, а следовательно и большему количеству движения, продолжают двигаться в прежнем направлении, постепенно теряя вследствие трения свою скорость. Поэтому при достаточно большом пути или при ударе о твердую стенку частицы, получившие первоначальную скорость под действием силы тяжести, искривляют свои траектории и оседают или выпадают (при ударе) из газа.

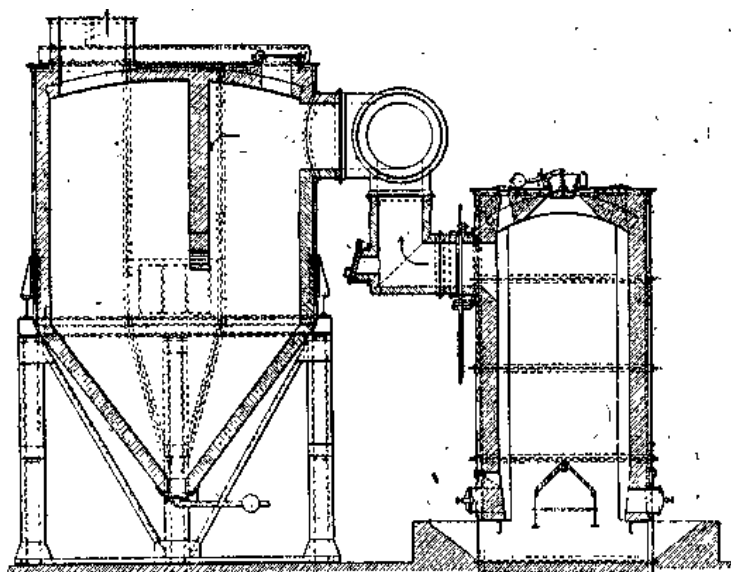


Рис. 254. Установка генератора с пылеосадительной камерой.

На рис. 254 представлена установка генератора с пылеосадительной камерой. Осаждение пыли в камере, изображенной на этом рисунке, происходит как вследствие резкого уменьшения скорости, так и вследствие изменения направления движения газа.

Во избежание уноса уже выделившихся частичек пыли под перегородкой предусмотрено достаточное сечение для прохода газа с небольшой скоростью. Основная пыль удаляется вниз пылевой камеры через отверстие, снабженное затвором, позволяющим удалять скопившуюся пыль без перерыва в подаче газа.

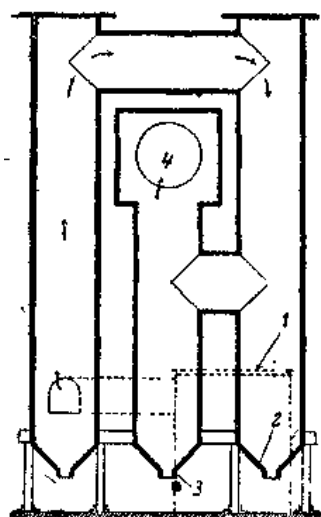


Рис. 255. Пылеуловитель типа „Баффл”,
1 — генератор, 2 — пылевой мешок, 3 — люк для удаления пыли, 4 — выход газа.

На рис. 255 изображен пылеуловитель типа “Баффл”, примененный фирмой Ридинг Айрон (Reading Iron Company). Осаждение пыли в этом пылеуловителе происходит главным образом вследствие многократного изменения направления движения газа.

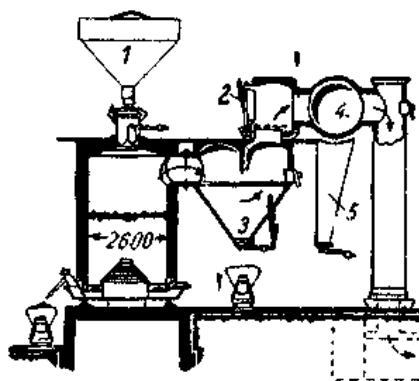


Рис. 256. Установка генератора с пылеуловителем и газопроводом, снабженным пылевыми мешками.
1 — бункер, 2 — клапан, 3 — пылеуловитель, 4 — коллектор, 5 — пылевой мешок.

Осевшая пыль скапливается в затворах, откуда периодически удаляется. Результаты, полученные во время 132-часового испытания очистки при помощи указанного пылеуловителя генераторного газа из газового угля, газифицировавшегося в механизированном генераторе Чепмена с диаметром шахты в свету 2,4 м, были следующие: часовое количество газифицированного угля — 680 кг, количество уловленной пыли за 132 часа 2080 кг, количество уловленной пыли в процентах от веса газифицированного угля

2,3%, насыпной вес пыли — 295 кг/м^3 . Пылеосадительные камеры улавливают от 60÷80% взвешенной в газе пыли, остальное ее количество обычно оседает в газопроводах. Для очистки газопроводов от пыли последние обычно снабжаются пылевыми мешками, из которых пыль может быть удалена без прекращения подачи газа.

На рис. 256 изображена схема установки генератора с пылеуловителем и с газопроводом, снабженным пылевыми мешками.

В случае подачи к потребителю горячего газа, как пылеуловители, так и газопроводы снабжаются футеровкой из огнеупорного кирпича. Футеровка выполняется толщиной в $\frac{1}{4}$ или $\frac{1}{2}$ кирпича.

в) Циклонные пылеуловители

Осаждение пыли в циклонных пылеуловителях происходит под действием центробежной силы, направленной горизонтально. На рис. 257 представлены две конструкции таких пылеуловителей.

Газ подводится по трубе, имеющей тангенциальное направление и расширяющейся подобно соплу. Поступая в пылеуловитель, газ приобретает вращательное движение, причем взвешенные частицы под действием центробежной силы прижимаются к его стенкам и под влиянием трения и

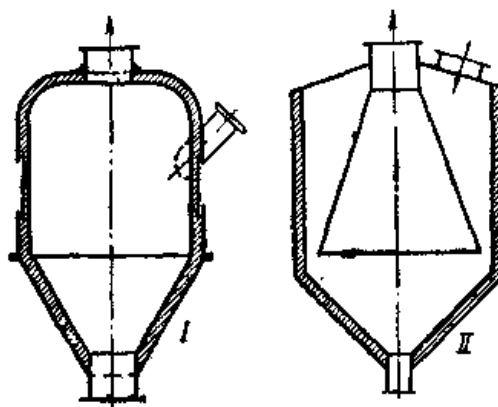


Рис. 257. Конструкции циклонов.

силы тяжести падают вниз. Очищенный газ выходит через трубу, находящуюся в центре пылеуловителя.

Степень очистки, достигаемая циклонными пылеуловителями, зависит от величины частиц пыли и ее плотности, количества пыли в газе и от скорости и времени пребывания газа в циклоне. Очистка газа значительно улучшается, если газ в циклоне делает несколько оборотов не завихряясь. Поэтому в некоторых случаях в циклонах устраиваются спиральные параллельные стенки (улиткообразная форма циклона), разделяющие газ на несколько прослоек. Влияние [173] содержания пыли в газе на степень очистки для циклона II типа представлена на рис. 258. Входная скорость газа в циклонах составляет обычно от 10 до 15 м/сек. Повышение входной скорости до известных пределов (для циклонов различных конструкций этот предел различен) ведет к улучшению очистки газа, однако чрезмерное увеличение ее обуславливает появление уноса уже осажденной пыли и таким образом ухудшает степень очистки.

Сужением входного отверстия циклона можно значительно улучшить очистку газа, хотя это и приводит к необходимости увеличения входной скорости для сохранения пропускной способности аппарата.

Исследования работы циклонов в различных условиях позволяют сделать заключение, что практически полное осаждение пыли возможно лишь для грубой пыли – размером более 100 мк. Для повышения степени очистки иногда устанавливаются последовательно или параллельно несколько циклонов. При последовательном их включении достигаемая степень очистки выше, чем при параллельном, но в этом случае первоначальные капитальные затраты и эксплуатационные расходы оказываются выше и кроме того для установки требуется большая площадь. Существенным недостатком циклонных пылеуловителей является их значительное гидравлическое сопротивление, складывающееся из потерь давления при входе и выходе, сопротивлений центробежной силы, трения о стенки, ударов струй и вихреобразования.

Чем выше входная скорость газа, тем больше потери давления в циклоне.

В установках горячего газа, когда газ подается к потребителю под давлением, господствующим в генераторе, сопротивление, вызываемое циклонами, является весьма нежелательным и в ряде случаев ограничивает область их применения.

Удаление пыли из циклонных пылеуловителей производится через затвор, находящийся в нижней конусной части. Степень очистки газа в циклонах, в зависимости от их конструкции, количества и крупности осаждаемой пыли, может достигать 80÷95%.

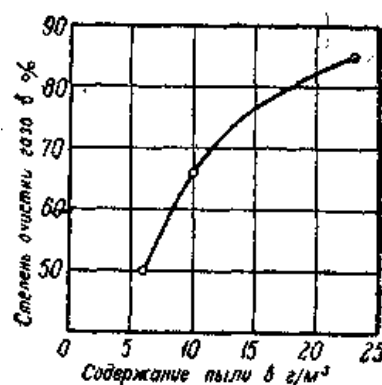


Рис. 258. Влияние содержания пыли в газе на степень очистки.

г) Очистка газа от пыли промыванием водой

Применение этого способа связано с необходимостью одновременного охлаждения и осушки газа. Поэтому этот способ применяется лишь в тех случаях, когда охлаждение газа является необходимой операцией. Промывка газа водой производится в холодильниках непосредственного смешения, конструкции которых описаны ниже при рассмотрении методов охлаждения и осушки газа.

Промывкой газа в холодильниках с насадкой можно достичь 96% очистки газа от пыли. Однако существенным недостатком таких холодильников является весьма легкая засоряемость насадки, что влечет за собой увеличение гидравлического сопротивления и необходимость частой остановки для чистки. Одновременное присутствие в газе смолы и пыли весьма ускоряет забивание насадки. Поэтому обычно для очистки газа, содержащего пыль и смолу, применяются каскадные холодильники различных конструкций. Каскадные

холодильники, давая достаточно высокую степень очистки – до 97%, в то же время не столь сильно подвержены явлениям забивания.

Центрифугальные скрубберы типа Фельда благодаря лучшему смешению газа с водой позволяют получить более тонкую очистку. Так, при очистке доменного газа в холодильнике Фельда были получены следующие результаты: содержание пыли в неочищенном газе $7\div45 \text{ г/м}^3$, содержание пыли в очищенном газе $0,1\div0,18 \text{ г/м}^3$, степень очистки $98,5\div99,5\%$. Безнасадочные холодильники редко применяются для целей очистки газа от пыли, так как даваемая ими степень очистки невысока.

д) Очистка газа от пыли в дезинтеграторах

Для очистки от пыли больших количеств газа весьма часто применяются дезинтеграторы. Принцип работы дезинтеграторов Тейзена и их конструкции описаны ниже (стр. 310). В качестве промывной жидкости при очистке газа от пыли применяется вода. Таким образом в дезинтеграторах происходит не только улавливание пыли, но и охлаждение газа. Достижимая дезинтеграторами степень очистки газа примерно та же, что в скрубберах и циклонах – $80\div98\%$, однако существенным их преимуществом

является то обстоятельство, что с понижением концентрации пыли к.п.д. дезинтеграторов понижается незначительно. Это дает возможность очистить газ с содержанием пыли $3\div4 \text{ г/м}^3$ до $0,02\div0,01 \text{ г/м}^3$, т.е. достичь, тонкой очистки газа.

Испытание дезинтеграторов системы Тейзена при очистке доменного газа дало следующие результаты [174]: количество очищаемого газа – $79\,000\div84\,000 \text{ м}^3/\text{час}$, давление газа при входе – $30\div40 \text{ мм вод. столба}$, давление газа при выходе – $310\div320 \text{ мм вод. столба}$, расход электроэнергии – $5,2\div5,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/1000 \text{ м}^3$, содержание пыли при входе – $1,5\div2,0 \text{ г/м}^3$, содержание пыли при выходе –

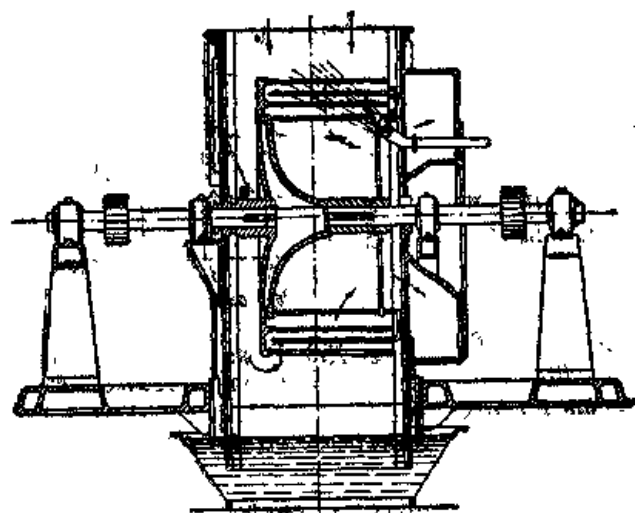


Рис. 259. Дезинтегратор системы Шварц-Бауэр.

$0,016\div0,024 \text{ г/м}^3$, степень очистки – $98,8\div98,9\%$.

Испытание дезинтеграторов Тейзена на Рейнском сталелитейном заводе показало, что при содержании пыли в неочищенном газе $1,23\div1,45 \text{ г/м}^3$ содержание пыли в очищенном газе составляло только $0,006\div0,008 \text{ г/м}^3$, т.е. степень очистки была $99,5\%$. Расход воды в зависимости от температуры входящего газа и степени его охлаждения колеблется в широких пределах от $0,6$ до 8 л/м^3 . С увеличением количества подаваемой воды степень очистки повышается. Недостатком дезинтеграторов является большой расход электроэнергии, значительно удорожающий очистку газа. Однако надежность работы дезинтеграторов и простота их обслуживания привели к тому, что в доменном деле этот способ мокрой очистки газа получил наибольшее распространение [176].

Кроме дезинтеграторов Тейзена, для очистки газа от пыли применяются также дезинтеграторы системы Чокке, Динглера, Шварц-Бауэра и др.

На рис. 259 представлен дезинтегратор Шварц-Бауэра, имеющий весьма простое устройство.

В металлическом корпусе на двух валах, расположенных на одной оси, но ничем не связанных друг с другом, насажены соответствующей формы диски с укрепленными на них лопатками, образующими цилиндрические корзины. Каждый вал имеет

самостоятельный привод. Для лучшего разбрызгивания воды валы вращаются в противоположные стороны. Газ в дезинтегратор поступает сверху. Подаваемая по трубе вода разбрызгивается, ударяясь о кольца корзин, а затем распыляется при помощи лопастей роторов; очищенный газ поступает в особую камеру. Дезинтегратор системы Шварц-Бауэра не создает напора, а поэтому за ним для нагнетания газа необходимо устанавливать вентиляторы. Испытание дезинтеграторов Шварц-Бауэра показало, что, расходуя одинаковое количество энергии, они в отношении тонкости очистки уступают дезинтеграторам Тейзена. Дезинтеграторы Шварц-Бауэра позволяют очищать газ до содержания в нем пыли $0,02 \div 0,04 \text{ г/м}^3$.

Для улавливания капель воды, уносимых газом, за дезинтеграторами устанавливаются каплеуловители. Принцип работы каплеуловителей заключается в задержании капель влаги при помощи тел, имеющих развитую поверхность.

е) Электростатическое улавливание пыли

Основы улавливания пыли и смолы электростатическим способом, а также основные конструкции электрофильтров описаны в разделе об улавливании смолы. Улавливание пыли электростатическим способом получило за последнее время широкое распространение в доменном деле. Опыты по электроочистке доменного газа показывают, что чем выше температура очищаемого газа, тем труднее идет улавливание пыли. На рис. 260 дана зависимость степени очистки от температуры и скорости движения газа в электрофилт্রে.

Понижение температуры значительно, улучшает очистку и позволяет за счет увеличения скоростей газа повысить пропускную способность аппарата.

Однако, во избежание конденсации влаги, вследствие чего осевшая пыль становится мокрой, образуя на электродах весьма плотный налет, температура газа, выходящего из электрофильтра, должна быть на $10 \div 15^\circ$ выше точки росы содержащихся в нем водяных паров. На рис. 261 дана зависимость степени очистки от влажности газа.

Данные работы электрофильтров, установленных фирмой Сименс, показывают, что при температуре газа $76 \div 130^\circ$ и скорости $3,06 \div 3,96 \text{ м/сек}$ степень очистки составляла $96,5 \div 97,8\%$; содержание пыли в очищенном газе колебалось от $0,06$ до $0,34 \text{ г/м}^3$. При уменьшении скорости движения газа до $2,18 \div 2,45 \text{ м/сек}$ степень очистки увеличивалась до $99,8\%$, причем содержание пыли в очищенном газе составляло от $0,001$ до $0,051 \text{ г/м}^3$. Фирмой Сименс для очистки доменного газа применена также двухступенчатая электроочистка с предварительным охлаждением и увлажнением газа в скруббере.

Схема двухступенчатой электроочистки газа от пыли изображена на рис. 262. По этой схеме газ перед поступлением в электрофильтр первой ступени увлажняется и охлаждается в холодильнике до температуры 90° . Выходящий из электрофильтров первой

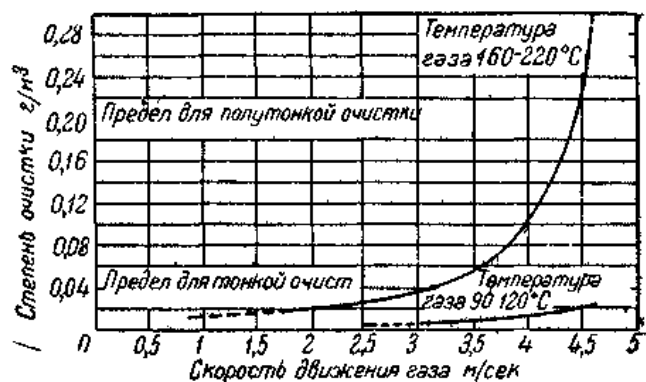


Рис. 260. Зависимость конечного содержания пыли в газе от скорости движения газа через электрофильтр при различных температурах.

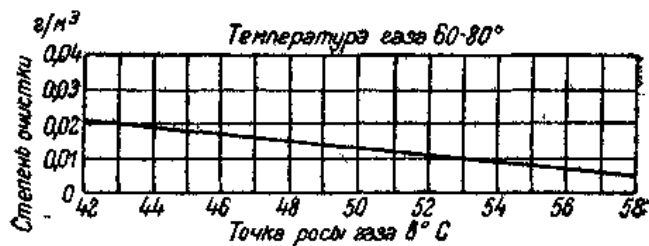


Рис. 261. Зависимость конечного содержания пыли в газе от влажности газа.

ступени газ с содержанием пыли около 2 г/м^3 поступает в скруббер с деревянной насадкой, в котором охлаждается до температуры -30° . По выходе из скруббера газ поступает во вторую ступень электрофильтров, где выделяется остальная пыль и влага. По этой схеме построено несколько работающих установок, показавших весьма хорошие результаты. Содержание пыли в газе после электрофильтров второй ступени не превышает $0,02 \text{ г/м}^3$.

Для отряхивания пыли, осевшей на осадительных электродах, применяются ударные приспособления различных конструкций. Осыпающаяся с электродов пыль собирается в бункерах, находящихся в нижней части электрофильтров, откуда может быть

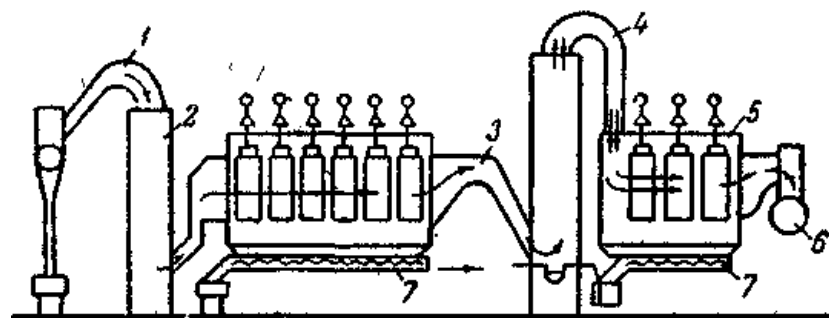


Рис. 262. Схема двухступенчатой электроочистки газа.
1 – подвод грязного газа, 2 – предварительный охладитель, 3 – электрофильтр 1-й ступени, 4 – холодильник, 5 – электрофильтр 2-й ступени, 6 – газопровод чистого газа, 7 – удаление пыли.

была загрязнена смолой, последняя должна находиться в парообразном состоянии. Опыты, произведенные в этом направлении на Чернореченском химзаводе (СССР) по очистке доменного газа при плавке чугуна на торфе, указали на принципиальную осуществимость раздельного улавливания пыли и смолы, причем оказалось, что для перевода всего количества смолы в парообразное состояние газ перед поступлением в электрофильтр необходимо подогревать до температуры $190\div 200^\circ$ [133].

ж) Улавливание пыли при помощи матерчатых фильтров

Непременным условием улавливания пыли в матерчатых фильтрах является охлаждение газа до температуры около 100° , так как более высокие температуры действуют разрушающе на механическую связь каркаса ткани и быстро выводят фильтры из строя. Поэтому температура газа, поступающего в фильтры, не должна превышать 100° . При очистке смолистых газов, для того чтобы ткань фильтров не забивалась смолой, последняя должна находиться в парообразном состоянии. Но так как перевод всей смолы в парообразное состояние происходит при температурах, значительно превышающих 100° , то применение этого способа для улавливания пыли из смолосодержащих газов оказывается невозможным.

Для окончательного улавливания пыли на установках силового газа весьма широкое распространение находят фильтры, заполненные различного рода фильтрационным материалом: коксом, кольцами Рашига, стружками и др.

Опыт эксплуатации этих установок показывает, что путем комбинированной очистки в скрубберах и фильтрах можно достичь тонкой очистки газа – с содержанием пыли меньше $0,012 \text{ г/м}^3$, обязательной при условии сжигания газа в газовых двигателях.

Недостатком фильтров этих систем является их быстрая засоряемость и значительное сопротивление, оказываемое проходу газа. Кроме того при очистке больших количеств газа фильтры становятся слишком громоздкими и занимают большую площадь. Поэтому они имеют применение лишь на небольших установках. *

*3 УЛАВЛИВАНИЕ СМОЛЫ

Содержание смолы в генераторных газах в зависимости от рода топлива и типа газогенераторов колеблется в весьма широких пределах:

содержание смолы в генераторном газе из	древесины	35—100 г/м ³
“ “ “ “ “ “	торфа	25- 50 г/м ³
“ “ “ “ “ “	бурого угля	10— 50 г/м ³
“ “ “ “ “ “	каменного угля	3- 15 г/м ³

Смола представляет собой смесь углеводородов с различными температурами кипения и разными степенями вязкости. В выходящем из генераторов газе смола содержится преимущественно в парообразном состоянии. Лишь в генераторах с высоким слоем топлива и низкой температурой выходящего газа значительная часть смолы содержится в виде тумана. При быстром охлаждении газа пары смолы сгущаются в мельчайшие частицы, представляющие собой наполненные газом пузырьки, которые тем труднее разрушаются и образуют капли, чем большую вязкость имеет смола, образующая оболочку этих пузырьков. Поэтому первичные смолы выделяются, как правило, легче, чем вторичные. При дальнейшем охлаждении газа вязкость смолы, составляющей оболочку пузырька, увеличивается, и тем самым туман становится более стойким. Вследствие этого очень трудно выделить смолу из газа лишь путем одного охлаждения.

В практике коксовых установок для уничтожения стойких смоляных туманов прибегают к вторичному подогреву газа. При таком подогреве давление внутри газового пузырька повышается, а вязкость смоляной оболочки уменьшается, благодаря чему скорее происходит образование крупных капель, способных выйти из газового потока. Однако это мероприятие связано с частичным переходом смолы в парообразное состояние. При медленном охлаждении газа в поверхностных холодильниках можно скорее добиться выпадения смол, но для полного выделения их требуется такая большая поверхность охлаждения, что этот способ находит себе применение лишь при производстве небольших количеств газа.

В частности поверхностные холодильники трубчатого типа иногда применяются для улавливания смолы из буроугольного швельгаза в установках генераторов с двойным отбором газа.

Вследствие образования стойких смоляных туманов практически при охлаждении невозможно достигнуть тонкого разделения смол на отдельные фракции, так как низко кипящие погоны всегда содержат некоторое количество высококипящих вязких фракций, не выпавших в первых холодильниках.

Тем не менее грубое фракционное разделение смол возможно и широко применяется в газовой практике. Все существующие способы выделения смолы из газа основаны на том, что путем предварительного охлаждения газа смоляные пары превращаются в смоляной туман, который затем и осаждается.

В настоящее время для очистки газа от смолы применяются следующие способы:

- а) механические,
- б) фильтрация газа,
- в) промывание газа и
- г) электростатический.

Необходимо отметить только, что многие аппараты смолоочистки не всегда являются типичными с точки зрения указанных способов и очень часто по принципу их работы могут быть отнесены к той и другой группе.

а) Очистка газа механическим путем

Дезинтегратор Тейзена. Принцип действия механических смолоотделителей Основан на использовании удара, благодаря чему пузырьки смолы лопаются и смоляной

туман осаждается. Наиболее распространенным типом механического смолоотделителя является дезинтегратор системы Тейзена, изображенный на рисунке 263.

Посредством вала аппарата 1 приводится в быстрое движение диск 2 с лопатками 3. Газ поступает по трубе 4. Для укрупнения смоляного тумана и лучшего его осаждения, газ в аппарате промывается жидкостью, в качестве которой обычно употребляется смола. Промывная жидкость поступает в аппарат по трубам 5. Благодаря вращению диска 2 промывная жидкость и газ отбрасываются к периферии и попеременно ударяются о вращающиеся лопатки 3 и неподвижные лопатки 6, прикрепленные к кожуху аппарата. Промывная жидкость разбивается на мельчайшие капли, смешивающиеся с газом и увлекающие из него частицы смолы. Осевшая смола из газа, а также промывная смола стекают по трубам 7 в смолоприемники, а очищенный газ выходит по трубе 8.

Аппарат Тейзена одновременно является и газодувкой, так как снабжен лопатками 9, нагнетающими газ. В газе, выходящем из смолоотделителя, всегда содержится

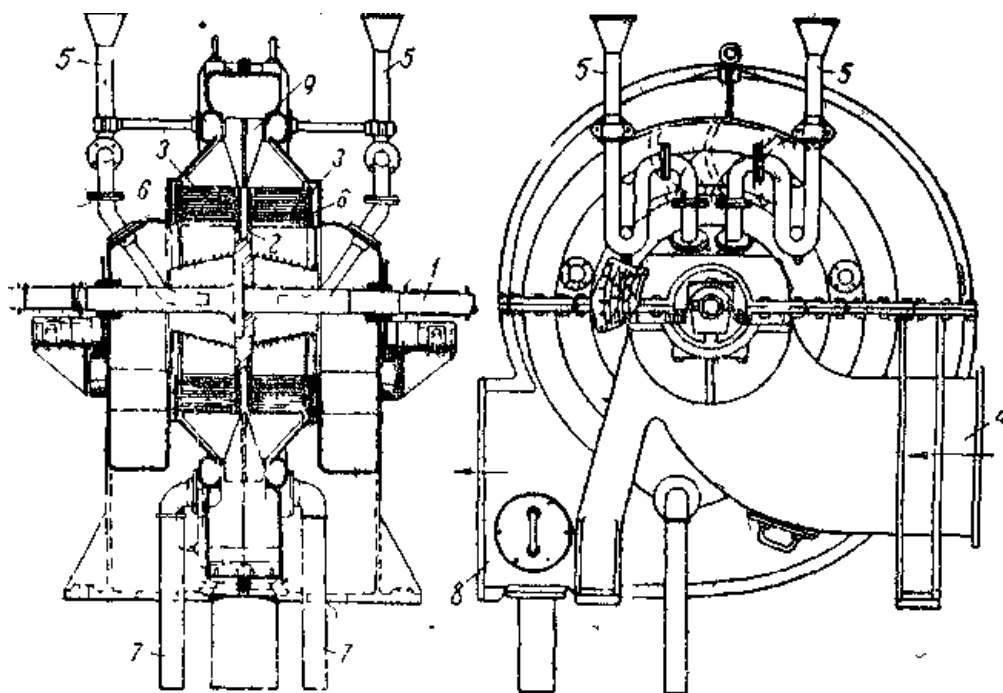


Рис. 263. Дезинтегратор Тейзена.

1 – вал, 2 – диск, 3 – лопатки ротора, 4 – ввод газа, 5 – трубы для подачи смолы 6 – лопатки кожуха, 7 – трубы для стока смолы, 8 – отвод газа, 9 – лопасти вентилятора.

значительное количество механически увлеченной смолы, и для ее улавливания за аппаратом Тейзена обычно устанавливаются каплеуловители, имеющие насадку с развитой поверхностью (кольца Рашига), задерживающей увлеченные капли смолы.

Смола, отделенная в каплеуловителе, стекает в общий с дезинтегратором приемник, снабженный обычно, подогревающим устройством. Подача промывной смолы производится из этого же приемника при помощи специально установленного небольшого насоса. Температура газа, поступающего в дезинтегратор Тейзена, для получения малообводненной смолы должна быть на $10\div 20^\circ$ выше точки росы водяных паров, содержащихся в газе, так как в противном случае, благодаря конденсации, вместе со смолой будет осаждаться и значительное количество влаги. При более высокой температуре увеличивается часть смолы, находящейся в парообразном состоянии, которая поэтому не уловится в смолоотделителе.

Таким образом указанный выше “перегрев” газа ($10\div 20^\circ$) является ориентировочным и должен быть определен на практике из конкретных условий данного производства, т.е. в связи с взаимным расположением очистительной аппаратуры, средней

температурой помещения газоочистного цеха, влажностью газа и содержанием в нем смолы. Совершенно очевидно, что чем меньше содержание влаги в газе и больше содержание смолы, тем меньше может быть (а в некоторых случаях и вовсе отсутствовать) превышение температуры газа над так называемой температурой точки росы. Степень очистки газа, достигаемая в дезинтеграторах Тейзена, колеблется обычно в пределах от 75 до 95%, причем влажность полученной смолы зависит главным образом от температуры поступающего газа и, конечно, от температуры промывной смолы, которая также должна быть подогрета. Нормальной нужно считать влажность в пределах от 1 до 5%.

Аппараты Тейзена весьма неприхотливы в работе и просты в эксплуатации, однако при газах, содержащих кислоты (например древесный и торфяной генераторные газы), отдельные их части и в особенности лопажки ротора постепенно разрушаются и выходят из строя. Вследствие этого возникает необходимость в замене износившихся деталей, т.е. в конечном счете в остановке и ремонте смолоотделителей. Поэтому в последнее время для работы на газах, содержащих органические кислоты (уксусная и другие), наиболее ответственные части аппаратов начали изготавливаться из специальных кислотоупорных сталей, что, судя по всему, является более радикальным мероприятием, чем предложенный ранее способ нейтрализации кислот известковым молоком.

Существенным недостатком смолоотделителей Тейзена является весьма значительный расход электроэнергии, связанный с очисткой и повышением давления газа: в зависимости от производительности аппараты Тейзена расходуют от 3,5 до 5,0 кВт·ч на 1000 м³ газа [164].

Дезинтеграторы других типов имеют худшие качественные показатели и потому не получили широкого применения в технике, вытесненные дезинтеграторами Тейзена.

Тарельчатый промыватель Тейзена. Тарельчатый промыватель Тейзена, представленный на рис. 264, состоит из ряда тарелок, имеющих волнистую форму и приболченных к диску, закрепленному на валу. Промывная жидкость – смола – подается в промыватель по оси и распыливается при помощи трубки с насадкой. Газ поступает в аппарат также по оси и смешивается с распыленной смолой. Далее под действием центробежной силы поток газа разделяется на отдельные части и проходит между тарелками к периферии промывателя, встречая на своем пути смоляные завесы.

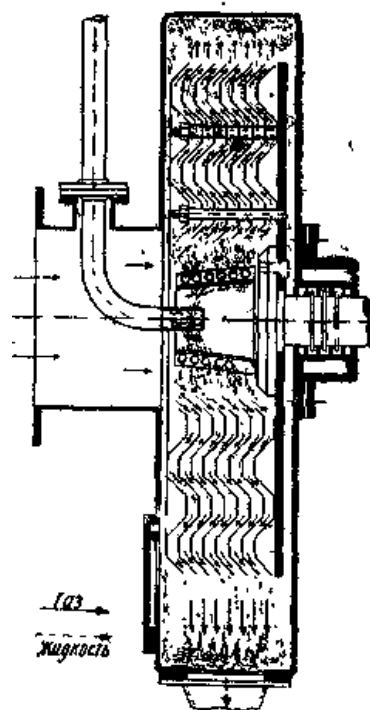


Рис. 264. Тарельчатый промыватель Тейзена.

В виду того, что уходящий газ захватывает с собой частицы смолы и влаги, после промывателя обычно устанавливается каплеуловитель, смола из которого, так же как и смола из промывателя, стекает в общий смолоприемник. Тарельчатые промыватели рассматриваемого типа создают давление около 50 мм вод. ст. и расходуют примерно 2,0÷2,5 кВт·ч на 1000 м³ газа. Однако, вследствие худшей очистки газа по сравнению с дезинтеграторами Тейзена, тарельчатые промыватели не получили широкого распространения.

Смолоотделитель Вольф. Центробежный смолоотделитель системы Вольф, изображенный на рис. 265, состоит из двух частей, смонтированных в одно целое: нижней – собственно смолоотделителя и верхней – каплеуловителя. На валу смолоотделителя насажены два ротора вентиляторного типа: 1 и 2. Газ засасывается по оси аппарата и первым ротором, с которым соединено барабанное сито 3, отбрасывается к кожуху. Содержащиеся в газе капли смолы попадают внутрь барабана и насыщают проходящий газ, образуя крупные капли, выпадающие из потока. Путь газа на рис. 265 показан

стрелками. Из барабана газ поступает во второй ротор и отсюда уже выбрасывается в каплеуловитель 4, из которого смола по трубке 5 подается в барабанное сито, а очищенный газ отводится по газопроводу 6. Для удаления смолы в нижней части

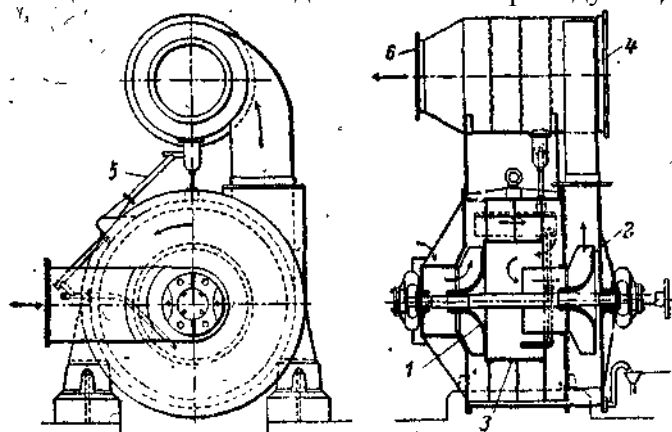


Рис. 265. Центробежный смолоотделитель Вольф.
1, 2 – роторы вентиляторного типа, 3 – барабанное сито, 4 – каплеуловитель, 5 – смоляная труба, 6 – газопровод чистого газа.

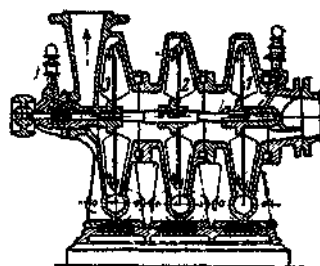


Рис. 266. Смолоотделитель системы Дейца.
1 – первая ступень, 2 – вторая ступень, 3 – третья ступень.

аппарата имеется слив. Смолоотделители Вольф создают небольшое давление порядка $45 \div 50$ мм вод. ст. и потребляют $2,3 \div 2,5$ кВт·ч электроэнергии на 1000 м^3 газа.

Смолоотделители Дейца и Крослей. На рис. 266 представлен смолоотделитель системы Дейца, состоящий из трех ступеней. Удаление смолы из газа производится

промывкой его горячей и холодной водой. Газ поступает в аппарат в осевом направлении, проходит последовательно все три ступени и выходит через диффузор. В первых двух ступенях производится Орошение газа горячей водой, в последней – третьей – холодной.

Мелкое распыление промывной воды достигается при помощи вращающихся дисков с насаженными на них лопатками, служащими одновременно и побудителями движения газа. Вода и смола стекают по стенкам и отводятся через стоки, расположенные в нижней части ступеней. Напор, создаваемый смолоотделителями Дейца,

незначителен. Позволять получать довольно

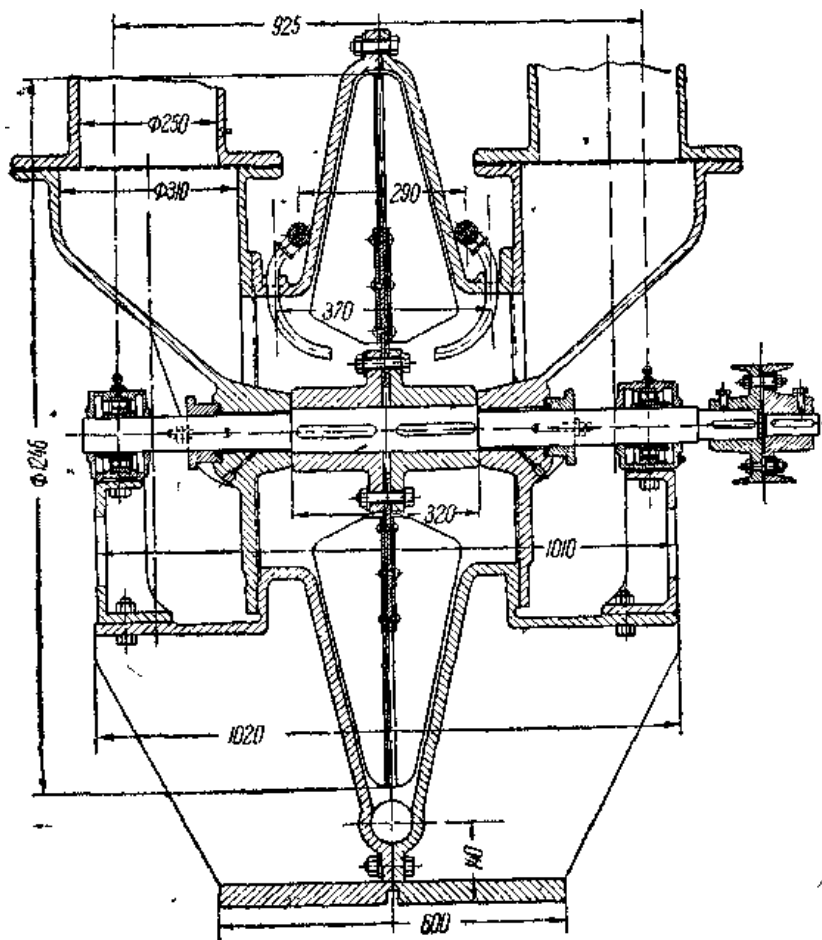


Рис. 267. Смолоотделитель системы Крослей.

высокую степень очистки газа от смолы, до 90% и выше, смолоотделители этого типа обладают тем недостатком, что уловленная смола сильно обводнена и требует обязательного отстоя.

На рис. 267 показан смолоотделитель системы Крослей, который принципиально ничем не отличается от системы Дейца. Вся разница заключается лишь в том, что орошение газа производится в одной ступени и только холодной водой.

Аппарат “Пелуз”. В некоторых случаях для очистки газа от смолы применяют аппараты “Пелуз”, работа которых основана на выпадении жидких частиц под действием удара. Одна из систем “Пелуз” показана на рис. 268. Газ поступает в аппарат по патрубку 7 и проходит под колокол 1, подвешенный на штанге 4 с противовесом 5. Колокол 1 состоит из ряда цилиндров с мелкими отверстиями и нижней своей частью погружен в смоляной затвор 3, причем глубина погружения регулируется грузом 5. Попадая под колокол, газ с большой скоростью вытекает из мелких отверстий дырчатых цилиндров, при ударе о стенки выделяет смолу и отводится по патрубку 6. Смола стекает в затвор 3, частично перетекает в нижнюю часть аппарата и отводится в смолоприемник по трубам 8.

Вследствие больших скоростей истечения газа из отверстий дырчатых цилиндров колокола, потери давления в аппарате “Пелуз” достигают весьма значительной величины, что и является их главным недостатком. По Шефферу [177], влияние степени очистки газа на потерю давления таково:

Степень очистки газа от смолы	62%	97%	99%
Потеря давления в мм вод. ст.	40	50	120

С течением времени отверстия в колоколе засоряются смолой, и гидравлическое сопротивление аппарата увеличивается. В этом случае, а также при увеличении производительности и давления газа, колокол автоматически поднимается, и благодаря этому увеличивается площадь живого сечения отверстий для прохода газа. Особенно быстрое загрязнение аппарата наблюдается при улавливании тяжелых высококипящих и парафинистых смол.

В среднем “Пелуз” приходится чистить один раз в два-три месяца, и, как показала практика, аппараты этой системы работают лучше всего при температуре газа 25÷30°. Для улучшения работы “Пелуз” в более поздних конструкциях стали применять орошение смолой и механический привод для вращения колокола для облегчения удаления загрязнений. Аппараты “Пелуз” строятся различными фирмами на производительности от 20 до 10000 м³/ч. Однако при больших производительностях они отличаются громоздкостью и требуют для своей установки значительных объемов зданий: например при производительности в 10000 м³/час общая высота “Пелуз” достигает 6 м. Аппараты более, новых конструкций имеют меньшую высоту за счет перемещения регулятора давления внутрь цилиндра.

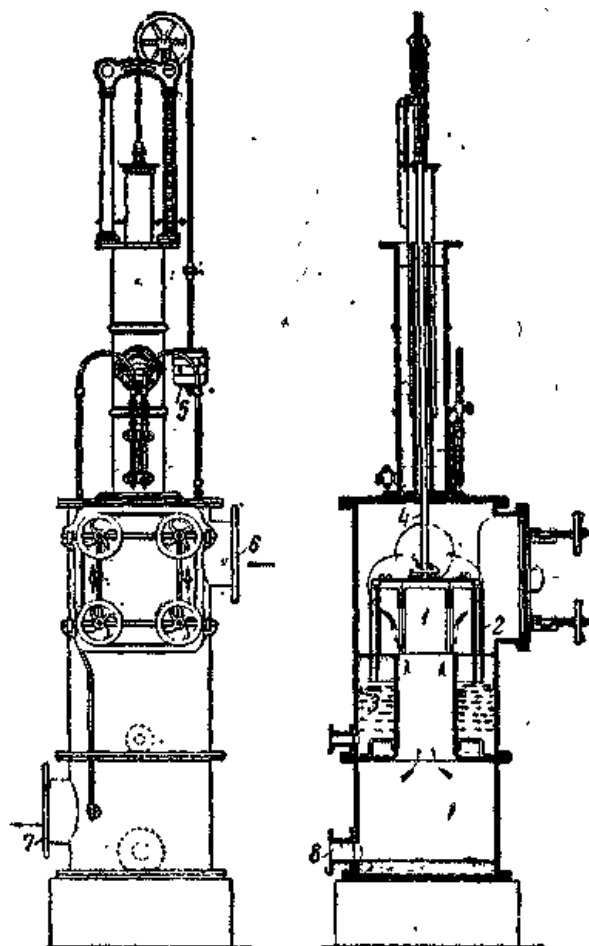


Рис. 268. Смолоотделитель “Пелуз”.
1 - колокол, 2 - стенка, 3 - смоляной затвор, 4 - штанга, 5 - противовес, 6 - отвод газа, 7 - ввод газа, 8 - смоляная труба.

Помимо собственно аппаратов “Пелуз” существует еще несколько типов устройств, работающих по этому же принципу, но с горизонтально или наклонно расположенными цилиндрами, нижняя часть которых погружена в смолу. Погружение в смолу дает возможность подогреванием последней облегчить удаление загрязнений и регулировать температуру выделения смол. Одна из таких конструкций с механическим приводом колокола показана на рис. 269.

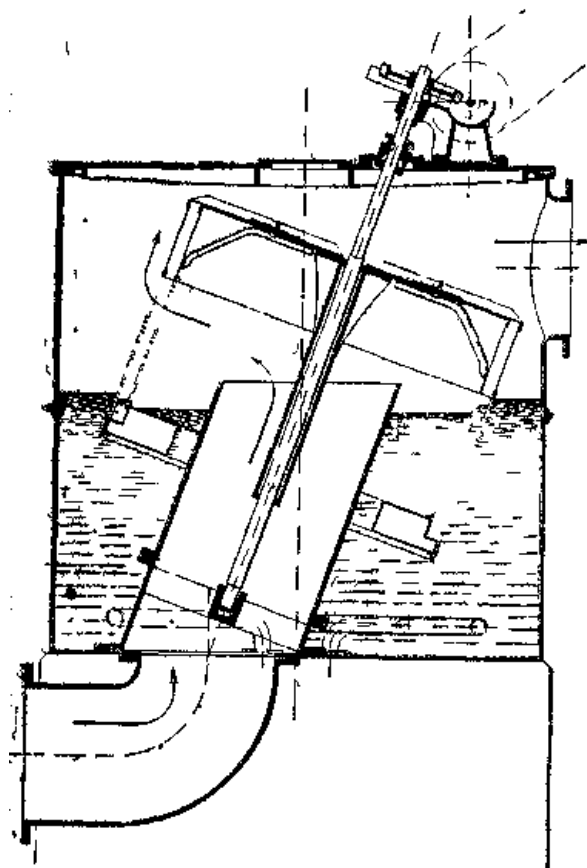


Рис. 269. Смолоотделитель “Пелуз” с наклонным колоколом.

Дисковый промыватель Штредера.

Кроме рассмотренных уже конструкций аппаратов, служащих для выделения смолы из газа, существует целый ряд смолоотделителей, в которых в качестве промывной жидкости употребляется смола или вода. Однако по своему действию – эффективности очистки – они уступают описанным конструкциям и поэтому не получили широкого распространения. Наиболее заслуживающим внимания является дисковый промыватель системы Штредера, показанный на рис. 270. Он представляет собою широкий газоход 1, нижняя часть

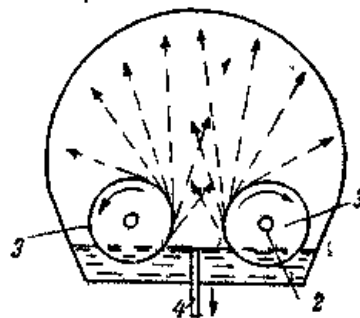


Рис. 270. Дисковый промыватель системы Штредера.

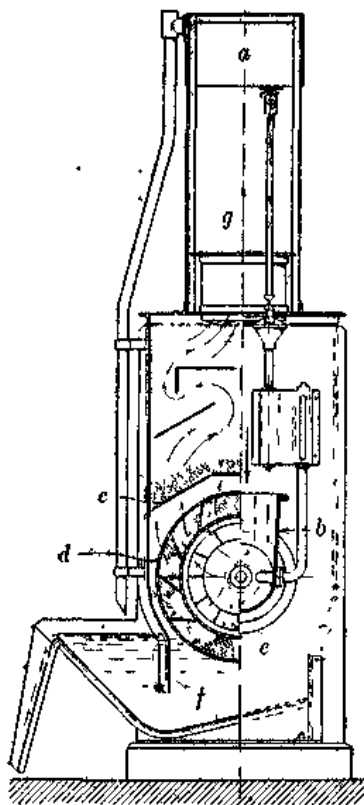
1 – корпус промывателя, 2 – валы, 3 – диски, 4 – труба для спуска жидкости.

которого заполнена промывающей жидкостью, с расположенными в нем валами 2 и насаженными на них дисками 3. При вращении дисков в противоположные стороны они захватывают промывную жидкость и разбрызгивают ее в мелкую пыль по всему объему промывателя. Промывная жидкость с увлеченной из газа смолой отводится по спускной трубе 4. Степень очистки, достигаемая промывателями Штредера, не велика и в большинстве случаев они применяются лишь для частичной очистки газа.

б) Очистка газа от смолы фильтрованием

На рис. 271 представлен вращающийся фильтр системы Петри и Хекинга [178]. Газ поступает в аппарат по патрубку *b* и при помощи вентилятора *e* прогоняется через медленно вращающийся кольцевой фильтр *d*. Последний разделен перегородками на отдельные секции и заполнен фильтрующим материалом, характер которого выбирается в зависимости от свойств смолы очищаемого газа. По выходе из фильтрующего кольца газ последовательно проходит через неподвижный фильтр *c* и систему перегородок, резко меняющих направление его движения, и уходит через штуцер *g*. Смола, не уловленная во вращающемся фильтре, задерживается и выпадает в фильтре *c* или при ударах о железные

перегородки и стекает в корыто *f*. Вращающийся фильтр *d* своим нижний краем погружен в корыто *f* заполненное смолой, которая смачивает фильтрующий материал. Для улучшения очистки газа по оси вентилятора подается смола, поступающая из расположенного сверху аппарата резервуара *a*.



Испытание этого фильтра при работе на торфе и буром угле показало следующие результаты: количество газа – $3500 \div 4000 \text{ м}^3/\text{час}$, температура газа – 62°C , содержание смолы в

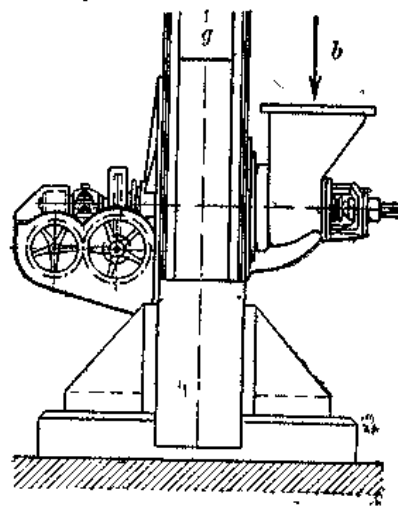


Рис. 271. Вращающийся фильтр Петри и Хекинга.

a – смоляной бак, *b* – подвод газа, *c* – неподвижный фильтр, *d* – кольцевой фильтр, *e* – вентилятор, *f* – смоляной затвор, *g* – отвод газа.

неочищенном газе – $25 \text{ г}/\text{м}^3$, расход электроэнергии – $3,0 \div 3,4 \text{ кВт}$, повышение давления газа – 30 мм вод. ст. , число оборотов вентилятора – $1140 \text{ об}/\text{мин}$, осталось смолы в очищенном газе – $1,08 \text{ г}/\text{м}^3$, степень очистки газа – $\sim 96\%$, расход энергии на очистку 1000 м^3 газа – $0,8 \div 0,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Кроме фильтров системы Петри и Хекинг, существует еще несколько систем фильтров, работающих по этому же принципу и отличающихся конструктивным оформлением. Для удаления мельчайших капель смолы, а также пыли часто применяются стационарные фильтры, наполненные различными фильтрующими материалами, как-то: кокс, кольца Рашига, стружки, опилки, керамические и металлические спирали и т.д. Один из таких фильтров изображен на рис. 272. Газ поступает снизу и последовательно проходит через несколько рядов различных фильтрующих материалов. Иногда в качестве фильтров применяют несколько рядов металлических сеток с отверстиями различной величины и формы.

На рис. 273 изображен смолоотделитель системы Смит.

Предварительно охлажденный газ нагнетается газодувкой *1* и через трубу *2*

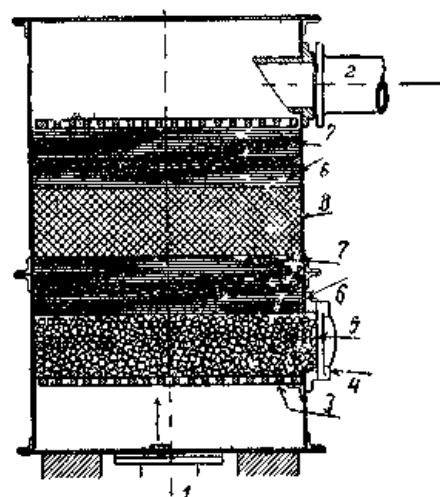


Рис. 272. Неподвижный фильтр.

1 – ввод газа, *2* – выход газа, *3* – решетка, *4* – люк, *5* – насадка из кокса, *6* – кокосовая циновка, *7* – стружки, *8* – крупные опилки.

поступает в верхнюю камеру, в которой находится фильтр 3, состоящий из стеклянной ваты. Вата помещается между двумя сетчатыми пластинками, жестко укрепленными в камере. Засорения ваты смолой не наблюдается [179]. Очищенный от смолы газ выходит по трубе 4, а смола, выделяющаяся в фильтре, стекает по стенкам и затем собирается в резервуаре 5, из которого периодически или непрерывно перепускается в смолосборник. Существует предположение, что смола в фильтре, изготовленном из стеклянной ваты,

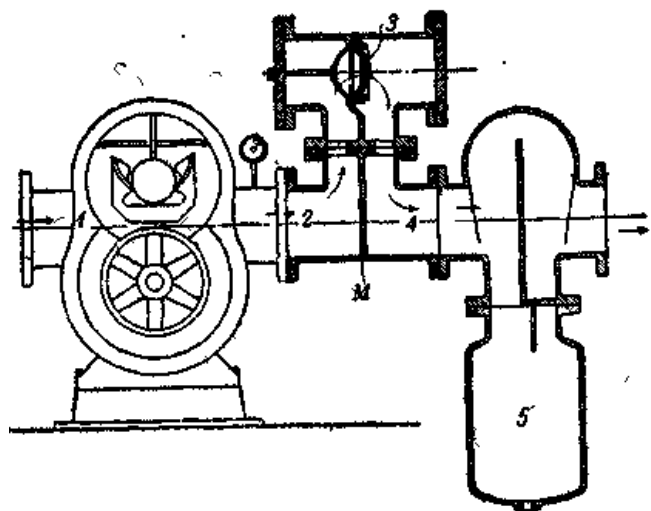


Рис. 273. Смолоотделитель системы Смит.
1 – газодувка, 2 – газопровод, 3 – фильтр, 4 – отвод газа, 5 – смолосборник.

выделяется под действием электрического поля, возникающего от трения газа о вату, т.е. что фильтр работает как электроосадительная камера.

в) Очистка газа от смолы промыванием

Ранее в разделе о механических способах очистки газа от смолы уже были описаны конструкции смолоочистных аппаратов, работающих по принципу промывки газа смолой или водой при наличии механически движущихся частей. Однако эти аппараты могут быть отнесены и к рассматриваемой группе. Для получения хороших результатов промывная жидкость (смола или вода) должна мелко

разбрызгиваться и хорошо смешиваться с очищаемым газом. Для этой цели, помимо указанных конструкций, применяют еще или специальные промыватели типа Шевале, Бамаг и др., или центрифугальные скрубберы, описанные в разделе об охлаждении (осушке) газа. В том случае, если для промывки газа применяется смола, очищаемый газ не должен содержать пыли, так как иначе промывная смола будет загрязняться и становиться более вязкой. Но даже и при очистке обеспыленного газа, содержащего смолу с небольшой вязкостью, одним промыванием нельзя достигнуть высокой степени его очистки, вследствие чего иногда возникает необходимость в установке аппаратов для тонкой очистки газа.

г) Электрическая очистка газа

Принцип действия. Электрическая очистка газа, получившая широкое применение в различных отраслях промышленности лишь после работ Коттреля (1908 г.), основана на применении электромагнитного поля высокого потенциала и на явлении ионизации газового потока, проходящего через пространство между электродами.

Сущность происходящего процесса заключается в следующем. Если на электроды подать высокое напряжение, то при наличии непроводящей газообразной или жидкой среды электроны, испускаемые излучающим электродом, будут проходить через эту среду. Однако эмиссия электронов невелика, и для увеличения ее необходимо придать поверхности излучающего электрода форму большой кривизны. Электроны, испускаемые электродом, вызывают ионизацию газового потока, и благодаря этому появляется небольшое свечение, сопровождаемое слабым шумом, называемое “коронай”. Однако ионизация наступает лишь тогда, когда градиент напряжения около излучающего электрода превысит определенную величину – пробивное сопротивление газа. При этом остальная часть расстояния между электродами должна остаться непробитой, так как в противном случае будет иметь место короткое замыкание. Электроны, испускаемые

электродом, заряжают частички пыли и тумана, попадающие в ионное поле электрофильтра, и сообщают им заряд электричества, одноименный с излучающим полюсом.

Далее могут происходить два процесса:

1) отдельные незаряженные частицы и частицы, получившие заряд в ионном поле, притягивают друг друга и соединяются в более крупные образования, которые выпадают из газа под действием силы тяжести;

2) частицы, получившие заряд определенного знака, под действием сил притяжения движутся к полюсу противоположного знака и, достигая его, отдают ему свой заряд, скопляясь здесь все в большем и большем количестве до тех пор, пока под действием собственного веса или встряхивания не падают вниз.

Наибольшее значение для электроочистки газа имеет второй процесс, т.е. процесс осаждения.

Теоретически безразлично, какого знака будет излучающий электрод и какой ток применяется для очистки – постоянный или переменный. Однако на практике пользуются постоянным током с отрицательным излучающим электродом, так как в этом случае достигается значительно более высокая степень очистки газа. Ухудшение очистки при применении переменного тока объясняется постоянным и регулярным чередованием направления тока, вследствие чего не могут быть достигнуты однообразные перемещения частиц, находящихся под переменным действием отталкивающих и притягивающих сил. Высокая степень очистки, достигаемая при применении отрицательного тока, объясняется следующими причинами: 1) при одном и том же напряжении поля подвижность (скорость) отрицательных ионов, возникающих в короне, выше, чем подвижность положительных, и 2) допускаемое напряжение электрического поля в отрицательной короне (не вызывающее пробоя) выше, чем в положительной [180]. Поэтому при работе с отрицательным током возможно применять более высокое напряжение, т.е. создавать корону большего объема, что в сочетании с большей скоростью отрицательных ионов и обуславливает лучшую очистку газа.

В зависимости от величины содержащиеся в газе взвешенные частицы разделяются на [181]:

- 1) молекулярные – с диаметром менее 10^{-6} мм (<1 мк),
- 2) коллоидные – с диаметром в пределах от 10^{-6} до $2 \cdot 10^{-4}$ мм (от 1 мк до 0,2 мк),
- 3) грубодисперсные – с диаметром больше $2 \cdot 10^{-4}$ мм (0,2 мк).

Молекулярные частицы в электрофильтрах не отделяются, а осаждаются лишь частицы крупнее 1 мк, т.е. начиная с коллоидных. Под действием электрических зарядов эти частицы, сталкиваясь, соединяются и укрупняются и в более крупных образованиях выпадают под действием силы тяжести, влияние которой (в смысле осаждения) начинает сказываться лишь при диаметре частиц свыше 10^{-4} мм. При меньших размерах частицы не подчиняются ни действию силы тяжести, ни действию центробежной силы и не могут быть удалены из газа обычными механическими способами очистки газа.

Таким образом электрическая очистка, имеет то преимущество, что позволяет осаждать мельчайшие взвешенные частицы, находящиеся в газе, удалить которые другими способами не представляется возможным.

Конструкции электрофильтров. В зависимости от формы осадительных электродов электрофильтры принято разделять на трубчатые и пластинчатые.

В электрофильтрах первого типа осадительные электроды выполняются в виде труб, а излучающие – в виде проволок, натянутых при помощи грузов по оси труб. В пластинчатых электрофильтрах осадительными электродами служат пластины, параллельно которым располагаются излучающие электроды, изготавливаемые также из проволок. Как уже упоминалось, излучающие электроды являются отрицательным полюсом, а осадительные, заземленные, – положительным.

Электрофильтр трубчатого типа (трест “Газоочистка”, СССР) показан на рис. 274.

Электрофильтр предназначен для очистки генераторного газа от смолы и рассчитан на $12\div 15$ тысяч $\text{м}^3/\text{час}$. Газ поступает в межтрубное пространство 1 через отверстие 2, опускается вниз, поступает в трубы 3, подвешенные вертикально, и, пройдя их, очищенный выходит через отверстие 4. Коронирующие провода 5 подвешены на раме 6 и соединены внизу гибкой рамой 7. Рама коронирующих электродов (6) прикреплена к подвескам, выведенным наружу через проходные изоляторы 8, смонтированные на верхней крышке фильтра и снабженные масляными затворами 9. Для осмотра и ремонта камеры, а также на случай возможных хлопков фильтр снабжен рядом предохранительных клапанов 10, расположенных как на боковой поверхности, так и на крышке камеры. Для предупреждения застывания вязкой смолы на днище фильтра

имеется паровой змеевик 11. Осевшая смола удаляется по сливной трубе 12, опущенной в смоляную гидравлику.

Электрофильтры трубчатого типа имеют то преимущество, что распределение электрического поля в них лучше, чем в пластинчатых, вследствие чего при том же времени пребывания газа достигается более высокая степень очистки. Однако конструктивно они более сложны и трудны в монтаже. Кроме того при отряхивании коронирующей системы возможны пробой вследствие раскачивания нижней рамы, подвешенной на проводах.

Поэтому трубчатые электрофильтры применяются или в тех случаях, когда требуется получить тонкую очистку газа, или когда отряхивание излучающих электродов необязательно, например в случае осаждения смол.

Электрофильтры пластинчатого типа более просты по конструкции и дешевле в изготовлении. Кроме того они обладают тем преимуществом, что могут быть выполнены и с вертикальным и горизонтальным ходом газа, что во многих случаях представляет значительные удобства. В

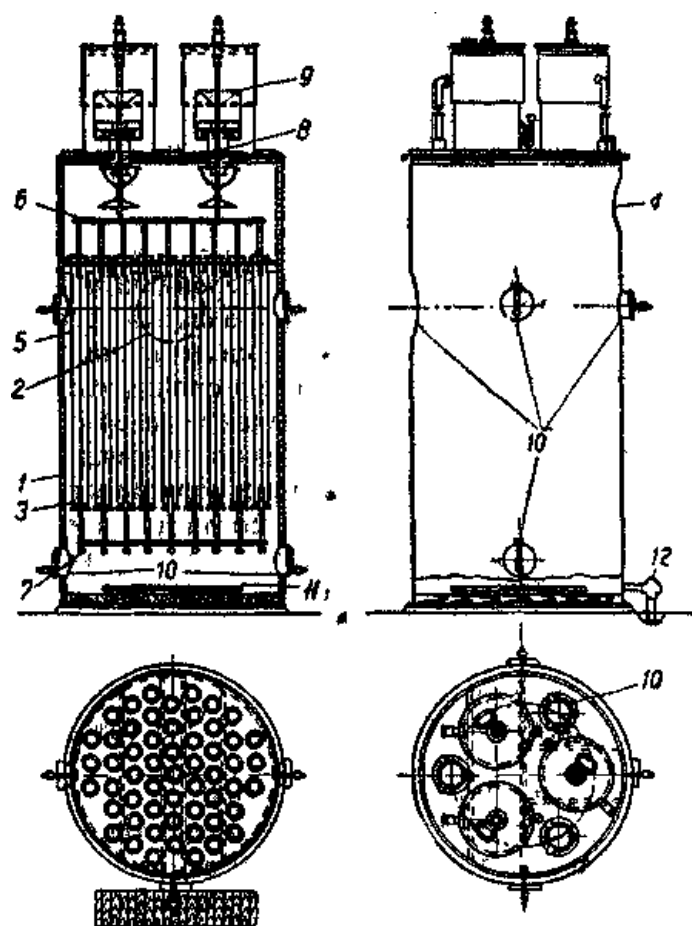


Рис. 274. Трубчатый электрофильтр треста "Газоочистка".

1 – межтрубное пространство, 2 – вход газа, 3 – трубы, 4 – выход газа, 5 – коронирующие провода, 6 – рама, 7 – гибкая рама, 8 – проходные изоляторы, 9 – масляные затворы, 10 – предохранительные клапаны, 11 – паровой змеевик, 12 – сливная труба для смолы.

виду того что эти электрофильтры не связаны с числом и длиной труб, они могут быть построены на значительно большие производительности (в одном агрегате), чем производительности трубчатых фильтров, причем трудности, связанные с отряхиванием электродов, здесь отсутствуют.

К сожалению, в электрофильтрах этого типа затруднительно получить равномерное распределение газа, что в связи с худшим распределением электрического поля вызывает и худшую очистку газа. Как в трубчатых, так и в пластинчатых электрофильтрах излучающие электроды выполняются в виде проволоки с диаметром $2\div 4$ мм. Материал проволоки обычно – железо и в некоторых случаях, как например при очистке торфяного газа, – нихром (содержащиеся в газе органические кислоты быстро разъедают железо).

Осадительными электродами в трубчатых электрофильтрах являются, как правило, железные трубы с диаметром не свыше 300 мм, в пластинчатых – пластины из железа, а иногда из полупроводников: бетона, дерева и др. При установке фильтров для очистки газа от пыли применяются и сетчатые осадительные электроды, которые могут быть расположены и параллельно и перпендикулярно движению газа.

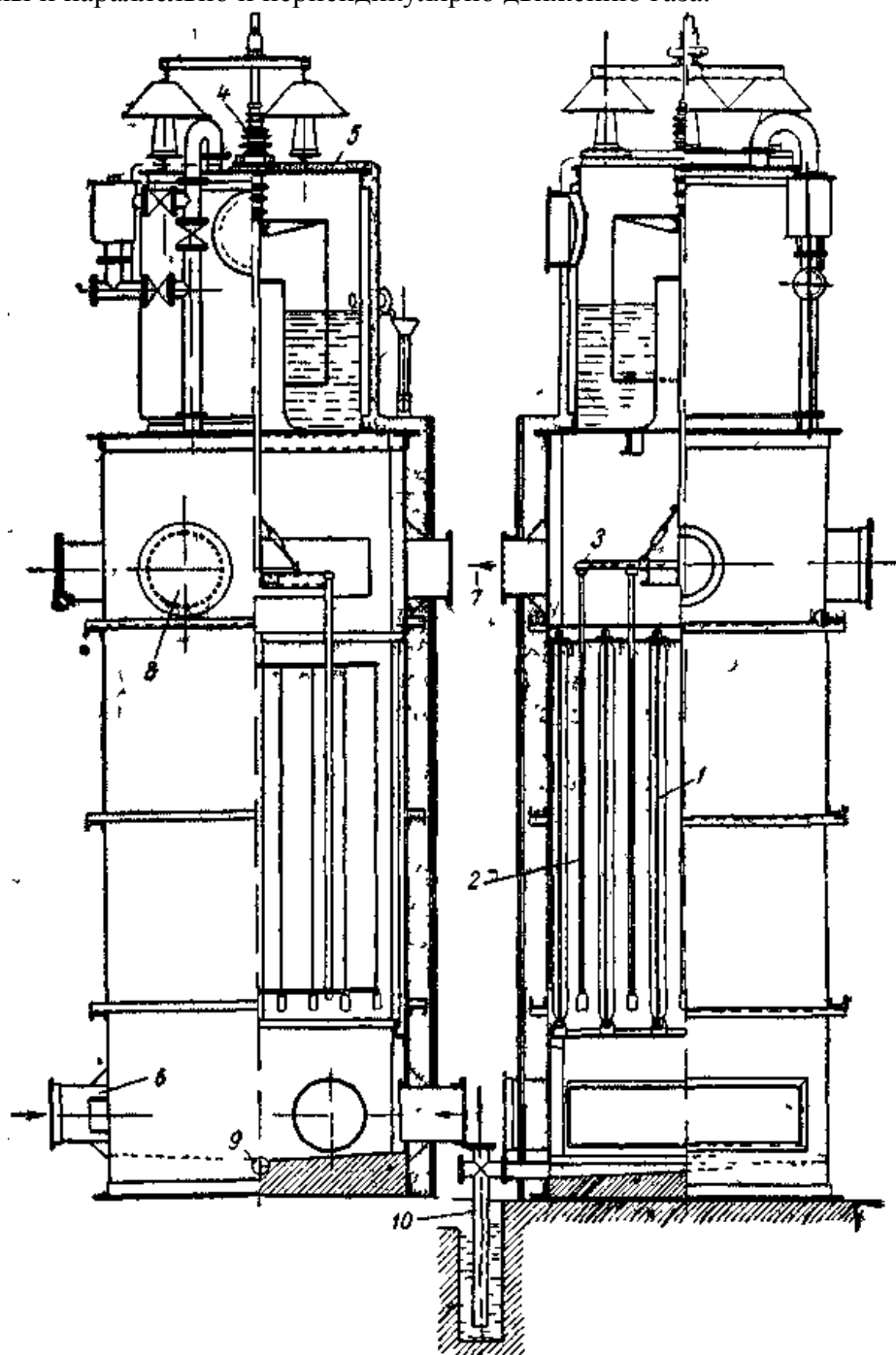


Рис. 275. Пластинчатый электрофильтр с вертикальным ходом газа.

1 – заземленные электроды, 2 – коронирующие электроды, 3 – подвесное устройство, 4 – проходной изолятор, 5 – цилиндр масляного затвора, 6 – ввод газа, 7 – отвод газа, 8 – предохранительный клапан, 9 – паровой змеевик, 10 – труба для слива смолы.

Пластинчатый электрофильтр с вертикальным ходом газа показан на рис. 275, из которого видно, что шестью заземленными электродами фильтр разделен на пять проходов. Заземленные электроды 1 свободно подвешены на опорные балки. Посредине между двумя заземленными электродами подвешена рама 2 с натянутыми на ней

проволоками, служащими коронирующими электродами, причем все пять таких рам смонтированы на общей конструкции 3, подвешенной на тяге пропущенной через проходной изолятор 4, установленный на крышке цилиндра масляного затвора 5. Применением масляного затвора предохраняют электрическую изоляцию от соприкосновения с газами, содержащими пары влаги и смолы.

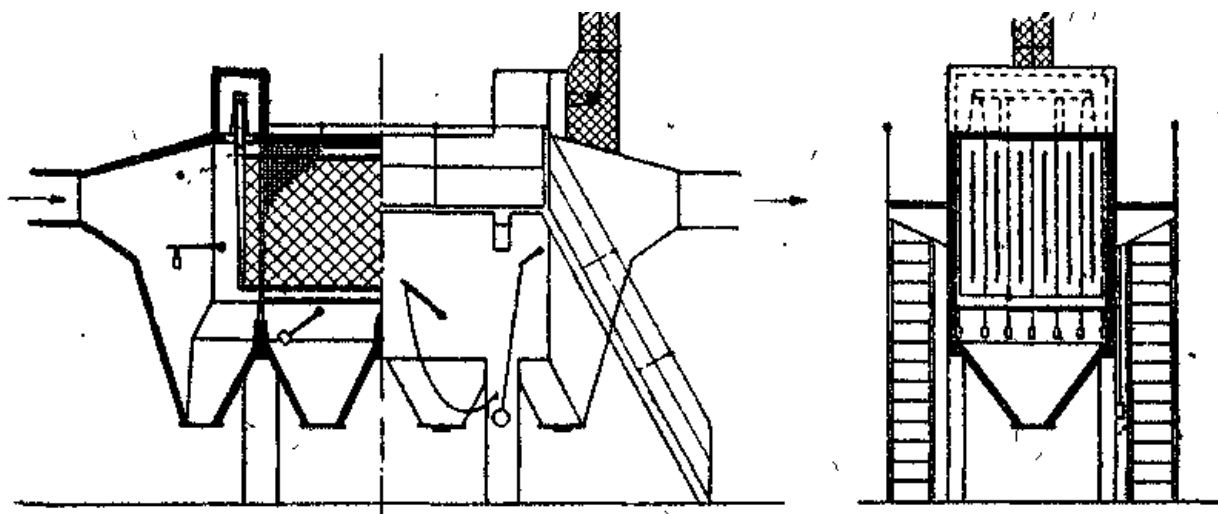


Рис. 276. Пластиновый электрофильтр с горизонтальным ходом газа.

Подвод газа происходит в нижней части электрофильтра с двух сторон через штуцер 6, а отвод — с одной стороны через штуцер 7. Фильтр снабжен предохранительными клапанами и лазами 8 и в нижней своей части, на днище, паровым змеевиком 9. Смола, стекающая с осадительных электродов по сливной трубе 10, поступает в смолосборник.

На рис. 276 схематически показано устройство пластинчатого электрофильтра с горизонтальным ходом газа, предназначенного для улавливания пыли. Особенностью

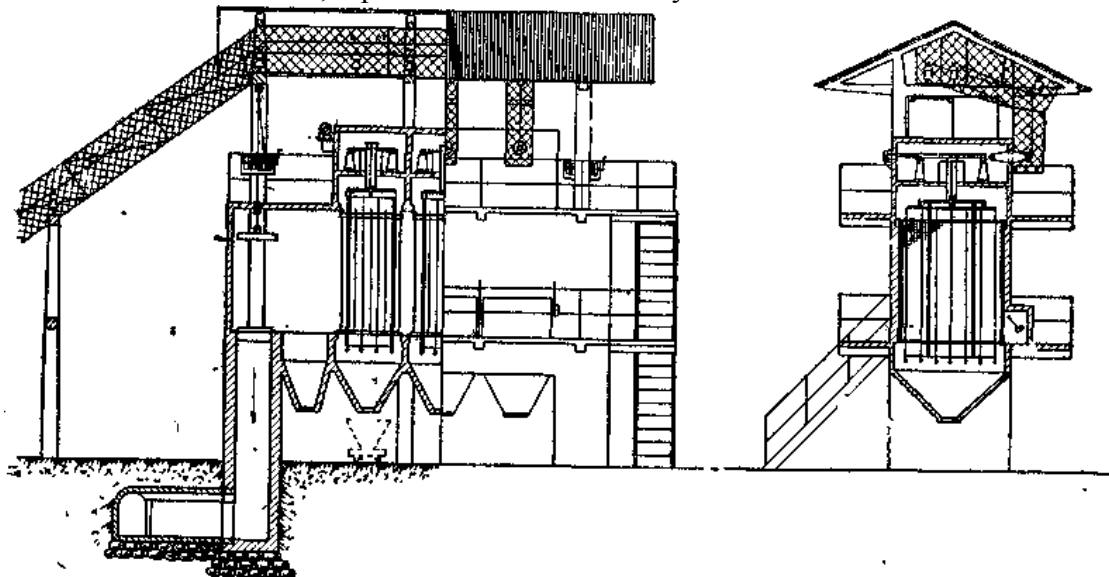


Рис. 277. Сетчатый электрофильтр с горизонтальным ходом газа.

этой конструкции является способ крепления коронирующих электродов (Сименса) на двух рамках, расположенных в передней и задней части аппарата.

Общее представление об устройстве фильтров для осаждения пыли с сетчатыми

электродами, расположенными перпендикулярно движению газа, дает рис. 277.

Схема электрической очистки газа показана на рис. 278. Обычный переменный ток напряжением в 220, 380 или 500 V подводится к распределительному щиту и направляется в высоковольтный трансформатор 2, где трансформируется на 40000÷80000 V. Далее ток выпрямляется в постоянный при помощи ротационного выпрямителя 3, приводимого в движение синхронным мотором 4. Выпрямленный ток подается в электрофильтр 6 через проходной изолятор 5. Помимо указанного вращающегося выпрямителя в виде диска,

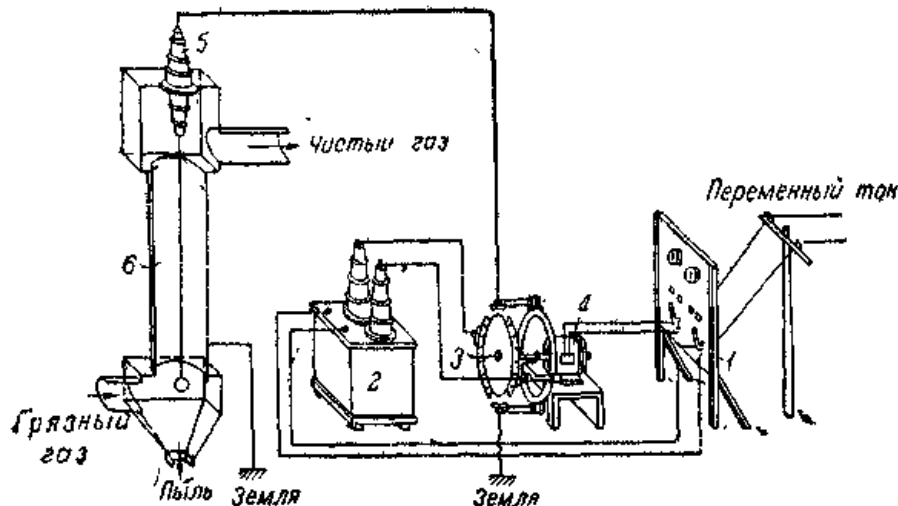


Рис. 278. Схема электрической очистки газа.

1 – распределительный щит, 2 – высоковольтный трансформатор, 3 – ротационный выпрямитель, 4 – синхронный мотор, 5 – проходной изолятор, 6 – электрофильтр.

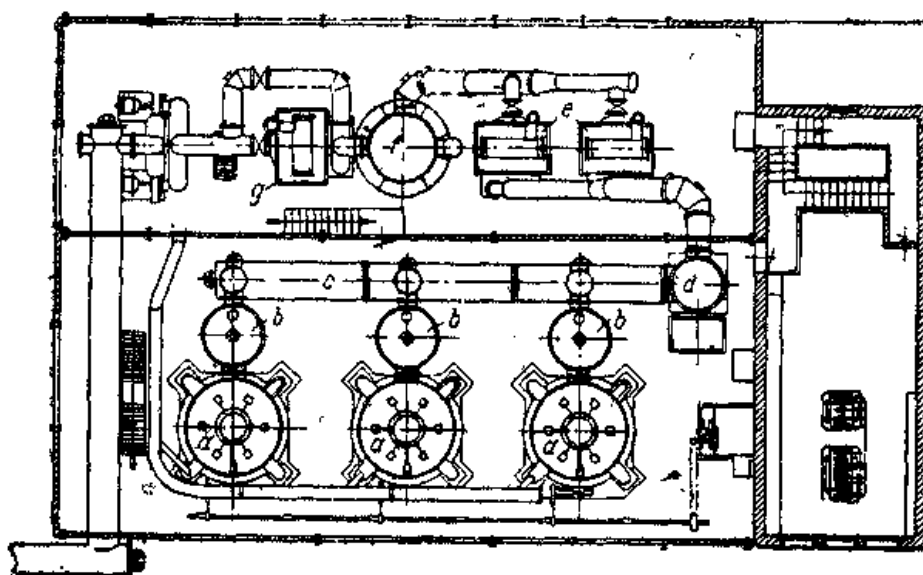


Рис. 279. План газогенераторной станции с двухступенчатой очисткой газа в электрофильтрах.

a – генераторы, b – пылесадительные камеры, c – коллектор газа, d – холодильник 1-й ступени, e – электрофильтры 1-й ступени, f – холодильник 2-й ступени, g – электрофильтр 2-й ступени.

могут быть применены также мотор-генератор или катодные лампы.

Подвод высокого напряжения к фильтру производится или специальным кабелем или воздушной проводкой.

Данные о работе электрофильтров. Степень очистки газа в электрофильтрах зависит от температуры, влажности и времени пребывания газа в электрическом поле. Для получения почти безводной смолы температура газа должна быть на 10÷15° выше точки

росы содержащихся в нем водяных паров, причем легкие масла, находящиеся в парообразном состоянии, остаются не осажденными. Для улавливания последних нашла широкое применение двухступенчатая система

На рис. 279 представлен план газогенераторной станции, работающей на буроугольных брикетах, с очисткой газа в электрофильтрах двух ступеней [184].

Выходящий из генераторов *a* газ проходит через обычные пылесадительные камеры *b*, собирается в общем коллекторе *c* и затем поступает в холодильник первой ступени *d*, в котором охлаждается до температуры $90\div 100^{\circ}\text{C}$. Охлажденный газ проходит через два параллельно работающих электрофильтра первой ступени *e*, в которых происходит выделение основной массы смолы, содержащейся в газе. По выходе из электрофильтров 1-й ступени газ поступает в холодильник второй ступени *f* и охлаждается там до температуры $20\div 30^{\circ}\text{C}$. Одновременно с конденсацией водяных паров в холодильнике происходит и осаждение некоторого небольшого количества смол. Затем для окончательной тонкой очистки газ направляется в электрофильтр второй ступени *g*, в котором происходит улавливание легких масел. Охлажденный и очищенный газ газодувками подается потребителям.

Испытание подобной установки при работе на буроугольных брикетах дало следующие результаты [183], помещенные в таблице 134, из которой видно, что Количество смол, оставшихся в газе, крайне незначительно.

Таблица 134. Результаты испытания двухступенчатой электроочистки при работе на газе из буроугольных брикетов.

Наименование показателей	Количества
Содержание смолы в брикетах при лабораторном испытании по ГрEFE в %	6,72
Средняя температура газа перед электрофильтром первой ступени $^{\circ}\text{C}$	79
после электрофильтра 1-й ступени $^{\circ}\text{C}$	63
перед электрофильтром 2-й ступени $^{\circ}\text{C}$	24
после электрофильтра 2-й ступени $^{\circ}\text{C}$	21
Количество смолы, выпавшей в электрофильтре 1-й ступени, в процентах от всего уловленного количества смолы	81,0
Влажность смолы, выпавшей в электрофильтре 1-й ступени, %	1,23
Количество смолы, выпавшей в холодильнике 2-й ступени, в процентах от всего уловленного количества смолы	10,0
Влажность смолы, выпавшей в холодильнике 2-й ступени, %	55,75
Количество смолы, выпавшей в электрофильтре 2-й ступени, в процентах от всего количества уловленной смолы	9,0
Общее количество смолы, уловленной на установке, в процентах от лабораторного выхода по ГрEFE	99,0
Содержание смолы в очищенном газе не превышает в $\text{г}/\text{м}^3$	$0,01\div 0,02$

Легкие масла, осажденные в электрофильтре 2-й ступени, вполне пригодны для использования в качестве моторного топлива.

В тех случаях, когда не преследуется специальной цели – улавливания легких масел в безводном состоянии – обычно ограничиваются установкой одной лишь ступени электрофильтров, заменяя вторую ступень промывкой газа. Однако одноступенчатая очистка газа применяется и тогда, когда по условиям транспорта или требованиям потребителя тонкой очистки газа от смолы не требуется. В этом случае при желании получить почти безводную смолу эффект очистки обычно не превышает $85\div 90\%$. Однако при увеличенной влажности смолы степень очистки газа может достигать $95\div 98\%$.

Расход электроэнергии в современных установках электрофильтров весьма невелик и составляет для одной ступени фильтров $0,4 \div 0,5$ кВт·ч, для двух ступеней – $0,8 \div 1,1$ кВт·ч на 1000 м^3 газа.

Таким образом, если учесть дополнительный расход электроэнергии на подачу газа потребителям, окажется, что общий расход электроэнергии при электрической очистке газа значительно меньше, чем при очистке с помощью дезинтеграторов Тейзена. Однако стоимость сооружения электрофильтров и их оборудование на небольших газогенераторных станциях обходится дороже, вследствие чего в отношении капитальных и эксплуатационных расходов они дают все преимущества лишь с известного предела мощности установки, который определяется местными условиями и требованиями, предъявляемыми к газу. Во всяком случае применение электроочистки газа на малых установках почти всегда оказывается нерентабельным.

Электрофильтры устанавливаются как в помещениях, так и на открытом воздухе. В последнем случае они отепляются путем покрытия термоизоляцией, благодаря чему избегается сильное охлаждение газа и конденсация водяных паров.

По сравнению с другими методами очистки генераторного газа электрофильтры отличаются большей взрывоопасностью, так как в них всегда возможно появление искры или пробоя. Поэтому вопрос о плотности системы и подсосе воздуха приобретает особое значение, вследствие чего необходимо самое тщательное наблюдение за состоянием газовой аппаратуры и газопроводов, составом газа и режимом давления в системе. Это тем более необходимо потому, что при наличии электрического поля и коронного разряда газ может взрываться даже в тех случаях, когда количество свободного кислорода будет несколько меньше взрывоопасной концентрации. По этой же причине перед включением в работу электрофильтры должны быть тщательно продуты.

д) Смоляное хозяйство. Обезвоживание и транспорт смолы

Смола, получаемая на газогенераторных установках, в зависимости от режима работы и способов улавливания содержит то или иное количество воды.

При работе с температурой газа выше точки росы содержание влаги в смоле, выпадающей в смолоуловительных устройствах, обычно невелико. Наоборот, при работе с температурой газа около точки росы, а иногда, как это бывает на практике при газификации очень влажных топлив, и ниже точки росы, смола всегда получается в сильно обводненном состоянии.

Для грубого отделения смолы от воды обычно прибегают к отстою. Отстой производится в круглых и прямоугольных ямах, снабженных у дна железным обогревательным змеевиком. Подогрев способствует отделению смолы от воды и кроме того необходим для разжижения смолы при ее откачке. Продолжительность отстоя воды от смолы обычно составляет $1,5 \div 2,5$ часа. Отстоявшаяся смола перепускается или перекачивается в другой отстойник, а вода переливается при помощи сифона во вторую яму, из которой или спускается в канализацию или после охлаждения на градирне снова подается на скрубберы.

Весьма часто воды, содержащие смолистые вещества, пропускаются с малой скоростью через смолоотстойные ямы, имеющие ряд отделений, из которых производится удаление отстоявшейся смолы. Однако кратковременным отстоем редко удается понизить содержание влаги в смоле ниже $20 \div 25\%$. Более длительный отстой обычно уменьшает содержание влаги лишь на несколько процентов. При необходимости получения товарной смолы с малым содержанием влаги обычно прибегают к увеличению удельного веса воды за счет прибавления растворов поваренной, глауберовой и других солей или же к понижению удельного веса смолы за счет разбавления ее легкими смоляными фракциями.

На практике обычно пользуются первым способом как более экономичным. “Отсаливание” производится в мешалках или в отстойниках, снабженных

размешивающими приспособлениями. После того как солевой раствор и смола достаточно хорошо смешались, производится их отстаивание при одновременном подогреве смеси. Путем “отсаливания” и последующего отстоя можно значительно снизить содержание влаги в смоле – до 5÷6% и ниже. Отстоявшийся солевой раствор может быть употреблен после соответствующего укреплений для “отсаливания” следующих, порций смолы. Некоторые виды смол склонны образовывать с водой чрезвычайно стойкие эмульсии весьма трудно поддающиеся разрушению, чему способствует наличие пыли, играющей роль эмульгатора. Поэтому такие смолы не поддаются обезвоживанию обычными

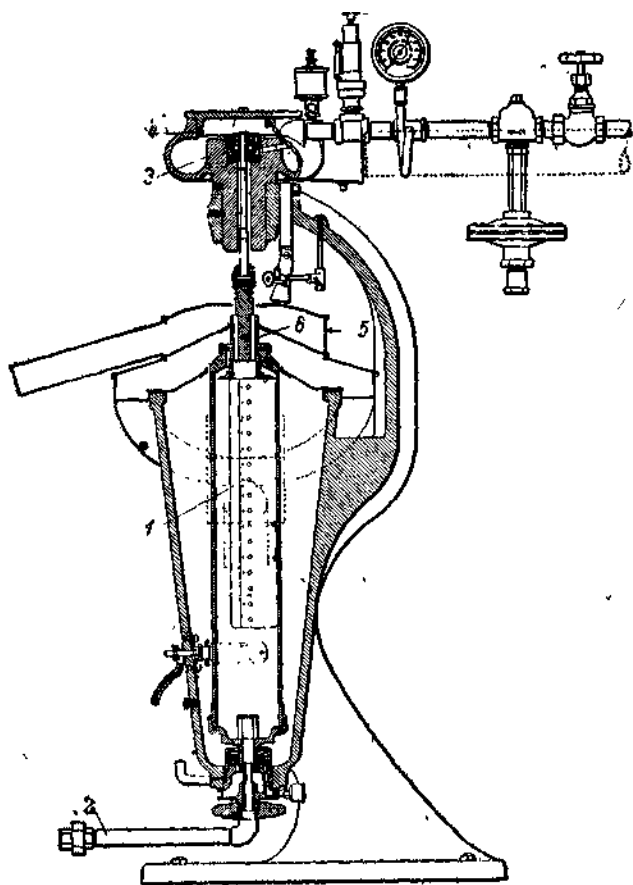


Рис. 280. Центрифуга для обезвоживания смолы.

1 – полный резервуар, 2 – труба для подвода смолы, 3 – шариковый подшипник, 4 – паровая турбина, 5 – камера для отделенной воды, 6 – смоляная камера.

способами и требуют применения специальных методов. Одним из них является обработка водной смолы серной кислотой, разрушающей эмульсии. Хорошие результаты дает механический способ обезвоживания смолы при помощи центрифуг.

На рис. 280 показана, центрифуга фирмы Шарплс (Sharplс Speciality Company, США), с успехом применявшаяся для обезвоживания смолы, полученной из газа Монда.

Центрифуга состоит из вращающегося полого резервуара 1, подвешенного вертикально на шариковом подшипнике 3 и соединенного с паровой турбиной 4, делающей 17000 оборотов в минуту. Смола подводится к нижнему концу резервуара по трубе 2. При вращении под действием центробежной силы тяжелая смола отделяется от воды, образуя вокруг нее, если так можно сказать, смоляной цилиндр. Вода выдвигается в камеру 5, смола – в камеру 6. Сепарация смолы с удельным весом 1,05, полученной в генераторе с низкой температурой отходящего газа, происходит при начальном содержании воды в 35% в несколько минут; получающаяся смола содержит от 1 до 2% влаги.

Для откачки смолы из хранилищ обычно пользуются плунжерными или поршневыми насосами с паровым или электрическим приводом. В некоторых случаях могут быть также применены центробежные насосы, рассчитанные для перекачки вязких жидкостей. Перед откачкой смола разогревается до такой температуры, при которой она становится легкоподвижной. Разогрев производится при помощи змеевиков, обогреваемых паром и уложенных по дну ямы или окружающих всасывающую трубу насоса. При смолах, содержащих кислоты (древесная, торфяная смола), железные змеевики сильно корродируются и нуждаются в частой смене. Поэтому нередко применяются змеевики, выполненные из чугуновых труб. Для предотвращения застывания смолы в трубопроводах, в странах с холодным климатом параллельно смолопроводам укладывается паропровод, заизолированный совместно со смолопроводом. Иногда при достаточно больших диаметрах смолопровода обогревательный паропровод укладывается внутри него. Смоляные лотки, по которым смола от смолоулавливающих аппаратов поступает в смоляные ямы, нередко снабжаются

обогревательными паровыми трубами, уложенными по дну лотков. Лотки обычно выполняются бетонными или деревянными и имеют значительный уклон до 1/25.*

***4. ВЫДЕЛЕНИЕ ВЛАГИ И ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА**

а) Способы осушки (охлаждения) газа

В получаемом генераторном газе всегда содержится то или иное количество водяных паров. В зависимости от рода топлива, его влажности и способа газификации содержание водяных паров в газе колеблется в чрезвычайно широких пределах. Так, при газификации маловлажных топлив (антрацит, кокс, каменные угли) количество водяных паров в генераторном газе составляет от 30 до 80 г/м³, при газификации топлив с большой влажностью (бурые угли, торф, дрова) от 200 до 400 г/м³, доходя в отдельных случаях до 600 г/м³. Если в первом случае выделение влаги далеко не обязательно и может повести (за счет потери физического тепла) к понижению температуры горения газа, то при газификации топлив с большой влажностью выделение влаги почти во всех случаях является обязательным.

Лишь для небольших установок (когда это позволяет работа потребителя) можно по соображениям простоты и дешевизны не осушать газ и снабжать печи горячим, влажным газом.

Выделение влаги из газа может быть произведено несколькими способами:

- 1) охлаждением воздухом,
- 2) охлаждением водой,
- 3) глубоким охлаждением,
- 4) удалением влаги химическими поглотителями.

Глубокое охлаждение газа, под которым понимается охлаждение до температуры не ниже 0°, позволяет почти полностью освободить газ от влаги, что особенно важно в случае необходимости транспорта газа на далекие расстояния. Это охлаждение достигается или путем орошения газа холодной водой, предварительно охлажденной в специальных холодильниках, или компрессией газа. И тот и другой способы дороги и обычно не применяются для осушки генераторного газа как низкокалорийного и мало транспортабельного.

Удаление влаги при помощи химических поглотителей применяется преимущественно на газовых заводах Америки и Англии. Для этой цели пользуются глицерином, дымящейся серной кислотой, хлористым кальцием, роданистым натрием и другими препаратами. Для осушки генераторного газа химические способы, как правило, не применяются.

Охлаждение газа воздухом находит себе применение лишь при небольших объемах охлаждаемого газа. Вследствие того, что коэффициент теплопередачи от газа к воздуху невелик, необходимая поверхность нагрева получается большой, а сами холодильники слишком громоздкими. Поэтому на газогенераторных станциях этот способ находит весьма ограниченное распространение.

Простейшим типом воздушного холодильника являются надземные газопроводы. Теплоотдача газа в газопроводах тем интенсивнее, чем меньше диаметр газопровода, чем больше разность температур между газом и воздухом, чем больше скорость движения газа, чем холоднее окружающий воздух и чем длиннее газопроводы. Для удаления выпадающей влаги газопроводам придают некоторый уклон и в нижних точках помещают трубы для стока конденсата.

Трубчатые воздушные холодильники просты по конструкции и не требуют никакого ухода, за исключением периодической окраски для предохранения от коррозии. Однако они обладают существенным недостатком, так как эффективность их работы находится в зависимости от температуры окружающего воздуха. Особенно плохо работают такие холодильники в жаркое время года, вследствие чего очень часто их

снабжают оросительными устройствами, которые включаются в работу преимущественно летом. Введение наружного орошения позволяет улучшить условия теплообмена через разделительную стенку и увеличить скорость движения газа. Более эффективными являются так называемые холодильники кольцевого типа, работающие на принципе противотока и состоящие из двух концентрически расположенных труб, причем газ обычно проходит по кольцу, а воздух по внутренней трубе. Как уже упоминалось, воздушные холодильники в силу их громоздкости не нашли применения в обычной газогенераторной практике.

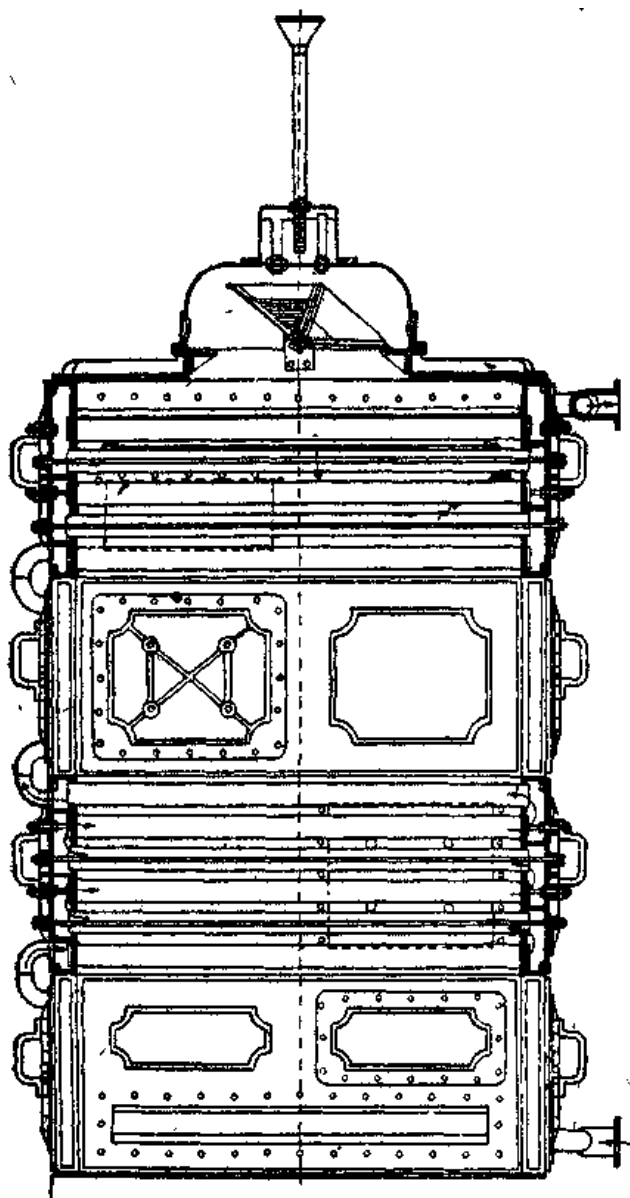


Рис. 281. Холодильник Рейттера с горизонтальным расположением труб.

В громадном большинстве случаев для охлаждения газа применяются водяные холодильники. Все существующие типы водяных холодильников можно разделить на две большие группы:

- 1) поверхностные холодильники и
- 2) холодильники непосредственного смешения.

Холодильники первой группы выполняются двух типов: 1) газотрубные, в которых охлаждаемый газ движется по трубам, а охлаждающая вода – в межтрубном пространстве, и 2) водотрубные, с движением воды по трубам и газа – в межтрубном пространстве.

Газотрубные холодильники применяются, преимущественно в тех случаях, когда охлаждаемый газ содержит пыль и смолу, выпадающие при охлаждении и загрязняющие поверхности теплообмена. Очистка труб от выпавших веществ в этом случае легче и проще, чем при движении газа в межтрубном пространстве. Однако газотрубные холодильники менее эффективны по сравнению с водотрубными, в которых условия для теплообмена более благоприятны. (Поперечный поток газа, большая поверхность нагрева с газовой стороны, меньшее влияние пленки конденсирующихся паров воды, смолы и других веществ). Обычно в поверхностных холодильниках вода и газ движутся в противотоке, причем скорость движения газа редко превышает 1 м/сек , а скорость охлаждающей воды принимается от $0,01$ до $0,40 \text{ м/сек}$.

Диаметр труб в вертикальных водотрубных холодильниках обычно берется от 35 до 75 мм , в газотрубных – не менее 50 мм . При этом длина труб выбирается в $70 \div 80$ раз больше их диаметра.

Трубы располагаются не слишком тесно, так как в противном случае возможно засорение и забивание холодильника. По Мейду (А. Mead), трубы следует располагать таким образом, чтобы они занимали от 18 до 25% площади поперечного сечения холодильника [185]. Отношение высоты к диаметру холодильника обычно принимают в

пределах от 2 до 5. Для представления о том, какую поверхность охлаждения позволяют получать водотрубные холодильники, ниже приводятся данные, относящиеся к холодильникам с диаметрами от 0,75 до 3,00 м.

Так, для холодильников с диаметром 0,75, 1,00, 1,20, 1,40 и 1,50 м соответственные поверхности охлаждения при высоте 3 м будут 18,5, 36,5, 54,0, 72 и 100 м², а приращения поверхности за счет увеличения высоты на один метр – 6,0, 11,8, 17,6, 23,5 и 32,8 м². Помимо вертикальных водотрубных холодильников применяются холодильники и с горизонтальным расположением труб, в которых газовый поток проходит в направлении, перпендикулярном к трубам.

Водотрубные холодильники с горизонтально расположенными трубами изготавливаются обычно прямоугольной формы и состоят из отдельных секций. Одна из конструкций таких холодильников, конструкция Рейттера (Reutter), показана на рис. 281, из которого видно, что газ и вода идут “в противотоке”, причем вода проходит последовательно все секции. В том случае, когда газ поступает в холодильник без предварительной очистки, для предотвращения забивания секций смолой и пылью трубы снаружи могут орошаться водой из оросительного устройства, помещенного наверху холодильника. Холодильники этого типа получили широкое распространение на газовых заводах и изготавливаются многими фирмами. Сравнительная характеристика секций холодильников, выполняемых немецкими фирмами Пинч, Бамаг и Циммерман и Янзе, приведена в таблице 135. Достоинством поверхностных холодильников является

Таблица 135. Сравнительные данные по габаритам и поверхностям охлаждения одной секции холодильников Рейттера.

Фирма Пинч				Фирма Бамаг				Фирма Циммерман и Янзе			
Высота мм	Ширина мм	Длина мм	Поверхность охлаждения м ²	Высота мм	Ширина мм	Длина мм	Поверхность охлаждения м ²	Высота мм	Ширина мм	Длина мм	Поверхность охлаждения м ²
900	1010	1200	23	690	910	910	105	1000	920	920	17,5
900	1310	1500	35	690	1350	1350	23,0	1000	1300	1450	39,0
900	1610	1800	54	690	1680	1680	36,0	1000	1680	1750	59,0
900	2000	2000	76	690	2010	2010	53,0	1000	2000	2000	80,0

возможность получения сконденсировавшейся в них смолы с небольшим содержанием влаги, причем охлаждающая вода остается незагрязненной, благодаря чему не требуется больших отстойных ям. Это же обстоятельство имеет чрезвычайно существенное значение и с точки зрения очистки получающихся сточных вод, так как при работе с поверхностными холодильниками количество их невелико. Тем не менее поверхностные холодильники сравнительно редко применяются на газогенераторных установках как вследствие их большой стоимости, так и громоздкости.

Охлаждение газа в холодильниках непосредственного смешения происходит на поверхностях соприкосновения газа и воды, причем такими поверхностями являются или поверхности капель воды или поверхности твердых тел, служащих заполнением объема холодильников.

Все холодильники такого рода в зависимости от их конструкции и способа охлаждения газа можно подразделить на следующие группы:

- 1) холодильники с насадкой,
- 2) безнасадочные холодильники с устройствами, распыливающими воду,
- 3) каскадные холодильники и
- 4) центрифугальные холодильники типа Фельда.

В холодильниках первого типа развитая поверхность охлаждения достигается за счет заполнения их насадкой, через которую проходит газ и которая в свою очередь

орошается водой, в холодильниках второго типа – путем мельчайшего распыления охлаждающей воды при помощи специальных форсунок, в каскадных холодильниках – путем многократного перетекания водяных потоков с одной перегородки на другую и, наконец, в центрифугальных холодильниках – благодаря механическому разбрызгиванию воды при помощи специальных устройств.

Если температура поступающего газа выше температуры точки росы содержащихся в нем водяных паров, он охлаждается главным образом за счет испарения орошающей воды вплоть до достижения состояния насыщения. Далее процесс охлаждения происходит за счет диффузии водяных паров к воде и теплопередачи газа путем конвекции и теплопроводности. Отдача тепла газом охлаждающей воде будет тем выше, чем больше скорость движения газа, чем выше температура входящего газа и, в некоторых пределах, чем больше плотность орошения. Кроме того на интенсивность теплообмена значительно влияет и характер движения газа. Так, при турбулентном движении коэффициенты теплопередачи значительно выше, чем при движении ламинарном.

Холодильники с насадкой. Холодильники с насадкой представляют собой обычно круглые, реже прямоугольные башни, заполненные телами, имеющими большую поверхность. На рисунке 282 представлены два холодильника этого типа наиболее распространенной конструкции.

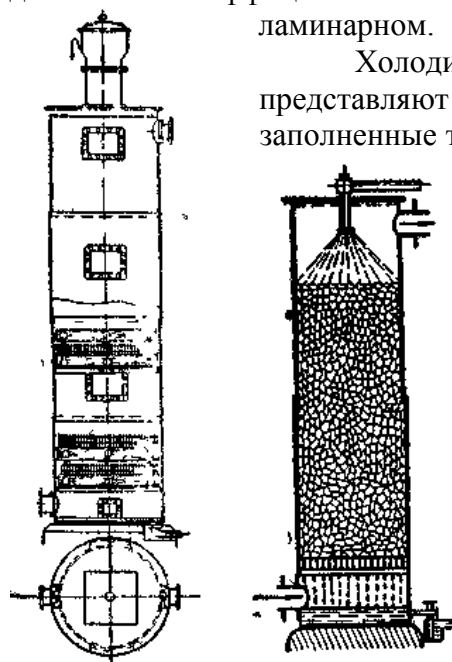


Рис. 282. Холодильники с насадкой.

Охлаждаемый газ поступает в нижнюю часть холодильника и, поднимаясь вверх, проходит через насадку, постоянно меняя свое направление и тесно соприкасаясь со стекающей по насадке водой. Охлаждающая вода подается в верхнюю часть холодильника, причем ее равномерное распределение достигается при помощи ряда форсунок или сопел, расположенных по всему сечению холодильника, или при помощи разбрызгивающих устройств самой разнообразной конструкции. При подаче загрязненной воды, т.е. при работе холодильников с замкнутым водяным циклом, во избежание засорения применяются простейшие конструкции разбрызгивающих устройств. В подобных случаях весьма часто применяют систему разбрызгивания

воды, принятую в градирнях, т.е. разбивание вытекающей из трубки струи воды о тарелку или систему корыт с зазубренными краями, при переливе через которые вода стекает в виде ряда отдельных струек. В качестве насадки для заполнения холодильников применяют кокс, кварц, кольца Рашига, деревянную хордовую насадку и другие. Особенно часто применяются два последние вида насадок. Данные, характеризующие указанные типы насадок, приведены в таблице 136, в которой, помимо поверхностей, образуемых насадками, помещены также свободные объемы и веса заполнения в расчете на 1 м^3 .

Насадка тем лучше, чем больше ее поверхность контакта, чем больше свободный объем, чем меньше гидравлическое сопротивление проходу газа и, наконец, чем меньше вес. Последнее обстоятельство имеет существенное значение для облегчения конструкции и эксплуатационных удобств. Как видно из таблицы, наибольшая поверхность и свободный объем создаются кольцами Рашига, и с этой точки зрения они являются наиболее благоприятным типом насадки. Однако кольца Рашига создают большое гидравлическое сопротивление и легко забиваются при работе на смолистом неочищенном газе. Кольца Рашига обычно не укладываются, а наваливаются, так как практика показала, что при этом работа холодильников несколько не ухудшается, в то

Таблица 136. Характеристика различных насадок.

Наименование насадки	Количество элементов в 1 м ³ объема	Поверхность, образуемая 1 м ³ заполнения в м ²	Свободный объем	Вес 1 м ³ заполнения, в кг
Кокс 75 мм	—	41,0	0,58	500
Кокс 150 мм	—	19,0	0,59	430
Кварц 50 мм	—	63,0	0,45	1420
Кварц 150 мм	—	21,0	0,44	1440
Кольца Рашига керамиковые:				
15×15 мм	210000	369,0	0,74	750
25×25 мм	52000	220,0	0,81	650
40×40 мм	13250	115,0	0,68	720
50×50 мм	5750	92,0	0,75	625
75×75 мм	1700	62,0	0,74	610
Деревянная хордовая насадка;				
12,5×100×25 мм	265	61,0	0,67	200
12,5×100×50 мм	160	36,0	0,69	190
25×100×25 мм	200	50,0	0,50	300
25×100×50 мм.	130	33,0	0,65	210
25×150×25 мм	130	46,0	0,50	300

время как укладка их правильными рядами является чрезвычайно трудоемким процессом. Хордовая насадка состоит из деревянных решеток, составленных из реек обычно прямоугольного сечения толщиной 12÷25 мм и высотой 100÷150 мм. Расстояние между рейками колеблется от 25 до 50 мм. Решетки в холодильниках укладываются таким образом, чтобы рейки одного ряда лежали перпендикулярно к рейкам другого. Благодаря такому способу укладки путь газа увеличивается и условия охлаждения улучшаются. Для обеспечения равномерного стекания воды по всей длине рейки в нижней ее части делают зубчатые вырезы. Иногда для увеличения поверхности орошения применяются треугольные рейки. Деревянная хордовая насадка, создавая меньшую поверхность орошения и значительно уступая в этом отношении кольцам Рашига, имеет перед последними то преимущество, что она оказывает меньшее гидравлическое сопротивление движению газа и меньше засоряется. Поэтому при работе на загрязненном газе обычно предпочитают заполнять холодильники не кольцами Рашига, а хордовой насадкой. Кокс и кварц создают гидравлическое сопротивление большее, чем хордовая насадка, и в этом отношении значительно уступают последней. В холодильниках насадка обычно располагается отдельными секциями с промежутками между ними для возможности осмотра и, в случае необходимости, ее замены.

Часто в верхней части холодильника выше разбрызгивающего устройства помещают секцию неорошаемой насадки, служащей для улавливания капель влаги, механически унесенной газом. Само собой разумеется, что это делается лишь в тех случаях, когда за холодильником нет других охладителей, в которых газ снова увлажняется.

При работе на грязном смолистом газе насадка, особенно кокс и кольцам Рашига, значительно засоряется, вследствие чего сопротивление проходу газа резко увеличивается.

Одной из радикальных мер борьбы с засмолением насадки является пропаривание ее при помощи острого пара. Пропаривание может производиться без выключения холодильника из системы, но с прекращением подачи воды. Скорость газа в сечении, заполненном насадкой, т.е. действительная скорость, составляет обычно от 0,5 до 1,0 м/сек.

Скорость движения воды также имеет свой максимум, выше которого наступает

переполнение насадки, сильно возрастает гидравлическое сопротивление, а условия теплопередачи ухудшаются. Верхним пределом интенсивности, орошения для различных типов насадок обычно считают $15 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$. По Розебаугу [186], для деревянной хордовой насадки с промежутками между рейками 12,5 и 25 мм максимум орошения соответствует 7,5 и 10 л/мин на погонный метр ребра насадки.

Гидравлическое сопротивление любой насадки зависит от: 1) скорости газа, 2) удельного веса газа, 3) плотности орошения, 4) вида насадки и размера элементов, 5) степени шероховатости насадки, 6) вязкости газа и орошающей жидкости. Основное влияние на величину сопротивления оказывают первые четыре фактора, влияние двух последних незначительно.

Ранее уже было отмечено, что одним из видов насадок, применяемых в газогенераторной практике и создающих большое сопротивление прохождению газа, являются кольца Рашига.

Мах предложил [187] для определения потери давления в холодильнике, заполненном кольцами Рашига, следующие эмпирические формулы, выведенные на основе лабораторных опытов:

для неорошаемой насадки из колец Рашига $8 \times 8 \text{ мм}$

$$\Delta p = 142 \cdot w^{1,82} \cdot h \text{ мм вод. ст.}$$

для неорошаемой насадки из колец Рашига $15 \times 15 \text{ мм}$

$$\Delta p = 67 \cdot w^{1,82} \cdot h \text{ мм вод. ст.}$$

для неорошаемой насадки из колец Рашига $25 \times 25 \text{ мм}$

$$\Delta p = 33 \cdot w^{1,88} \cdot h \text{ мм вод. ст.,}$$

где w – средняя скорость газа в сечении, заполненном насадкой, и h – высота слоя насадки в метрах.

При орошении насадки потери давления значительно возрастают с увеличением плотности орошения (см. таблицу 137), причем это возрастание неодинаково для колец различных размеров. Так, для колец $8 \times 8 \text{ мм}$ потери давления при плотности орошения в $12 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$ почти в три раза превышают, потери давления при сухой насадке, в то время как для колец $25 \times 25 \text{ мм}$ потери увеличиваются менее, чем в два раза.

Таблица 137. Зависимость потери давления от плотности орошения (по Маху).

Тип насадки	Плотность орошения				
	$1 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	$2 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	$4 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	$8 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	$12 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{час}$
Фарфоровые кольца Рашига размером $8 \times 8 \text{ мм}$	$222 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$250 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$286 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$390 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$471 \cdot w^{1,82} \cdot h$
Фарфоровые кольца Рашига размером $15 \times 15 \text{ мм}$	$89 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$104 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$114 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$130 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$150 \cdot w^{1,82} \cdot h$
Фарфоровые кольца Рашига размером $25 \times 25 \text{ мм}$	$42 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$44,2 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$46,5 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$51 \cdot w^{1,82} \cdot h$	$57 \cdot w^{1,82} \cdot h$

Влияние вязкости газа на величину потери давления в общем незначительно; даже для самых вязких газов оно не превышает 15% по сравнению с воздухом. Приведенные формулы для определения потерь давления в насадке из колец Рашига относятся к случаю чистой насадки, при сильно загрязненной потере давления могут быть во много раз большими.

Что касается до сопротивления деревянной хордовой насадки, то оно, как показывает опыт, весьма невелико и обычно бывает меньше 1 мм вод. ст. на один метр высоты. Таким образом общее сопротивление скруббера, заполненного насадкой, редко превышает 15÷20 мм и обычно составляет от 5 до 10 мм.

Безнасадочные скрубберы с форсунками. Достоинством безнасадочных холодильников является простота их конструкции и чрезвычайно малое сопротивление, оказываемое движущемуся газу. Поэтому эти холодильники начинают находить все большее и большее применение на газогенераторных установках. Большая поверхность соприкосновения между газом и охлаждающей водой достигается здесь путем мельчайшего разбрызгивания подаваемой воды при помощи форсунок, число систем которых довольно велико. Принцип действия громадного большинства из них основан на том, что вода, подаваемая под значительным давлением (до 5 ат), приобретает в форсунке вращательное движение, благодаря которому выходящая струя под действием центробежной силы разбивается на мельчайшие капли. Получаемая степень размельчения столь велика, что поверхность соприкосновения газа и воды может достигать 100 м² и более на 1 м³ объема холодильника. Некоторые из форсунок предназначены для работы на чистой воде, другие могут работать на воде, загрязненной пылью и смолистыми примесями, и имеют соответствующие приспособления для легкой чистки.

На рис. 283 дана зависимость производительности некоторых типов форсунок от давления воды [188].

Если форсунки устанавливаются только в верхней части холодильника, то в нижней его части, вследствие укрупнения капель воды, условия теплопередачи ухудшаются. Поэтому очень часто форсунки ставят в различных местах по высоте холодильника, и в большинстве случаев так, чтобы выходящая струя имела направление вверх. В некоторых случаях форсунки устанавливают горизонтально, благодаря чему охлаждаемый газ проходит через ряд завес из мелко распыленной воды. Холодильники этого типа работают достаточно эффективно, просты по устройству и дешевы в изготовлении, однако требуют повышенного расхода энергии на подачу охлаждающей воды и при работе на загрязненном газе не задерживают в достаточной мере смолу и пыль. Поэтому главное применение они получили в качестве предварительных охладителей грязного газа (форкюлеры) или холодильников окончательной осушки уже очищенного газа.

Каскадные холодильники. Охлаждение газа в каскадных холодильниках происходит многократной промывкой газового потока, постоянно меняющего свое направление, водой, перетекающей с одной перегородки на другую.

Рисунок 284 изображает каскадный холодильник Даусона и Мэйсона в том виде, как он применяется на генераторах для древесных отбросов. Круглый или прямоугольный стояк В снабжен двумя вертикальными перегородками А, к которым приклепаны или

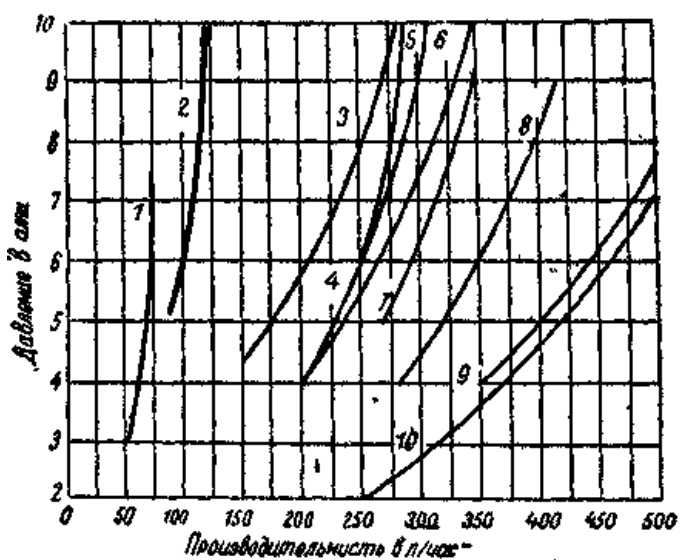


Рис. 283. Зависимость производительности различных типов форсунок от давления воды.
1 — Козн малой производительности и Трейера, d сопла — 0,8 мм; 2 — Григорьева, d сопла — 1,5 мм; 3 — Верморели, d сопла — 1,8 мм; 4 — Григорьева, d сопла — 2,5 мм; 5 — Козн высшей производительности; 6 — винтовая Варганова, d сопла — 3,5 мм (сталь); 7 — винтовая Варганова, d сопла — 3,5 мм (бронза); 8 — Бабкок-Вилькокс, d сопла — 3,5 мм; 9 — Бабкок-Вилькокс, d сопла — 3,625 мм; 10 — Григорьева, d сопла — 3,625 мм.

приварены наклонные листы *F*. Газ поступает из генератора через штуцер *G*, опускается к низу стояка в пространстве за перегородкой *A* и затем зигзагами поднимается вверх

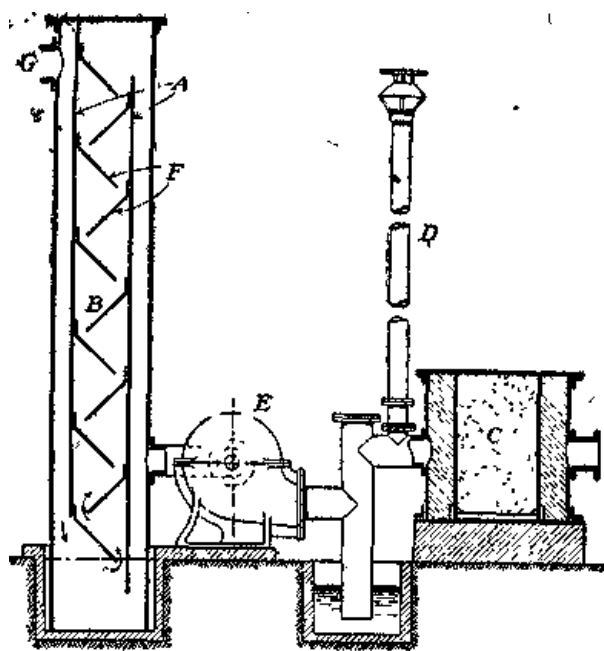


Рис. 284. Каскадный холодильник Дausона и Мейсона.

A – перегородки, *B* – стояк, *C* – каплеуловитель-фильтр, *D* – свеча, *E* – механический смолоотделитель, *F* – наклонные листы, *G* – вход газа.

между пластинами *F*, где промывается водой, стекающей последовательно с перегородки на перегородку в противоток газу. Всякого рода примеси, содержащиеся в газе, как пыль, смола и другие, отлагаясь на перегородках, смываются водой и уносятся ею в бетонный водяной затвор, расположенный под стояком.

По выходе из каскадного холодильника газ проходит механический смолоотделитель *E* и сухой скруббер *C*, наполненный опилками, и далее, уже очищенным и охлажденным, направляется потребителям.

Рис. 285 показывает другой тип каскадного холодильника, применяемый в соединении с генератором Уэлса (рис. 122). Описанные конструкции каскадных холодильников обладают тем недостатком, что в них не может быть обеспечено равномерное распределение воды в форме завес по всей высоте холодильника. От этого недостатка свободны холодильники с концентрическими водораспределительными

устройствами, как в холодильнике Лимна, показанном на рис. 286. Этот холодильник состоит из железного кожуха *A*, внутри которого приделан ряд усеченных конусов *B*,

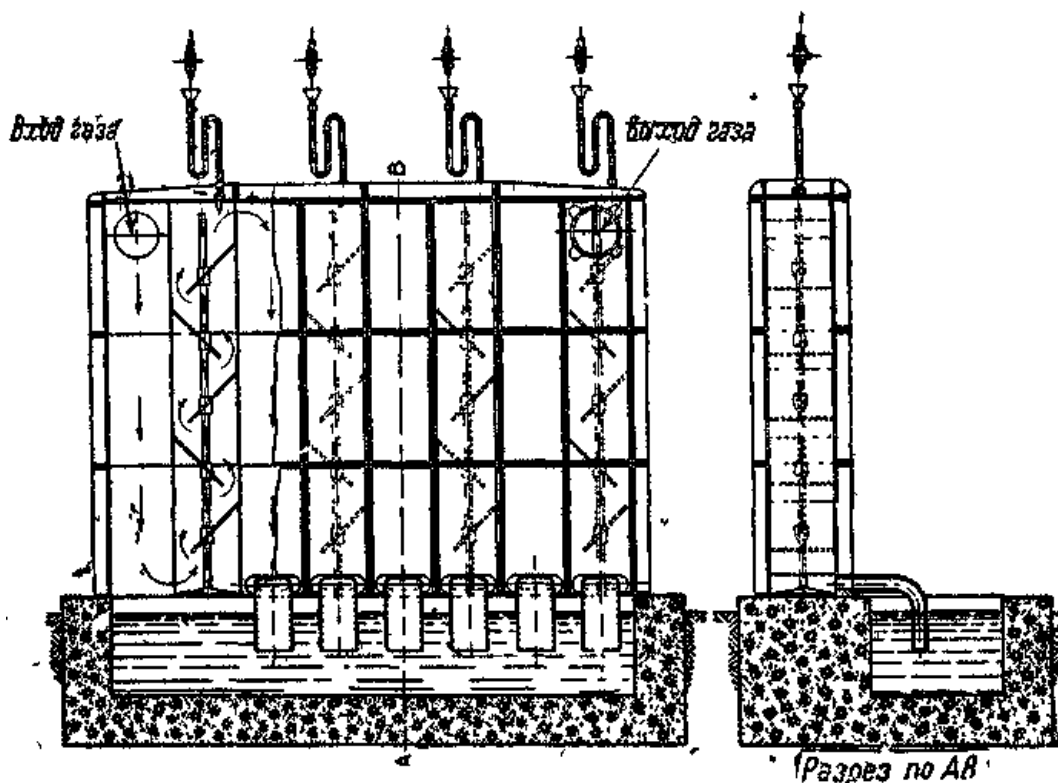


Рис.285. Установка каскадного холодильника.

размещенных попеременно с соответствующий рядом дисков *C*, насаженных на валу. Газ поступает в холодильник по штуцеру *E*, а вода или иная промывающая жидкость по трубе *G*. Ниспадая под действием силы тяжести попеременно с дисков на конуса и с конусов на диски, промывающая жидкость образует тонкие завесы на всей высоте холодильника и смывает отлагающиеся на поверхностях смолы, пыль и другие примеси, содержащиеся в газе.

В первоначальных конструкциях, примененных А. Х. Лимном при очистке газа из битуминозного угля, эти холодильники были механического типа [189]. Вал *D* устраивался вращающимся, а усеченные конуса *B* делались с внутренним диаметром, равным диаметру распределительных дисков *C*, с тем расчетом, чтобы вода не сливалась непосредственно на дно холодильника. Однако оказалось, что скорость движения газа гораздо более действенна в смысле очистки и охлаждения, чем вращение дисков. Поэтому впоследствии стали применяться холодильники с неподвижными дисками. Как показала практика, холодильники Лимна могут строиться на производительности до 60000 м³ холодного газа в час, так как необходимое время соприкосновения в них газа и жидкости гораздо меньше, чем в скрубберах, заполненных насадками различного типа.

По данным Пауэр Газ Корпорейшен при работе холодильника Лимна производительностью 7100 м³/час, предназначенного для очистки и охлаждения газа от пыли, были получены следующие результаты, помещенные в таблице 138. Средний состав очищаемого газа был: СО₂ – 6,6%, СО – 23,5%, СН₄ – 1,2%, Н₂ – 20,4% и N₂ – 48,3%.

На рис. 287 показан холодильник Лимна с дырчатыми экранами *B*. Газ из генератора поступает в холодильник через штуцер *C*, устроенный наклонным из тех соображений, чтобы, во-первых, газ ударялся при входе о поверхность воды в бетонном гидравлическом затворе

Таблица 138. Характеристика работы холодильника Лимна.

Расход газа м ³ /час	Расход воды л/час	Температура газа		Температура воды		Количество пыли в газе г/м ³	
		Вход	Выход	Вход	Выход	Вход	Выход
10000	44800	295	13	10	35,5	0,484	0,012
5000	12300	307	17	12	48	0,560	0,014

обеспечивает лучшее удаление выделяющихся смол, пыли и грязи. Наверху промывателя помещается ряд концентрических дырчатых экранов *B*, пройдя которые газ поступает в отводной штуцер.

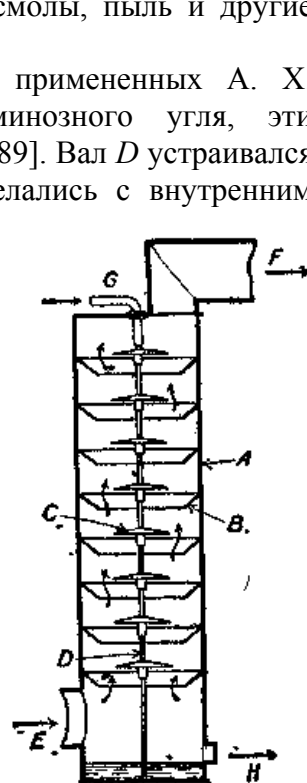


Рис. 286.
Холодильник Лимна.
A – кожух холодильника, *B* – усеченные конуса, *C* – диски, *D* – вал, *E* – вход газа, *F* – выход газа, *G* – подвод воды, *H* – сток воды.

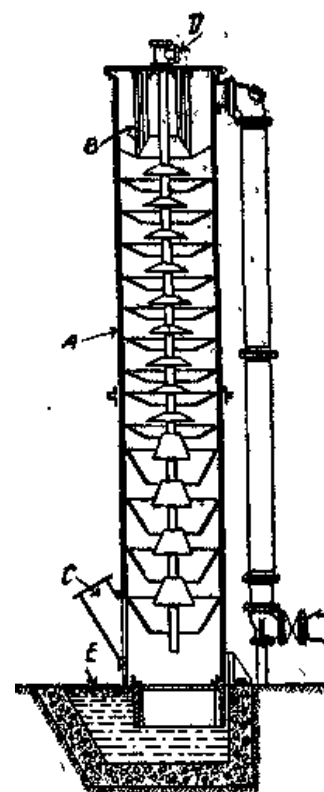


Рис. 287.
Холодильник Лимна с сетчатыми экранами.
A – кожух холодильника, *B* – сетчатый экран, *C* – подвод газа, *D* – подвод воды, *E* – гидравлический затвор.

и, во-вторых, газопровод неочищенного газа оставался бы чистым. Особенностью этой конструкции является различный угол наклона конусов и дисков, что безусловно

Экраны имеют то же назначение и несколько напоминают дырчатые цилиндры, применяемые в смолоочистителях “Пелуз”.

Центрифугальные скрубберы. Центрифугальный скруббер Фельда, представленный на рис. 288, состоит из ряда промывательных отделений, расположенных друг над другом и разделенных горизонтальными перегородками, имеющими отверстия для прохода газа. В каждом из отделений помещено разбрызгивающее устройство, состоящее из конических элементов и вращающееся на общем вертикальном валу, проходящем через весь скруббер. При вращении вода поднимается под действием центробежной силы по наклонным поверхностям конусов и, разбрызгиваясь, образует ряд водяных завес, через которые проходит газ. Скорость вращения вала колеблется в пределах от 90 до 120 оборотов в минуту, причем интенсивность охлаждения газа тем выше, чем быстрее вращается вал, т.е. чем лучше разбрызгивается вода.

Расход электроэнергии зависит от производительности скруббера и колеблется в пределах от 0,7 до 2,0 кВт·ч на 1000 м³ газа для скрубберов с производительностью соответственно в 90000 м³/час и 4000 м³/час. Помимо скрубберов Фельда существует еще целый ряд конструкций сходного типа с вертикально и горизонтально расположенными камерами и с различными способами распыления воды.

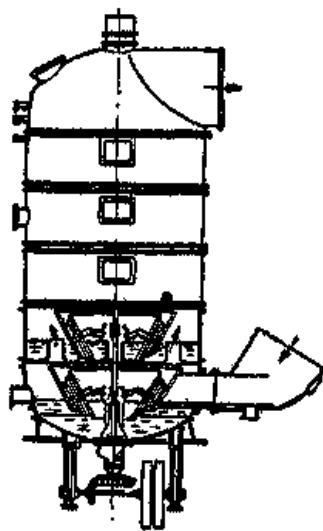


Рис. 288.

Центрифугальный
холодильник Фельда.

Достоинством центрифугальных скрубберов является их большая производительность и хорошее охлаждение газа. Однако они обладают и существенными недостатками, к которым следует отнести сложность конструкции и значительный расход электроэнергии на разбрызгивание воды, что влечет за собой увеличение общей стоимости очистки и охлаждения газа.

б) Каплеуловители

Как уже указывалось при описании холодильников с орошаемой насадкой, в некоторых случаях над разбрызгивающим устройством помещается одна или несколько секций сухой насадки для задержания влаги, механически увлеченной газом. Однако для этой цели в большинстве случаев применяют отдельные небольшие скрубберы-каплеуловители, которые устанавливают после газодувок. Заполнением для этих скрубберов могут служить деревянная хордовая насадка, кольца Рашига, кокс, стружки, опилки и другие материалы, создающие постоянное изменение скорости и направления движения газа.

в) Расход воды на охлаждение газа

Расход воды на охлаждение газа в холодильниках непосредственного смешения зависит от начальной температуры газа, требуемой степени охлаждения, влагосодержания газа, конструкции холодильника, а также и от того, какая вода применяется для охлаждения: проточная или циркуляционная. При охлаждении проточной водой расход ее, как правило, значительно меньше, чем при охлаждении циркуляционной водой, что объясняется исключительно более низкой начальной температурой охлаждающей проточной воды. При охлаждении газа, полученного из сильно влажных топлив (торф, древесина, бурые угли), расход воды составляет обычно от 7 до 12 литров на кубический метр газа. При охлаждении антрацитового газа – 4,5÷6,0 л/м³. Однако нужно иметь в виду, что приведенные цифры в большой мере определяются конструкцией скруббера и принятой системой охлаждения газа. В качестве примера можно указать, что в Америке расход воды на газогенераторных установках, работающих на каменном угле с высокой температурой отходящего газа, доходит почти до 21 л/м³ [190]. *

5. УЛАВЛИВАНИЕ АММИАКА.

Объемная концентрация аммиака в неочищенном генераторном газе (с содержанием водяного пара при температуре насыщения $60\div 80^\circ \text{C}$) для большинства установок с улавливанием побочных продуктов колеблется в пределах от 0,7 до 0,15%. Если бы влага и аммиак одновременно удалялись из генераторного газа посредством охлаждения и конденсации в поверхностных холодильниках, как это принято в практике газовых заводов (косвенные способы), то концентрация аммиака в получаемом конденсате при работе на среднем английском угле была бы меньше 0,5% в виду того, что не весь аммиак поглощается конденсатом. Обычно больше 50% аммиака остается в газе и может быть извлечено лишь путем абсорбции промывной жидкости.

В разделе об охлаждении и осушке газа уже упоминалось, что вследствие больших объемов газа косвенные методы его охлаждения значительно дороже прямых и очень редко применяются на установках генераторного газа. Но не только по этим причинам, а главным образом благодаря поведению аммиака в газовой смеси при охлаждении, до сих пор применяется прямое поглощение (кислотами) непосредственно из горячего газа при температуре выше точки росы. Так как температура точки росы обычно выше 70° , летучие кислоты, как соляная или азотная, не могут быть использованы, и на практике применяется исключительно серная кислота.

Основы процесса, применяемого в современной практике для непосредственного улавливания аммиака из генераторного газа, были разработаны Людвигом Мондом в 1885 г.; разрез его установки показан на рис. 192. Газ из каждого генератора подавался в общий механический промыватель, из которого при температуре выше 80° поступал в башню с насадкой, орошаемой водным раствором сульфата аммония и серной кислоты с

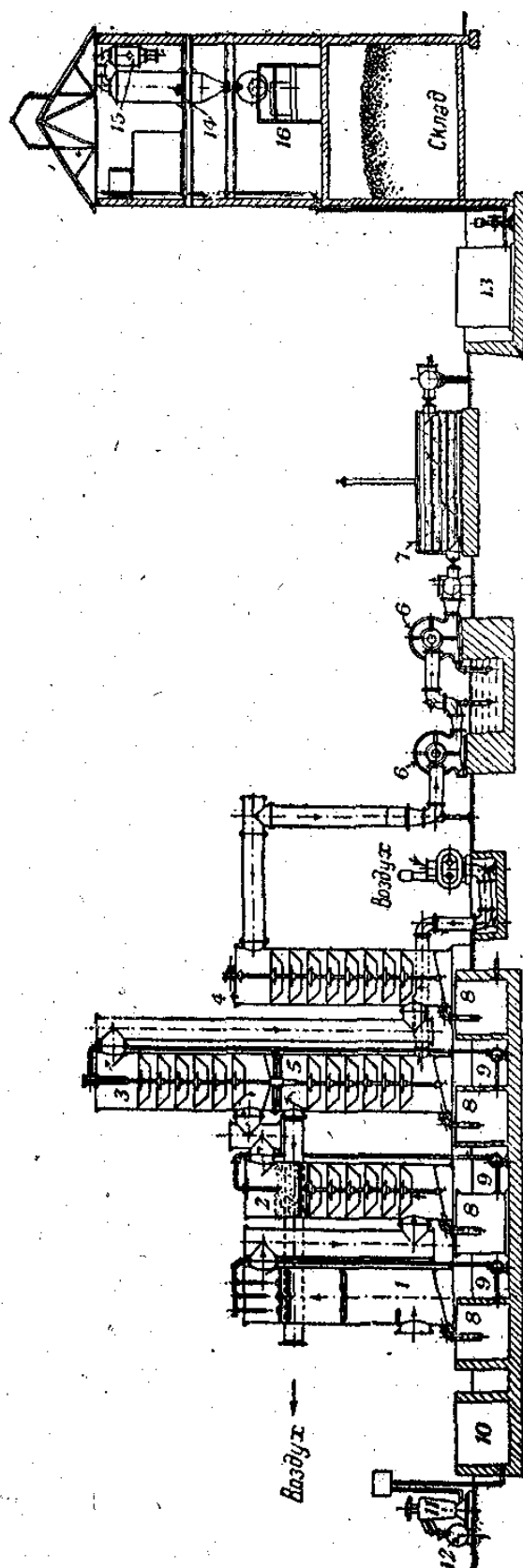


Рис. 289. Схема установки генераторной станции с улавливанием аммиака (Пауэр Газ Корпорейшен).

1 — аммиачный скруббер Лимна, 2 — охлаждающий скруббер Лимна, 3 — центрифуга для обезвоживания смолы, 4 — сепаратор, 5 — механический промыватель, 6 — сухой скруббер, 7 — насос, 8 — сборник для сульфата аммония, 9 — вакуум-испаритель, 10 — центрифуга для обезвоживания сульфата аммония, 11 — сборник для сульфата аммония, 12 — сепаратор, 13 — сборник для сульфата аммония, 14 — сепаратор, 15 — сборник для сульфата аммония, 16 — сепаратор.

концентрацией последней около 2%. По выходе из кислотной башни газ охлаждался в скруббере приблизительно до $65 \div 70^\circ$, причем горячая вода частично шла на производство пара для воздушного дутья, подаваемого в генератор.

Рис. 289 показывает схему установки для производства очищенного генераторного газа с одновременным получением сульфата аммония и низкотемпературной смолы в исполнении фирмы Пауэр Газ Корпорейшен.

Горячий неочищенный газ из одного или нескольких генераторов проходит через вертикальный промыватель 1, в котором он охлаждается горячей водой до температуры точки росы водяных паров, одновременно с чем удаляется и основная масса пыли. Затем газ поступает в аммиачный скруббер 2 системы Лимна, где промывается жидкостью, содержащей небольшой избыток свободной серной кислоты. В этом скруббере происходит поглощение аммиака, причем степень очистки газа достигает $95 \div 99\%$. Во избежание механического уноса капель кислоты, в верхней части скруббера имеется сухая насадка-фильтр из кокса.

Далее горячий газ охлаждается водой в холодильнике Лимна 3, горячая вода из которого перепускается в сатуратор 5, где тепло используется на нагрев и увлажнение

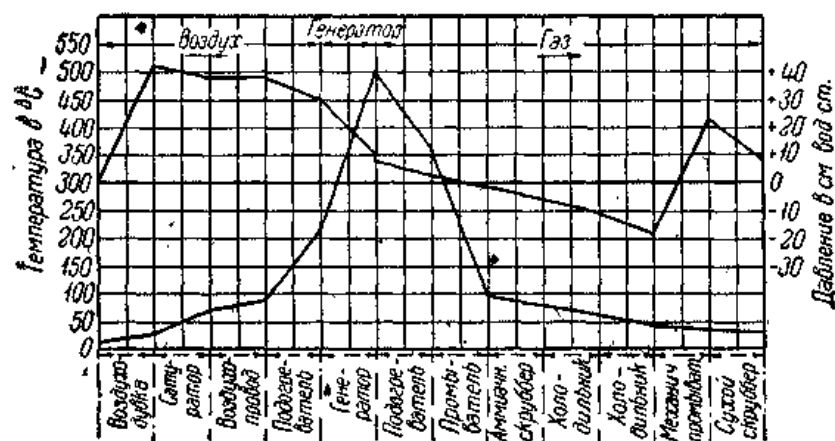


Рис. 290. Распределение температур и давлений в газогенераторной установке с улавливанием аммиака (Пауэр Газ Корпорейшен).

воздушного дутья, подаваемого в генераторы. Этот процесс уже был описан ранее применительно к рис. 177. Окончательное охлаждение газа до атмосферной температуры производится в холодильнике Лимна 4 и в механических промывателях 6. Для удаления из газа легких масел в одном из этих промывателей газ может орошаться поглотительным маслом. Если газ предназначен для газовых двигателей или малых печей, он предварительно пропускается через сухой очиститель 7, заполненный опилками. Стекающая из промывателей жидкость собирается в сборники 8 и снова подается на орошение газа при помощи насосов 9. В сборниках смола отделяется от воды и направляется в смолохранилище 10, из которого в горячем состоянии подается в центрифугу 11 и, обезвоженная примерно до содержания влаги около 2%, поступает в бочки или другую тару 12.

При достижении достаточной крепости (удельный вес около $1,18 \div 1,2$) раствор сульфата аммония перепускается в сборник 13, откуда подается в выпарную установку, состоящую из вакуум-испарителя 14, струйного конденсатора 15 и центрифуги 16, в которой производится окончательное обезвоживание сульфата аммония. Сухая соль направляется на склад для упаковки.

В установках описанного типа впервые были применены промыватели Лимна, изготовленные из мягкой стали. До этого времени аммиачные поглотители с орошением слабым раствором серной кислоты изготовлялись или керамиковыми или свинцовыми. Практика показала, что промыватели Лимна успешно противостоят коррозии и в этом отношении выгодно отличаются от других систем промывателей.

Рис. 290 представляет типичный пример распределения температур и давлений газа в газогенераторной установке типа Лимна. Для предотвращения потерь смолы, а также с целью экономии расхода воды охлаждающую воду, подаваемую в холодильник 4 и механические промыватели 6 следует вновь охлаждать в градирне. При газификации

топлив не образующих больших количеств фенолов, строго придерживаться этой этой схемы нет смысла.

На рис. 291 показан вакуум-испаритель в том виде, в каком он применяется для работы с сульфат-аммиачной жидкостью, получаемой на газовой установке. Он состоит из трубчатой испарительной камеры *A* с солеотстойным конусом *B* на нижнем конце и паровой камеры *C* с ловушкой. У основания конуса *B* имеется камера *E* предварительной просушки соли, соединенная с конусом задвижкой *E*₂. Пар из *D* поступает в струйный конденсатор *F*, в котором конденсируется водяной струей, подаваемой через кран *F*₁ причем конденсат и охлаждающая вода удаляются через патрубок *F*₂. Для поддержания постоянного вакуума некоторые типы струйных конденсаторов соединяются с воздушным насосом, иногда же они конструируются или размещаются таким образом, чтобы работать также и в качестве воздушного насоса.

Все части испарителя, соприкасающиеся с сульфат-аммиачной жидкостью, делаются из кислотоупорного материала, обычно из специальных сплавов меди, хотя в некоторых случаях с успехом применялись кожухи из кислотоупорного чугуна и трубы – из мягкого железа.

Способ выпарки обычно таков: сульфат-аммиачная жидкость подается через кран *C*₁ в количестве, отвечающем желаемой скорости выпарки, пар – через кран *A*₁ в межтрубное пространство испарительной камеры *A*. Конденсат удаляется через конденсационный горшок *A*₂. По мере протекания выпарки кристаллы сульфата аммония отлагаются в конусе *B* при продолжающемся повышении кислотности раствора. После того как достаточное количество кристаллов выделилось, открывается задвижка *E*₂ и соль самостоятельно падает в камеру *E*, причем дверца *E*₁ предварительно закрывается. Когда задвижка *E*₂ вновь закрывается, влажный сульфат в *E* выдерживается несколько минут для должной подсушки (соль лежит на дырчатой плите *E*₃), после чего дверца *E*₁ вновь открывается для выгреба соли в центрифугу для ее окончательной досушки. Стекающий маточный раствор с содержанием серной кислоты примерно 8÷10% отводится обратно в систему или возвращается прямо к испарителю. Соль после окончательной просушки и промывки в центрифуге поступает обычно на склад.

В ранних типах испарителей было принято выпаривать раствор в открытых чанах с отделением паров с поверхности раствора. По следующим причинам в настоящее время применяются исключительно вакуум-испарители:

- 1) давление пара свободной серной кислоты в вакуум-испарителях меньше, так как температура раствора близка к 50° (вместо 100°) и
- 2) разность температур между паром и жидкостью значительно больше, благодаря чему возможно применение гораздо меньшей поверхности нагрева (и следовательно снижаются затраты) при той же производительности.

Чистота получаемого сульфата аммония зависит от различных факторов, причем главными примесями обычно являются вода и серная кислота, количества которых в конечном продукте зависят от содержания серной кислоты в маточном растворе и степени промывки. Чем ниже содержание серной кислоты в жидкости, тем меньше будет содержание кислоты и воды в конечном продукте. Для иллюстрации этого в таблице 139 приводятся данные по анализу сульфата, полученного из генераторного газа.

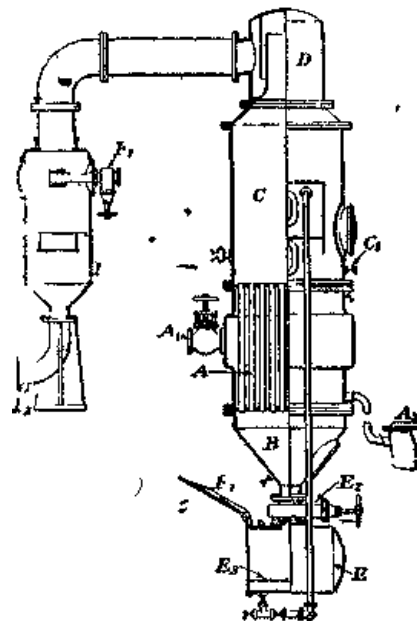


Рис. 291. Вакуум-испаритель.
A – трубчатая испарительная камера, *A*₁ – кран, *A*₂ – конденсационный горшок, *B* – солеотстойный конус, *C* – паровая камера, *C*₁ – подача сульфат-аммиачной жидкости, *D* – ловушка, *E* – камера предварительной подсушки, *E*₁ – дверца, *E*₂ – задвижка, *E*₃ – дырчатая плита, *F* – струйный конденсатор, *F*₁ – кран, *F*₂ – патрубок.

Таблица 139. Влияние кислотности исходной жидкости на содержание H_2SO_4 и влаги в конечном продукте

		Кислотность исходной сульфатной жидкости в %		
		2	1	0
Сульфат	Содержание аммиака в %	24,60	25,25	25,38
	влаги в %	3,00	1,40	~1,0
	H_2SO_4 в %	0,35	0,1	0,013

Сульфат аммония с содержанием влаги ~ 1% и серной кислоты 0,013% был получен в двухступенчатом абсорбционном процессе с нейтральной жидкостью. В результате последующего высушивания в чане с паровой рубашкой состав сульфата стал следующим: NH_3 – 25,57% и H_2O – следы.

Цвет сульфата, получающегося из

генераторного газа при выходе из центрифуги, обычно совсем белый, но, вследствие присутствия мельчайших следов органических красящих соединений, содержащихся в сульфатной жидкости (из смолы), сульфат постепенно приобретает сероватый или буроватый оттенок.

Если, как например при некоторых нейтральных сульфатных процессах, жидкость становится слегка щелочной, то это также отражается на цвете сульфата. Равным образом сульфат на дневном свете или в солнечных лучах быстро темнеет, а потому склады сульфата не должны иметь окон, а должны освещаться искусственным светом.

Потребность испарителя в паре зависит от:

- концентрации сульфата в жидкости,
- температуры сульфатной жидкости при входе в испаритель,
- количества маточного раствора,
- потерь от лучеиспускания и утечки.

Из указанных четырех статей расхода тепла последние три в хорошо работающей установке имеют меньшее значение по сравнению с первой.

Количество воды, подлежащее испарению на единицу веса сульфата аммония, для сульфатных жидкостей различного удельного веса, может быть определено по кривой на графике рис. 292. Совершенно ясно, что с точки зрения сохранения тепла концентрация сульфата в жидкости должна поддерживаться возможно более высокой. Так, при $40^\circ Tw.$ (уд. вес 1,2) подлежат испарению 2 т воды, в то время как при $30^\circ Tw.$ (уд. вес 1,15) на тонну готового сульфата нужно испарить 4 т воды.

Возможность поддержания высокой концентрации сульфата в жидкости зависит от системы

поглощения аммиака, так как увеличение удельного веса циркулирующего раствора происходит лишь постольку, поскольку не имеет места конденсация влаги из газа в абсорбционной системе.

Кривая на рис. 292 рассчитана на основе данных, приведенных в таблице 140 (для значений удельного веса растворов сульфата аммония в чистой воде при $15^\circ C$), причем было принято, что маточный раствор который не испарился, содержит около 8÷10%

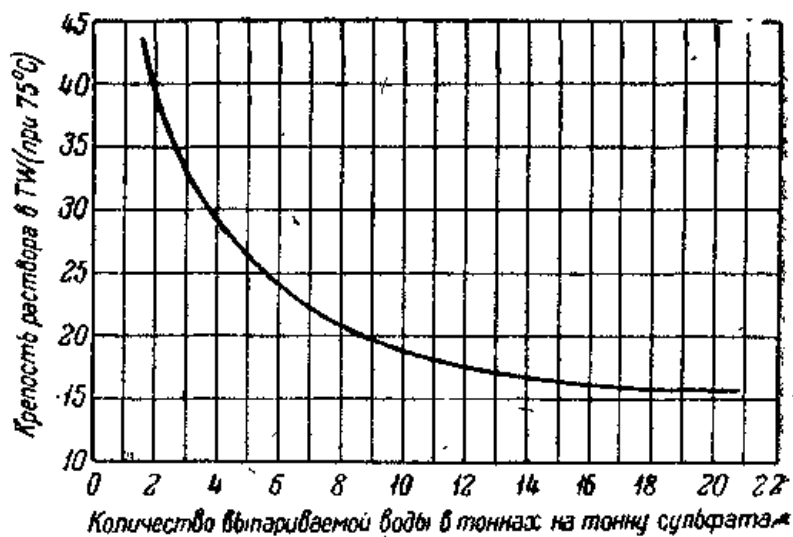


Рис. 292. Кривая выпарки сульфата.

серной кислоты и что температура жидкости равна 75°C. Следует только иметь в виду, что удельный вес при высоких температурах меньше, чем при атмосферной.

Таблица 140. Удельные веса растворов сульфата аммония (при 15° C) в чистой воде (Лунге).

%	Удельный вес	%	Удельный вес	%	Удельный вес	%	Удельный вес	%	Удельный вес
1	1,0057	11	1,0632	21	1,1207	31	1,1780	41	1,2343
2	1,0112	12	1,0690	22	1,1265	32	1,1836	42	1,2402
3	1,0172	13	1,0747	23	1,1323	33	1,1894	43	1,2462
4	1,0230	14	1,0805	24	1,1381	34	1,1948	44	1,2522
5	1,0287	15	1,0862	25	1,1439	35	1,2004	45	1,2588
6	1,0345	16	1,0920	26	1,1496	36	1,2060	46	1,2644
7	1,0403	17	1,0977	27	1,1554	37	1,2116	47	1,2705
8	1,0460	18	1,1035	28	1,1612	38	1,2172	48	1,2766
9	1,0518	19	1,1092	29	1,1670	39	1,2228	49	1,2828
10	1,0575	20	1,1149	30	1,1724	40	1,2284	50	1,2890

Хотя раньше и упоминалось, что установки с непосредственным охлаждением газа и поглощением аммиака оказались практически единственно приемлемыми для очистки газа и получения побочных продуктов, все же следует упомянуть о двух системах косвенного типа, которые в свое время были построены и некоторое время действительно работали.

Рис. 293 изображает схему генераторной установки Тиссена с улавливанием побочных продуктов, построенную в Германии в 1914 году. Эта установка состоит из газогенератора *a* с механической решеткой и с трубчатым подогревателем воздушного дутья *b*. Газ охлаждается в первичном и вторичном трубчатых холодильниках *c* и *g* (непрямого действия), между которыми помещается аммиачный сатуратор *f*, смолоотделитель *d* и газовый вентилятор *e*. Окончательно охлажденный в *g* газ проходит каплеуловитель *h* и поступает к потребителю. Воздух засасывается вентилятором *k* через фильтр *l* и

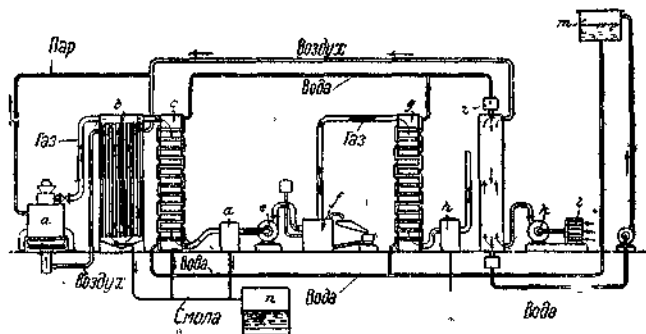


Рис. 293. Схема газогенераторной установки с улавливанием аммиака.

a—газогенератор, *b* — трубчатый подогреватель воздушного дутья, *c* — трубчатый холодильник 1-й ступени, *d* — смолоотделитель, *e* — газовый вентилятор, *f* — аммиачный сатуратор, *g* — трубчатый холодильник 2-й ступени, *h* — каплеуловитель, *i* — воздушный сатуратор, *k* — воздушный вентилятор, *l* — фильтр, *m* — водяной напорный бак, *n* — смолосборник.

проходит воздушный сатуратор *i* прямого действия, в котором омывается горячей водой, полученной в результате охлаждения газа в холодильниках *c* и *g*; *n*—сборник для смолы, *m* — водяной напорный бак.

Рис. 200 и 201 показывают установку с охлаждением наружным воздухом, причем аммиак извлекается в двух последовательно расположенных скрубберах башенного типа с насадкой. Как и в только что описанной установке Тиссена, концентрация аммиака в основной массе конденсата, получающегося в холодильных трубах при охлаждении газа воздухом, не настолько велика, чтобы последний было рентабельно извлекать.

*6. УЛАВЛИВАНИЕ УКСУСНОЙ КИСЛОТЫ.

В практически заметных количествах уксусная кислота может содержаться в генераторном газе из древесины и торфа, причем основную роль в ее образовании играет целлюлоза.

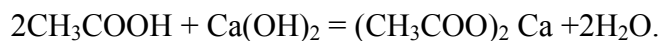
По исследованиям Классона и его сотрудников, выходы уксусной кислоты при сухой перегонке различных видов целлюлозы возрастают с переходом от хвойных пород к лиственным. Такая же картина наблюдается и при сухой перегонке древесины различных пород. При промышленной газификации древесины в генераторах выходы уксусной кислоты обычно составляют от 2 до 4%, считая по абсолютно сухой древесине, а содержание ее в генераторном газе – от 10 до 20 г/м³ газа. С уменьшением размеров газифицируемой древесины выходы уксусной кислоты увеличиваются, вследствие чего при газификации щепы содержание ее в газе оказывается выше, чем при газификации крупных поленьев.

Образование уксусной кислоты при термическом разложении торфа объясняется наличием в торфяной массе целлюлозы, торфяного лигнина и гемицеллюлоз. При этом одновременно с уксусной кислотой образуются и другие кислоты, суммарный выход которых, включая и уксусную, составляет от 0,2 до 1,9%, считая на сухой торф (при условном пересчете на уксусную кислоту). С повышением степени разложения торфа выход жирных кислот уменьшается. При термическом разложении верховых торфов подсмольные воды, как правило, имеют кислую реакцию, что объясняется наличием в них свободной уксусной кислоты; при разложении низинных торфов, вследствие большого выхода аммиака, уксусная кислота нацело связывается последним, и поэтому подсмольные воды имеют нейтральную или даже слабощелочную реакцию.

Эта особенность термического разложения верховых и низинных торфов в сильнейшей мере сказывается на работе газогенераторных станций, потребляющих в качестве топлива торф. Так например, на газогенераторной станции стекольного завода в г. Гусь-Хрустальный (СССР), газифицирующей верховые торфа, уже в первые месяцы работы была замечена сильная коррозия отдельных частей установки. Наибольшему разъеданию подвергались вращающиеся части дезинтеграторов Тейзена и соединительные газопроводы главным образом за дезинтеграторами и каплеуловителями. Поэтому, при проектировании и постройке следующей торфяной станции, фирма AVG, по проекту которой строилась станция в г. Гусь-Хрустальный, предусмотрела нейтрализацию (связывание) уксусной кислоты в промывателях системы Штредера известковым раствором. Однако, вследствие того, что эта станция с начала пуска работала и работает на низинных торфах со степенью разложения около 35% при отсутствии уксусной кислоты в подсмольных водах, установленная аппаратура не используется по ее прямому назначению.

Таким образом, если на газогенераторных станциях, работающих на древесном топливе, всегда приходится принимать меры против разъедания металлической аппаратуры, то на торфяных это необходимо делать лишь в случае газификации верховых торфов.

Для улавливания уксусной кислоты (CH₃COOH) из генераторного газа предложено несколько способов, из которых преимущественное применение получил способ, основанный на поглощении уксусной кислоты раствором, содержащим гидрат окиси кальция. При этом уксусная кислота взаимодействует с гидратом окиси кальция по следующей реакции:



В системе желательно поддерживать максимально возможную концентрацию ацетата кальция в виду того, что необходима последующая выпарка раствора; эта концентрация на практике редко превышает 15%. Раствор, стекающий из поглотительных скрубберов и имеющий кислую реакцию (из-за наличия свободной, несвязанной уксусной

кислоты), подается в нейтрализатор, куда добавляется известковое молоко. Иногда нейтрализация производится и непосредственно в самой системе.

Гидрат окиси кальция связывает свободную уксусную кислоту в ацетат кальция, а избыточное его количество создает щелочную реакцию раствора, необходимую для успешного поглощения уксусной кислоты. Нейтрализованный раствор снова подается в поглотительные скрубберы.

Избыточные количества раствора периодически выводятся из системы и направляются в цех выпарки и сушки. Для получения высококачественного порошка необходимо до улавливания уксусной кислоты очистить газ от смолы, так как в противном случае смола, выпадающая в поглотительных скрубберах, сильно загрязняет порошок и тем самым значительно снижает его товарную ценность.

На практике существуют две схемы улавливания уксусной кислоты. По первой схеме поглотительный раствор одновременно является и холодильным агентом, т.е. раствор, вытекающий из скрубберов после нейтрализации, поступает на градирню для охлаждения и затем уже снова подается на скрубберы.

Концентрация ацетата кальция при работе по этой схеме определяется количеством конденсата, выпадающего в поглотительных скрубберах. Чем больше количество конденсата, т.е. чем сильнее охлаждение газа в скрубберах, тем меньше концентрация ацетата кальция в растворе.

При работе по второй схеме раствор не подвергается охлаждению на градирне, благодаря чему температура раствора, подаваемого в скрубберы для поглощения уксусной кислоты, близка к температуре поступающего газа. Вследствие этого в поглотительных скрубберах почти не происходит выпадения конденсата, что позволяет получать более высокую концентрацию ацетата кальция в растворе. В поглотительных скрубберах одновременно с улавливанием уксусной кислоты происходит поглощение некоторой части фенолов, находящихся в газе. Соли фенолов, а также соли высших гомологов уксусной кислоты мало растворимы в растворе ацетата кальция и вследствие этого образуют в системе рыхлые осадки; эти осадки во избежание засорения необходимо периодически удалять.

Упаривание раствора ацетата кальция и сушка полученного порошка осуществляются по той же схеме и в той же аппаратуре, что и на заводах сухой перегонки дерева. Другие способы очистки генераторного газа от уксусной кислоты здесь не описываются, так как они или подробно излагаются в специальной литературе или не нашли применения в газогенераторной практике.*

*7. ОЧИСТКА ГАЗА ОТ СЕРЫ.

Сера в генераторных газах содержится главным образом в форме сероводорода. Содержание в газах органической серы (преимущественно CS_2) обычно крайне невелико, так что к удалению ее прибегают лишь в исключительных случаях. Поэтому в дальнейшем подробно рассматривается только очистка газа от сероводорода.

Все существующие способы очистки газа от сероводорода можно разделить на две группы:

- 1) сухие способы, при которых газ пропускается через твердую массу, поглощающую сероводород;
- 2) мокрые способы, при которых улавливание сероводорода происходит промывкой газа водными растворами или суспензиями веществ, поглощающих сероводород.

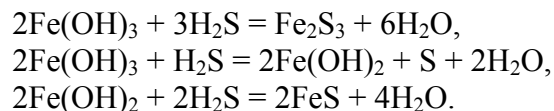
К первой группе относятся способы очистки газа известью, болотной рудой, активированным углем, ко второй – такие способы, как содовый (“Сиборд”), железосодовый, аммиачно-железный, мышьяково-содовый, мышьяково-аммиачный, никелевый, фенолятный, а также способы Пти, Фельда, Буркгейзера и др.

Ниже рассматриваются только те способы, которые получили более или менее

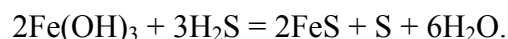
широкое промышленное распространение.

а) Сухие способы очистки газа от сероводорода.

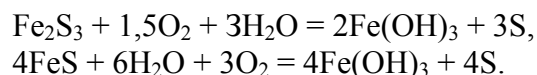
Очистка газа при помощи гидрата окиси железа. Наиболее широкое применение получил способ очистки газа гидратом окиси железа $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ либо в виде искусственно приготовленной массы, хик-массы, массы Ляминга, либо в виде болотной руды. Поглощение сероводорода идет по следующим реакциям:



В присутствии аммиака:



С течением времени количество гидроокиси железа убывает, содержание серы увеличивается, масса становится малоактивной и должна подвергнуться регенерации. Регенерация отработанной массы производится путем окисления ее кислородом воздуха и протекает по следующим реакциям:



Таким образом, одна и та же масса, подвергаясь периодической регенерации, может работать в течение весьма продолжительного срока. Однако со временем масса все более обогащается свободной серой, и, когда содержание последней достигнет приблизительно 50%, массу выводят из употребления, заменяя ее свежеприготовленной.

Извлечение серы из отработанной массы может производиться при помощи экстракции сероуглеродом, трихлорэтиленом, бензолом и другими растворителями, а

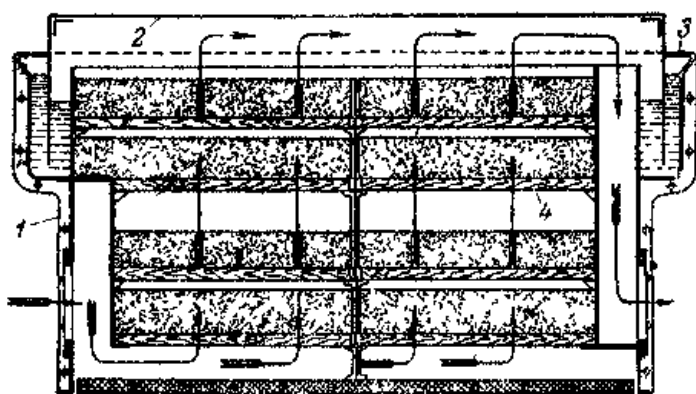


Рис. 294. Конструкция газоочистительного ящика.
1 – корпус ящика, 2 – крышка ящика, 3 – водяной затвор, 4 – деревянные решетки.

также выплавкой горячей водой под давлением. Однако выделение элементарной серы указанными способами производится редко и лишь на весьма крупных установках. Чаще всего отработанную массу сбывают на сернокислотные заводы, где она употребляется вместо колчедана.

Улавливание сероводорода поглотительной массой производится в специальных очистительных ящиках. На рис. 294 представлена простейшая конструкция такого ящика. Здесь 1 – корпус ящика, 2 – крышка ящика, 3 – карман, заполненный водой, в

который входят загнутые края крышки, образующие гидравлический затвор и обеспечивающие надлежащую плотность, 4 – деревянные решетки.

Очистительная масса, размолотая в грубый порошок, накладывается слоем от 150 до 750 мм на деревянные решетки. Весьма часто, для того чтобы облегчить проход газу, массу смешивают с древесными опилками или с торфяной мелочью. Так как реакция между H_2S и $\text{Fe}(\text{OH})_3$ протекает довольно медленно, сечение ящиков принимается таким, чтобы фиктивная скорость газа составляла от 5 до 10 мм/сек. Необходимое время

соприкосновения между газом и очистительной массой зависит от содержания H_2S в газе и составляет от 5 до 30 минут.

Кроме гидравлического затвора, имеют применение и сухие затворы (рис. 295), при которых плотность между корпусом и крышкой ящика создается при помощи сжимаемой резиновой прокладки 1.

На рисунке 296 показан ящик более совершенной конструкции. Газовый поток разделяется на несколько параллельных ветвей, и таким образом каждый ящик представляет собой две и больше параллельно включенные секции.

Современные ящики с разветвленным потоком газа делаются высотой в 5 и больше метров, что позволяет весьма уменьшить требуемую под установку площадь. Сероочистная установка обычно состоит из нескольких ящиков, включенных последовательно. Чаще всего устанавливаются четыре ящика, из которых четвертый (по ходу газа) служит для улавливания остатков сероводорода или употребляется в качестве

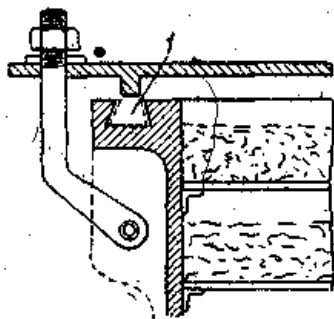


Рис. 295. Сухой затвор сероочистительного ящика.
1 – резиновая прокладка.

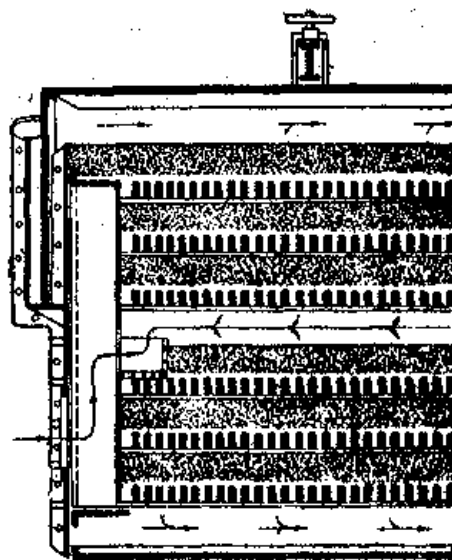


Рис. 296. Конструкция сероочистительного ящика с разветвленным потоком газа.

резервного. В тех случаях, когда количество очищаемого газа весьма велико, устанавливается несколько сероочистных систем, работающих параллельно. Приключение ящиков к газовой коммуникации обычно делается при помощи трехходовых задвижек.

На рисунке 297 дана наиболее распространенная схема включения.

Иногда включение ящиков осуществляют мокрыми и сухими кранами Малама.

В странах с мягким климатом очистные ящики могут устанавливаться на открытом воздухе, чаще же всего строится специальное здание. Современное сероочистное отделение обычно имеет три этажа; на перекрытии первого этажа располагаются ящики, своими нижними частями выходящие в первый этаж. Выгрузка отработанной массы производится через люки в нижний этаж. Регенерированная масса подается вверх, откуда при помощи особых рукавов распределяется по ящикам.

В тех случаях, когда ящики устанавливаются вне здания, выгрузка и загрузка очистительной массы производится обычно вагонетками, передвигающимися над очистительными ящиками при помощи мостовых или порталных кранов. Этими же кранами производится подъем и опускание крышек ящиков.

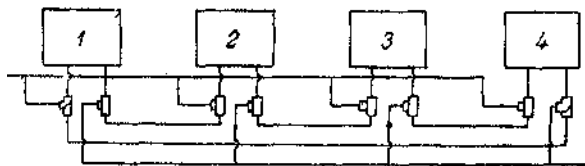


Рис. 297. Схема включения 4-х сероочистных ящиков, допускающая различные сочетания.

Регенерация отработанной массы обычно производится в специальных помещениях, причем сама масса слоем $100\div 200$ мм рассыпается по полу. Массу периодически увлажняют и перелопачивают. Так как при регенерации массы выделяется значительное количество тепла, то в процессе регенерации за ней необходимо вести тщательное наблюдение, чтобы не произошло самовоспламенения образовавшейся элементарной серы.

Регенерация руды и все связанные с ней операции являются работами тяжелыми и опасными для здоровья обслуживающего персонала. Поэтому, во избежание отравления, регенерацию отработанной руды следует производить или на открытом воздухе или в хорошо вентилируемых помещениях.

Срок работы очистных ящиков без перегрузки можно значительно удлинить путем добавки к очищаемому газу некоторого количества воздуха, благодаря чему одновременно с очисткой газа будет происходить и регенерация очистной массы. Теоретически требуемое количество воздуха приблизительно составляет $2,5 \text{ м}^3$ на 1 м^3 сероводорода. Обычно к газу добавляют или теоретическое количество воздуха или немного больше. Так как при этом в ящиках выделяется значительное количество тепла и температура газа повышается, то во избежание осушки очистной массы к газу прибавляют водяной пар с таким расчетом, чтобы выходящий из очистной аппаратуры газ был насыщен водяными парами.

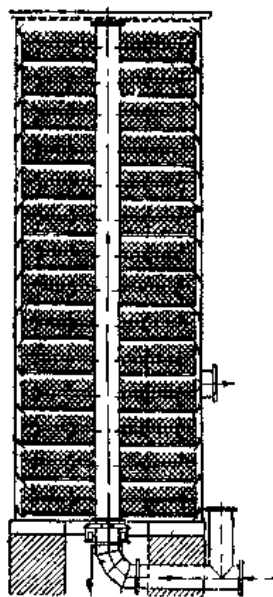


Рис. 298. Схема сероочистительной башни.

Указанным путем продолжительность работы ящиков между перезарядками можно удлинить почти в 5 раз и таким образом значительно снизить расходы по очистке газа. Горизонтально расположенные очистные ящики, несмотря на все предложенные усовершенствования конструкции (разделение потока газа и др.), все же при очистке больших количеств газа занимают слишком много места, а потому были предложены очистители башенной конструкции.

Схема башенного очистителя дана на рис. 298. Очиститель представляет собой высокую башню, в которой находится большое количество вставных железных коробок с двумя решетками в каждой; в эти коробки помещается газоочистная масса. [191]. При расположении коробок этажами одна на другую в башне образуется центральная вводная труба, через отверстия в которой газ распределяется по всей высоте башни. В каждой коробке газовый поток разделяется на два перпендикулярных потока, которые затем собираются в кольцевом пространстве между коробками и кожухом башни и отводятся через боковой штуцер. Перезарядка башен производится при помощи передвижного крана, забирающего коробки с отработанной массой и подающего другие коробки со свежей.

По данным Ленца, установка, состоящая из башенных очистителей, занимает в четыре раза меньше площади, чем установка из горизонтальных очистительных ящиков, а стоимость капиталовложений и эксплуатационных расходов на 30% меньше, чем для ящичной установки.

В последнее время на башенных установках применяются, вместо мелкораздробленной газоочистной массы, шарики диаметром $15\div 20$ мм, изготовленные из гидрата окиси железа. Загрузка, состоящая из шариков, оказывает значительно меньшее сопротивление проходу газа, вследствие чего скорость газа может быть увеличена до $100\div 120$ мм/сек. Опытная проверка показала, что при такой скорости очистка газа, содержащего весьма большие количества сероводорода – $30\div 40 \text{ г/м}^3$, может быть осуществлена полностью.

В 1 м^3 объема, заполненного шариками, гидрата окиси железа содержится приблизительно в два раза больше, нежели в обычной газоочистительной массе, а потому нужный объем очистительной установки уменьшается. Насыщенная масса шариков, с

содержанием серы до 45% от их веса, отбирается вниз и далее, подвергается выщелачиванию растворителями. Шарообразная форма массы значительно облегчает экстрагирование серы.

Очистка газа при помощи извести. Очистка газа при помощи гашеной извести, предложенная еще в 1806 г., является наиболее старым способом. Гашеная известь поглощает не только H_2S , но также CO_2 и CS_2 , причем CS_2 поглощается не самой известью, а сернистым кальцием CaS . Углекислота, являясь более кислым компонентом, способна вытеснять H_2S по уравнению:



Скорость прохождения газа через известковые очистители принимается не больше 7 мм в секунду. Объем извести должен быть таков, чтобы обеспечить в зависимости от содержания сероводорода 10÷20-минутное пребывание газа в очистителях. Так как известь неспособна регенерироваться, а отработанная масса благодаря ничтожному содержанию серы не может быть практически использована, то в настоящее время этот способ находит себе применение лишь на весьма мелких установках.

Очистка газа активированным углем. Улавливание сероводорода активированным углем впервые в производственном масштабе было применено Энгельгартом [192], а затем фирмой Фарбениндурии (I. G. Farbenindustrie). Способ основан на громадной адсорбционной способности активированного угля. По схеме завода Лейна–Верке (Leuna–Werke) очищаемый газ пропускают со скоростью 60÷70 мм/сек через ряд цилиндрических фильтров, наполненных активированным углем. Окисление поглощенного сероводорода до элементарной серы производится кислородом воздуха в присутствии катализатора, каковым служит аммиак. Так как активированный уголь содержит в своих порах значительное количество воздуха, то окисление сероводорода идет с малой добавкой последнего к очищаемому газу. Для лучшего протекания реакции окисления на 1 м³ очищаемого газа прибавляют 0,3÷0,5 г аммиака. Количество поглощаемой серы в зависимости от сорта угля составляет от 40 до 150% по весу.

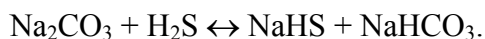
Извлечение серы из угля производится промывкой фильтра раствором сернистого аммония с последующим разложением семисернистого аммония в дистилляционной колонке. Выделившаяся в процессе разложения семисернистого аммония элементарная сера поступает в автоклав, где она плавится паром под давлением до 2 ат. Расход пара – 5÷6 кг/кг выделенной серы. После извлечения серы для удаления оставшегося сернистого аммония через фильтр пропускают пар давлением 1,5÷2 ат, который затем направляется в холодильник, где конденсируется и образует водный раствор $(\text{NH}_4)_2\text{S}$.

Операция промывки и сушки угля занимает для одного фильтра 10÷12 часов. Перед поступлением в сероочистную установку газ должен быть предварительно очищен от смол, так как в противном случае последние поглощаются углем и приводят его в негодность.

Недостатком этого способа в настоящее время является высокая стоимость активированного угля, громоздкость установки и необходимость в большой площади. Так же, как и другие способы сухой очистки, этот способ позволяет иметь практически полную очистку газа от сероводорода.

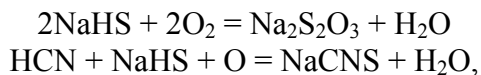
б) Мокрые способы очистки газа от сероводорода.

Содовый способ “Сиборд”. Содовый способ, разработанный фирмой Копперс в Америке в 1920–1921 г., является родоначальником всех позднее появившихся способов мокрой очистки газа от сероводорода. В основу его положена обратимая реакция между содой и сероводородом, выражающаяся уравнением:



При промывке газа содовым раствором реакция протекает слева направо, т.е. сероводород поглощается и газ очищается. При последующей продувке отработанного раствора воздухом (или нагреве его) реакция протекает справа налево, т.е. ранее поглощенный сероводород выделяется.

Помимо этой основной реакции, при процессе абсорбции сероводорода и регенерации раствора имеют место и побочные реакции



приводящие к накоплению в системе нерегенерируемых соединений и тем самым вызывающие потери соды.

Установка для очистки газа по содовому способу чрезвычайно проста и в этом отношении резко выделяется среди других способов. Она состоит из поглотителя (абсорбера) и регенератора, которые часто соединяются в одну башню. Как регенератор, так и поглотитель заполняются насадкой: деревянной, хордовой, кольцами Рашига, коксом и т.д.

Один из типов применяемых конструкций показан на рис. 299. Газ поступает в абсорбер 4 по патрубку 5, проходит насадку, орошаясь стекающим вниз содовым раствором, и выходит через патрубок 8. Отрабатанный раствор собирается в резервуар 6, откуда насосами 10 подается на верх регенератора 2 по трубопроводу 7. Воздух для регенерации подается вентилятором 3 и, пройдя насадку, выходит в атмосферу через трубу 1, загрязненный сероводородом, цианистой кислотой и углекислотой. Регенерированный содовый раствор по переливной трубе 9 снова поступает в абсорбер.

Чем больше концентрация соды в растворе, тем энергичнее идет очистка газа и тем меньшую интенсивность орошения нужно создавать. С другой стороны, чем выше концентрация соды, тем труднее протекает процесс регенерации и тем сильнее развиваются побочные реакции, приводящие к потерям соды. На практике обычно употребляются растворы с содержанием соды 1÷3% при интенсивности орошения 6÷9 л/м³ газа [193].

Расход соды составляет 0,1÷0,2 кг на 1 кг выделенного H₂S. Степень очистки 85÷90%. Расход воздуха на регенерацию раствора 2,5÷3,0 м³ на кубический метр газа. Расход электроэнергии 2÷3 квт·ч на 1000 м³ газа. Для получения большего эффекта очистки часто устанавливают два последовательно включенных поглотителя с последовательным же током жидкости. Степень очистки на таких установках достигает 95÷98%. В СССР на некоторых заводах применяется несколько необычная схема очистки газа содовым раствором. Содовый раствор подается в холодильные скрубберы и таким образом одновременно с очисткой газа

производит и его охлаждение. Регенерация отработанного раствора производится одновременно с его охлаждением на градирне.

Подобная схема, позволяя уменьшить капиталовложения на установку и несколько снизить расход электроэнергии, приводит к повышенному расходу соды.

Недостатками содового способа являются:

1) невысокий эффект очистки газа, недостаточный для целого ряда производств;

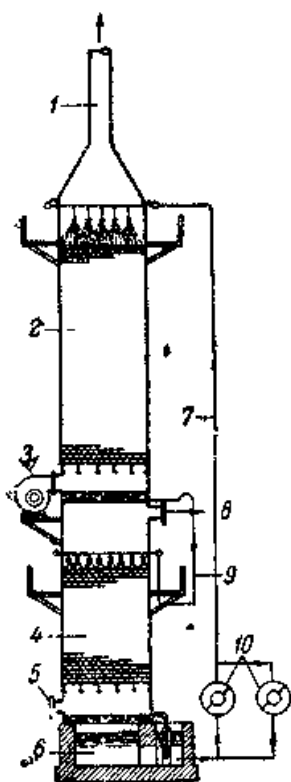


Рис. 299. Схема установки для очистки газа от серы по способу "Сиборд".

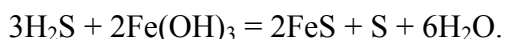
1 — выхлопная труба, 2 — регенератор, 3 — воздушный вентилятор, 4 — абсорбер, 5 — вход газа, 6 — сборник отработанного раствора, 7 — трубопровод, 8 — выход газа, 9 — переливная труба, 10 — насосы.

2) необходимость выпуска воздуха, загрязненного сероводородом, в атмосферу, что создает антисанитарные условия в прилегающей местности, губит растительность и приносит ущерб здоровью населения; практикующееся сжигание сероводорода в топках котлов не является решением вопроса;

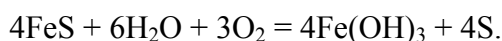
3) вследствие того, что извлекаемая из газа сера не утилизируется, очистка газа по содовому способу обходится дороже, нежели при других, более совершенных способах мокрой очистки. Указанные причины привели к тому, что в настоящее время способ “Сиборд” находит все меньшее применение,

Железосодовый способ “Феррокс”. Железосодовый способ относится к числу способов, позволяющих получать элементарную серу. Сущность его заключается в промывке газа слабым содовым раствором (1÷3%), содержащим 1÷3 г/л гидрата окиси железа. Основным реагентом в поглотительной жидкости является гидроокись железа, а сода создает щелочную среду, необходимую для протекания процесса.

В результате промывки газа в растворе образуются сернистое железо и свободная сера, находящаяся в нем в суспендированном состоянии. Суммарно основные реакции абсорбции можно выразить одним уравнением:



Регенерация отработанного раствора происходит посредством продувки его воздухом, который окисляет сернистое железо, образуя вновь гидрат окиси, причем элементарная сера выделяется в дисперсном состоянии:



Теоретически в процессе не должно быть никаких потерь реагентов – соды и гидроокиси железа. Однако практически, наряду с основными, идут и побочные реакции, приводящие к потерям указанных материалов. При предварительном извлечении из газа цианистых соединений, потери соды и гидроокиси железа значительно уменьшаются.

Схема установки для очистки газа от серы по описываемому способу приведена на рис. 300. Установка в основном состоит из поглотителя (абсорбера) 1, регенератора 2 и флотационного устройства 3, предназначенного для отделения выделяющейся в процессе регенерации элементарной серы. Отработанный раствор стекает в нижнюю часть абсорбера и насосом 4 через подогреватель 6 подается в регенератор 2. В подогревателе раствор

нагревается до температуры 35÷40°, являющейся оптимальной для регенерации. В нижнюю же часть регенератора по трубе 14 подается сжатый воздух от компрессора с давлением 2,5÷3,0 ат. Выделяющаяся элементарная сера в виде серной пены перетекает в флотационное устройство 3, откуда через сероотстойник 8 поступает для отжимки влаги в вакуумфильтр или центрифугу 5. Регенерированный раствор,

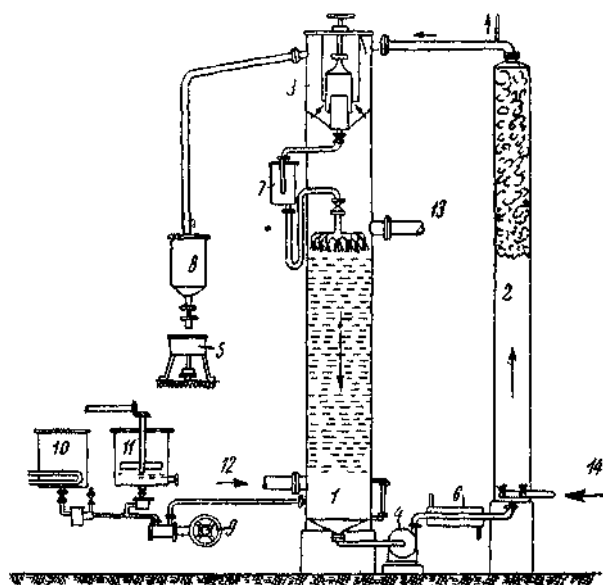


Рис. 300. Схема установки для очистки газа по способу “Феррокс”.

1 – абсорбер, 2 – регенератор, 3 – флотационное устройство, 4 – насос, 5 – центрифуга, 6 – подогреватель, 7 – промежуточный бачок, 8 – сероотстойник, 9 – насос, 10, 11 – баки для растворов Na_2CO_3 и $\text{Fe}(\text{OH})_3$, 12 – вход газа, 13 – выход газа, 14 – труба для подачи воздуха.

отделенный от серной пены, через промежуточный бачок 7 самотеком поступает на орошение газа в абсорбер, который подается по патрубку 12 и отводится по патрубку 13. Восполнение потерь производится за счет подачи свежего раствора в нижнюю часть абсорбера. Баки 10 и 11 служат соответственно для хранения растворов Na_2CO_3 и $\text{Fe}(\text{OH})_3$, насос 9 – для подачи их в абсорбер.

Интенсивность орошения, применяемая обычно на практике, колеблется в зависимости от содержания сероводорода в газе и в среднем составляет $9 \div 10 \text{ л/м}^3$. Существенным недостатком железосодового способа является недостаточная чистота получаемой серы. Вследствие протекания побочных реакций и того факта, что серная пена механически увлекает с собою некоторое количество гидроокиси железа, содержание серы в сухом продукте составляет в лучшем случае около 80%.

Получаемая после отжимки на вакуум-фильтрах серная паста вследствие своей дисперсности (размер частиц серы $1 \div 15 \mu$) является прекрасным материалом для агрикультурных целей в борьбе с вредителями сельского хозяйства. Из серной пасты путем плавления ее паром в автоклавах получают комовую серу.

Железосодовый способ позволяет полностью извлечь сероводород из газа, однако на практике ограничиваются 95÷98% очистки, так как дальнейшее повышение степени очистки связано с непропорциональным увеличением интенсивности орошения и объема аппаратуры.

В тех случаях, когда необходима более высокая степень очистки, железосодовый способ дополняют установкой сухих очистителей.

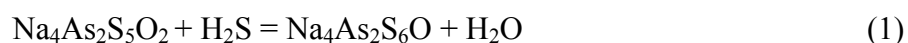
Основные расходные коэффициенты установки, работающей по способу “Феррокс”, на 1 кг уловленной серы: соды $0,5 \div 0,9 \text{ кг}$, гидроокиси железа $0,2 \div 0,3 \text{ кг}$ и электроэнергии $2 \div 4 \text{ квт} \cdot \text{ч}$.

Таким образом главнейшими недостатками рассматриваемого способа являются:

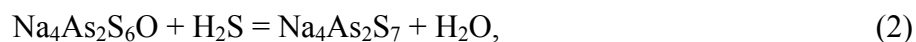
- 1) загрязненность конечного продукта,
- 2) большие расходы соды и гидроокиси железа и
- 3) большие расходы пара и электроэнергии.

Способ “Тайлокс”. В настоящее время способ “Тайлокс” является наиболее совершенным из применяемых в промышленности “мокрых” способов сероочистки.

Активной составной частью раствора, применяемого в способе “Тайлокс”, является тиоарсенат натрия или аммония. По Гольмару (Gollmar) поглощение сероводорода идет по следующим реакциям:



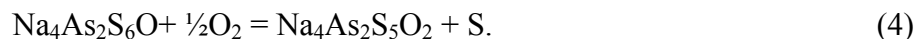
и



а регенерация раствора по реакциям:



и



Так как реакция (2) протекает весьма медленно, то практическое значение имеют только реакции (1) и (4).

Приготовление раствора тиоарсената заключается в прибавлении к содовому (аммиачному) раствору мышьяковистого ангидрида. Получающийся при этом мышьяковистый натр весьма энергично поглощает сероводород и при последующем окислении кислородом воздуха образует тиоарсенат $\text{Na}_4\text{As}_2\text{S}_5\text{O}_2$, являющийся основным реагентом процесса.

В процессе образования исходных тиоарсенатов, а также в последующих процессах поглощения H_2S и регенерации раствора весьма важное значение имеет щелочность раствора. По опытным данным оптимальным соотношением является 2÷3 атома натрия на 1 атом мышьяка (рН раствора 7÷7,5). При меньшей щелочности при регенерации вместо выпадения элементарной серы происходит выпадение As_2S_3 . При большей щелочности увеличиваются побочные реакции и возрастает количество нерегенерируемой серы. На практике обычно употребляют растворы, содержащие 3÷10 г/л As_2O_3 . Протекание побочных реакций обуславливается, с одной стороны, избыточной щелочностью раствора, вследствие чего при поглощении H_2S образуется сульфидат, частично при регенерации окисляющийся до гипосульфита; с другой стороны, присутствие в газе CN приводит к образованию NaCNS.

Так как раствор, употребляющийся для поглощения сероводорода, прозрачен и не содержит взвешенных частиц (подобно способу Феррокс), то получающаяся элементарная сера представляет продукт высокой чистоты.

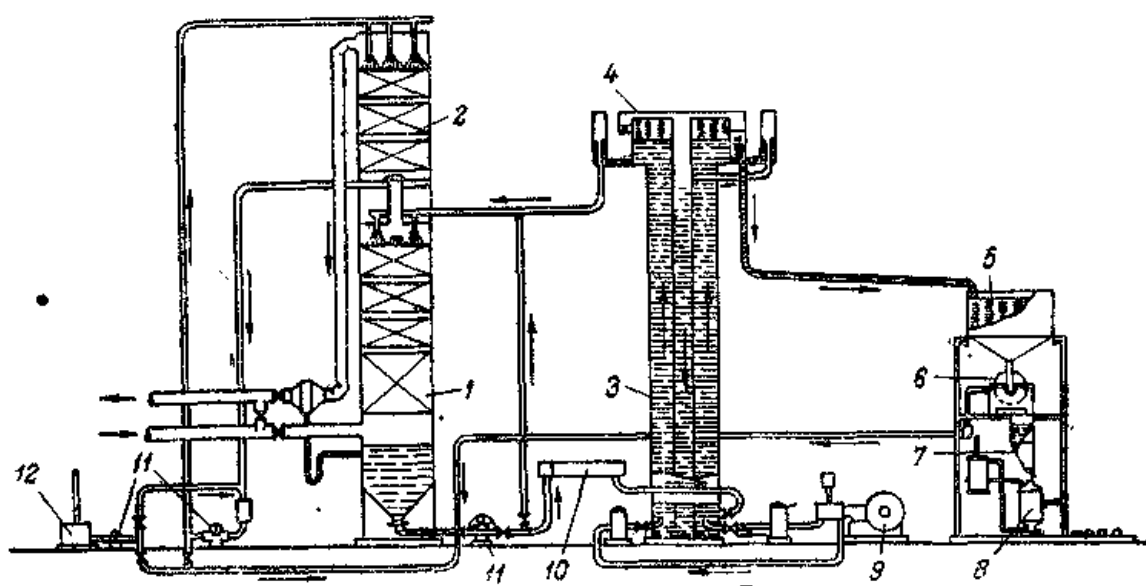


Рис. 301. Схема двухступенчатого процесса "Тайлокс"

1 – 1-й абсорбер, 2 – 2-й абсорбер, 3 – регенератор, 4 – пеноотделитель, 5 – пеносборник, 6 – вращающийся фильтр, 7 – бункер серной пасты, 8 – автоклав, 9 – компрессор, 10 – подогреватель, 11 – насосы, 12 – бак для приготовления раствора.

Содержание серы в сухом продукте доходит до 99,5%. Высокое качество получаемой серы и меньший расход реагентов – основные достоинства способа "Тайлокс". Аппаратура, употребляющаяся в способе "Тайлокс", за исключением некоторых подсобных аппаратов, такая же, как и в способе "Феррокс". Степень очистки от сероводорода 95÷98%. Выход элементарной серы 80÷90% от поглощенной. На 1 кг уловленного сероводорода расходуется 0,05÷0,06 кг As_2S_3 , и 0,15÷0,25 кг NaCO_3 . Расход воздуха составляет 4÷6% от количества очищенного газа. Оптимальная температура раствора 35°. Интенсивность орошения в зависимости от содержания сероводорода в газе колеблется в весьма широких пределах – от 6 до 15 л/м³. По данным треста "Газоочистка", избыток раствора против теоретически необходимого должен составлять 100÷140%. Коэффициент абсорбции $K=5$ г серы на 1 м² в час [194].

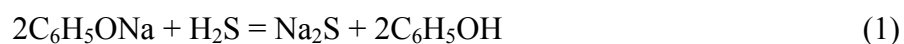
В последнее время фирма Копперс разработала двухступенчатый процесс "Тайлокс", позволяющий полностью удалить сероводород из газа [195]. На рис. 301 дана схема двухступенчатого "Тайлокс"-процесса. Очищаемый газ последовательно проходит через оба поглотителя, причем в первом достигается 95% очистки газа. Остаточные количества сероводорода извлекаются во втором поглотителе промывкой газа более активным поглотительным раствором, содержащим от 10 до 20 г/л As_2O_3 . Поглотительный

раствор второго поглотителя, циркулирующий по особому замкнутому циклу, не подвергается регенерации, а по мере “уставания” передается в цикл первого абсорбера и заменяется свежим. На рис. 302 дана оригинальная конструкция регенератора фирмы Копперс, весьма компактная и эффективная в работе. Содержание сероводорода после второго поглотителя $0,001 \div 0,006 \text{ г/м}^3$.

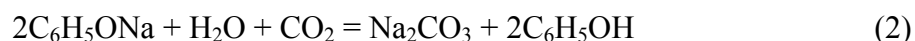
Фенолятный способ. Фенолятный способ очистки газа от сероводорода, разработанный лишь в последние годы, заключается в следующем: газ промывается фенолятами натрия, которые поглощают кислые компоненты газа, как H_2S и CO_2 [196].

При поглощении H_2S и CO_2 образуются средние и кислые натриевые соли и фенол.

Схематически реакции поглощения могут быть выражены следующими уравнениями:



и



Количество поглощенных кислых составных частей газа зависит от концентрации фенолята. При производстве фенолята из смолы обычно применяют $10 \div 12\%$ -ный раствор

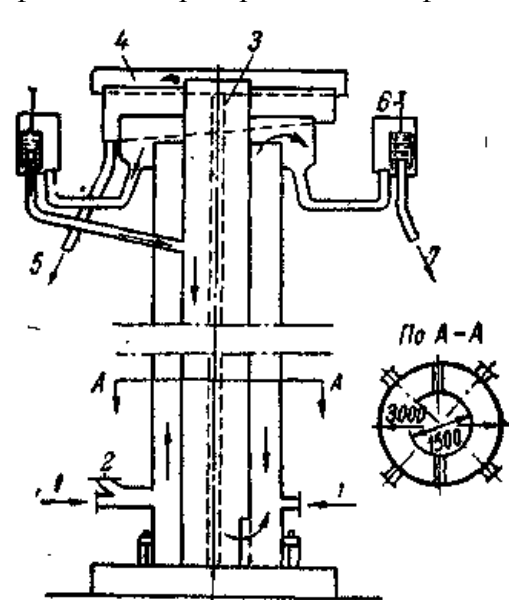


Рис. 302. Регенератор фирмы Копперс (США).

1 – ввод воздуха, 2 – подача раствора, 3 – вертикальная стенка, 4 – пеносорбник, 5 – отвод пены на фильтр, 6 – регулятор уровня, 7 – подача раствора в абсорбер.

сухого натра, и в полученном фенолятном растворе общая щелочность составляет $8 \div 10\%$. Один объем поглотителя при насыщении H_2S и CO_2 может поглотить более 50 объемов газа, т.е. более 75 г сероводорода на литр. При увеличении концентрации фенолята поглотительная способность раствора может быть увеличена на $40 \div 50\%$. Однако увеличение концентрации фенолята может быть произведено лишь до определенного предела, выше которого происходит более интенсивное растворение нейтральных масел в феноляте. Поглощение сероводорода происходит более интенсивно, чем поглощение углекислоты.

Регенерация раствора производится путем его нагревания, причем смесь натриевых солей и фенола взаимодействует между собой с образованием фенолята и выделением газообразных H_2S и CO_2 ; иными словами, реакция поглощения H_2S и CO_2 обратима и при повышении температуры протекает справа налево. Получение элементарной серы производится путем сжигания выделяющегося в регенераторе сероводорода в печах Клауса. Основным преимуществом фенолятного способа над другими “мокрыми” способами сероочистки

является весьма высокая поглотительная способность фенолятного раствора, позволяющая с успехом применять этот способ для очистки газов с большим содержанием сероводорода. Наряду с очисткой газов от сероводорода фенолятный способ может применяться и для удаления углекислоты, или же для комбинированной очистки газа от сероводорода и углекислоты.

По существу очистка газа от сероводорода по фенолятному способу всегда сопряжена с частичным удалением углекислоты, однако, вследствие более высокой скорости абсорбции сероводорода фенолятным раствором, степень удаления углекислоты может в известных пределах регулироваться.

Первая промышленная установка для очистки газа фенолятами пущена компанией Копперс в Америке в августе 1936 г. [197]. Установка предназначена для очистки 365000 м³ крекинг-газа в сутки с содержанием сероводорода 4,5%. Технологическая схема этой установки представлена на рис. 303. Подлежащий очистке газ по трубе 1 поступает в нижнюю часть абсорбера 2 колпачкового типа. На верхние тарелки абсорбера в противоток поступающему газу подается свежий поглотительный раствор. Для очистки 1 м³ газа, содержащего 4,5% сероводорода, достаточно подавать от 0,7 до 1,4 л поглотительного раствора. Очищенный газ отводится по трубе 3, а отработанный раствор, собирающийся в нижней части абсорбера, по трубе 4 поступает в теплообменник 5, где он нагревается за счет тепла регенерированного раствора. Несколько подогретый раствор затем подается в напорный бак 6, из которого перетекает в регенератор 7, представляющий собой ректификационную башню колпачкового типа.

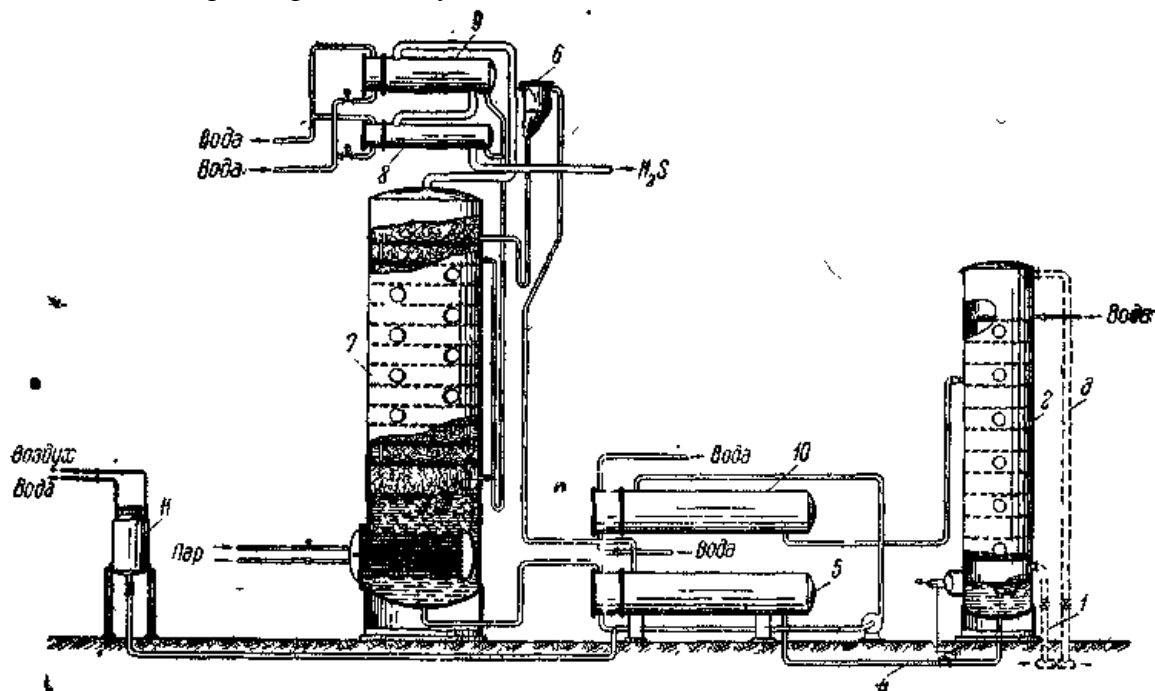


Рис. 303. Схема установки для очистки газа от серы фенолятом.

1 – ввод газа, 2 – абсорбер, 3 – отвод газа, 4 – подвод раствора в теплообменник, 5 – теплообменник, 6 – напорный бак, 7 – регенератор, 8, 9 – дефлегматоры, 10 – холодильник, 11 – смесительный бак.

Перетекая с тарелки на тарелку, раствор все более и более нагревается за счет тепла паров, поднимающихся из нижней части регенератора. С повышением температуры раствора начинают протекать реакции регенерации, приводящие к выделению газообразного сероводорода. В нижней части регенератора, одновременно служащей и сборником для регенерированного раствора, для подогрева последнего помещается нагревательная батарея. Выделяющиеся в регенераторе пары сероводорода проходят через два дефлегматора 8 и 9, в которых происходит осаждение конденсирующейся части, увлеченной вместе с газом, после чего поступают в установку для получения серной кислоты.

Регенерированный раствор, вытекающий из нижней части регенератора, последовательно проходит теплообменник 5 и холодильник 10 и охлажденным снова поступает в абсорбер для дальнейшего поглощения сероводорода. Приготовление фенолята натрия производится в смесительном баке 11. Степень очистки газа составляет от 95 до 99%, причем в случае необходимости она может быть повышена и достигнуть почти 100%.

Таким образом, вследствие высокой поглотительной способности раствора, дешевизны его и простоты процесса, фенолятный способ очистки газа от сероводорода имеет большие перспективы.

Прочие “мокрые способы” очистки газа от сероводорода. Другие “мокрые способы” очистки газа от сероводорода, к каковым относятся: никелевый способ, способ Пти, электролитический способ Франца Фишера, способ Буркгейзера, полиитонатовый способ Фельда, этаноламиновый способ, способ “Газ” фирмы Копперс и ряд других, – не получили сколько-нибудь широкого распространения; некоторые – в силу дороговизны исходного материала и значительных потерь его в процессе очистки, другие – в силу технологической сложности процесса, трудности его практического осуществления и высокой стоимости очистки газа.

Так, применение никелевого способа (по своей сущности весьма близкого к железосодовому и отличающегося от последнего лишь тем, что вместо гидрата окиси железа применяется серноокислый никель) ограничивается тем, что при наличии в очищаемом газе цианистых соединений катализатор быстро отравляется. Кроме того к недостаткам этого способа относятся весьма высокие расходные коэффициенты и дороговизна катализатора.

Способ Пти, электролитический способ Франца Фишера и способ Буркгейзера не вышли еще из стадии полужаводского экспериментирования, и если результаты, полученные по первым двум из них, позволяют думать, что после дальнейшей разработки эти способы могут найти себе промышленное применение, то этого нельзя сказать в отношении способа Буркгейзера, проверка которого на опытных установках не увенчалась производственным успехом.

Способ “Газ”, разработанный фирмой Копперс, является в сущности дальнейшей разработкой полиитонатового способа Фельда и применяется на нескольких промышленных установках. К недостаткам его относятся сложность процесса, громоздкость аппаратуры и значительные потери NH_3 , что удорожает стоимость очистки.

К недостаткам этаноламинового способа, применяемого для очистки газа как от сероводорода, так и от угольной кислоты, относятся значительные потери исходного материала, вследствие его свойства проникать через мельчайшие отверстия, и значительная стоимость этаноламинов.

в) Очистка газа от органических соединений серы

В некоторых случаях, в частности при применении газа для целей синтеза, требуется не только удаление сероводорода, но и органических соединений серы (CS_2). Очистка газа от органических соединений более сложна и значительно менее разработана, чем очистка газа от сероводорода. Для очистки газа от органических соединений серы (сероуглерода) применяется ряд способов, как-то: промывка газа легкими маслами, антраценовым маслом, анилином и фенилгидразином; каталитическое расщепление сероуглерода на различных катализаторах, как никель, молибден, железо, серебро, медь, а также на смешанных катализаторах; поглощение сероуглерода гашеной известью, и т.д. Однако все эти способы обладают рядом несовершенств: некоторые из них не дают достаточно высокой степени очистки газа, другие весьма сложны при практическом осуществлении. Способа очистки газа от органических соединений серы, который давал бы достаточно высокую степень очистки и, в то же время, был бы приемлем как с технической, так и с экономической стороны, до настоящего времени, несмотря на многочисленные работы в этой области, не существует. *

*8. ВОДЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ.

Расход воды на очистку и охлаждение газа определяется в основном типом газогенераторной установки и характером топлива, применяемого для газификации. Для крупных станций этот расход может достигать весьма внушительных величин порядка $600 \div 1000 \text{ м}^3$ воды в час, вследствие чего для уменьшения стоимости водоочистных сооружений, экономии в расходе воды, удешевлении канализационной системы и т.п.

обычно предусматривается оборотный цикл воды. Практически при газификации битуминозных топлив работа на проточной воде возможна лишь в случае установки небольшой мощности и при наличии рек с достаточным дебитом воды. Вообще же водяное хозяйство газогенераторных станций, работающих на таких топливах, как правило, значительно сложнее и насчитывает большее количество сооружений, чем водяное хозяйство станций, перерабатывающих бессмольное топливо.

В последнем случае основной примесью, загрязняющей технологическую воду, является пыль. На станциях, работающих на антрацитах или коксе, в случае охлаждения газа схема движения воды в циркуляционной системе обычно бывает следующей: скрубберы – пылеотстойники и фильтры – сборник горячей воды – насосная – градирня – насосная – скрубберы.

Пылеотстойники устраиваются таким образом, чтобы скорость движения воды в них была невелика. Их объем принимается равным 9÷10-часовому объему поступающей воды, причем в виду того, что главная масса пыли оседает в начале отстойника, дно делается с уклоном против течения воды. Дно отстойников обычно имеет форму нескольких рядом расположенных канав, в которых оседает шлам и которые периодически чистятся путем перекрытия подъемными балками и вымывания шлама водой. Часто для удаления пыли со дна отстойников применяют различные механические устройства, а на небольших газогенераторных установках это удаление производят ручным способом.

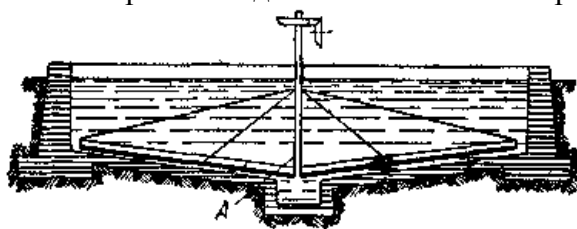


Рис. 304. Пылеотстойник системы Дорра.

А – мешалка.

Степень достигаемой очистки воды зависит от размеров отстойников, от тонкости содержащейся в воде пыли и удельного веса последней. Отстойники этого типа просты и почти не требуют ухода, но занимают много места. Поэтому для станций с большим расходом охлаждающей воды иногда применяют отстойники Дорра с механической мешалкой. Как видно из рис. 304, отстойник системы Дорра имеет цилиндрическую форму и коническое дно. Мешалка А вращается с небольшой окружной скоростью, которая не должна превышать 0,05 м/сек. Очищенная вода отбирается по периферии отстойника из кольцевого желоба, а шлам, накапливающийся на дне, откачивается насосом. Отстойники этого типа могут быть выполнены на очень большую производительность. Так например, при диаметре в 12 м отстойник пропускает в час до 400 м³ воды при степени очистки до 95% и расходе мощности на вращение мешалки около 1,5 кВт.

При необходимости более тонкой очистки воды от пыли за пылеотстойниками иногда устраивают фильтры, заполненные коксом или другим фильтрующим материалом. В тех случаях, когда охлаждение газа и улавливание пыли производятся в нескольких последовательно расположенных устройствах и когда концентрация пыли в промывных водах неодинакова, устраиваются параллельно работающие системы.

При газификации углей, содержащих большое количество серы, в циркуляционную воду переходят сернистые соединения, которые с течением времени накапливаются и разрушающе действуют на аппаратуру и железные трубопроводы. Поэтому для предохранения железных частей от коррозии в циркуляционную воду добавляют известковый или содовый растворы, что дает вполне удовлетворительные результаты.

При газификации битуминозных топлив водяное хозяйство генераторных станций холодного газа становится, как правило, значительно более сложным. Как уже указывалось ранее при описании различных способов очистки газа от смолы, почти на всех современных крупных газогенераторных станциях выделение основной массы смолы производится в центробежных смолоотделителях или электрофильтрах. Остальное количество смолы выделяется в стояках, гидравликах, холодильниках, каплеуловителях,

газопроводах и других аппаратах, причем смола из скрубберов обычно смешана с очень большим количеством охлаждающей воды, т.е. водяное хозяйство газоочистки тесно связано со смоляным.

В виду того что способы отделения смолы от воды были уже описаны ранее, здесь нужно отметить только, что на случай аварии смолоотделителей водяное хозяйство должно быть рассчитано на возможность отделения от циркуляционной воды больших количеств смол.

Для хранения смолы устраиваются специальные смолохранилища, рассчитанные на 15÷20-дневную производительность генераторной установки. Смолохранилища представляют собой бетонные или деревянные резервуары, разделенные перегородками на несколько отделений, предназначенных для хранения смол с различным содержанием влаги. В непосредственной близости от смолохранилища обычно располагается смолонасосная, в которой устанавливаются насосы для перекачки смолы. На больших газогенераторных станциях для налива смолы в тару устраиваются специальные наливные эстакады, подобно тому как это делается на электростанциях для налива мазута.

Всякого рода лотки, идущие от смолоотделителей к смолохранилищу или от скрубберов к водоотстойным ямам и другие, обычно выполняются бетонными или деревянными и снабжаются съемными крышками, позволяющими производить чистку.

Для охлаждения циркуляционной воды применяют или градирни или брызгальные бассейны. В тех случаях, когда сборные ямы горячей и холодной воды – скрубберов и градирни – находятся на значительном расстоянии от насосной станции, вблизи последней устраиваются специальные водозаборные колодцы. Насосы, подающие воду на скрубберы и градирни, обычно устанавливаются вместе и, в случае если требуемые напоры примерно одинаковы, связываются дополнительными водопроводами. Благодаря этому достигается взаимозаменяемость насосов и уменьшение необходимого резерва. В зимнее время, в условиях более благоприятных для охлаждения воды, отдельные секции градирни или брызгального бассейна выключают.

В местностях с суровым климатом водяные трубы, подающие воду на скрубберы и градирни, утепляют и снабжают (вертикальные участки) сливными кранами для выпуска воды в целях предупреждения возможного замерзания при всякого рода остановках.*

***9 ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД**

Источниками образования сточных вод являются: влага топлива, влага разложения, получающаяся при термическом распаде топлива, и, наконец, неразложенный пар паровоздушного дутья. Весь комплекс водных конденсатов, выделяющихся при охлаждении газа, носит название подсмольной воды, состав и количество которой в сильнейшей степени зависят от характера топлива и способа его переработки. При охлаждении и промывке газа на станциях с замкнутым водяным циклом, техническая вода, подаваемая в скрубберы для охлаждения, со временем все более и более обогащается растворимыми в воде соединениями, извлекаемыми из газа, и по своему характеру приближается к подсмольной воде.

При работе на топливах с большой влажностью (древесина, торф, бурые угли) количество конденсирующейся воды превышает количество испаряющейся, а потому в системе получается излишек воды, который необходимо периодически удалять. Даже в тех случаях, когда излишков воды в циркуляционной системе и не образуется, все же некоторое количество воды приходится удалять, так как в процессе работы она загрязняется, количество растворимых и нерастворимых веществ в ней увеличивается, и начинает возникать опасность засорения и коррозии системы.

На больших газогенераторных станциях ежесуточное количество сточных вод, подлежащих спуску, достигает весьма значительной величины. Так например на одной из крупнейших торфяных станций СССР ежедневно приходится вывозить свыше 200 м³

сточных вод.

Наиболее сильно загрязнены сточные воды газогенераторных станций, работающих на битуминозных топливах. Они содержат целый ряд ядовитых веществ, важнейшими из которых являются фенолы, губительно действующие на флору и фауну водоемов и делающие воду непригодной для питья.

Химическая природа веществ, содержащихся в сточных водах, весьма различна и в совокупности с их сравнительно высокой растворимостью чрезвычайно затрудняет очистку воды и приводит к тому, что все существующие методы не могут быть признаны удовлетворительными с точки зрения достаточно полной очистки. Благодаря этому многие газогенераторные станции должны прибегать к паллиативной мере и вывозить образующиеся на них сточные воды или на болота или в другие места, достаточно удаленные от населенных пунктов.

Представление о составе сточных вод некоторых газогенераторных станций СССР, работающих на битуминозных топливах, дает таблица 141, составленная по данным Института ВОДГЕО [198].

Таблица 141. Некоторые данные по составу сточных вод.

	Количество веществ в граммах на литр воды			
	Торфяные газогенераторные станции Генераторы со швельшахтой			Газогенератор- ная станция на бурых углях Подмосковного бассейна
	Свердловск	Гомель	Гусь-Хру- стальный	
Смола в растворенном состоянии	1,002÷0,266	0,002÷0,070	0,908	—
Примеси, не растворимые в ацетоне	0,003÷0,244	0,001÷0,020	0,035	—
Плотный остаток	7,6÷13,26	0,906—10,75	8,784	6,784÷8,540
Фенолы	3,92÷13,8	0,963÷3,465	3,076	2,147÷2,773
Цианиды	0,002÷0,03	0	0,010	0,007÷0,00
Метиловый алкоголь	0,488÷1,60	0,266÷1,880	0,964	0,024— 0,025
Жирные кислоты	3,834÷104,86	0,348÷5,59	40,13	Следы
Пиридины и основания	0,053÷0,805	0÷0,167	0,150	0,003÷0,004
Общая сера	—	—	—	6,880÷8,012
Сульфаты	—	—	—	1,241÷1,382
Окисляемость	2,94÷40,59	2,359÷17,530	33,700	10,56÷11,84
Потребление O ₂	6,223÷96,60	1,405÷8,400	37,585	4,928÷7,04

Как видно из этой таблицы, составы сточных вод значительно колеблются в зависимости от вида и характера топлива, причем воды буроугольной станции менее загрязнены органическими веществами, чем воды торфяных станций. В отдельных случаях при работе с замкнутым водяным циклом содержание фенолов в сточных водах буроугольных станций может достигать до 7,5÷8,0 г/л [199].

Как уже упоминалось, важнейшими вредными веществами, содержащимися в сточных водах, являются фенолы. По Лейтгу, ничтожное количество фенолов в 0,1 мг/л придает воде неприятный лекарственный запах; при хлорировании вода делается непригодной к употреблению уже при содержании фенолов 0,02 мг/л, что объясняется образованием хлорфенола, придающего воде запах йодоформа.

Данные Мюнстеровской опытной станции о ядовитости отдельных компонентов, содержащихся в сточных водах, приведены в таблице 142.

Из сопоставления этих данных с результатами определений вредных примесей, содержащихся в сточных водах, видно, что фенолы являются наиболее вредной составной частью, удаление которой необходимо поставить в первую очередь. Однако это удаление

Таблица 142. Концентрации различных веществ, вредные для рыб.

Наименование веществ	Вид рыбы	Вредно-действующая концентрация в мг/л
Фенол (C_6H_5OH)	Карп, линь	$6 \div 10$
Сероводород	“	$8 \div 12$
Аммиак	“	$17 \div 130$
Бензол	Линь	100
Смолы	“	200
NH_4CNS	Карп, линь	Безвредна при 100 мг/л
Свободная углекислота	“	$190 \div 200$
NH_4S	“	373
Пиридин	“	500

еще не решает в целом вопроса очистки сточных вод, так как остаточная окисляемость, вызываемая другими растворенными веществами, все же бывает еще очень высокой. Так например, для сточной воды торфяной газогенераторной станции Уралмашзавода в г. Свердловске удаление фенолов уменьшает общую окисляемость воды лишь на 50% – до 14,2 г/л [200].

Все известные в настоящее время способы очистки сточных вод можно подразделить на следующие две группы:

1) способы, преследующие (в

основном) удаление фенолов и

2) способы, направленные к общему обезвреживанию сточных вод.

Некоторое применение на практике нашли следующие способы дефеноляции сточных вод:

1) экстракция фенолов органическими растворителями, как-то: бензолом, трикрезилфосфатом, фракциями каменноугольной и торфяной смолы, бензолхинолином, тетраминоом и др.;

2) выдувание фенолов и других летучих веществ топочными газами или паром (Копперс, США);

3) адсорбция фенолов и других веществ твердыми адсорбентами: активированным углем, силикагелем, болотной рудой и др.

Схема промышленной установки, работающей по первому способу, показана на рис. 305. Поступающая из напорного бака 1 сточная вода подвергается очистке от фусов и пыли в фильтрах 2, наполненных различными фильтрующими материалами. Затем вода подогревается в подогревателе 3 и поступает в смолоотделитель 4, выполняемый в виде башенного скруббера с насадкой. Предварительная очистка от смолы производится по той причине, что в противном случае происходит забивание и загрязнение экстракционных скрубберов, а также образование стойких эмульсий с экстрагентом. Очищенная от смолы вода поступает в экстракционный скруббер 5, работающий по принципу противотока, и по выходе из него направляется в отстойник 8. Экстрагент подается из напорного бака 6. В отстойнике 8 происходит разделение воды и экстрагента, основанное на различии удельных весов обеих жидкостей. Отделенная от экстрагента вода или сбрасывается в канализацию или же поступает на дальнейшее обезвреживание, а экстрагент подвергается обработке в следующем скруббере 9 раствором едкой щелочи, подаваемой из напорного бака 7. По выходе из скруббера 9 экстрагент и щелочь поступают в отстойник 10, из которого, разделенные, направляются в хранилища 12 и 13. В качестве экстрагента обычно применяется бензол. Из хранилища 13 при помощи насоса 11 экстрагент подается в напорный бак 6 и снова применяется для экстракции фенолов. Полученный фенолят натрия или является конечным продуктом, выдаваемым очистительной установкой, или применяется в качестве сырья при дальнейшей переработке на чистый фенол.

Несмотря на свою простоту, высокую степень очистки воды и возможность попутного получения достаточно ценного побочного продукта (фенолята натрия или фенола), описываемый способ обладает рядом весьма существенных недостатков. К ним необходимо отнести значительную растворимость экстрагента в воде, вызывающую большие его потери, и сравнительно быструю загрязняемость экстрагента смолами, не полностью уловленными фильтрами, что уменьшает степень очистки воды и вызывает

необходимость в частой замене экстрагента свежими порциями. Поэтому рассмотренный способ мало экономичен. Метод Копперса, нашедший широкое применение в США, отличается крайней простотой в техническом оформлении. Схема дефеноляции воды по этому способу приведена на рис. 306. Сточная вода, подлежащая очистке, подается насосом 2 из ямы 1 в подогреватель 3 и напорный бак 4, из которого самотеком поступает в испарительную колонну 5. Испарительная колонна состоит из двух частей: верхней, заполненной насадкой и предназначенной для выдувания фенолов, и нижней, являющейся регенератором для воздуха или газа. Равномерно распределяясь при помощи разбрызгивающего устройства по всему сечению колонны, вода стекает вниз по насадке и встречает воздух или дымовой газ, подаваемый снизу, причем фенолы испаряются и переходят в газ. Отдувочные газы отсасываются вентилятором 6 и пропускаются через десятипроцентный раствор щелочи, находящийся в нижней части колонны. При этом фенолы поглощаются щелочью, а очищенный от них газ снова поступает в верхнюю часть колонны. Раствор щелочи подается из напорного бака 7, а образующийся в нижней части колонны фенолят перепускается по мере надобности в сборник для фенолята 8. Описанный способ позволяет получать высокую степень очистки воды от фенолов.

Дефеноляция сточной воды при помощи твердых адсорбентов, главным образом активированным углем, стала экономически рентабельной лишь после работ Сирпа (F. Sierp), который нашел технически и экономически приемлемый способ регенерации активированного угля [201].

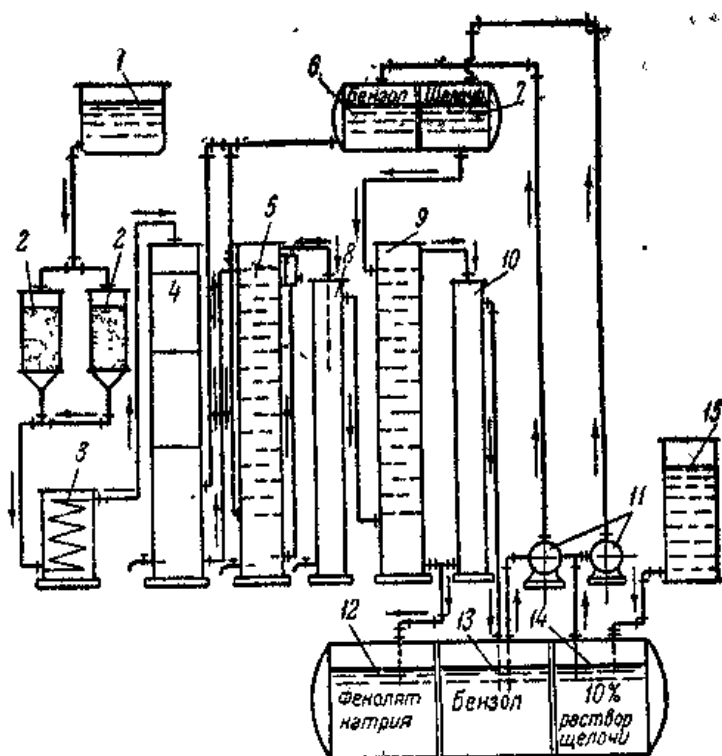


Рис.305. Схема промышленной установки Ост – Гезельшафт.

1 – напорный бак для сточной воды, 2 – фильтры, 3 – подогреватель, 4 – смолуловитель, 5 – экстракционный скруббер, 6 – бак для экстрагента, 7 – бак для щелочи, 8 – отстойник, 9 – щелочной промыватель, 10 – отстойник, 11 – насосы, 12 – хранилище для фенолята, 13 – хранилище для бензола, 14 – хранилище для щелочи, 15 – растворитель щелочи.

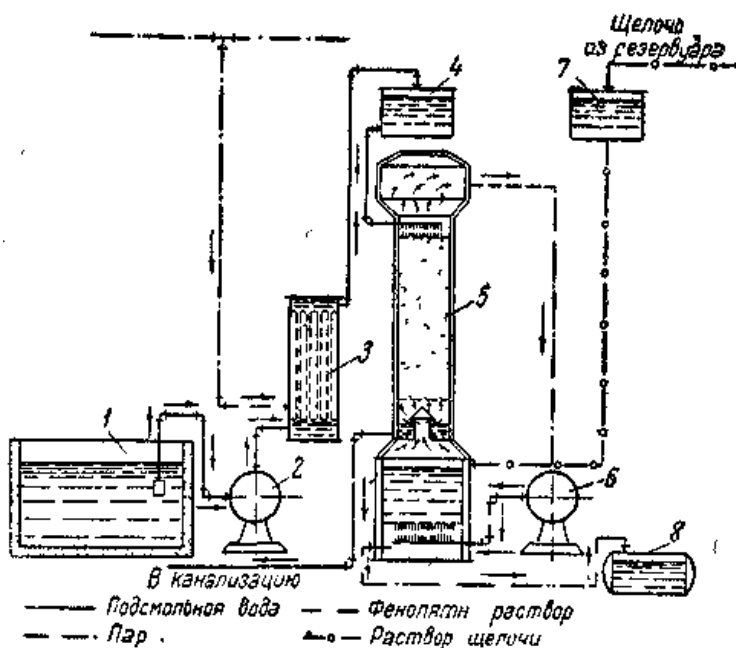


Рис. 306. Схема извлечения фенолов из сточной воды по методу Копперса.

1 – резервуар для подсмольной воды, 2 – насос, 3 – подогреватель, 4 – напорный бак, 5 – испарительная колонна, 6 – вентилятор, 7 – напорный бак для щелочи, 8 – сборник для фенолята.

Рис. 307. Схема установки для адсорбции фенолов активированным углем.

A — сборник сырой аммиачной воды, *B* — смолоотделители, *C* — очиститель от остатков смолы, *D* — сборник смолы, *E* — сборник чистой аммиачной воды, *F* — напорный бак аммиачной воды, *G* — теплообменник, *H* — водоотделитель аммиачной воды, *I* — адсорберы, *K* — напорный бак аммиачной воды, *L* — конденсатор, *M* — дефлегматор, *N* — сборник бензола с экстрагированным фенолом, *O* — дестилляционная колонна, *P* — дефлегматор, *Q* — конденсатор, *R* — холодильник конденсата, *S* — охладитель, *T* — сборник сырого фенола, *U* — напорный бак для бензола, *V* — подогреватель бензола.

358

По данным Сирпа, при испытании установки, рассчитанной на переработку 25 м^3 воды в час (на руднике Брухштрассе в Рурской области), была достигнута очень высокая степень очистки воды – до 99,5%, допускающая ее сброс даже в питьевые водоемы. При этом выяснилось, что перед адсорбцией фенолов вода должна быть тщательно очищена от смолы, так как иначе последняя заклепывает поверхность активированного угля и уменьшает вследствие этого его активность. Несмотря на свое очевидное преимущество, рассмотренный способ не является универсальным и не может быть применен для очистки вод, содержащих большие количества сернистых соединений, так как в этом случае активированный уголь быстро отравляется, причем последующей регенерацией не удастся полностью восстановить его активность. Вообще же активность угля уменьшается от цикла к циклу, что приводит к необходимости его замены.

Другие из упомянутых выше твердых адсорбентов обладают меньшей активностью, чем уголь.

Кроме описанных здесь способов дефеноляции, предложены и многие другие, однако в большинстве своем они еще не вышли из стадии лабораторного и полужаковского экспериментирования.

К способам, преследующим своей целью общее обезвреживание сточных вод, в первую очередь следует отнести биологическую очистку. Для того чтобы ядовитые вещества не убивали бактерий, вода, поступающая на биофильтры, не должна содержать большого количества фенолов. Так, по опытам Института ВОДГЕО [202], максимальная концентрация фенолов для проточнозатопленного аэрофильтра составляет 214 мг/л . При более высокой концентрации фенолы полностью не окисляются и эффект очистки понижается. Необходимое, разбавление сточных вод может быть достигнуто подмешиванием городских сточных вод. Опыты, произведенные в Англии, показали, что к городским сточным водам возможно добавлять до 10% аммиачных сточных вод, причем такая добавка не вызывает затруднений при биологической очистке. В тех случаях, когда городских сточных вод недостаточно, допустимая концентрация фенолов может быть достигнута путем разбавления уже очищенной водой. Однако в виду того, что в этом случае требуются большие объемы очистных сооружений, очистка получается громоздкой и обходится слишком дорого. Для уменьшения стоимости очистки целесообразно применять предварительное извлечение фенолов по одному из описанных выше способов с последующим обезвреживанием обесфеноленной воды на биофильтрах.

Для уменьшения количества сточных вод, т.е. для облегчения условий очистки, было предложено несколько способов испарения вод в дымовых трубах, специальных башнях и т.д. с выпуском продуктов в атмосферу. К сожалению однако, все эти меры следует считать неудовлетворительными с санитарно-гигиенической точки зрения. Радикальной мерой для уменьшения количества сточных вод представляется их использование на увлажнение дутья, подаваемого в генераторы. Однако, в виду недостаточности исследовательских работ в этой области, в настоящее время еще нельзя сделать окончательного заключения о практической ценности этого способа.*

***10 УСТРОЙСТВО ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ¹**

а) Расположение газогенераторов

При наличии на заводе ряда потребителей газогенераторы могут располагаться либо индивидуальными группами, обслуживающими отдельных потребителей, либо в одной общей центральной газогенераторной станции. Ранее, когда газ к потребителям в преобладающем большинстве случаев подавался в горячем состоянии, для каждого потребителя обычно ставили самостоятельную газовую установку стремясь сохранить

¹ При составлении раздела об устройстве газогенераторных станций были использованы все материалы, приводимые Рамбушем. Ред.

физическое тепло газа и по возможности сократить протяженность газопроводов, т.е. максимально приблизить газогенераторы к потребителю. На старых заводах нередко можно видеть газогенераторные установки, либо расположенные в одном здании с потребителем газа, либо непосредственно примыкающие к нему. Существенными недостатками индивидуальных установок являются:

- 1) необходимость наличия в каждой установке резервного газогенератора для обеспечения бесперебойной работы потребителя,
- 2) весьма разветвленная сеть подъездных путей для подачи топлива и отвозки золы,
- 3) необходимость наличия при каждой установке небольшого склада топлива,
- 4) большое количество обслуживающего персонала (по сравнению с централизованной установкой).

До тех пор пока применялись генераторы простых конструкций (например, генераторы Сименса), обладавшие малой производительностью (вследствие чего их приходилось обычно устанавливать батареями по несколько штук) и стоившие весьма недорого, установка резервного генератора незначительно удорожала общую стоимость станции. Однако в настоящее время, когда один современный механизированный газогенератор способен заменить целую батарею старых газогенераторов и когда для снабжения отдельного потребителя часто достаточно 1–2 генераторов, установка резервного генератора настолько удорожает общую стоимость станции, что преимущества централизованного газоснабжения, особенно при применении очищенного газа, становятся неоспоримыми.

Поэтому в настоящее время стремятся сосредоточить производство газа в одном месте, устраивая по возможности одну общую центральную газогенераторную станцию.

Лишь в отдельных случаях, при применении горячего газа и при наличии потребителей, расположенных на значительном расстоянии друг от друга, приходится сооружать несколько индивидуальных установок.

Станции горячего газа стремятся располагать возможно ближе к основным потребителям, так как иначе потери физического тепла газа в газопроводах могут стать весьма значительными.

Можно считать, что оптимальным местом расположения станции горячего газа из условия наименьших потерь физического тепла будет такое место, от которого сумма длин газопроводов к основным цехам-потребителям будет наименьшей. Поэтому станции горячего газа часто располагаются в центре завода, хотя такое расположение и не удовлетворяет санитарно-гигиеническим требованиям. Что касается до станций очищенного газа, то они могут располагаться на значительном расстоянии от потребителей, причем здесь в основном руководствуются соображениями удобства топливоподачи и связи с топливным складом.

На современных благоустроенных заводах станции очищенного газа обычно располагаются на краю территории завода с тем расчетом, чтобы выделяющиеся газы и пары возможно меньше уносились ветром к другим цехам или жилым строениям.

б) Расположение оборудования

Расположение оборудования в газогенераторных станциях в основном зависит от характера и размеров станции. В некоторых случаях решающими соображениями являются: размер свободного участка, отводимого под газогенераторную станцию, и рельеф местности.

Газогенераторы обычно располагаются по одной оси; такое размещение удобно в отношении подачи топлива, удаления золы и отвода получаемого газа. Расстояние между осями отдельных генераторов принимается в зависимости от типа и размеров последних. Так например, для механизированных генераторов AVG с диаметром шахты в свету 3,0 м

нормальным расстоянием считается $7,0 \div 7,5$ м. Для генераторов с немеханизированным золоудалением расстояние между осям может быть меньшим. Во всяком случае ширина проходов между генераторами должна обеспечивать нормальное обслуживание генератора со всех сторон и исключать возможность несчастных случаев с обслуживающим персоналом.

При большом количестве газогенераторов (свыше 10 – 12), когда при однорядном расположении здание газогенераторной станции делается слишком длинным, что усложняет и затрудняет эксплуатацию, прибегают к двухрядному расположению газогенераторов. Нередко двухрядное расположение делается и при меньшем числе газогенераторов, однако следует считать, что такое расположение при числе генераторов менее 8 нецелесообразно и может быть оправдано лишь в исключительных случаях, например когда длина участка, отводимого под газогенераторную станцию, весьма ограничена.

Недостатками двухрядного расположения являются: затемнение здания и усложнение его конструкции и коммуникации газопроводов.

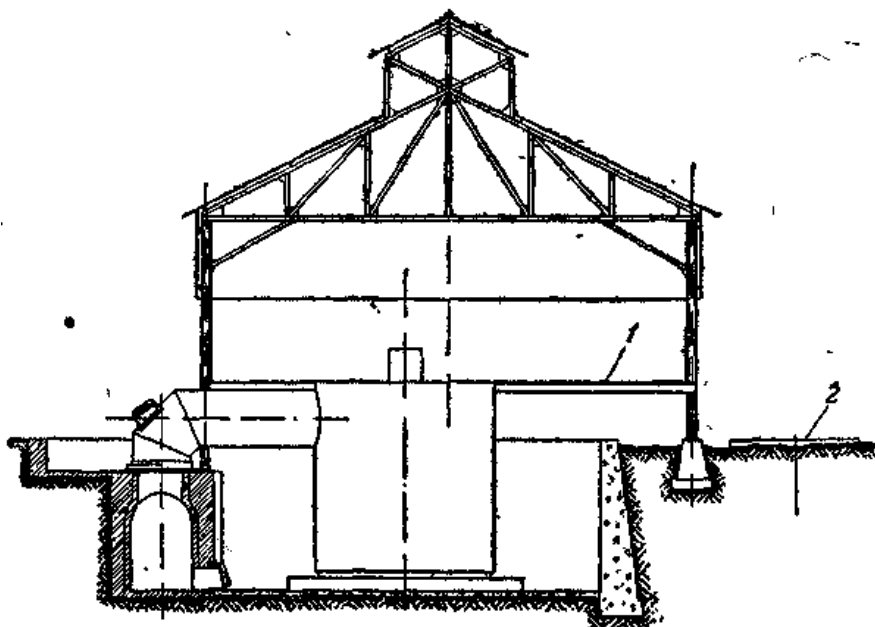


Рис. 308, Установка с заглублением генераторов в землю.

1 – площадка для угля, 2 – подвоз угля.

При большом числе газогенераторов (свыше 20–25 шт.) во избежание излишней громоздкости станции газогенераторы располагают в два или большее количество блоков. При станциях очищенного газа обычно каждый блок имеет свою собственную систему газоочистки, после которой и производится смешение чистого газа.

Станции горячего газа, как правило, гораздо компактнее станций очищенного газа. В первых обычно все оборудование размещается в одном корпусе, в то время как во вторых (особенно при значительном числе газогенераторов) для размещения всей аппаратуры приходится устраивать два или большее количество зданий. Поэтому для станций очищенного газа всегда требуется значительно большая территория, чем для станций горячего газа.

В старых установках горячего газа генераторы часто заглублялись в землю причем площадка обслуживания находилась примерно на уровне земли, как это показано на рис. 308. Подобное расположение объяснялось тем, что применяемые генераторы обычно были самодувными, и заглубление их в землю, с одной стороны, способствовало выдавливанию газа к потребителю и облегчало устройство подземных газопроводов, с другой, — значительно облегчало и упрощало* подачу топлива. Особенно часто можно

видеть на практике такое расположение при применении кирпичных генераторов прямоугольной формы с горизонтальной или наклонной колосниковой решеткой.

При применении современных механизированных генераторов, требующих тщательного наблюдения за нижними вращающимися частями, заглубление генераторов не может быть рекомендовано. Газопроводы на станциях горячего газа из условий наименьших тепловых потерь обычно выполняются кирпичными, прямоугольной формы и укладываются под землей. В тех случаях, когда по местным условиям подземная разводка газа невозможна, прибегают к устройству надземных газопроводов, причем последние делаются железными, круглой формы и футеруются изнутри кирпичом. Толщина футеровки принимается различной в зависимости от диаметра газопровода и

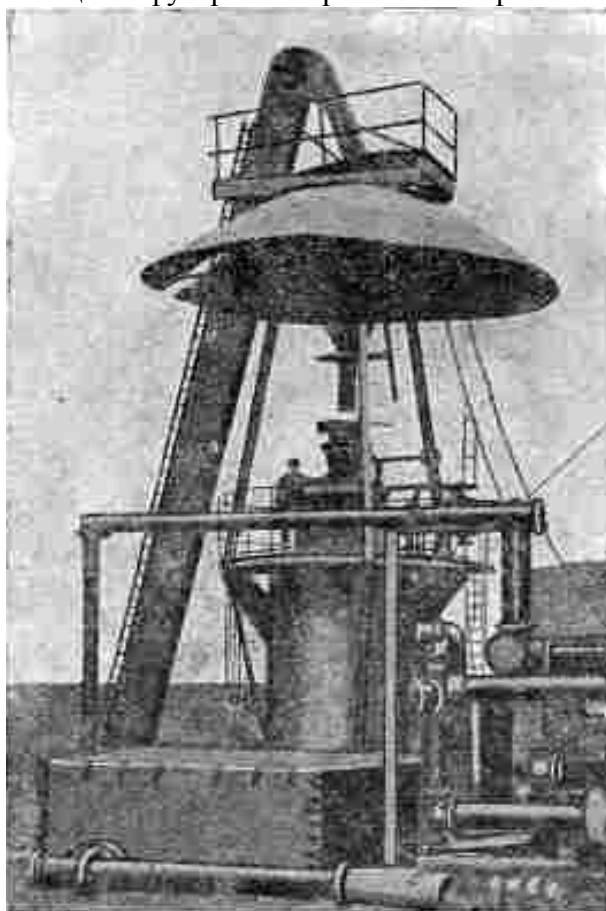


Рис. 309. Установка генератора под открытым небом в странах с тропическим климатом.

удаленности станции от потребителя. В небольших станциях очищенного газа возможно размещение всей аппаратуры в одном здании, в больших же – когда количество различных устройств становится значительным, а самая аппаратура громоздкой, ее размещают частично на открытом воздухе, частично в специальных зданиях. В отдельном здании или зданиях чаще всего помещают воздушные вентиляторы, газососы, водяные и другие насосы, а также аппаратуру сероочистительной установки. В том случае, если вся вспомогательная аппаратура размещается в одном здании, последнее может или непосредственно примыкать к основному корпусу газогенераторной станции или отстоять от него на некотором расстоянии, определяемом из условий необходимых пожарных разрывов. Это в одинаковой мере относится и к тому случаю, когда вспомогательная аппаратура размещается в нескольких зданиях.

На открытом воздухе вне зданий располагается только такая аппаратура или устройства, которые не требуют непрерывного наблюдения и ухода и без ущерба могут подвергаться атмосферным воздействиям, т.е. электрофилтры,

скрубберы, водяные и смоляные ямы и т.д. Однако в странах или местностях с суровым климатом в условиях зимнего времени эксплуатация даже такой аппаратуры представляет значительные трудности, а потому в некоторых случаях ее также помещают в зданиях. Но так как при этом значительно возрастают первоначальные капиталовложения в строительство установки, размещение всех устройств в здании применяется преимущественно лишь на станциях небольшой мощности. Переходя к строительной части, прежде всего необходимо отметить, что конструкция зданий газогенераторных станций в сильной степени зависит от климатических условий.

В странах с тропическим климатом можно размещать газогенераторы под открытым небом или же устраивать легкий навес (зонт) (рис. 309), ограждающий рабочее место от палящих лучей солнца и от атмосферных осадков.

В странах с мягким климатом также часто делают только навес над генераторами или возводят здание облегченного типа с частичным заполнением стен. Строительная

конструкция газогенераторной станции, имеющей одну открытую стену, изображена на рис. 310. Подобная конструкция здания позволяет иметь хорошую естественную вентиляцию помещения. Конструкция здания, состоящая из металлического каркаса с частичным заполнением стен, представлена на рис. 311.

В странах с суровым климатом приходится устраивать полностью закрытые здания и снабжать их хорошо разветвленной системой приточно-вытяжной вентиляции.

При проектировании станций следует обращать особое внимание на вентиляцию того этажа здания, в котором находятся загрузочные коробки, так как здесь обычно бывает особенно интенсивное выделение газов, содержащих ядовитую окись углерода. Точно так же должны хорошо вентилироваться помещения на уровне шуровочных отверстий газогенераторов и газососная.

В местах особо интенсивного выделения газов, как-то: загрузочные коробки, шуровочные отверстия, весьма часто устраиваются местные вытяжные колпаки, способствующие быстрейшему удалению выделяющегося газа и препятствующие его распространению по всему помещению.

в) Транспорт топлива и удаление золы

Размеры складов топлива при газогенераторных станциях зависят от характера топлива, производительности станции и местных условий.

Ряд топлив, например бурые и некоторые сорта каменных углей, не выдерживают длительной перевозки и хранения, а потому переработка их производится на станциях, расположенных вблизи мест добычи, а запасы топлива на станциях делаются небольшими: на 2–3 недели. Для того чтобы топливо по возможности меньше измельчалось на пути «шахта – газогенератор» и не подвергалось выветриванию, газогенераторы обычно питают свежедобытым углем, а запасы топлива, находящиеся на складе, периодически обновляют. Сроки, через которые необходимо обновлять запасы на складах, для различных топлив различны и зависят от их свойств. Для уменьшения выветривания углей было предложено хранение их под водой. Этот способ испытан для некоторых сортов каменных углей и для богемских бурых углей и дал положительные результаты. Качество угля сохранялось, а влажность угля почти не увеличивалась, ибо смачиванию подвергалась лишь внешняя поверхность кусков угля, и толщина смоченной зоны была весьма невелика. Поэтому есть основания полагать, что этот способ может найти применение и при хранении других видов углей, не выдерживающих хранения на открытом воздухе. Постоянный топливный запас на складах, обновляемый несколько раз в год, позволяет значительно уменьшить потери топлива от измельчения и выветривания. По подсчетам, произведенным Тренклером

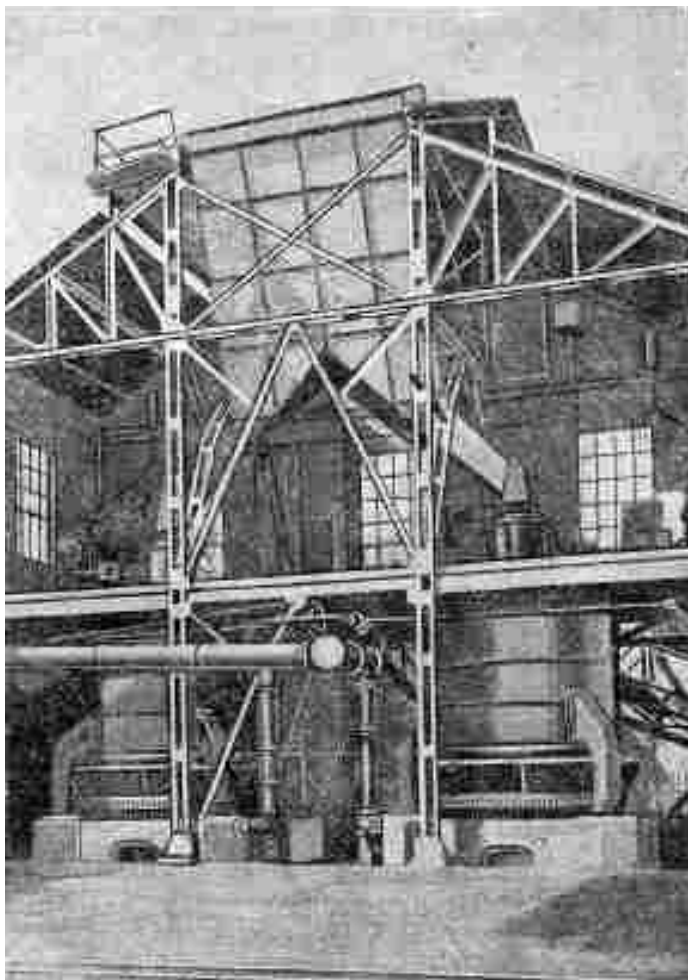


Рис. 310. Строительная конструкция здания газогенераторной станции облегченного типа.

[208], при подаче топлива непосредственно в генератор потери угля на 35% меньше, чем при подаче угля с перегрузкой на топливном складе. Расчет сделан в предположении, что свежедобытый уголь имеет 5% мелочи, уголь, подаваемый после перегрузки на топливном складе, – 10% и уголь после годового хранения – 30% мелочи. Запас топлива на складе – трехнедельный. Подсчет Тренклера следует рассматривать как схематичный, дающий лишь общее представление о величине экономии. Необходимо отметить, что при работе по этой схеме топливоподачи в период обновления топливных запасов приходится иметь дело с углем, качество которого на много ниже качества угля, поступающего в остальное время года. Вследствие этого условия эксплуатации генераторов значительно усложняются и утяжеляются.

Для топлив, требующих длительной подсушки, как древесина и торф, основные склады должны находиться на местах добычи: лесосеках и торфяных болотах.

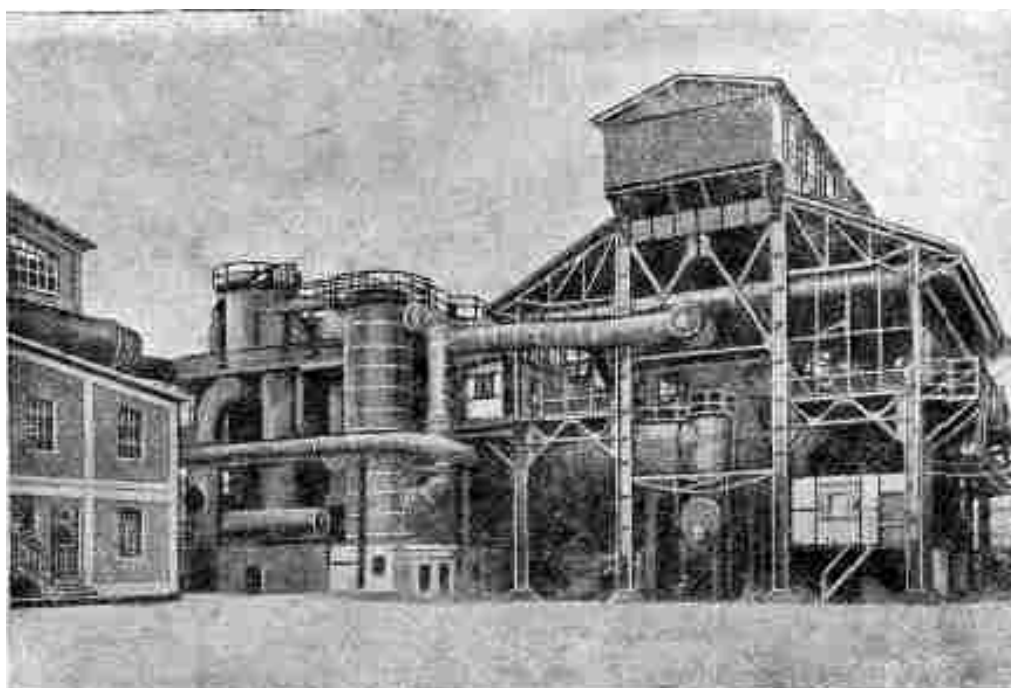


Рис. 311. Металлическая конструкция здания газогенераторной станции с частичным заполнением стен.

При станциях обычно делаются небольшие запасы до 1 месяца. В тех случаях, когда станции расположены вдалеке от места добычи и с подачей топлива могут происходить перебои, склады рассчитываются на хранение большего запаса топлива. В исключительных случаях, когда подача топлива на станцию может производиться лишь в определенное время года (например сплавом), приходится иметь при станциях большие запасы топлива – до одного года. При этом территория, которая нужна под топливный склад, особенно для станций значительной мощности, делается весьма большой. Если станция находится недалеко от мест добычи топлива и его подача производится без перебоев, достаточно иметь при станции небольшой склад, рассчитанный на хранение запаса топлива на несколько суток.

Что касается формы склада топлива, то последняя в сильнейшей степени зависит от типа топливоподачи, от свободной площади, от местных условий, рельефа местности и т.д.

Топливо на складах располагается в форме отдельных штабелей, отделенных друг от друга соответствующими разрывами. Размеры штабелей и величина разрывов между ними устанавливаются в соответствии со свойствами топлива, способом обслуживания и местными условиями. Так например, по нормам, принятым в СССР кусковой торф,

хранящийся на складах, должен складываться в штабеля длиной до 100 м, шириной в основании 15 м и высотой 6 м, При необходимости, в зависимости от территории, отводимой под топливный склад, длина штабелей может быть меньшей. Штабеля обычно располагаются попарно с разрывом между ними в 4 м. Продольные разрывы между штабелями должны быть в 20 м, а поперечные разрывы между смежными парами в 30 м. Для других видов топлив допускаемые размеры штабелей устанавливаются иными. Допускаемая высота штабелей для различных топлив различна и зависит от их способности к самовозгоранию. Так например, по нормам, принятым в СССР, для бурых углей в зависимости от их свойств допускаемая высота штабелей составляет от 0,75 до 2,0 м, для различных сортов каменных углей – от 1,0 до 1,75 м и для антрацитов всех марок – 2,0 м.

При хранении на складах топлив, склонных к самовозгоранию, необходимо производить тщательный контроль, периодически промеряя температуру угля на различных высотах штабеля. В случае если замеры покажут значительный подъем температуры, следует

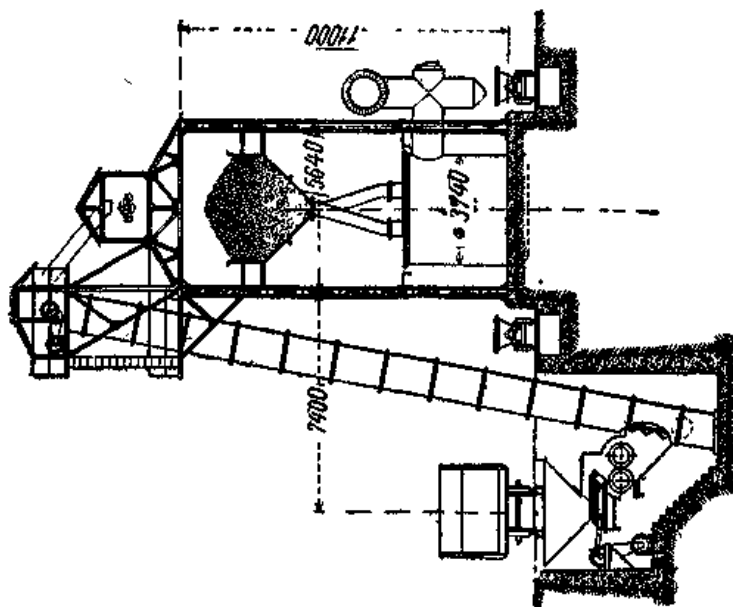


Рис. 312. Подача топлива в бункеры при помощи элеватора.

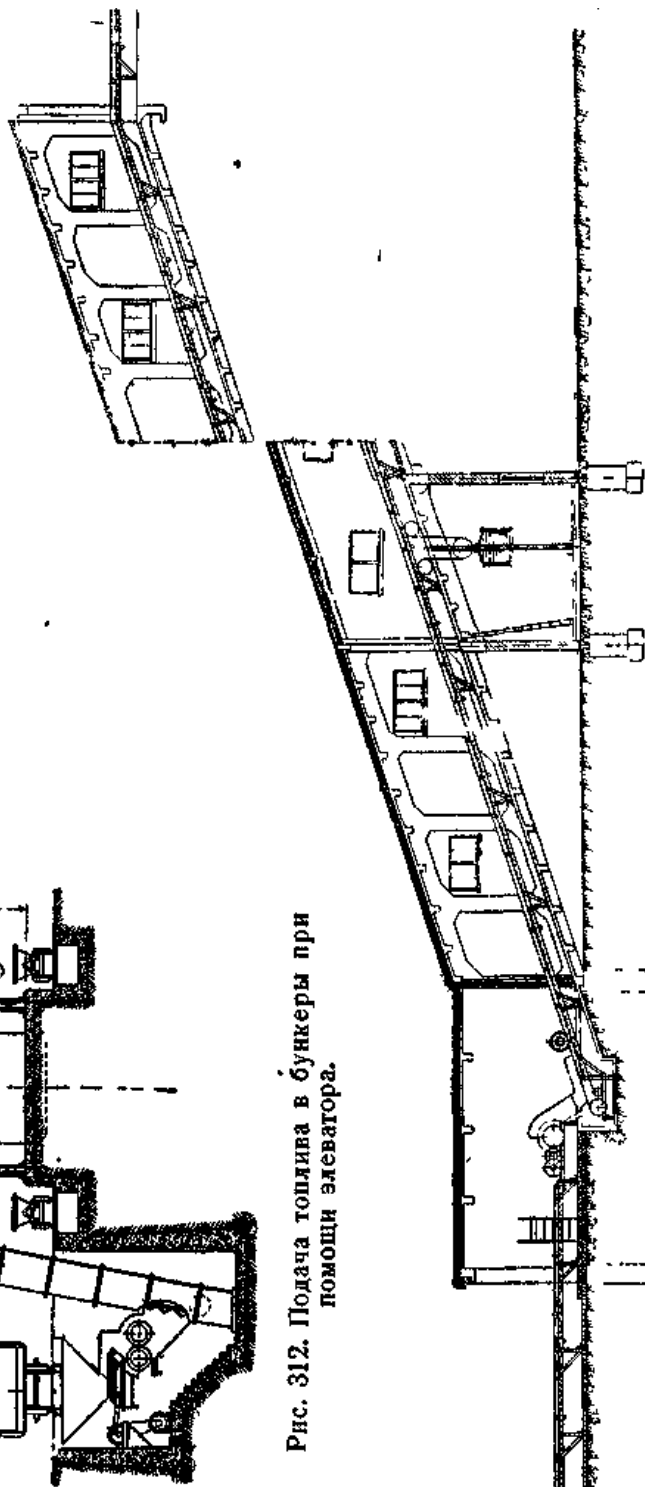


Рис. 313. Подача топлива при помощи ленточного транспортера.

принять меры к ликвидации намечающегося самовозгорания, производя перелопачивание топлива или же подавая его на газификацию.

Доставка топлива с мест добычи на склады обычно производится по железной дороге или водным путем; другие виды транспорта применяются значительно реже.

Укладка топлива в штабеля на складе, а также подача топлива со склада к газогенераторам производится различными способами. Так, на небольших станциях

укладка штабелей и разгрузка их обычно производится вручную с помощью тачек и вагонеток. Подача топлива к газогенераторам производится с помощью шахтных подъемников, элеваторов, тельферов, грейферов и т.д. На станциях средней и крупной мощности обычно предусматривается механизация погрузочно-разгрузочных складских работ, осуществляемая либо с помощью кранов различных систем, либо передвижными транспортерами-мекензенами, либо электрокарами и мотовозами. Подача же топлива к газогенераторам производится либо ленточными и скребковыми транспортерами, либо в вагонах, поднимаемых в надбункерное помещение газогенераторной станции по фуникулеру.

Подача топлива к газогенератору при помощи элеватора показана на рис. 312. Так как элеватор значительно измельчает топливо, то этот вид топливоподачи применяется лишь для достаточно твердых топлив.

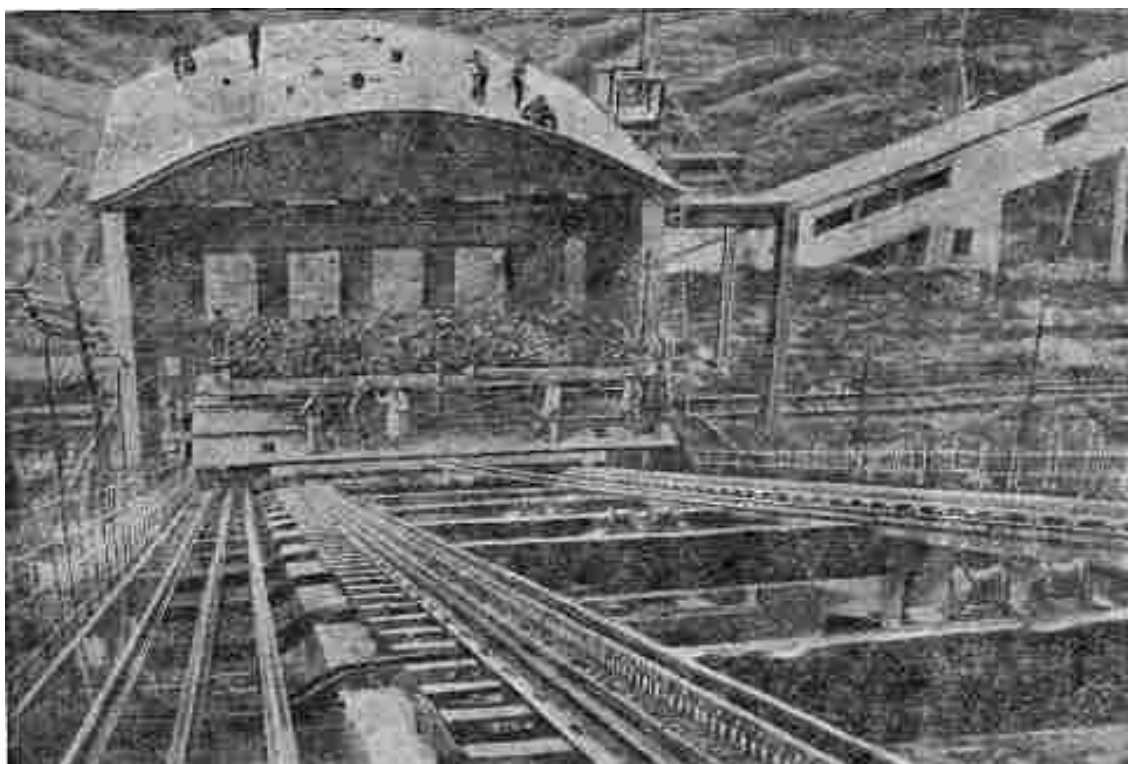


Рис. 314. Подача топлива в вагонах при помощи фуникулеров.

Подача топлива с помощью ленточных транспортеров, представленная на рис. 313, широко применяется для торфа и бурых углей. Для более твердых топлив ленточные транспортеры менее пригодны вследствие их быстрой изнашиваемости.

Подача топлива в вагонах с помощью фуникулера, изображенная на рис. 314, является наиболее целесообразной для топлив с малой механической прочностью. При этом виде топливоподачи исключается необходимость в каких-либо перегрузках топлива на пути “место добычи – бункеры газогенераторов”. Благодаря этому топливо не подвергается дополнительному измельчению, и отходы мелочи получаются значительно меньшими. Однако этот способ топливоподачи оказывается экономичным лишь для крупных станций, для станций же небольшой и средней мощности он не может конкурировать с другими способами, главным образом вследствие больших первоначальных капиталовложений.

На рис. 315 показана схема подачи топлива при помощи элеватора и распределение по отдельным газогенераторам ленточным транспортером.

Другой способ распределения топлива показан на рис. 316. Здесь индивидуальные бункеры генераторов заменены одним общим передвижным бункером,

перемещающимися по рельсовому пути над загрузочными коробками генераторов. В подвижной бункер топливо подается элеватором.

На небольших газогенераторных станциях, состоящих из одного-двух газогенераторов топливо весьма часто подается непосредственно, на загрузочную площадку, на которой сваливается или вдоль стены или в углу здания. По мере надобности газовщик подносит уголь лопатами или ведрами в загрузочную коробку генератора. Выгребаемая зола выносится из помещения ведрами или отвозится на тачках.

Ранее, когда применялись преимущественно немеханизированные генераторы небольшой производительности, практиковалось поручать все обслуживание генератора (включая и загрузку) одному рабочему. В этих случаях было целесообразно сосредоточивать запасы угля возможно ближе к загрузочным коробкам генераторов, чтобы подноска угля не отнимала у рабочего много времени.

На рис. 308 изображена одна из подобных установок. Уголь к газогенераторам доставляется в вагонетках по узкой колее, проходящей вдоль фронта газогенераторов, и сбрасывается вручную на угольную площадку, обнесенную железными листами, препятствующими его падению с площадки. Каждый раз при подаче угля на площадку одна из бортовых секций снимается.

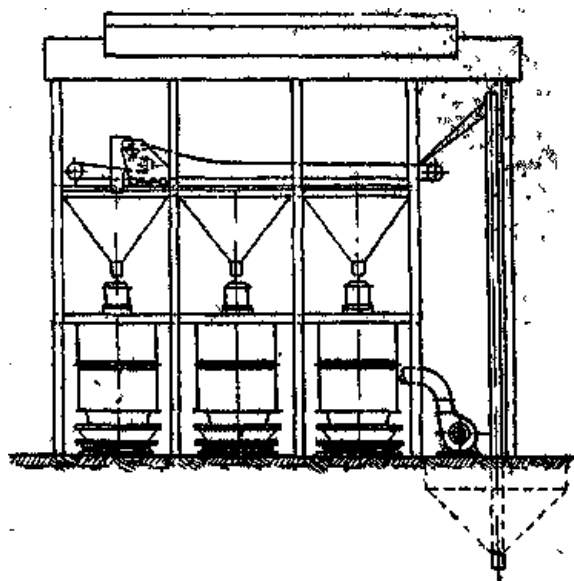


Рис. 315. Схема подачи и распределения топлива элеватором и ленточным транспортером.

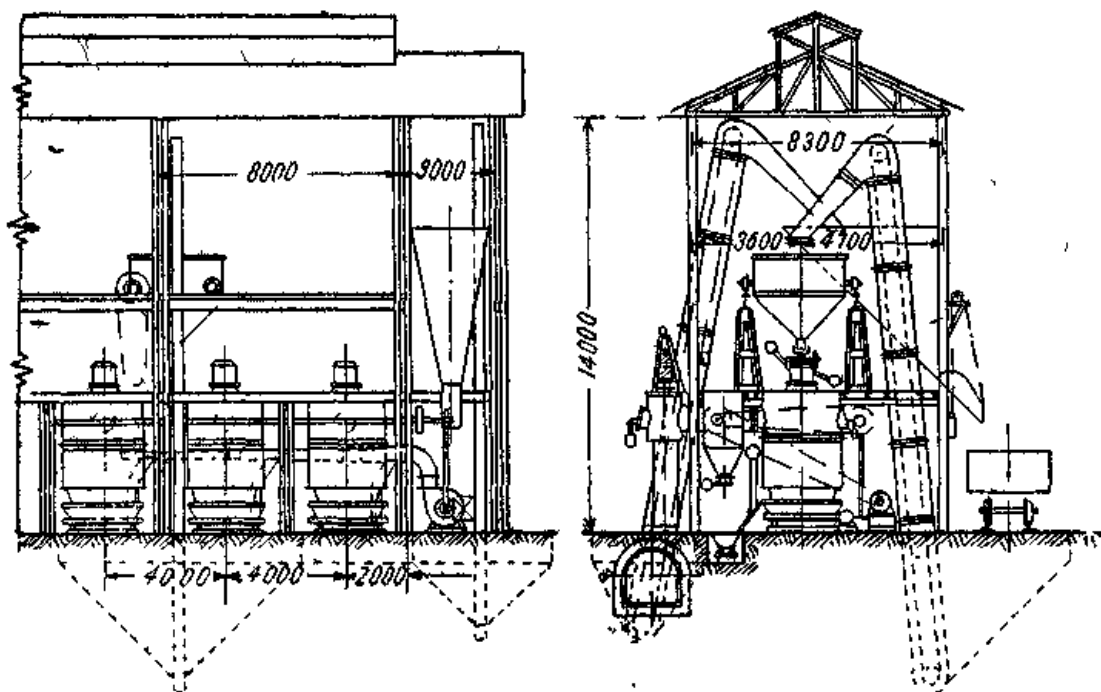


Рис. 316. Поддача топлива в генераторы при помощи элеватора и передвижного бункера.

Во избежание двойной перегрузки угля с вагонеток на площадку и с площадки в газогенераторы узкая колея может быть проложена на некоторой высоте над самой площадкой, благодаря чему выгрузка угля на площадку может производиться путем

простого опрокидывания кузова вагонетки. При таком способе подачи количество рабочих, а следовательно и эксплуатационные расходы будут меньшими. Однако этот простейший вид топливоподачи оказывается технически и экономически целесообразным лишь для небольших установок, состоящих из нескольких генераторов невысокой производительности. Еще более примитивно производится загрузка топлива в отдельно

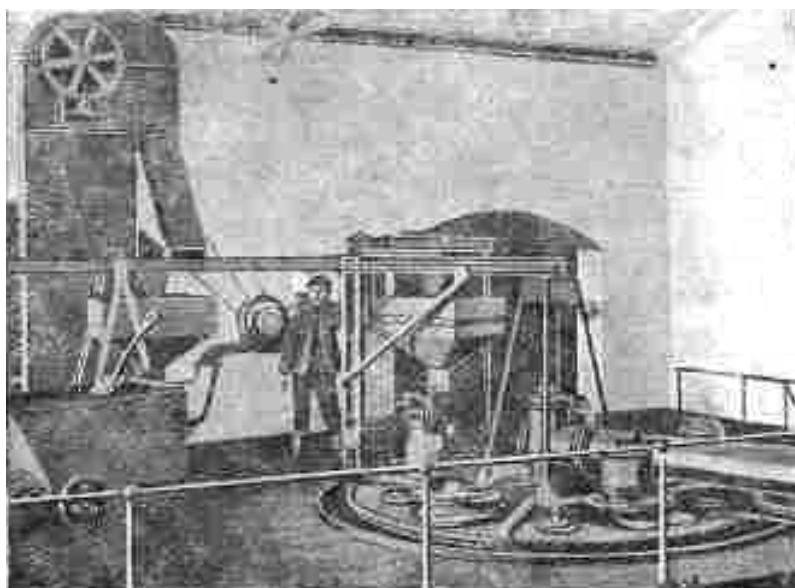


Рис. 317. Способ загрузки топлива в генератор, имеющий несколько загрузочных отверстий.

стоящие газогенераторы, газифицирующие древесные отходы. Древесные отходы доставляются на загрузочную площадку в мешках, которые затем опоражниваются непосредственно в загрузочную коробку.

На рис. 317 показан способ загрузки топлива в генератор, имеющий несколько загрузочных отверстий. На крышке газогенератора по его оси установлена станина, имеющая вертикальную ось, к которой крепится рама, выполненная из двутаврового железа и имеющая в плане секториальную форму. Два

наружных конца рамы поддерживаются стойками, опирающимися на ролики, которые могут передвигаться по кольцевому желобу, опоясывающему крышку генератора. К раме подвешен небольшой бункер для топлива, наполняемый по мере надобности из элеватора. При поворачивании секториальной рамы на ее роликовых опорах, можно установить горловину бункера над любой из загрузочных коробок и производить загрузку топлива в генератор. В некоторых случаях загрузка топлива в генератор производится из вагонетки вместимостью в несколько тонн, передвигающейся вдоль фронта генераторов (рис. 318). Из вагонетки топливо по наклонному желобу поступает в загрузочную коробку. По наполнении загрузочной коробки наклонный желоб поднимается в горизонтальное положение. Наполнение вагонетки углем производится из общего бункера, находящегося на одной из торцевых сторон батареи газогенераторов. Подача топлива в бункер может производиться одним из описанных ранее способов.

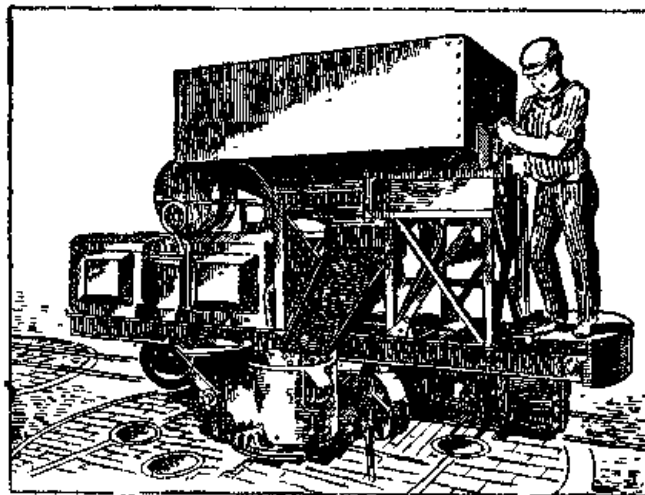


Рис. 318. Загрузка топлива в генератор из передвижной вагонетки.

Преимущество такого способа загрузки заключается главным образом в том, что один большой бункер для топлива всегда по первоначальным затратам обходится дешевле, чем много бункеров меньшего размера одинаковой с ним общей емкости. Кроме того в этом случае не требуется увеличивать высоту здания, что также дает весьма значительную экономию.

Однако этот способ загрузки может быть приемлемым лишь для генераторов средней мощности. Для современных мощных механизированных генераторов, которые требуют довольно частой загрузки топлива, применяются индивидуальные бункеры. По мере необходимости топливо из бункеров под действием силы тяжести подается в загрузочные коробки. Применение индивидуальных бункеров позволяет значительно облегчить общую эксплуатацию генераторов и уменьшить количество обслуживающих рабочих. Запас топлива в бункерах в зависимости от его вида, способа топливоподачи, производительности генератора и местных условий составляет от 12 до 24-часовой потребности генератора.

Бункеры выполняются круглой, параболической и пирамидальной формы. Круглые бункеры применяются преимущественно при отдельно стоящих генераторах (рис. 309).

Преимуществом бункеров круглой и параболической формы является то обстоятельство, что возникающие в них напряжения являются напряжениями растяжения, вследствие чего исключается всякая вероятность выпучивания стенок и можно применять облегченную конструкцию со стенками минимальной толщины.

Бункер для хранения топлива, имеющий параболическую форму, представлен на рис. 319. Кожух бункера выполнен из железных листов и облицован внутри слоем бетона толщиной около 50 мм. Облицовка применена во избежание истирания угля о железные листы бункера. Распределение угля по всей длине бункера производится при помощи ленточного транспортера. Бункеры, имеющие пирамидальную форму, выполняются как железными, так и бетонными, причем железная конструкция применяется обычно для бункеров небольшой емкости, а бетонная – для крупных бункеров. Пирамидальным стенкам бункера придают уклон, превышающий угол естественного откоса угля. Делается это из тех соображений, чтобы в бункере не образовывалось “мертвых” пространств, в которых накапливается топливо, не принимающее участия в обороте.

Бункер для топлива пирамидальной формы, показанный на рис. 312, выполнен из железных листов, которым, во избежание выпучивания стенок придана необходимая жесткость.

Уголь наверх подается при помощи ковшевого элеватора и затем распределяется по бункерам ленточным транспортером. Уголь из разгружаемых железнодорожных вагонов поступает в приемный бункер и затем, пройдя через вальцы, раздробляющие крупные куски, попадает в приемную коробку элеватора.

На рис. 320 изображен генератор высокой производительности, имеющий весьма вместительный железобетонный бункер круглого сечения с коническим дном. Подъем угля производится таким же образом, что и на рис. 312.

Схема подачи топлива при помощи грейфера изображена на рис. 321. Железнодорожный путь проложен вдоль батареи газогенераторов внутри помещения. Выгребаемая зола отвозится в вагонетках.

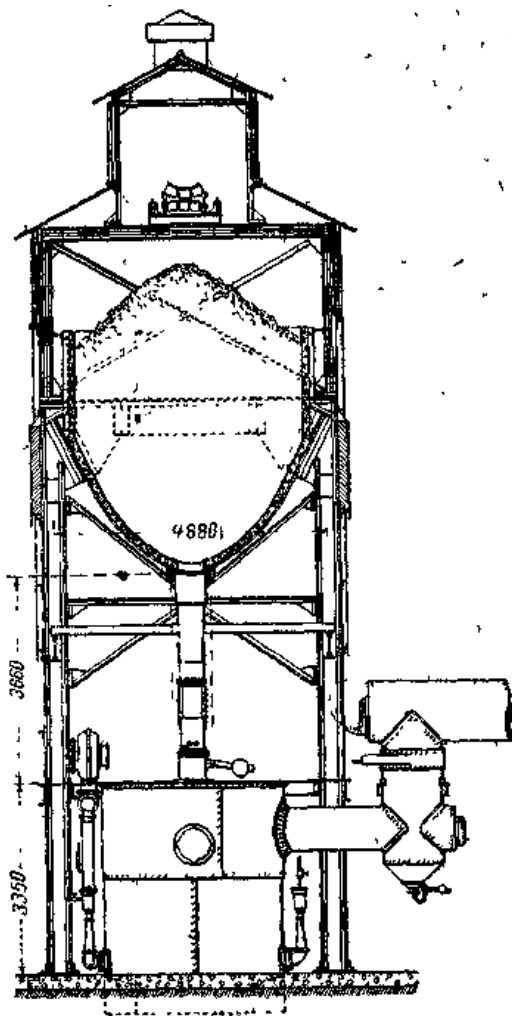


Рис. 319. Установка генератора с бункером параболической формы.

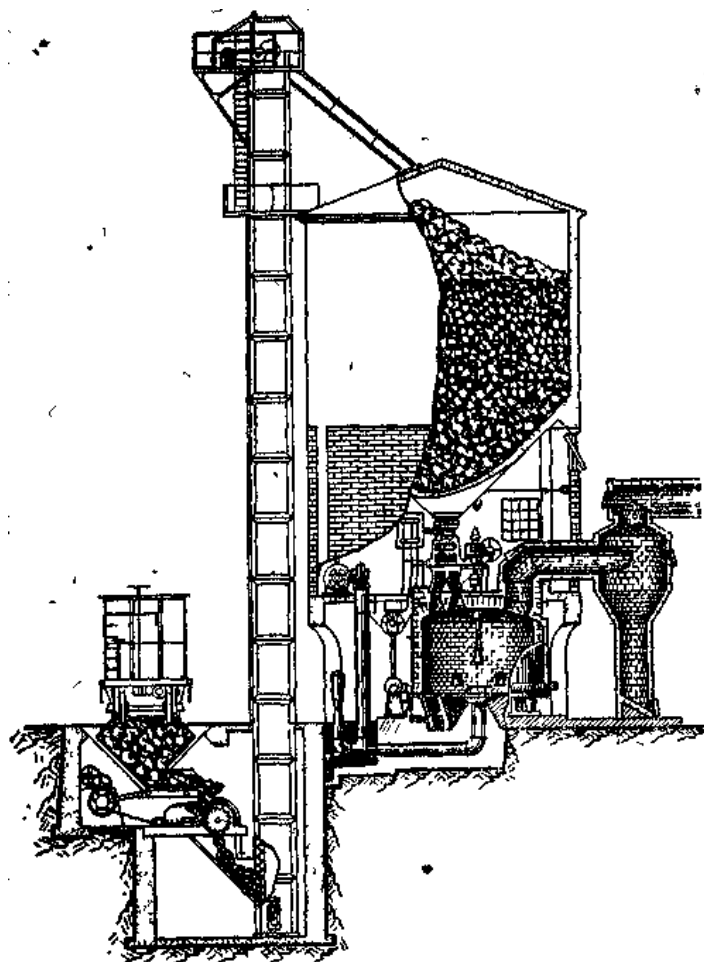


Рис. 320. Установка генератора большой производительности с круглым бетонным бункером.

Иногда оси бункеров несколько смещают относительно осей генераторов; такой случай представлен на рис. 322. Транспорт топлива, а также удаление золы производятся с помощью грейферного крана.

Смещение осей бункеров относительно осей газогенераторов обычно применяют при установке механического питателя, для генераторов же с немеханизированной загрузкой подобное расположение не может быть рекомендовано, так как в наклонном желобе, соединяющем бункер с загрузочной коробкой, происходит естественная сепарация топлива, значительно сказывающаяся на процессе газификации и затрудняющая его ведение.

При двухрядном расположении генераторов, как это показано на рис. 323, обычно устраивают один общий бункер на два газогенератора, причем наклонная стенка бункера должна иметь больший угол, чем угол естественного откоса топлива. Распределение топлива по бункерам чаще всего производится с помощью

ленточных транспортеров.

Переходя к вопросу удаления золы, освещавшемуся в предыдущих разделах лишь

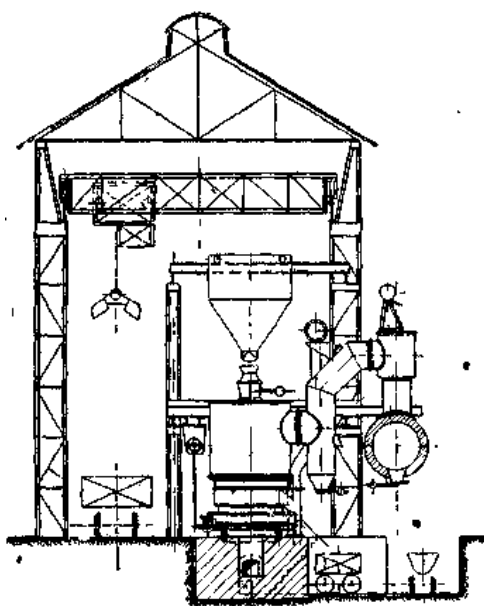


Рис. 321. Подача топлива при помощи грейфера.

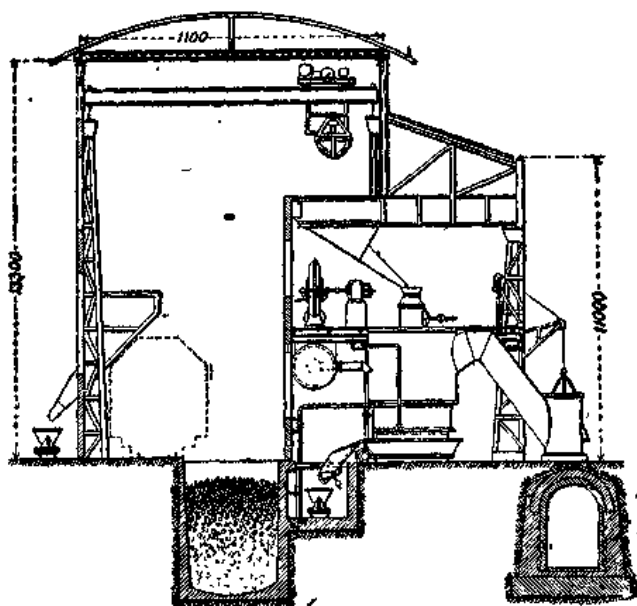


Рис. 322. Установка генераторов со смещенными бункерами.

попутно с топливодачей, в первую очередь следует отметить, что схема золоудаления зависит в основном от масштаба станции. На небольших установках, где количество получаемой золы весьма невелико, удаление ее производится наиболее простым способом вручную в ведрах, в тачках, а также в вагонетках. При применении генераторов с неподвижной решеткой удаление золы из генератора производится периодически, причем удаляемая зола наваливается вручную в тачки или в вагонетки. При применении механизированных генераторов выгребаемая из чаши зола обычно сначала собирается в небольшом приемном зольном бункере при генераторе, из которого затем периодически высыпается в подводимую вагонетку, передвигающуюся по узкоколейному пути, проложенному вдоль фронта генераторов. Часто выгребаемая из чаши зола непосредственно собирается в вагонетки. Вместо вагонеток иногда применяются электрокары.

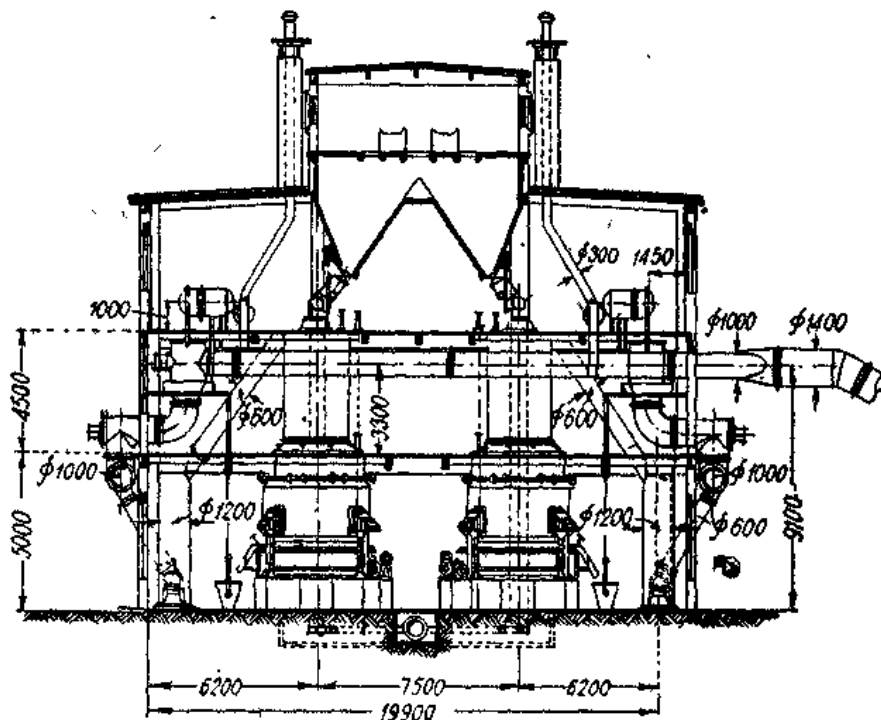


Рис. 323. Двухрядное расположение газогенераторов с одним общим бункером для топлива.

На крупных станциях удаление золы обычно механизировано в той или иной степени. Так например, на нескольких крупных торфяных газогенераторных станциях осуществлена следующая схема удаления золы. Выгребаемая из чаши зола по наклонному желобу скатывается в приемные бункеры, находящиеся в подземной галерее. При двухрядном расположении генераторов один бункер обслуживает два генератора. Под бункерами проходит ленточный транспортер. Периодически транспортер приводится в движение, и скопившаяся в бункерах зола удаляется. При форсировке генератора в 50÷60 т/сутки обычно достаточно производить удаление золы из приемных бункеров за сутки в течение одной смены.

Далее зола системой наклонных транспортеров передается в зольные бункеры, емкость которых обычно принимается равной 1–2-суточному выходу золы. Из зольных бункеров зола периодически разгружается в железнодорожные платформы, хопперы и т.д.

В этой схеме осуществлена полная механизация всех работ по удалению золы. Разумеется, подобная механизация, требующая крупных капиталовложений, может быть экономически оправдана лишь для крупных установок с большим количеством удаляемой золы.*

1 УСЛОВИЯ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ

Обычно принято различать газогенераторные установки, работающие под давлением, и так называемые всасывающие, работающие под разрежением. Однако с точки зрения эксплуатационника и конструктора единственное реальное различие между двумя такими установками, работающими в одинаковых условиях, т.е. на одном и том же топливе и с одинаковой производительностью, заключается лишь в незначительном изменении гидравлической связи между газом (или воздухом) и атмосферой. Основные характеристики установки в целом, полная потеря напора (или энергия, необходимая для создания потока газа), а также качество газа совершенно не зависят от того, происходит ли производство газа под разрежением или под давлением. (Это справедливо только для обычно встречающихся на практике отклонений от атмосферного давления. Принципиально изменение давления обуславливает изменение состава газа).

За исключением (единственным) газосилового агрегата, в котором всасывающий ход поршня двигателя заставляет газ продвигаться через генераторную установку, обычно предпочитают подводить газ к месту потребления под некоторым давлением. Иногда это достигается подачей смеси воздуха и пара в генератор под таким напором, чтобы по преодолении сопротивления всей системы давление газа в сети было достаточным для подачи его к потребителям. Такая система характеризуется наличием во всей установке давления воздуха и газа выше атмосферного. В других случаях применяется установка вентилятора, который просасывает паровоздушную смесь и образующийся газ через генератор, очистное и охладительное устройство и подает газ под давлением в разводящую сеть. При такой системе поток газа частично оказывается под разрежением и частично под напором. Наконец, применяют и такую систему, когда паровоздушная смесь вводится в генератор под давлением, а за генераторной установкой газ, давление которого упало ниже атмосферного, забирается вентилятором, подающим его в сеть под напором.

Та чрезвычайная простота, которая присуща описанной гидравлической схеме газогенератора с газовым двигателем, достижима только при условии использования высококачественного топлива, не содержащего летучих и малозольного, например антрацита. Но помимо предъявления известных требований к качеству топлива, все части такой установки должны быть сконструированы так, чтобы было обеспечено минимальное сопротивление пульсирующему потоку газа, обусловленному всасывающими ходами поршня газового двигателя.

Выбор размера и типа вентилятора для обслуживания газогенераторной установки зависит от многих обстоятельств. Основными исходными данными при этом являются объем и вес транспортируемого воздуха или газа и сопротивление установки (потеря в ней напора) при требуемом расходе газа, т.е. выполняемая вентилятором работа. Далее, в тех случаях, когда газификация смолистого топлива сочетается с потребностью в холодном

очищенном газе, часто устанавливаются вентиляторы, выполняющие двойное назначение: очистку газа и повышение его давления. Если такой комбинированный вентилятор не в состоянии преодолеть полностью сопротивление установки, то в помощь ему необходимо подавать под давлением и воздушное дутье.

В некоторых полугазовых топках благодаря большим размерам газоходов движение газов через слой топлива и в газоходах осуществляется при помощи тяги дымовой трубы. Но за исключением таких топок, в тех случаях, когда генератор выдает горячий неочищенный газ, последний должен при выходе из генератора обладать таким давлением, чтобы устойчиво могло поддерживаться, необходимое движение газа по трубам и газоходам к топке. Это значит, что напор, под которым подается паровоздушная смесь в генератор, должен быть достаточен для преодоления суммарного сопротивления слоя топлива, соединительных газопроводов и разводящей сети.

Если процесс газификация топлива сопровождается осаждением большого количества пыли, которую нужно удалять из сухих пылеотделителей или выгребать, не прекращая действия установки, то предпочтительно поддерживать *положительное* давление неочищенного горячего газа. Это преследует ту цель, чтобы при открывании шуровочных и очистных отверстий не происходило проникновения в неочищенный газ воздуха, т.е. чтобы не возникала опасность образования гремучих смесей, воспламенение которых приводит к разрушительным последствиям. Если в таких случаях установка оборудована вентиляторами и для газа и для воздуха, то рекомендуется снабдить установку регуляторами давления, которые автоматически предотвращали бы понижение давления газа ниже атмосферного.

Присос малого количества воздуха к газу, например через неплотности в газопроводах, неопасен до тех пор, пока содержание кислорода в нем не достигнет или не превысит некоторого минимального значения, начиная с которого газ становится взрывоопасным. В самом деле, можно утверждать, что в известных пределах присос воздуха к холодному газу лучше утечки части газа в атмосферу.

Вообще говоря, ненагретый генераторный газ с содержанием кислорода не выше $2\div 2,5\%$ не представляет никакой опасности. Но здесь кстати подчеркнуть, что добавку воздуха к газу в генераторной установке вовсе нельзя рассматривать как полезную операцию, так как с нею связаны большие расходы транспортируемого газа и соответственно увеличенные потребления энергии. Кроме того, если температура газа, к которому примешивается воздух, выше точки воспламенения (например, в верхней части генератора), то наступает сгорание газа с потерей потенциального тепла,

2 КОЛИЧЕСТВО И ПЛОТНОСТЬ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА ИЛИ ВОЗДУХА

Удельный вес газа и количество воздуха, необходимое для его образования, зависят от рода топлива и типа установки, как это видно из следующей таблицы 143.

Расход воздуха на образование единицы объема газа данного состава всегда может быть рассчитан по содержанию в нем азота. В самом деле, поскольку перешедший в газ азот топлива представляет крайне незначительную долю всего содержимого в газе азота, то для практических целей, с достаточной точностью, можно принимать, что весь заключенный в газе азот “воздушного” происхождения. Например, для производства газа с содержанием азота 52% расход воздуха составляет $(100:79)\times 52=65,9\%$ от объема получаемого газа.

Для сравнения между собой различных газов в качестве стандартного состояния обычно принимается объем сухого газа при нормальных температуре и давлении, а именно при 0°C и абсолютном давлении 760 мм ртутного столба. Однако никакой газ (в том числе и воздух) не встречается на практике при таком состоянии.

Влияние содержания в газе влаги на его объем вообще может быть значительным. В особенности это влияние может сказываться в местностях с жарким влажным климатом,

Таблица 143 Количества воздуха, необходимые для образования различных газов, и удельные веса газов.

Состав газа:	Тип генератора					
	Генератор с жидким шлакоудалением	Генератор горячего газа	Генератор с испарителем	Малый генератор	Полумондовый генератор	Генератор с улавливанием побочных продуктов и низкой температурой отходящих газов
	Кокс	Уголь	Антрацит	Торф	Уголь	Уголь
CO ₂	1	5	7,5	10	11,0	8,3
CO	33	27	24,0	21	17,5	20,5
CH ₄	0,5	4	1,2	3,5	3,3	5,5
H ₂	1,0	12	16,5	13	21,5	20,5
N ₂	64,5	52	50,8	52,5	46,7	44,9
Удельный вес газа при 0° и 760 мм: по отношению к воздуху при 0° и 760 мм в кг/м ³	0,96 1,243	0,87 1,126	0,858 1,109	0,892 1,153	0,823 1,063	0,804 1,040
Удельный вес газа при 15°, насыщенного водяными парами: по отношению к воздуху при 0° и 760 мм в кг/м ³	0,917 1,171	0,822 1,062	0,810 1,046	0,841 1,087	0,777 1,003	0,76 0,982
Расход сухого воздуха на сухой газ (при одинаковых температуре и давлении) в м ³ /м ³	0,818	0,659	0,644	0,665	0,592	0,568
Расход насыщенного водяными парами воздуха температуры 15° на сухой газ при 0° и 760 мм., в м ³ /м ³	0,877	0,707	0,690	0,713	0,635	0,610

а также в тех случаях, когда имеющийся газ недостаточно охлажден. Пользуясь таблицей 214 на стр. 111, можно сразу определить по ней увеличение объема насыщенных газов от содержания в них влаги для всех газов при абсолютном давлении около 760 мм ртутного столба. Если газ или воздух подаются при температуре выше температуры их насыщения, то необходимая поправка объема может быть легко определена путем расчета увеличения объема при нагревании от температуры насыщения по закону расширения постоянных газов.

Влияние температуры на объем воздуха или газа может иметь значение в жарких странах, а также в случае подачи (транспорта) горячего газа. Расчет изменения объема от

нагревания производится в соответствии с законом Гей-Люссака, который гласит, что тепловое расширение постоянного газа при неизменном давлении пропорционально абсолютной температуре газа, т.е. на каждый градус повышения температуры газ увеличивает свой объем на $1/273$ от его объема при 0°C . Влияние давления на объем газа или воздуха обычно не имеет сколько-нибудь большого значения, потому что перепад давления между газом и атмосферой в разных участках установки бывает в большинстве случаев мал. Однако влияние изменения атмосферного давления (на разных высотах) может значительно сказываться на объеме газа, обратно пропорциональном его абсолютному давлению. Влияние переменной высоты выражается следующими цифрами:

Высота над уровнем моря в метрах	0	200	500	1000	1500	2000
Барометрическое давление в мм рт. ст.	760	742	716	674	635	598

Но с таким непосредственным влиянием изменения давления на объем газа связано еще следующее обстоятельство. Так как отношение пара к газу в насыщенной газовой смеси изменяется с изменением давления, то понижение давления обуславливает увеличение относительного количества водяных паров, если охлаждение газа производится непосредственным соприкосновением с водой.

Применение изложенных положений иллюстрируется нижеследующим примером.

Предположим, что газ или воздух с температурой точки росы 25° и действительной температурой 45° циркулирует в установке, расположенной на 1500 м выше уровня моря.

Принимая объем сухого газа при 0° и 760 мм рт. ст. за единицу, имеем: барометрическое давление на высоте 1500 м: 635 мм рт. ст., парциальное давление водяного пара при 25° : 23,5 мм рт. ст., парциальное давление воздуха или газа:

$$635 - 23,5 = 611,5 \text{ мм рт. ст.},$$

Действительный объем газа:

$$1 \times \frac{760}{611,5} \times \frac{273 + 45}{273} = 1,45$$

Итак, при принятых нами условиях объем газа на 45% больше того же количества газа при нормальных условиях.

При выборе размеров и типа аппарата для транспорта газа или воздуха необходимо подходить к нему не только с точки зрения соответствия его желаемому расходу транспортируемого воздуха (газа), но также и с точки зрения возможности создания необходимого напора. Большинство газотранспортных аппаратов отличается тем, что создаваемый ими при определенных эксплуатационных условиях напор зависит от плотности газа. Поэтому приходится находить наибольшую и наименьшую плотности (или удельные веса) газа или воздуха, подлежащих транспортировке при помощи данного аппарата. При этом для расчета предполагаемого потребления мощности нужно исходить из наибольшей плотности, в основу же расчета напора лучше принимать наименьшую плотность.

8 ТИПЫ АППАРАТОВ, СЛУЖАЩИХ ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ГАЗА И ВОЗДУХА

Все разнообразные типы аппаратов, служащих для подачи газа и воздуха, можно подразделить на следующие три класса:

- а) струйные аппараты,
- б) центробежные вентиляторы,
- в) нагнетательные ротационные воздуходувки или газодувки.

Аппараты первой группы совершенно не имеют движущихся частей, аппараты остальных двух типов представляют собой механические устройства.

а) Струйные аппараты *

Струйные воздуходувки являются самыми дешевыми, по первоначальной стоимости и эксплуатационным издержкам и самыми простыми в работе. Принцип работы струйных воздуходувок заключается в том, что кинетическая энергия вытекающей из сопла струи пара используется для захвата воздуха из окружающей атмосферы. Благодаря последующему расширению потока смеси пара и воздуха, скоростной напор потока частично преобразуется в статический (манометрический), достаточный для преодоления гидравлического сопротивления установки.

Расход пара вообще велик и в большинстве случаев значительно превосходит тот расход, который эквивалентен затрате энергии, необходимой для искусственного создания потока воздуха механическими средствами. Если подача дутья в генератор должна производиться под давлением выше 150÷200 мм вод. ст., то расход пара в струйных

аппаратах может быть так высок, что применение их становится невыгодным и недопустимым. Однако до тех пор, пока потребление пара струйным аппаратом не превосходит количества пара, и без того вводимого в генератор для нужд процесса газификации, использование пара, конечно, происходит полностью, и вместе с тем струйная воздуходувка сохраняет все свои положительные качества самого простого из всех аппаратов для, перемещения газов.

В тех случаях, когда генераторы работают в условиях сильно колеблющейся нагрузки или когда сопротивление установки подвержено значительным изменениям, отношение количеств пара и воздуха будет переменным, так как расход пара значительно увеличивается при увеличении напора. Поэтому струйные аппараты (воздуходувки) должны оборудоваться вспомогательным подводом пара или устройством для дросселирования воздуха так, чтобы всегда можно было соблюдать (и контролировать) желательную температуру дутья (пропорцию смеси) независимо от давления дутья, поступающего в генератор.

Во всех случаях применения струйных воздуходувок, а также при наличии тенденции к колебаниям давления в подводящей паровой магистрали, следует непременно устанавливать редукционный клапан с тем, чтобы по установке паровых вентилей на определенную нагрузку состав газа не зависел от каких-либо колебаний давления пара в подводящем паропроводе.

На рис. 324. показан пароструйный аппарат—инжектор типа Мельдрум (Meldrum) обычного простого устройства. Пар поступает в аппарат через сопло *A*, в то время как воздух засасывается из кольцевого пространства, окружающего сопло. Устье сопла расположено немного ниже круглого отверстия для воздуха. Скорость смеси пара и воздуха постепенно уменьшается в раструбе-диффузоре *B*, благодаря чему достигается необходимый статический напор дутья.

Экономия в потреблении пара достигается применением инжекторов таких типов, которые изображены на рис. 325–327. В основу всех этих конструкций положен тот же принцип, что и в инжекторе первоначального типа системы Кертинга. Этот принцип



Рис. 324. Пароструйный инжектор типа Мельдрум. *A* — сопло, *B* — диффузор.



Рис. 325. Пароструйный инжектор типа Ледвард *A* — труба, подводящая пар, *B* — засос воздуха, *C* — диффузор, *D* — корпус инжектора, *E* — сопла, *F* — ручной маховичок.

состоит в ступенчатом засасывании воздуха, причем отходящая смесь из каждой ступени служит активной струей для инъекции воздуха в следующей ступени.

Пароструйный инжектор типа Ледвард (Ledward) представлен на рис. 325. Пар вступает по трубе *A*, воздух засасывается через *B*, и дутьевая смесь уходит через *C*. Воронкообразная отливка *D* (открытая сверху в *B*) окружает ряд последовательных сопел *E* и образует широкую камеру для поступающего воздуха. Ручной маховичок *F* служит для воздействия на регулировочный клапан подачи пара, благодаря чему достигается изменение выходного отверстия для пара в соответствии с требуемой производительностью и напором.

Подобного рода устройство предпочтительнее, чем сопло с постоянным отверстием и регулировкой при помощи обыкновенного запорного парового клапана. В последнем случае всегда приходится иметь выходное паровое отверстие достаточных размеров для пропуска полного количества пара в целях создания максимальных напора и расхода воздуха. Вследствие этого, при снижении потребления воздуха в результате уменьшения нагрузки, пар, подвергаясь мятю в запорном клапане, достигает выходного отверстия при пониженном давлении, и таким образом кинетическая энергия паровой струи будет ниже, а следовательно инжектор подает меньше воздуха.

Испытания струйного инжектора Ледварда, подающего около $7 \text{ м}^3/\text{мин}$ атмосферного воздуха, показали следующие результаты:

Расход пара кг/час	Создаваемый напор воздуха мм вод.ст.
25	51
50	102
66	152
100	254

Если требуется подавать меньшее количество воздуха, то для этого нужно тормозить воздушный поток у входа, так как при наличии неизменного противодействия расход пара остается постоянным.

На рис. 326 представлен струйный инжектор Айнона-Ивенса (Eynon-Evans) кривые подачи которого показаны на рис. 328. Он отличается от типа Ледварда тем, что в нем имеется ряд маленьких отверстий у основания диффузора и приспособление для регулировки количества засасываемого воздуха.

Рис. 327 изображает струйный инжектор Вельмана в том виде, в каком он применен в генераторе Юза (рис. 148). Он имеет особенности, схожие с особенностями двух ранее описанных типов, и отличается лишь тем, что: 1) работает в перевернутом положении, вследствие чего конденсат стекает против потока пара, и 2) расширяющийся патрубок (диффузор) сравнительно короток.

На диаграмме рис. 328 показаны две кривые, представляющие результаты испытаний инжектора Айнон-Ивенс при диаметрах парового сопла соответственно 7,14 и 5,56 мм. На этой диаграмме скорость воздуха отложена по оси ординат в зависимости от

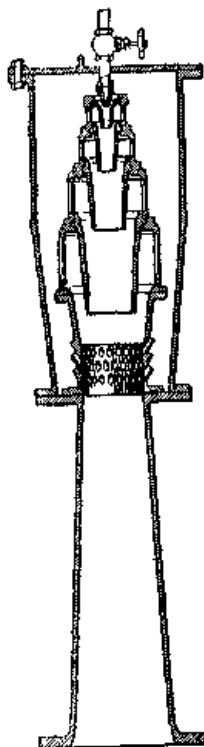


Рис. 326.
Пароструйный
инжектор Айнона-
Ивенса.

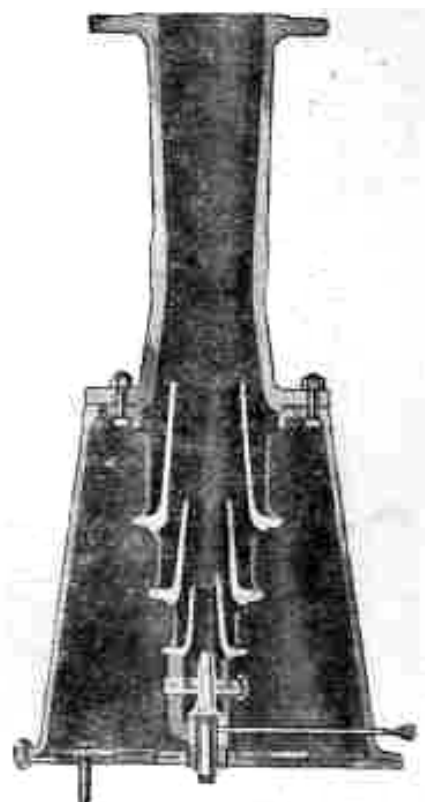


Рис. 327. Пароструйный
инжектор Вельмана.

избыточного (манометрического) давления пара, отложенного по оси абсцисс. Так как расход пара в сопле (при одинаковых условиях давления), рассуждая практически, пропорционален площади поперечного сечения струи, то очевидно, отношение количеств воздуха и пара в смеси (температура насыщения дутья) не остается постоянным.

Сравним, например, работу обоих сопел при 1,75 *ати*. При этом давлении пара скорости воздуха составляют соответственно 9,96 и 7,83 *м/сек*. Таким образом

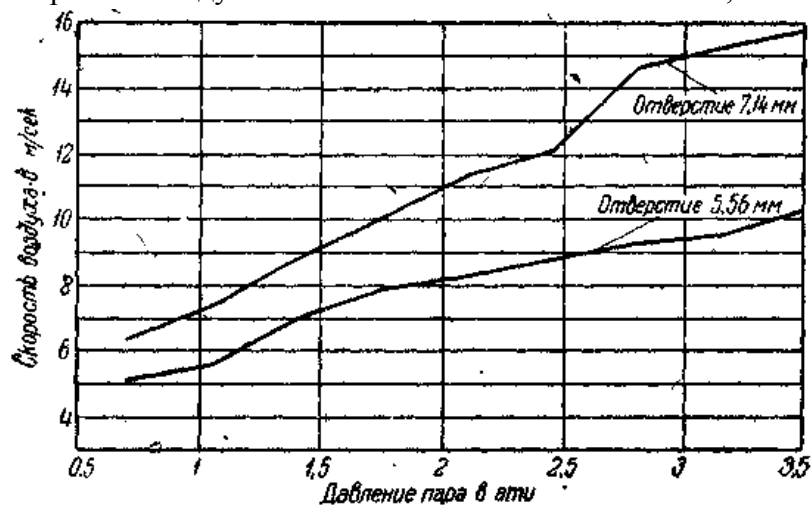


Рис. 328. Характеристики пароструйного инжектора Айнона-Ивенса.

производительность большего сопла по воздуху превышает на 27% производительность меньшего, а по выходу пара она больше в $(7,14 : 5,56)^2$ раз, т.е. на 65%. Следовательно температура насыщения смеси при более мощной струе выше.

Хорошее представление о влиянии переменного давления пара на давление дутьевой смеси может быть получено из графика рис. 329, который представляет результаты двухсерийного испытания струйного инжектора, установленного на генераторе Чепмена (рис. 139). Сплошные кривые характеризуют работу 12,7-миллиметрового сопла, пунктирные — сопла размером 11,1 мм. Группа кривых слева изображает изменение создаваемого напора, кривые справа дают суммарную подачу воздуха и пара. Инжектор Чепмена оборудован приспособлением для торможения воздуха, и каждая из серий по три кривых относится к различному количеству открытых отверстий для впуска воздуха.

Рассмотрим условия

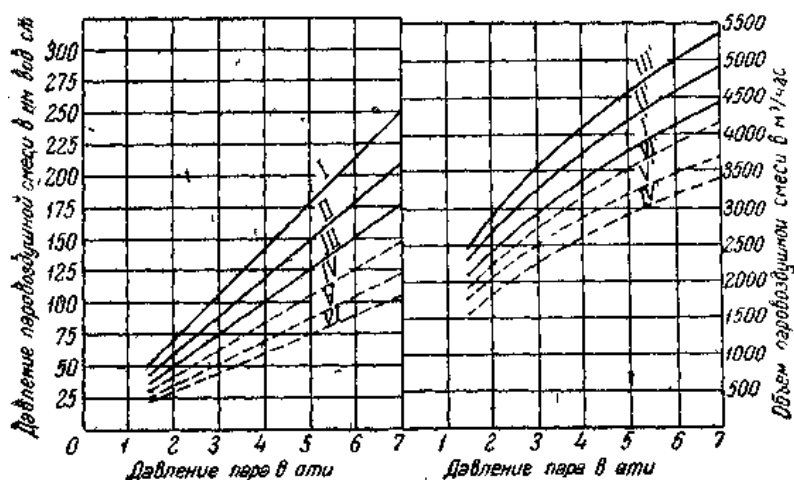


Рис. 329. Результаты испытания пароструйного инжектора, установленного на генераторе Чепмена.

Сплошные кривые — сопло 12,7 мм и длинный диффузор.

Пунктирные кривые — сопло 11,1 мм и короткий диффузор.

Кривые I, I', IV, IV' — открыто 36 отверстий.

“ II, II', V, V' — “ 44 “

“ III, III', VI, VI' — “ 52 “

Диаметр отверстий—33,3 мм

при давлении подаваемого пара 4,22 *ати*.

Имеем:

напор в мм вод. ст.

Кривая I

III

152

107

подача в м³/час.

Кривая I'

III'

3400

4120

Таким образом при повышении противодавления в генератор вдувается меньше воздуха с тем же количеством пара. Иначе говоря, содержание пара в дутье возрастает с повышением преодолеваемого сопротивления.

В действительности у каждого пароструйного инжектора данной конструкции и типа имеются свои особенные характеристики напоров и объемов подаваемой смеси, зависящие от формы парового сопла, конусности воздушной камеры и патрубка, примыкающего к диффузору, и от длины и угла расширения диффузора.

Относительно скорости и количества пара, выходящего из сопел разного размера, здесь достаточно указать, что скорость пара, проходящего через какое-нибудь отверстие, повышается с увеличением разности давлений по обеим сторонам отверстия лишь до определенного предела, именно до достижения так называемого критического перепада давлений, соответствующего для насыщенного пара $0,77 \div 0,85 \text{ атм}$ (критическое отношение абсолютного наружного давления к абсолютному давлению пара перед отверстием равняется 0,5774). При повышении давления пара выше критического, скорость пара остается постоянной (около 440 м/сек); сколько бы ни возрастал перепад давлений. Объясняется это тем, что давление в плоскости выходного края отверстия всегда остается в том же отношении к начальному давлению пара (равном 0,5774 для насыщенного пара). Каково бы ни было избыточное давление, которым вследствие этого обладает пар на выходе из отверстия, оно заставляет струю пара расширяться без всякого относительного возрастания ее кинетической энергии. Если требуется получить большие скорости истечения пара из отверстия, необходимо снабдить отверстие расширяющимся соплом, подобно примененному в турбине Лаваля, благодаря чему можно увеличить кинетическую энергию струи.

Вес вытекающего из отверстия пара не остается, однако, постоянным по переходе за критическое давление, но увеличивается в прямой пропорции к его удельному весу (или давлению).

При обыкновенном отверстии истечения полная кинетическая энергия струи также продолжает возрастать по переходе за критическое давление. Это возрастание обусловлено повышением не скорости струи, а ее массы.

б) Центробежные воздуходувки и вентиляторы

В то время как пароструйные инжекторы применяются в настоящее время сравнительно редко и исключительно для подачи воздуха, центробежные воздуходувки и вентиляторы применяются также и для подачи газа.

Различие между центробежным вентилятором и центробежной воздуходувкой так же трудно определить, как трудно установить различие между центробежной воздуходувкой и компрессором. Так как работа этих аппаратов основана на одном и том же принципе, применение различных терминов является условным и, с некоторой натяжкой, может характеризовать лишь создаваемый ими напор.

В большинстве случаев в газогенераторных установках воздуходувки-вентиляторы предназначаются для работы с напорами, не превосходящими 400÷500 мм вод. ст. По этому признаку они могут быть отнесены к воздуходувкам низкого давления или к вентиляторам высокого давления.

Центробежная воздуходувка состоит из кожуха, сделанного из железа или чугуна, в котором имеется один или несколько подшипников для вала рабочего лопастного колеса, называемого также ротором. Если воздуходувка предназначается для газа, то кожухи устраиваются с фланцевыми присоединениями как на выходе, так и на входе газа. При работе на воздухе очень часто устраивается только одно присоединение к воздухопроводу на выходе, причем атмосферный воздух свободно поступает в воздуходувку через центральное отверстие в кожухе с одной или обеих ее сторон. За исключением этого приспособления нет существенной разницы между конструкцией вентиляторов для подачи воздуха и газа.

Газ или воздух вступает в аппарат в аксиальном направлении. Проходя между лопатками или лопастями быстро вращающегося ротора, газ (воздух) подвергается

действию центробежной силы, создающей статический и скоростной напор. Для того чтобы скоростной напор воздушных или газовых частичек мог превратиться в статический, кожух вокруг наружного края ротора делается обычно в виде спирали круглого сечения, образуя тем самым соответственным образом расширяющуюся камеру – так называемый диффузор. У вентиляторов без диффузорной камеры к.п.д. всегда меньше, и потому они очень редко применяются в современных установках.

Изменяя количество и форму лопаток рабочего колеса, можно достигнуть эксплуатационных результатов, приспособленных к самым разнообразным условиям.



Рис. 330. Схемы рабочих колес центробежных вентиляторов.

Не имея возможности детально излагать принципы проектирования вентиляторных лопаток, ограничимся здесь лишь указанием наиболее типичных конструкций лопаток, показанных на рис. 330.

Форма *A* является самой простой для изготовления, но со своими прямыми радиальными лопатками она дает к.п.д. не такой высокий, как у формы *B*, у которой внутренние части лопаток слегка искривлены.

Формы *C* и *D* подходят для вентиляторов без диффузорных камер (или с недостаточными диффузорными камерами), потому что у них угловая скорость газа при сходе с кончика лопаток меньше, чем у форм *A* и *B*. Это в особенности относится к форме *D*, которую следует предпочитать для вентиляторов с промывкой газа, работающих с малыми перепадами давления.

В форме *E* отходящим частицам газа сообщается большая скорость (при той же скорости вращения ротора). Поэтому эта форма пригодна в тех случаях, когда создание высокого напора является основной целью.

На рис. 331, 332 и 333 показаны некоторые образцы центробежных воздушных вентиляторов.



Рис. 331. Центробежный вентилятор с ременным приводом.

Рис. 331 дает хорошее представление о спиральной форме диффузорной камеры. Воздух входит по обеим сторонам рабочего колеса. Кожух вентилятора составлен из четырех секций, причем верхняя половина его сделана съемной для осмотра роторов.

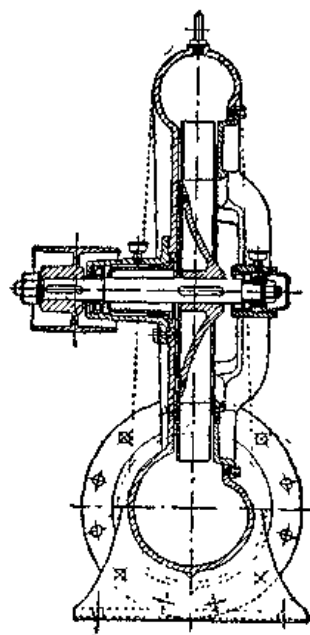


Рис. 332. Разрез центробежного вентилятора.

Рис. 332 представляет разрез вентилятора с ременным приводом в том виде, как он изготавливается фирмой Кейс и Блэкмен (Keith & Blackman). Это тип вентилятора с односторонним впуском, и поэтому вал и подшипники должны быть приспособлены для восприятия небольшого осевого давления. Разница между площадями обоих поперечных сечений диффузорной камеры содействует, конечно, хорошему превращению скоростного напора в давление.¹

На рис. 333 изображен крупный вентилятор, приспособленный для непосредственного соединения с мотором. Агрегат помещается на одной станине.

Рис. 334 представляет вентилятор высокого давления для газа с ременным приводом. Такие вентиляторы применяются на многих газогенераторных установках

¹ На больших газогенераторных станциях довольно часто применяют вентиляторы снабженные всасывающими трубопроводами, с забором воздуха вверху и вне здания.

для подачи холодного очищенного газа, который входит через патрубок с фланцем с одного бока кожуха. Внизу устроен сток для сконденсировавшейся влаги и других примесей (например смолы). Вся сторона кожуха вентилятора с газовпускным патрубком может быть снята для осмотра и очистки рабочего колеса.

Другие типы центробежных вентиляторов, выполняющих одновременно функции по очистке газа, показаны на рис. 263, 265, 266 и 267.

Независимо от того, подводится ли газ или воздух к данному вентилятору под разрежением или давлением, перепад давлений во входном и выходном патрубках вентилятора поддерживается одинаковым (для тех значений давления, которые существуют в большинстве установок генераторного газа), если только удельный вес газа и скорость вращения ротора вентилятора остаются постоянными.

Перепад давлений, создаваемый вентилятором, изменяется прямо пропорционально удельному весу газа. Таким образом, если вентилятор, предназначенный

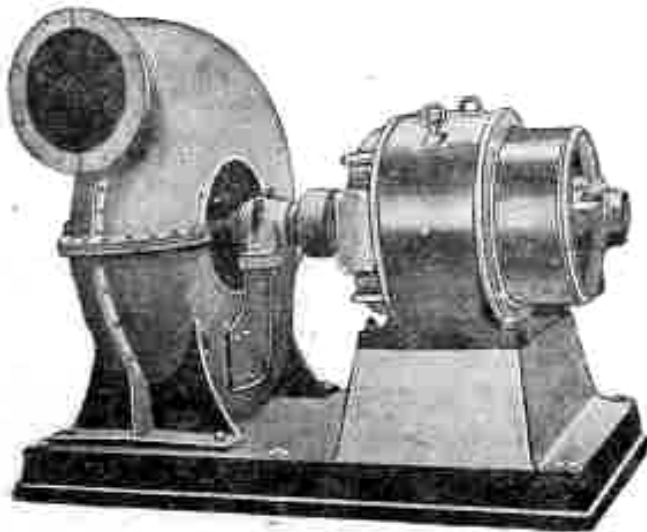


Рис. 333. Воздушный вентилятор с приводом от мотора.

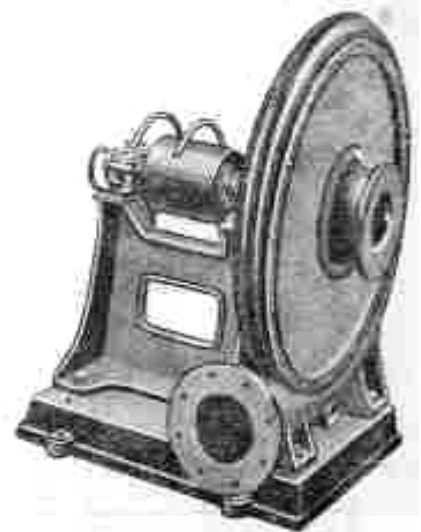


Рис. 334. Центробежный газовый вентилятор с ременным приводом.

для подачи воздуха, применить для транспорта газа удельного веса 0,75 (относительно воздуха), то давление, создаваемое при той же скорости и объемной подаче, будет составлять 0,75 от давления воздуха.

Изменение скорости вращения ротора вентилятора сказывается как на расходе газа (или воздуха), так и на перепаде давлений и потребляемой мощности. Объем изменяется пропорционально первой степени скорости вращения. Следовательно, с увеличением скорости, например, на 10% пропускаемый объем газа также увеличивается на 10%. Перепад давлений возрастает пропорционально квадрату скорости вращения, так что с повышением скорости вращения на 10% перепад давлений увеличивается на 21%. Таким образом, при подаче газа с пониженным на 17,5% удельным весом повышение скорости на 10% даст возможность вентилятору создавать такой же напор, как и с более тяжелым газом.

Мощность, потребляемая транспортирующим газ вентилятором, выражается следующей формулой:

$$N = \frac{V \cdot h}{75\eta}$$

где V – объемный расход газа в $\text{м}^3/\text{сек}$,

h – перепад давлений в мм вод. ст. ,

η – к.п.д. вентилятора, достигающий 80% лишь в самых благоприятных условиях и обыкновенно не превосходящий 40÷50%.

Из этой формулы видно, что мощность возрастает пропорционально кубу скорости, так что при повышении последней на 10% потребуется увеличений потребляемой мощности на 33%. Для иллюстрации сказанного приводится таблица 144, в которой содержатся величины расходов, напоров и потребляемой мощности для вентиляторов “Сирокко”, предназначенных для транспорта воздуха.¹

Таблица 144. Производительности, напоры и потребляемая мощность вентиляторов типа “Сирокко” в зависимости от числа оборотов.

Напор мм ВОД. СТ..	Диаметр ротора мм											
	508			635			762			890		
	Производитель ность м³/час	Число оборотов об/мин	Потребляемая мощность ЛС	Производитель ность м³/час	Число оборотов об/мин	Потребляемая мощность ЛС	Производитель ность м³/час	Число оборотов об/мин	Потребляемая мощность ЛС	Производитель ность м³/час	Число оборотов об/мин	Потребляемая мощность ЛС
150	700	1400	1,25	1270	1110	2,25	1980	925	3,50	2830	800	5,00
200	820	1600	2,00	1470	1280	3,50	2280	1070	5,25	3260	920	7,50
250	910	1800	2,75	1640	1430	4,75	2550	1200	7,50	3650	1020	10,75
300	1000	1970	3,50	1800	1570	6,25	2800	1310	9,75	4000	1120	14,00
350	1080	2130	4,50	1940	1700	8,00	3020	1410	12,50	4300	1210	17,50
400	1160	2280	5,50	2080	1810	9,75	3230	1510	15,00	4600	1300	21,50
450	1230	2420	6,50	2200	1920	11,50	3430	1600	18,00	4900	1370	26,00
500	1300	2550	7,50	2320	2030	13,50	3620	1690	21,00	5160	1450	30,00
550	1360	2670	8,75	2440	2120	15,75	3800	1780	24,50	5400	1520	35,00
600	1420	2780	10,00	2540	2220	18,00	3960	1850	27,50	5650	1590	39,50
650	1470	2900	11,25	2650	2310	20,00	4120	1930	31,50	5900	1650	45,00
700	1530	3000	12,50	2750	2400	22,50	4280	2000	35,00	6100	1710	50,00
750	1580	3120	14,00	2850	2480	25,00	4420	2070	38,50	6340	1770	56,00

Для дальнейшего выяснения условий эксплуатации вентиляторов и, в частности, влияния их на регулировку работы газогенераторной установки, на рис. 335 и 336

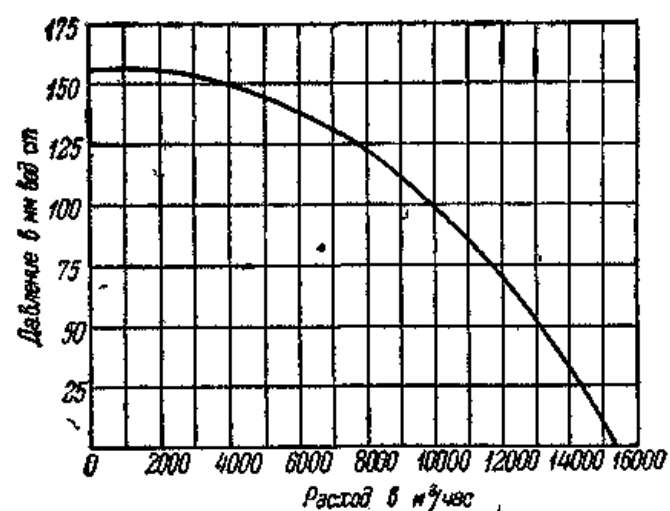


Рис. 335. Характеристика газового вентилятора, служащего одновременно промывателем газа.

приведены графики с характеристиками расходов и напоров, создаваемых двумя различными типами вентиляторов для газа.

На рис. 335 представлены результаты испытаний газового вентилятора, такого же типа, который был описан в связи с рис. 289. Нормальная производительность этого вентилятора 5100 м³/час. Он предназначается главным образом для промывки газа, а отнюдь не специально для создания напора. Из графика видно, что в пределах значений производительности от 0 до 5100 м³/час вентилятор развивает близкий к постоянному перепад давлений, равный приблизительно 150 мм вод. ст. Наоборот, при увеличении расхода

(подачи) газа свыше 5100 м³/час создаваемый вентилятором напор быстро падает и при

¹ Таблица 144 приведена исключительно с целью показать зависимость между создаваемым напором, числом оборотов, расходом и потребляемой мощностью. Ред.

производительности свыше $12000 \text{ м}^3/\text{час}$ становится ничтожным. Одновременно с повышением нагрузки значительно понижается также к.п.д. вентилятора, и поэтому очень сильно увеличивается потребляемая мощность.

Следует отчетливо представлять себе, что производительность центробежного вентилятора может изменяться в очень широких пределах, причем она связана с перепадом давлений между впускным и выпускным (всасывающим и нагнетательным) патрубками. Обычно количество подаваемого газа возрастает быстрее, чем падение создаваемого напора, благодаря чему не исключена возможность перегрузки приводного мотора вентилятора. Это обстоятельство необходимо иметь в виду, в особенности при проектировании установок, в которых вентилятор является не единственным побудителем движения газа и в которых возможны случайные перегрузки, вызванные, например, внезапным изменением сопротивления установки.

Кривые на графике рис. 336 представляют результаты испытания газового вентилятора – аппарата, основное назначение которого заключается в создании высокого напора. Сплошные кривые выражают связь между создаваемым напором и подачей (расходом) при разном числе оборотов; пунктирные кривые – зависимость между расходом мощности и подачей при тех же значениях скорости вращения. Сравнивая эти кривые с аналогичной кривой графика рис. 335, можно видеть, что форма их совершенно различна. Действительно, у кривой рис. 335 область производительности с постоянным перепадом давлений гораздо обширнее, и кроме того уменьшение напора при увеличении подачи (выше области постоянного давления) у этих кривых круче.

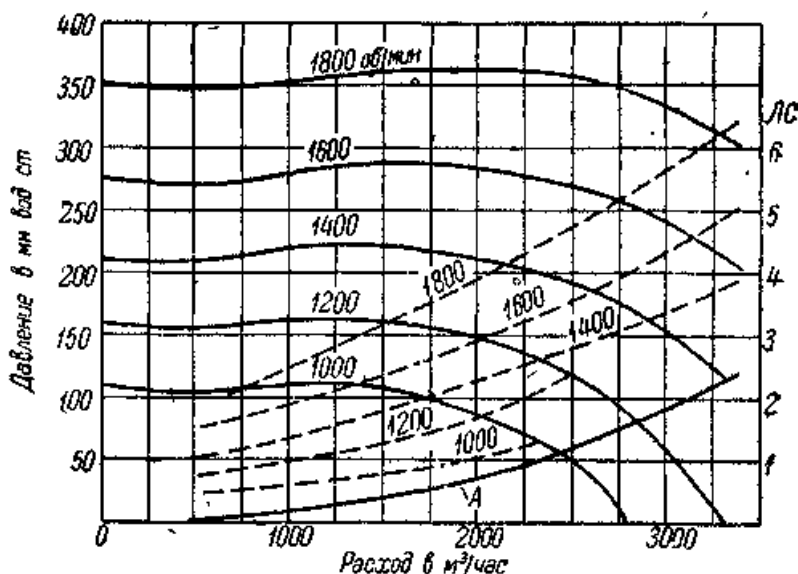


Рис. 336. Характеристика газового вентилятора.

Кривая А (сплошная) внизу графика, пересекающаяся с кривыми напоров, представляет скоростной напор, остающийся в газе в выходном патрубке вентилятора. Этот напор в известной мере может быть использован в качестве статического при условии присоединения к нагнетательному патрубку вентилятора надлежащего конически расширяющегося трубопровода (продолжения диффузора).

Иногда в случае необходимости высокого давления газа или воздуха установка центробежного вентилятора (воздуходувки) бывает невыгодна. Это может происходить по следующим причинам: или вследствие необходимости высокой скорости вращения, если устанавливается один центробежный вентилятор, или вследствие высокой стоимости многоступенчатого вентилятора и др. В таких случаях на газогенераторных установках обычно применяются нагнетательные ротационные воздуходувки. Эти устройства отличаются от центробежных вентиляторов (воздуходувок) не только конструкцией и принципом действия, но также и совершенно другой зависимостью между скоростью вращения, напором и производительностью.

Многоступенчатые центробежные воздуходувки и вентиляторы принципиально ничем не отличаются от одноступенчатых вентиляторов. Практически они состоят во всех случаях из одного или более размещенных последовательно однодисковых лопаточных колес, причем газ из диффузора одного колеса поступает в середину следующего.

Не существует предела ни в отношении достижения какого-либо напора, ни в отношении числа ступеней. Многоступенчатые воздуходувки вовсе не обязательно являются исключительно крупными единицами. Там например, фирма Сиракуз в США поставляет низкоскоростную двадцатиступенчатую центробежную воздуходувку, создающую давление воздуха вплоть до 2800 мм вод. ст. при столь низких значениях производительности как $20 \div 50 \text{ м}^3/\text{час}$.

в) Нагнетательные ротационные воздуходувки

Эти аппараты изготавливаются для напоров до 0,35 *ати*. Они состоят из чугунного кожуха, в котором вращаются:

1) или два профильных звена (называемые роторами), форма которых построена по принципу зубчатого колеса с двумя зубьями, причем промежутки между “зубьями” образуют пространство сжатия воздуха или газа,

2) или единственный цилиндрический барабан, установленный эксцентрично в цилиндрическом кожухе воздуходувки, но снабженный двумя или более скользящими лопатками, которые при вращении “загребают” газ или воздух в серповидном

пространстве между кожухом и барабаном в направлении от всасывающего к напорному патрубку. Самым распространенным типом воздуходувок с двойным ротором являются воздуходувки типа Рутс (Roots), различные конструкции которых приведены на рис. 337–340.

Рис. 337 представляет разрез воздуходувки обычной формы; на рис. 339

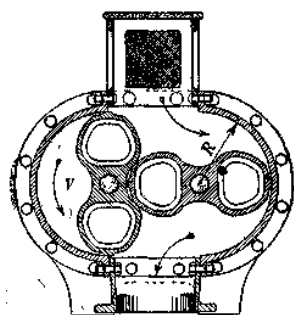


Рис. 337. Разрез воздуходувки Рутса.

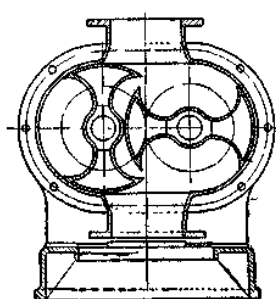


Рис. 338. Разрез видоизмененной воздуходувки Рутса.

и 340 представлены фотографии машин этого типа. Воздух засасывается через фильтр, установленный на кожухе, в самый кожух, поперечное сечение которого имеет

продолговатую форму. Оба вала, на которых укреплены роторы, вращающиеся в противоположных направлениях, снабжены серией наружных передаточных зубчатых колес (опущенных обычно в масляную ванну), благодаря чему обеспечиваются правильность и постоянство относительного движения обоих роторов. Для создания достаточного уплотнения между обоими роторами и между роторами и кожухом на каждом роторе вдоль наибольшего диаметра устроен узкий выступ. Давление, под которым может подаваться воздух (а также и “скольжение” воздуходувки), зависит от плотности этого подвижного примыкания.

При каждом обороте роторов через выпускной патрубок должен был бы выталкиваться объем воздуха, равный $4V$, если бы не было “скольжения”. Отношение величины утечки к действительно подаваемому объему газа увеличивается с повышением перепада давлений и уменьшается с возрастанием объема. Следовательно, при очень высоких давлениях и малой скорости скольжение может стать значительным. При средних рабочих условиях с максимальным давлением воздуха, скажем, 600 мм вод. ст. скольжение не должно превышать 30%. Воздуходувки этого типа обычно не работают со скоростью больше 300 *об/мин*. В условиях непрерывной работы более пригодной является скорость вращения, составляющая $\frac{2}{3}$ номинальной скорости. При этой скорости к.п.д. воздуходувок среднего размера колеблется от 60 до 70%.

Фирма бр. Твейт для получения повышенных давлений (до 0,35 *ати*) изготавливает быстроходную воздуходувку (до 1000 *об/мин*), роторы которой имеют форму, изображенную на рис. 338. Вследствие увеличенной длины скользящего уплотнения небольшое количество воздуха высокого давления уносится вперед в сторону всасывания

в маленьком промежутке между самими роторами.

Рис. 339 представляет фотографию воздуходувки с ременным приводом. Более крупная воздуходувка, непосредственно соединенная с паровой машиной, показана на рис. 340. Отработавший пар из машины направляется обычно в газогенераторы. Воздуходувки рассмотренного типа могут быть применены и для подачи газа, однако в этом случае всасывающий и нагнетательный патрубки приспособляются для приключения к газопроводам.

На рис. 341 показан один из типов воздуходувок с эксцентричным барабаном. У барабана *B* и у внутренней поверхности кожуха воздуходувки *A* имеется общая наинизшая касательная плоскость. Скользящая лопатка *C* пропущена прямо через барабан. Эта лопатка состоит из двух частей. На конце каждой

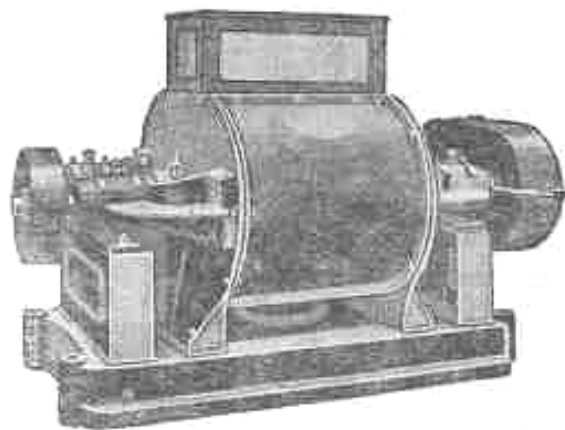


Рис. 339. Воздуходувка Рутса с ременным приводом.

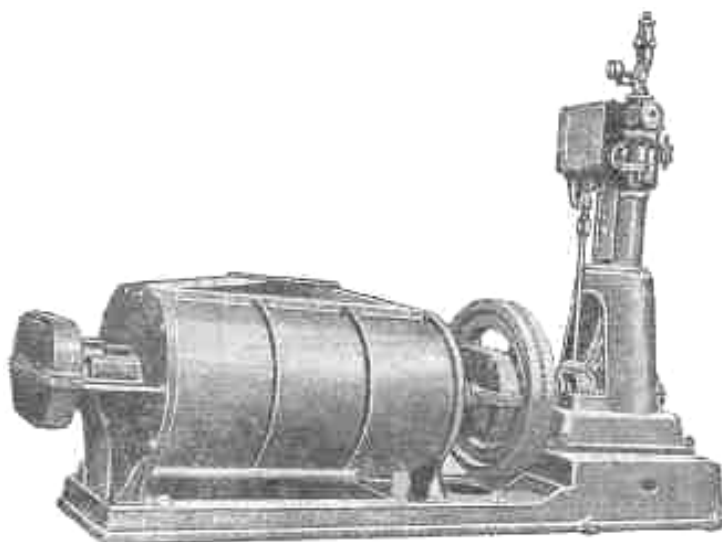


Рис. 340. Воздуходувка Рутса с непосредственным приводом от паровой машины.

части имеется по выступающей детали или уплотняющему сальнику *a*, которые движутся в направляющих вырезах, сделанных в обеих торцевых стенках кожуха *A*. При вращении барабана скользящая лопатка движется вдоль диаметра, благодаря чему газ в серповидном пространстве между *A* и *B* подается дважды за один оборот. Указанная конструкция не является единственно возможной. Очень часто барабан изготовляют с несколькими радиальными лопатками движущимися каждая в особом пазу барабана *B*. На графике рис. 342 представлен ряд

характеристик воздуходувки Рутса при постоянной скорости вращения, показывающих типичную зависимость подаваемых количеств газа при различном давлении. Ясно, что чем больше скорость, тем больше подача при данном противодавлении.

На графике рис. 343 представлены результаты действительного испытания воздуходувки Рутса, рассчитанной на подачу воздуха в генераторную установку в количестве $700 \div 850 \text{ м}^3/\text{час}$. Здесь числа оборотов отложены по оси ординат, по оси же абсцисс отложены значения объема подаваемого воздуха (в единицу времени). Проведенные на графике кривые относятся к трем различным значениям давления.

Из сопоставления кривых рис. 342 и 343 с рис. 335 и 336, относящимися к воздудувкам или вентиляторам центробежного типа, можно получить хорошее представление о том, как каждый из этих типов воздуходувок отвечает тем или иным переменным условиям работы газогенераторной установки.

Имея в виду что воздуходувки обоих сравниваемых типов работают с постоянной

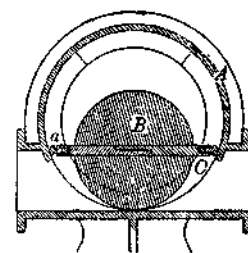


Рис. 341. Ротационная воздуходувка барабанного типа.

A – кожух воздуходувки, *B* – барабан, *C* – лопатка, *a* – уплотняющий сальник.

скоростью вращения, можно сказать, что в известных пределах вентиляторы центробежного типа создают постоянный перепад давлений, не зависящий от объема пропускаемого газа, а то время как ротационные воздуходувки осуществляют подачу постоянного объема независимо от требуемого перепада давлений.

Предположим, что сопротивление газовой установки внезапно возрастает без какого-либо увеличения требуемого расхода газа. Тогда ротационная воздуходувка, работая при постоянном числе оборотов, будет продолжать подавать прежнее количество воздуха или газа, причем давление возрастет, и возрастет следовательно также и потребляемая мощность. Иначе говоря, ротационная воздуходувка автоматически отвечает препятствиям со стороны давления, почему она и называется также нагнетательной воздуходувкой.

При аналогичных изменениях производственных условий центробежный вентилятор станет подавать меньше воздуха или газа, пока сопротивление установки при уменьшенной подаче не сделается равным перепаду давлений, создаваемому вентилятором. Поэтому при увеличении сопротивления установки потребляемая центробежным вентилятором мощность снижается.

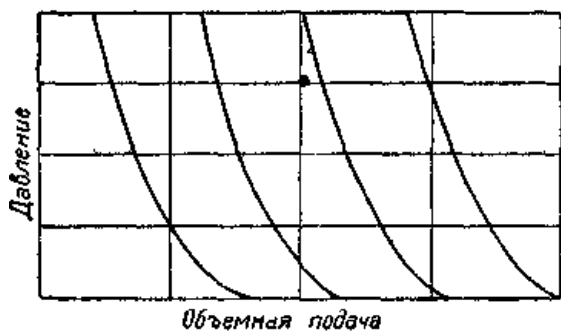


Рис. 342. Типичные характеристики воздуходувки Рутса.

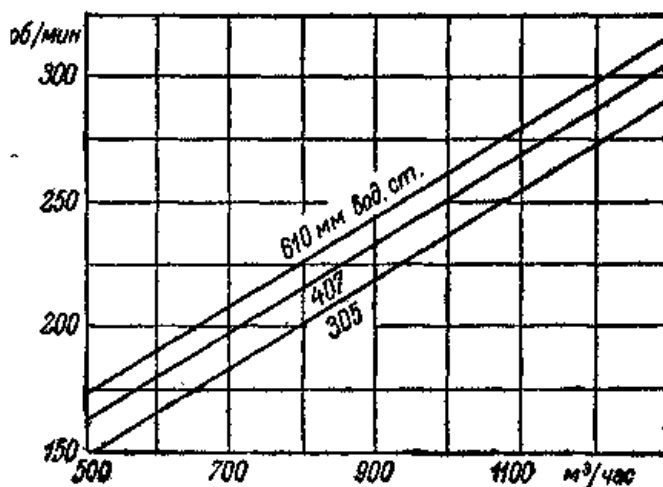


Рис. 343. Кривые испытания воздуходувки Рутса.

4 РЕГУЛИРОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВ И ДАВЛЕНИЙ

Между количеством проходящего газа и потерей напора существует вполне определенная зависимость, которая может быть выведена из общих законов, приложимых к движению жидкостей. Сопротивление движению газа определяется целым рядом факторов, характеризующих состояние установки, например большей или меньшей плотностью топлива в слое, скоплением в определенных местах отложений пыли и смолы, положением газовых и воздушных клапанов и т.д.

Практически ко всем установкам предъявляется требование, чтобы давление отходящего газа поддерживалось постоянным независимо от сопротивления установки и условий нагрузки. Это требование приобретает особое значение в тех случаях, когда газ используется в печах, так как количество избыточного воздуха в отходящем дымовом газе будет ниже, если давление подачи газа постоянно.

Постоянное давление газа на выходе из установки может быть поддерживаемо различными способами. Какой из способов наилучший — зависит всецело от типа установки и типа аппарата, служащего для создания движения газа.

Различные вентиляторы и воздуходувки реагируют на переменные условия давления и производительности по-разному, как было уже указано выше. Поскольку, однако, дело касается типа установки, можно сказать, что применение тех или иных средств по регулированию давления зависит от величины полной потери напора в установке при полной нагрузке и от давления, под которым происходит распределение газа по потребителям. Рассмотрим в качестве примера случай газогенераторной

установки, работающей на битуминозном топливе с улавливанием побочных продуктов, в которой полная потеря напора составляет около 760 мм, и для сравнения возьмем газогенераторную установку на антраците с потерей напора только в 50 мм. Если газ должен подаваться потребителю с давлением 200 мм вод. ст., то полное начальное давление газа должно в обоих случаях равняться соответственно 950 и 250 мм. Если теперь внезапно потребление газа падает с полной нагрузки, скажем, до половинной, то сопротивления снижаются в первом случае с 750 примерно до 200 мм, во втором же случае – с 50 примерно до 15 мм. Таким образом, если продолжает оставаться в силе требование о давлении газа в сети в 200 мм, то начальное давление должно быть снижено в обоих случаях соответственно с 950 до 400 мм и с 250 до 215 мм.

Если бы в установке для газификации антрацита работал центробежный вентилятор без всяких регулировочных приспособлений, то эффект снижения нагрузки заключался бы в том, что газ стал бы подаваться в сеть под давлением 235 мм вместо требуемых 200 мм. Такое колебание давления не причинило бы серьезных последствий во многих отраслях промышленного применения газа. С другой стороны, если бы установка работала на ротационной воздуходувке, то давление газа при выходе возросло бы до такой степени, что это имело бы сильное влияние на эффективность использования газа.

Поддержание давления газа при выходе практически постоянным достигается одним из следующих способов: а) применением газгольдера, б) регулированием скорости вращения газоподающих вентилятора или воздуходувки, в) дросселированием потока газа или воздуха (в основном применительно к центробежным вентиляторам), г) возвратом газа или воздуха обратно в сеть перед воздуходувкой (главным образом применительно к нагнетательным, ротационным воздуходувкам),

а) Установка газгольдера, в который отводился бы избыток газа за периоды малой нагрузки до тех пор, пока условия работы станции не были бы изменены обслуживающим персоналом (путем перестановки задвижек или клапанов на воздушных и газовых трубопроводах или уменьшением числа оборотов вентиляторов и воздуходувок), может считаться самым простым, но вместе с тем и самым дорогим стоящим мероприятием. В то время как в практике производства светильного газа применение газгольдеров является обычным, объем транспортируемого газа в газогенераторных установках при том же количестве заключенного в нем потенциального тепла настолько велик, что первоначальные капиталовложения становятся недоступными. Далее, почти на всех газогенераторных установках газ потребляется на месте производства, так что генератор и потребитель газа могут работать согласованно. Поэтому, в виду того что постоянное давление газа может быть достигнуто другими средствами, газгольдеры на современных газогенераторных станциях смешанного газа в настоящее время не устанавливаются. Практически почти все виды приспособлений для регулирования давления заключают в себе маленький “газгольдер” (диаметром порядка одного метра). Положение колокола этого резервуара над ватерлинией определяется давлением газа на выходе из установки и в свою очередь воздействует на регулировочное приспособление того или иного вида.

б) Изменение скорости центробежного вентилятора отражается на создаваемом им перепаде давлений, в то время как изменение скорости ротационной воздуходувки отразится на подаче и автоматически установит тот напор, под которым должен подаваться измененный таким образом расход воздуха в соответствии с существующими условиями. Во всех случаях при наличии независимого привода у вентилятора или воздуходувки, будь это электромотор или паровая машина или турбина, регулировка скорости достигается легко, а именно: в случае привода от электродвигателя (при постоянном токе) последний снабжается регуляторами числа оборотов обычного типа, при приводе же от парового двигателя устраивается специальный дроссель-клапан для пара, регулирующий давление и количество подводимого пара.

При конструировании регуляторов и контрольных приспособлений различного типа необходимо заботиться о том, чтобы осуществлялось плавное и очень ровное движение регулятора или контролирующего устройства, так как иначе могут быть сильные колебания давления. Иногда это затруднение может быть сведено к минимуму придачей регулятору наружной водяной чаши, благодаря чему повышается то давление газа, которое необходимо для перемещения колокола из его нижнего в верхнее положение. Движение колокола может быть также замедлено устройством над ним воздушной подушки.

в) На рис. 344 показан регулятор давления с дроссель-клапаном для газа системы Брайан – Донкин (Bryan – Donkin), который дает удовлетворительные результаты при работе в соединении с центробежным вентилятором, вращающимся с постоянной скоростью.

Труба *C* представляет ответвление от того места сети установки, где желательно регулировать давление. Колокол регулятора *F* опущен на цепи в водяной бак *L* и уравновешен грузом *K*. С противоположного конца уравнивающего груза имеется другая цепь, посредством которой груз воздействует на квадрант *B*, сидящий на оси крыльчатого дроссель-клапана. Последний помещается или в газопроводе, отводящем газ из установки, или в нагнетательном воздухопроводе в зависимости

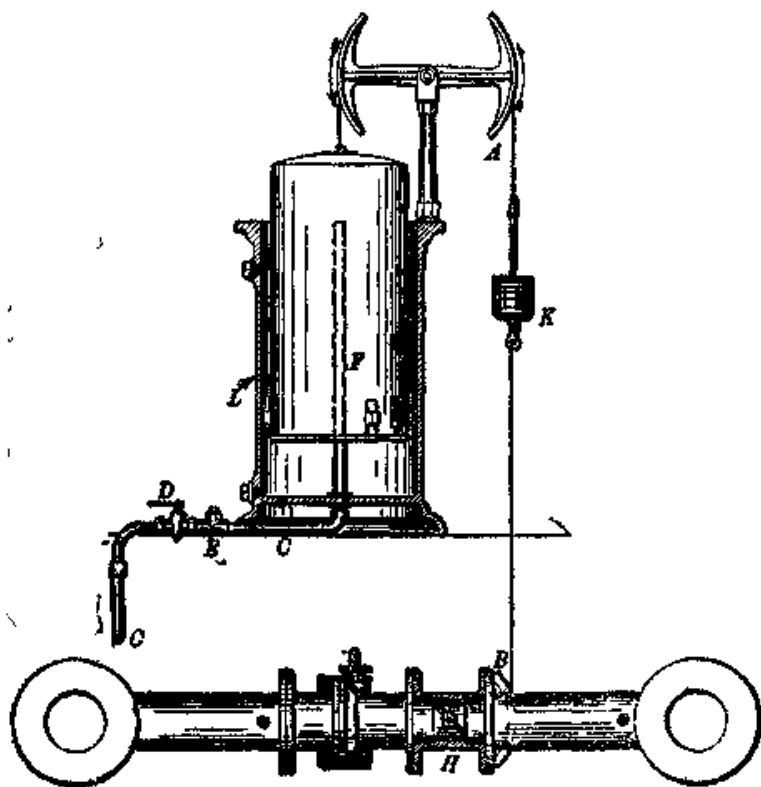


Рис. 344. Регулятор давления к центробежному вентилятору.

A – балансир, *B* – квадрант, *C* – импульсная труба, *D* – кран, *E* – тройник, *F* – колокол регулятора, *H* – заслонка, *K* – груз, *L* – водяной бак.

от того, что подает вентилятор – газ или воздух.

Если потребление газа внезапно падает, то происходит повышение давления в системе, т.е. давления, под которым газ подается потребителям. Благодаря этому повысится и давление в трубе *C*, и колокол *F* поднимется, вследствие чего заслонка *H* сильнее перекроет трубопровод. Поэтому из-за увеличившегося сопротивления уменьшится подача, и рабочее давление газа или воздуха сохранит примерно первоначальную величину. Потеря мощности, обусловленная дросселированием газа (воздуха), выражается потерей напора в поворотной заслонке, составляющей зачастую лишь малую долю полного напора, создаваемого вентилятором.

г) Ротационная воздуходувка, работающая с постоянным числом оборотов, всегда пропускает один и тот же объем газа. Поэтому способы регулирования таких воздуходувок основаны на перепускании (замкнутой циркуляции) избыточного объема газа (или воздуха).

Если воздуходувка установлена для подачи воздуха, то избыточный воздух просто выпускается в атмосферу, например через поворотный клапан вроде такого, который изображен на рис. 344. В этом случае, однако, заслонка должна быть полностью открыта, когда давление под колоколом регулятора имеет наибольшую величину.

Если воздуходувка установлена для подачи газа (газодувка), то ясно, что избыток газа не может выпускаться наружу. Поэтому в этой случае устраивается особый перепускной газопровод с необходимыми клапанами, соединяющий напорный и всасывающий патрубки газодувки. По этому трубопроводу избыточное количество газа возвращается из напорной магистрали обратно во всасывающую. Если на рис. 344 считать поворотную заслонку *H* монтированной в перепускном трубопроводе, то изображенное приспособление становится вполне пригодным для регулирования подачи газа.

На рис. 345 показана компактная конструкция перепускного клапана (“байпаса”) системы Пинч. Как только давление газа на напорной стороне *D* начинает превосходить установленное максимальное значение, колокол регулятора *C* приподнимает клапан *B* с его двойного седла, и избыточный газ проходит на сторону низкого давления *A*.

При повышенных рабочих давлениях газа вода становится непригодной для колокола регулятора. В этом случае, для приведения в действие перепускного или выхлопного клапана, можно применить вместо регуляторов колокольного типа регуляторы с диафрагмой из кожи или из тонкой пластинки.

Что касается затраты энергии на перепускную или выхлопную систему регулирования давления при ротационных воздуходувках в сравнении с дроссельным способом для аппаратов вентиляторного типа, то, как правило, можно считать, что при последнем способе затрачивается энергии больше, чем при первом. Колебания нагрузки во многих генераторных установках бывают так регулярны, что обслуживающий персонал может справиться с периодической регулировкой вручную клапанной системы или, соответственно, скорости вентиляторов и тем предотвращать ненужное расходование энергии на регулирование давления.

Некоторые из более крупных генераторных установок холодного газа обслуживаются одновременно воздуходувками различного типа, из которых одни ротационные, другие вентиляторного типа. В таких случаях каждая из них должна иметь свой регулятор давления присущего ей типа. Например, при подаче воздуха воздуходувками ротационного типа и применении вентиляторов для целей очистки газа, система регулирования давления может быть устроена следующим образом: выхлопной клапан на ротационной воздуходувке отрегулирован так, что поддерживает постоянного давления в некотором месте сети до входа в вентилятор, дроссельный же клапан на выходе из вентилятора реагирует на давление в газовой магистрали, ведущей к потребителям.

Вышеописанные системы регулирования давления относятся к установкам с производством холодного и достаточно чистого газа, который не может нарушать нормального действия колокола регулятора. При производстве горячего неочищенного газа рекомендуется следить за тем, чтобы газ под колоколом регулятора был холодным и очищенным. Для этого лучше всего включить между магистралью горячего газа и регулятором специальную камеру, иначе говоря “ресивер”. Этот ресивер будет служить газовой “подушкой”, причем в нем также будут отлагаться пыль и смола, не приходя в соприкосновение с регулятором.

В установках с использованием газа частично для газовых двигателей и частично для нагревательных целей часто бывает желательным ослабить пульсационный эффект газовых двигателей на давление газа в магистрали. Для этого обычно пользуются установкой ресивера, в который газ подается со станции при постоянном давлении и из которого уже питается двигатель. Такого рода устройства известны под названием антипульсаторов, расширительных камер и др.

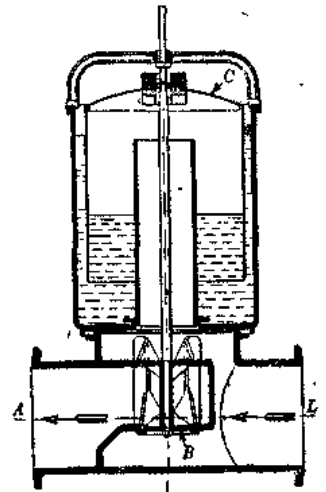


Рис. 345. Байпас-регулятор Пинча.
A – сторона низкого давления, *B* – клапан, *C* – колокол регулятора, *D* – сторона высокого давления.

Для того чтобы дать возможность лицам, ответственным за подачу газа из генераторной станции, производить время от времени необходимые изменения чисел оборотов машин и положения клапанов, должны быть установлены ясно видимые и легко доступные указатели давления. Такого рода индикаторами давления могут быть простые U-образные манометры, изготовленные из гнутых стеклянных трубок и присоединенные, например, полудюймовыми или дюймовыми железными трубками к тем точкам установки, в которых измеряется давление. На крупных генераторных станциях такие манометры устанавливаются группами на общем измерительном щите, благодаря чему возможно наблюдение не только за величиной напора газа при входе в сеть, но также и за отдельными потерями давления в разных частях установки.

5 ГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОВЫЕ СЕТИ

* Для подачи газа к потребителям применяются газопроводы различных конструкций и из различного материала. Обычно газопроводы делают кирпичными, железными и чугунными. На большинстве современных газогенераторных станций газопроводы изготовляются металлическими. На станциях горячего газа такие газопроводы футеруются огнеупорным кирпичом в $\frac{1}{4}$ или $\frac{1}{2}$ кирпича в зависимости от диаметра.

Чугунные газопроводы применяются в тех случаях, когда транспортируемый газ содержит примеси, разрушающе действующие на железо, главным образом при работе на торфяном и древесном неочищенном газе. Для предупреждения такого разъедания иногда прибегают и к покрытию стенок газопроводов специальными кислотоупорными материалами: керамикой, диабазом, бакелитом и т.п.

Металлические газопроводы делают или надземными или подземными. Надземные газопроводы прокладываются на специальных опорах и, при достаточно большой длине, снабжаются компенсаторами, поглощающими изменения длины вследствие температурных воздействий.

Кирпичные газопроводы в огромном большинстве случаев делают подземными, прямоугольного поперечного сечения и, как правило, располагают выше уровня грунтовых вод. Овальная и круглая форма этих газопроводов встречается сравнительно редко. Наоборот, металлические газопроводы делают круглыми и очень редко овальными. Они изготовляются сварными и обычно состоят из отдельных труб, соединяемых между собой болтами, причем между фланцами кладутся прокладки из асбеста, пакли с свинцовым суриком, проволоки и т.д., смотря по тому, что более всего подходит для данного конкретного случая.

Все наиболее низко расположенные точки газопроводов снабжаются водостоками или сифонного типа или типа прямых труб, погруженных в гидравлику или в специальный конденсационный горшок.

Если в газопроводах не исключена возможность обратного перетока газа, то в качестве предохранительной меры применяют или так называемый обратный клапан, или клапан с грузом (которые находятся в открытом состоянии лишь в том случае, если в газопроводе имеется давление) или, наконец, просто трубу с водяным затвором. Установка этих клапанов необходима потому, что при обратном потоке газа последний, пройдя в пространство под решетку и далее в воздухопроводы, образует с воздухом горючую смесь, которая при последующем установлении нормального потока газа воспламенится от огня и вызовет взрыв.

Независимо от других мер, принимаемых во избежание взрывов, газопроводы, как правило, снабжаются предохранительными клапанами, которые обычно устанавливаются по торцам. Для этой же цели иногда применяют заглушки из тонких свинцовых листов. Назначение предохранительного клапана — открыться при повышении давления в газопроводе сверх допустимого, выпустить воспламенившуюся смесь и снова плотно закрыться, не допуская подсоса воздуха.

Для включения и выключения газа газопроводы снабжаются клапанами, которые обязательно должны обладать достаточной плотностью и надежностью в работе. В случае работы на горячем газе применяют шиберы, перекидные рукава и тарельчатые клапаны и редко задвижки. Наиболее удовлетворительными устройствами в этом случае являются тарельчатые клапаны, устанавливаемые в местах перехода вертикальных газопроводов в горизонтальные.

Представление об устройстве тарельчатого клапана дает рис. 346. Тарелка клапана 1 подвешенная шарнирно на штанге, поднимается и опускается при помощи троса 4 по блоку 3 или с помощью грузов или лебедки. Опущенная тарелка собственным весом прижимается к седлу 2. Для создания большей плотности в некоторых конструкциях устраивают песочные, смоляные или водяные затворы, а также прижим винтом от штурвала. Для возможности осмотра, чистки и ремонта тарельчатые клапаны снабжаются люками 5, которые одновременно играют роль предохранительных клапанов.

На газопроводах чистого и холодного газа наиболее часто устанавливаются задвижки типа “Лудло”, в которых плотность отключения достигается прижимом клина к притертым боковым поверхностям пропускного отверстия. В зависимости от местных условий задвижки снабжаются или ручным или цепным маховичком. *

Средние скорости в газопроводах между различными аппаратами установок холодного газа, по имеющимся у автора данным, колеблются в пределах от 1,8 до 12 м/сек при полной нагрузке. Наименьшая из скоростей наблюдалась во всасывающей газовой установке, непосредственно соединенной с газовым двигателем, наивысшая была отмечена в крупной газогенераторной станции с улавливанием побочных продуктов, где допустимо большое падение напора. Причина низкого значения средней скорости во всасывающей установке заключается в том, что двигатель засасывает газ не непрерывно, а периодически, вследствие чего максимальное значение скорости газа в газопроводе превышает среднюю скорость в два или четыре раза в зависимости от типа или конструкции двигателя.

В то время как размеры трубопроводов в самой генераторной установке всецело зависят от ее типа, расчет распределительной магистрали для подачи газа к различным точкам потребления легче подается обобщению.

Зависимость между различными факторами, влияющими на движение газа по трубам, ясно иллюстрируется формулой Поля (Dr. Pole), которая уже длительно применяется при расчетах распределительных систем низкого давления для городского (бытового) газа. Эту формулу можно написать так:

$$Q = 0,00223 \sqrt{\frac{h \cdot d^5}{\gamma \cdot l}}$$

где Q – расход газа в м³/час,

h – падение давления в мм вод. ст.,

d – диаметр газопровода в миллиметрах,

γ – относительный удельный вес газа (по отношению к воздуху при 0°, 760 мм),

l – длина газопровода в метрах (эквивалентная длина).

Для быстрого определения количеств генераторного газа низкого давления, которые могут быть переданы по трубопроводам с различной потерей напора, построены

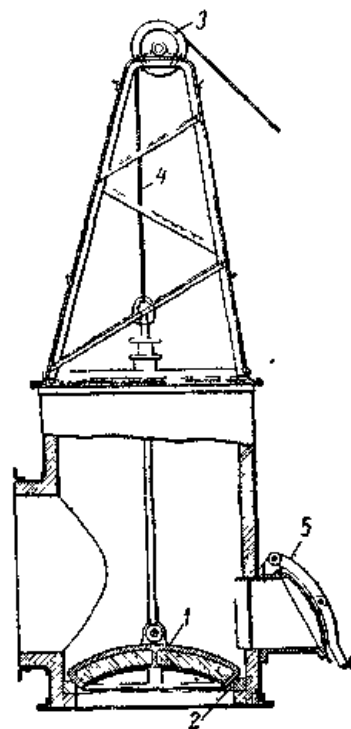


Рис. 346. Тарельчатый клапан.

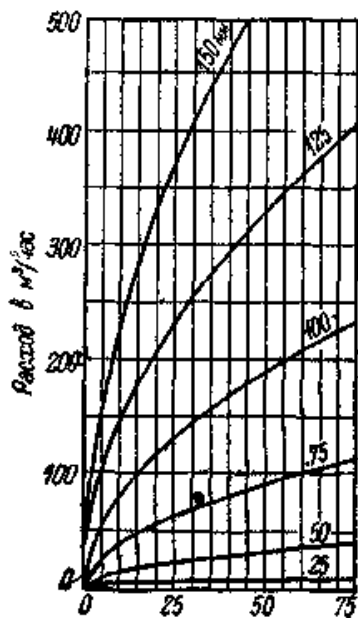
1 – тарелка, 2 – седло, 3 – блок, 4 – трос,

5 – предохранительный клапан.

графики рис. 347, 348 и 349, охватывающие трубы диаметром от 25 до 1000 мм.

Каждая из кривых этих графиков дает зависимость между расходом газа Q в $\text{м}^3/\text{час}$ (ординаты) и потерей напора h в мм вод. ст. для трубы данного диаметра (абсциссы).

Кривые построены для газопровода с эквивалентной длиной l , равной 100 м, и в предположении, что удельный вес газа $\gamma=0,78$ (по отношению к воздуху при 0° и 760 мм). Поэтому, при пользовании графиками в случае газа другого удельного веса, надо иметь в виду, что расходы изменяются обратно пропорционально $\sqrt{\gamma}$, т.е. при заданном падении



Падение напора в мм вод. ст. / 100 м эквивалент

Рис. 347. Расход газа в зависимости от потери напора для труб диаметром от 25 до 150 мм.

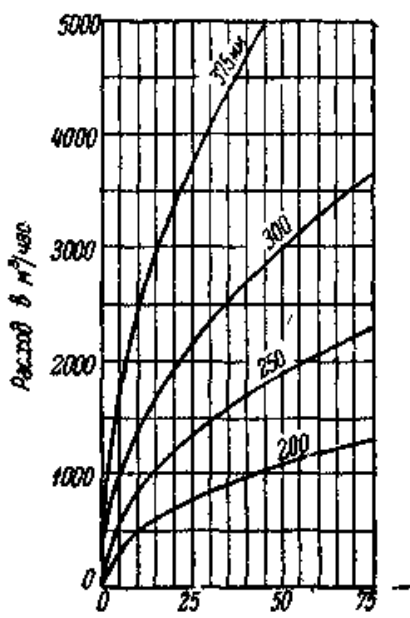


Рис. 348. Расход газа в зависимости от потери напора для труб диаметром от 200 до 400 мм.

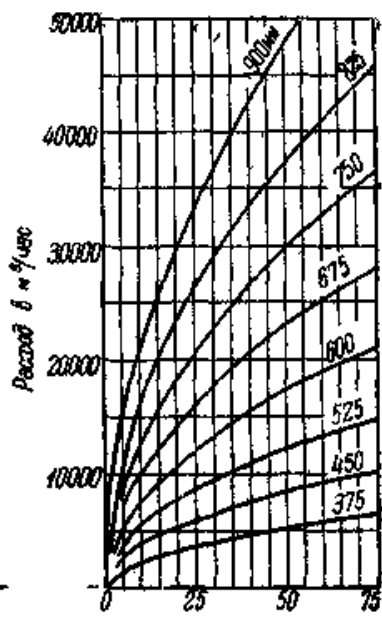


Рис. 349. Расход газа в зависимости от потери напора для труб диаметром от 400 до 800 мм.

напора количества газа, отсчитанные по кривым, надо умножить на $\sqrt{\frac{0,78}{\gamma}}$. Аналогично этому при заданном расходе газа потери напора, определенные по графикам, должны умножаться на величину $\frac{\gamma}{0,78}$.

Подобно указанному производится и пересчет на длины газопроводов, отличные от 100 м: если задан расход газа, то падение напора, определенное по кривой, умножается на $\frac{l}{100}$; если задано падение напора, то соответствующее значение расхода, найденное из графика, умножается на $\sqrt{\frac{100}{l}}$.

При проектировании распределительной сети низкого давления лучше всего начинать с определения необходимых количеств и давлений газа, каковые требуются в различных местах потребления (с учетом возможного роста потребления). После того как эти исходные данные будут установлены, следует рассчитать необходимое начальное давление газа для двух-трех вариантов размещения и размеров газопроводов. Тогда из сопоставления первоначальных затрат на сооружение газопроводов и эксплуатационных расходов легко решить вопрос, какой из вариантов будет наиболее выгоден и приемлем для данного конкретного случая.

Когда газ передается по сети с большими потерями напора, приведенная формула Поля перестает быть применимой, так как объем и удельный вес газа непрерывно меняются по мере движения.

Для расчета газопроводов высокого давления (дальняя газопередача) предложен целый ряд формул, из которых наибольшее применение получили формулы Биля и Веймаут-Толя, Формула Биля имеет следующий вид:

$$d = \sqrt[5]{\frac{0,908 \cdot \gamma \cdot l \cdot Q^{1,875}}{p_1 - p_2}}$$

где d – диаметр газопровода в сантиметрах,
 0,908 – постоянная,
 γ – удельный вес газа по отношению к воздуху,
 l – длина газопровода в километрах,
 Q – количество передаваемого газа в $м^3/сек$,
 p_1 – начальное давление в $атм$,
 p_2 – конечное давление в $атм$.

Формула Веймаут-Толя:

$$d = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \gamma \cdot l}{c^2(p_1^2 - p_2^2)}}$$

где d – диаметр газопровода в метрах,
 l – длина газопровода в метрах,
 γ – удельный вес газа по отношению к воздуху,
 Q – количество передаваемого газа в $м^3/сек$,
 p_1 – давление в начале газопровода в $атм$,
 p_2 – давление в конце газопровода в $атм$,
 c – некоторый коэффициент, зависящий от сопротивления труб.

Для удобства подсчетов по формуле Веймаут-Толя последняя может быть представлена в виде произведения четырех множителей, величины которых для частных значений отдельных факторов даны в таблицах 145, 146, 147 и 148

$$d = \sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}} \cdot \sqrt[5]{l} \cdot \sqrt[5]{Q^2} \cdot \sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}} *$$

Таблица 145. Значения $\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$ для диаметров газопроводов от 50 до 1500 мм при $\gamma=0,6$.

d мм	$\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$	d мм	$\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$	d мм	$\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$	d мм	$\sqrt[5]{\frac{\gamma}{c^2}}$
50	0,050164	175	0,046145	400	0,043681	800	0,041698
75	0,048826	200	0,045744	450	0,043329	900	0,041372
100	0,047905	250	0,045067	500	0,043037	1000	0,041082
125	0,047191	300	0,044517	600	0,042506	1500	0,039987
150	0,046630	350	0,044061	700	0,042071		

Таблица 146. Значения $\sqrt[5]{l}$ для различных длин газопроводов.

l м	$\sqrt[5]{l}$	l м	$\sqrt[5]{l}$	l м	$\sqrt[5]{l}$	l м	$\sqrt[5]{l}$
10000	6,310	75000	9,528	125000	10,456	200000	11,487
50000	8,705	100000	10,000	150000	10,844	300000	12,457

Таблица 147. Значения $\sqrt[5]{Q^2}$ для различных расходов газа.

$\frac{Q}{\text{м}^3/\text{час}}$	$\sqrt[5]{Q^2}$	$\frac{Q}{\text{м}^3/\text{час}}$	$\sqrt[5]{Q^2}$	$\frac{Q}{\text{м}^3/\text{час}}$	$\sqrt[5]{Q^2}$
1000	0,5991	50000	2,8646	125000	4,1324
5000	1,1401	75000	3,3690	150000	4,4454
10000	1,5048	100000	3,7798	200000	4,9876
25000	2,1709				

Таблица 148. Значения $\sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}}$ для различных давлений в *атм*

$p_2=1$				$p_2=5$	
$\frac{p_1}{\text{атм}}$	$\sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}}$	$\frac{p_1}{\text{атм}}$	$\sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}}$	$\frac{p_1}{\text{атм}}$	$\sqrt[5]{\frac{1}{p_1^2 - p_2^2}}$
50	0,209	15	0,339	25	0,278
40	0,229	10	0,399	20	0,306
30	0,257	5	0,530	15	0,347
25	0,276	3	0,660	10	0,422
20	0,302	2	0,803	—	—

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

1. КОНТРОЛЬ, ИСПЫТАНИЯ И АНАЛИЗЫ, ПРОВОДИМЫЕ НА ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВКАХ.

За исключением немногих общих замечаний, в этой главе мы совсем не будем рассматривать тех общих методов, которые находят применение в процессе проведения того или иного испытания. Описание таких методов содержится в большинстве курсов прикладной химии в разделе промышленных испытаний, между тем как нашей целью является заострение внимания на таких пунктах контрольных испытаний и измерений, которые имеют особое значение для газогенераторного дела.

Из различных описываемых ниже химических контрольных определений только немногие должны производиться в процессе повседневной работы. Необходимость в таких определениях на небольших установках простой конструкции встречается иногда всего лишь несколько раз в месяц или даже в год. Однако в целях полного охвата всего вопроса мы включаем описание многих исследований и определений, нужда в которых встречается лишь в исключительных случаях. Исследования могут быть подразделены на следующий группы:

- а) исследование и анализ топлива,
- б) анализ газа,
- в) специальные определения на установках с улавливанием побочных продуктов,
- г) измерение количеств газа.

До сих пор в практике газогенераторных установок при испытаниях принято составлять так называемый баланс углерода. По опыту автора, результаты, полученные при такого рода испытаниях, менее надежны, чем при снятии теплового баланса в духе положений главы II, где в качестве мерила принята единица объема холодного газа при нормальной температуре и нормальном давлении.

Составление углеродного баланса обычно применяется в тех случаях, когда объем газа не может быть точно измерен. Составление углеродного баланса состоит из следующих операций. Определяется весь углерод, содержащийся в угле при загрузке последнего в генератор, а также углерод, остающийся в установке в виде пыли, в смоле и в золе, и затем принимается, что разность обоих количеств переходит в углеродсодержащие компоненты газа. Выход газа рассчитывается по весу углерода, приходящемуся на единицу объема газа, а термический к.п.д. установки определяется из отношения найденного таким образом количества тепла в единице объема газа к теплу, заключенному в соответствующем количестве топлива.

а) Исследование и анализ топлива.

Когда выбор подходящего топлива для данной установки уже сделан, то в качестве текущего контроля над поставщиками бывают достаточны периодические испытания крупности, теплотворной способности, зольности и влажности характерных образцов топлива.

Одной из самых трудных задач является получение из большой массы топлива маленькой пробы, которая представляла бы истинный средний состав топлива. Всякий, кому бы ни поручалось выполнение этой задачи, должен быть полностью осведомлен о важности этой работы.

Когда так или иначе проба топлива уже отобрана (она должна быть во много раз больше образца, действительно подвергаемого химическому анализу), ее следует рассортировать по крупности на ряде сит так, чтобы результат сортировки был представлен примерно в таком виде:

размер самых крупных кусков		$a \times b \times c$ (мм)
остаток на сите	25×25 мм	%
“ “	12×12 мм	%
“ “	6×6 мм	%
“	проходящий сквозь сито 6×6 мм	%

Образец для лабораторного исследования должен быть приготовлен из пропорционального количества различных фракций, размолотых до требуемого размера и предварительно хорошо перемешанных перед отбором из них пробы для приготовления образца. Методы анализов, проводимых при лабораторном исследовании топлив, разнятся в зависимости от содержания в последних летучих. Для топлив с малым содержанием летучих вполне достаточным является так называемый технический анализ топлива, устанавливающий содержание в топливе лишь следующих веществ (в процентах): влаги и затем летучих, связанного углерода и золы в расчете на абсолютно сухую массу топлива. Кроме того необходимо сделать определение теплотворной способности топлива.

Для топлив с содержанием летучих больше примерно 15% (из расчета на безводную и беззольную массу) всегда рекомендуется подвергнуть пробу топлива, помимо обычного технического анализа, испытанию на сухую перегонку, с тем чтобы получить руководящие указания относительно смолообразующих свойств топлива.

Для битуминозных углей, поведение которых при газификации не выяснено, кроме того рекомендуется проводить испытание образца топлива над открытым пламенем. Кусок угля с размером стороны около 25 мм помещается над бунзеновской горелкой и медленно прогревается, причем наблюдаются изменения угля и определяется вспучиваемость образца. Сухая перегонка топлива для определения выхода смолы может производиться по методу Фишера, Грефе или по методу Бюро по исследованию топлива (Bureau of Mines). Автор однако предпочитает, во избежание крайней точности, необходимой в измерениях при испытании маленьких образцов топлива, перегонять сразу около 2 кг топлива в опытной установке, представляющей по своему типу миниатюрный газовый завод. Результаты, полученные при сухой перегонке такой крупной пробы, позволяют одновременно сделать и ряд других выводов, полезных для специалистов по газогенераторам.

Рис. 350 изображает схему экспериментальной установки, на которой работал автор [204]. Установка состоит из таких частей и аппаратов, которые могут быть изготовлены и смонтированы в маленькой заводской лаборатории.

A – жароупорная реторта емкостью около 5,75 л, *B* – предохранительная плита, служащая для предотвращения перегрева топлива, *C* – пирометр, позволяющий контролировать процесс сухой перегонки, *D* – отапливаемая газом печь, *E* – первый конденсационный сосуд, *F* – второй конденсационный сосуд в соединении с водяным холодильником, *G*, *H*, *I* и *J* – уловители, содержащие соответственно воду, серную кислоту, тяжелый бензин и чистую крезоловую кислоту. Буквой *K* обозначены две сушильных колонки с древесным углем и ватой, *L* – газовые часы, *M* – аспиратор для отбора пробы газа. Вместо газовых часов и аспиратора, весь газ может перепускаться в маленький газгольдер.

Процесс сухой перегонки топлива производится следующим образом: после отсортировки свежего образца по крупности вся проба дробится, после чего отбирается проба для анализа. 2 кг дробленых кусков размером меньше 6 мм загружаются в реторту;

после чего крышка, через которую выходят провода пирометра, плотно замазывается марганцевым цементом. Перед включением в цепь все сосуды взвешиваются, а те из них которые содержат жидкость, предварительно наполняются ею до погружения трубок на $10 \div 20$ мм. Затем включается газ для нагрева реторты, и температура постепенно повышается до тех пор, пока не начинается выделение смолы и газа, что для английского или шотландского битуминозного угля наступает обычно при $350 \div 400^\circ$. По достижении этого дальнейшее повышение температуры производится таким образом, чтобы поток газа через газовые часы был достаточно равномерен. Одновременно в течение каждого часа непрерывно отбираются средние пробы газа.

Когда в реторте достигается температура максимум 800° , дальнейшее обогревание ее прекращается, и вся установка свободно охлаждается до температуры окружающей среды. Весь процесс обогрева занимает обычно от 4 до 6 часов. Оставшийся в реторте кокс взвешивается немедленно после извлечения его из реторты. Из кокса составляется средняя проба, которая быстро подвергается анализу во избежание поглощения ею воздуха. Остаток кокса сохраняется в качестве показателя сравнительной коксующей способности топлива. Твердость кокса совместно с результатом испытания топлива на горение в открытом пламени безусловно дает хорошее представление о свойствах топлива в отношении свободного сгорания.

Затем все сосуды вновь взвешиваются, и отмечается увеличение веса каждого из них. Сконденсировавшаяся смола из сосудов *E*, *F*, *G* и *H* отделяется, обезвоживается и, если оказывается в достаточном количестве, в дальнейшем подвергается фракционной перегонке до 350° . Отделенный таким путем конденсат причисляется (условно) к “смолам”, увеличение же веса сосудов *I*, *J* и *K* относится за счет “легких масел”.

Количество аммиака определяется как в конденсате, так и в сосуде с серной кислотой. Последнее количество представляет “летучий” аммиак.

Средний состав газа находится анализом каждой отдельной пробы газа *C* с учетом количества, выделившегося в течение каждого отдельного периода отбора пробы.

Результаты анализа и дистилляции в описанном аппарате двадцати различных топлив приведены в таблице 149, в которой помещены также материальный и тепловой

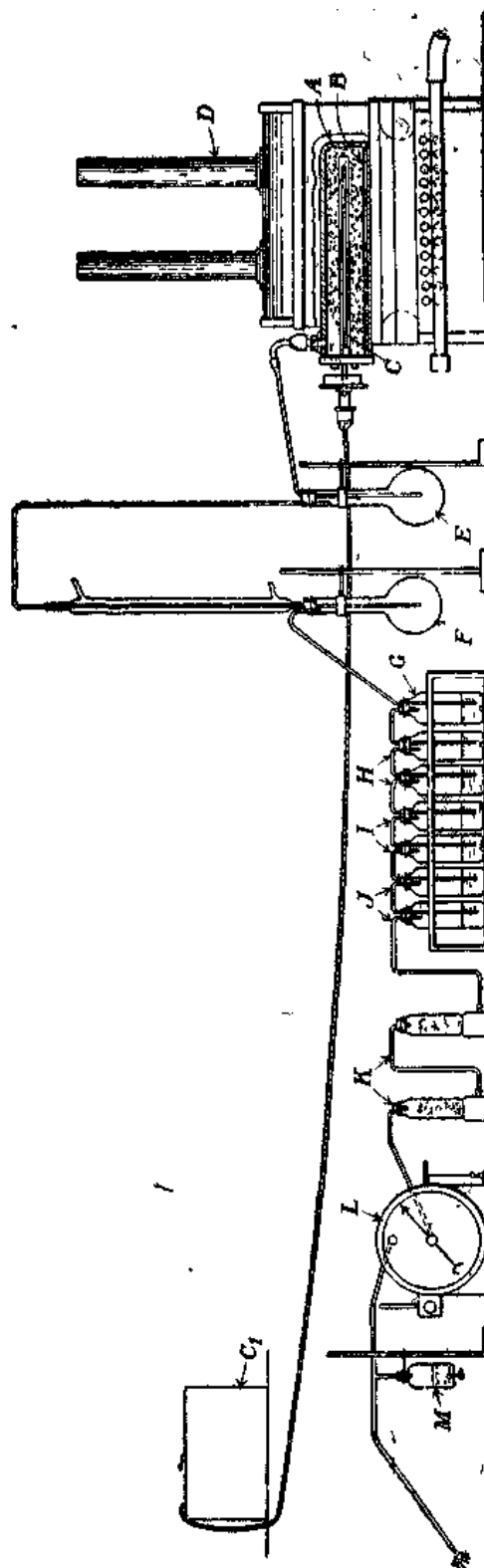


Рис. 350. Схема лабораторной установки для сухой перегонки топлива.

A — реторта, *B* — пирометр, *C* — влажный газ, *D* — печь, *E* и *F* — конденсационные сосуды, *G*, *H*, *I*, *J* — перегретые сосуды, *K* — колонна для осушки газа, *L* — газовые часы, *M* — аспиратор, *C*₁ — тапманометр.

Таблица 149. Результаты сухой перегонки двадцати различных образцов топлива [204].

Порядковый номер образца	1	2	3	4	5	6	7	8
Род топлива	Битуминозные							
Месторождение	Ноттингхемшир			Иорк-шир	Шотландия	Уэльс	Северная Европа	Франция
Крупность								
Размер крупнейшего куска в мм	203×127×102			63×38×25	57×35×38	89×57×45	63×51×25	102×63×38
Крупнее 13 мм в %	72			94	94,5	50	36	65
От 6 до 13 мм в %	16			4	4	15	22	13
Мельче 6 мм в %	12			2	1,5	35	42	22
Испытание на открытом пламени	—			—	—	Вспучив. 11,4%	—	—
Анализ топлива								
Влажность в %	3,8			7,35	7,4	0,65	1,7	0,5
На сухое топливо (высушенное при 100 °)								
Зола в %	12,0			8,06	12,9	13,27	19,2	10,27
Летучие в %	31,7			31,26	32,2	26,2	37,4	15,56
Весь углерод в %	65,8			71,5	65,5	70,4	60,0	79,8
Связанный углерод в %	52,1			56,63	51,1	60,0	42,9	71,8
Водород в %	4,9			5,02	4,6	4,39	4,2	4,0
Азот в %	1,42			1,47	1,44	1,52	1,08	1,12
Сера в %	—			—	—	—	4,29	—
Кислород (по разности) %	13			11,0	13	8,5	10	4
Теплотворная способность								
Высшая ккал/кг	6830			7040	6350	6900	5830	7150
Низшая ккал/кг	6570			6750	6100	6660	5600	6940
Вес влажного образца в г	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1300
“ сухого ” в г	1924	1924	1924	1853	1855	1987	983	1293,5
Продолжительность перегонки в реторте, ч	4	12	5,5	8,17	6	6,5	7,5	5
Конечная температура в реторте в °C	805	800	793	810	800	800	803	809
Выходы на тонну абсолютно сухого топлива и материальный баланс								
Газ (0°, 760 мм) в м³	191,5	208,7	200	193	204	211	240	241
То же в кг	133,4	127,6	122,2	130,1	121,8	118	165,2	98,8
Смола (сухая) в кг	72	59,5	72,8	88,4	73,9	80,5	107,5	16,5
Легкие масла в кг	5,2	5,2	5,44	—	4,47	7,5	—	2,5
Вода разложения в кг	84,9	85,4	97,5	75,2	114,2	58,1	79,5	28,7
Кокс в кг	706,7	712,3	701,3	686,5	687,1	722,2	622,8	850,6
Всего в кг	1002,2	990,0	999,24	980,2	1001,47	986,3	975	997
Невязка баланса %	+0,22	-1,0	-0,076	-1,98	+0,147	-1,37	-2,5	-0,3
Газ, средний объемный состав газа:								
CO ₂ в %	7,1	5,0	3,2	4,1	5,0	2,4	7,0	1,6
C ₂ H ₄ в %	2,5	2,0	2,6	1,1	3,5	1,5	3,3	0,8
O ₂ в %	0,6	0,4	1,3	0,4	1,2	1,3	0,2	0,9
CO в %	9,4	8,9	8,0	10,6	8,5	6,8	11,2	4,9
H ₂ в %	35,2	40,5	39,8	33,8	43,5	44,3	34,5	57,6
CH ₄ в %	39,4	42,3	39,8	42,3	36,8	38,3	41,8	32,2
N ₂ в %	5,8	0,9	5,0	7,7	1,5	5,4	2,0	2,0
Теплотворная способность (низшая) ккал/м³ (0°, 760 мм)	4925	52,30	5095	4980	5020	4850	5240	4520
Смола:								
До 170° в %	4,0	6,1	4,5	2,8	5,35	4,6	15,0	—
230° в %	21,6	26,2	23,1	26,7	23,0	20,4	22,8	—
270° в %	11,5	17,5	13,2	7,4	15,0	9,7	7,6	—
350° в %	26,3	22,2	19,0	28,4	24,55	23,6	24,5	—
Остаток в %	35,7	26,2	38,8	32,5	28,9	41,7	27,4	—
Потери в %	0,9	1,8	1,4	2,2	3,2	—	2,7	—
Характеристика смоляного остатка	Твердый пек	Мягкий пек	Мягкий пек	—	Очень мягкий пек	Очень мягкий пек	—	—
Выход смолы в % на абсолютно сухое топливо	7,2	5,96	7,28	8,85	7,4	8,05	10,75	1,6
Выход сульфата аммония								
В кг на тонну абс. сухого топлива	9,78	9,1	8,52	6,96	14,45	11,4	7,5	8,48
В % от содержания азота в топливе	13,9	12,9	12,1	9,6	20,2	15,1	14	15,3
Кокс:								
Зола в %	18,7	17,0	17,0	9,53	16,7	18,3	27	12,1
Летучие в %	6,8	6,3	4,6	7,71	4,8	2,0	2,44	2,5
Весь углерод в %	74,4	77,1	78,2	83,6	77,6	77,2	—	84,2
Теплотворная способность ккал/кг	6410	6575	6600	7140	6480	6230	5625	6400
Характеристика остатка	Спекание слабое Мягкий кокс			Спекание слабое Мягкий кокс		Спекан. хорошее Тв. кокс	Спекание отсутствует	
Тепло, неучтенное в продуктах сухой перегонки, в процентах от низшей теплотворной способности топлива	-3,13			-1,43	+1,18	-5,25	+2,2	-3,8

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
угли			Лигниты			Торф		Дрова		Рисовая солома	Шелуха семян
Южная Африка			Испания	Австралия		Австралия		Южная Америка			
114×76×575	70×70×19	51×25×19	63×38×25	203×127×102		203×127×102		Поленья		—	—
100	95,5	6,2	27	100		70,4		—		—	—
—	2,4	76,5	29	—		26,3		—		—	—
—	2,1	17,3	44	—		3,3		—		—	100
Вспуч. ~100%	—	Вспуч. ~95%	—	—		—		—		—	—
0,6	6,16	1,78	10,5	45,7	11,8	60	8,6	16,3	0	7,9	6,2
10,9	20,45	18,6	18,9	3,6	2,65	20	22,45	2,92		13,5	1,87
23,1	28,35	21,7	49,0	50,8	51,9	67,9	61,2	71,2		67,0	73,3
75,5	60,0	64,6	48,2	63,5	62,6	39,4	40,4	46,0		41,15	47,1
63,4	48,3	55,8	31,65	43,7	41,6	18,0	17,2	23,6		—	23,1
4,2	3,6	4,1	4,6	4,7	4,15	4,5	4,2	5,7		5,9	5,9
1,58	1,3	1,43	0,67	0,63	0,60	2,8	2,79	—		—	0,7
—	—	—	6,3	—	—	—	—	—		—	—
6,5	13	8,5	20	26	28	30	30	44		38	43
7170	5530	6440	5180	5950	5790	4190	4150	5100		4140	5070
6940	5330	—	4930	5700	5540	3950	3925	4800		3820	4750
2000	1500	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1000	800	800
1988	1407,5	1964,4	1790	1086	1764	800	1829	837	1000	737	815
5	7,75	6,75	6	6,5	6,75	6,5	7,67	—		~4	5,75
820	726	800	809	790	—	810	778	750	775	800	850
205	224,3	182	245	376	293	393,5	292	220	218	292,7	279
95,2	153,5	107,7	210	403	299	363,2	314	201,3	204,5	276	289
52,2	28,6	41,2	39,3	32,6	45,1	29,4	27,1	85,6	93,3	43,5	42,9
8,0	7,0	10,7	7,1	1,8	4,5	5,4	21,1	—		4,1	13,3
51,8	95	82,8	146,4	50,7	143,3	66,0	146,9	345,5	336,5	278,5	349
791,8	712,2	756,9	553,2	505,9	509,9	418	482	321,6	329,2	401,1	313,3
999	996,3	999,3	956	994	1001,8	882	991,1	954	963,5	1000,2	1007,5
-0,1	-0,37	-0,07	-4,4	-0,6	+0,18	-11,8	-0,89	-4,6	-3,65	+0,02	+0,75
2,6	10,0	5,9	21,5	21,5	27,4	21,0	31,7	22,9	22,3	19,6	23,3
2,6	1,1	1,0	2,4	1,0	0,8	0,6	0,6	1,7	1,4	1,4	0,5
0,6	1,5	0,7	0,8	0,7	0,9	0,4	1,0	0,1	0,5	1,6	1,2
6,6	11,2	11,5	15,5	18,5	16,6	26,2	23,8	15,9	20,4	25,0	20,0
58,5	46,6	48,4	39,8	32,2	28,5	33,6	29,5	32,1	32,8	30,6	23,1
29,7	20,9	28,0	19,6	24,2	19,4	16,4	11,1	26,2	20,9	18,4	22,6
1,4	8,7	4,5	0,4	1,9	6,4	1,8	2,3	1,1	1,7	3,4	9,3
4550	3500	4120	3525	3280	3020	3220	2525	3800	3460	3330	3210
11,4	1,7	1,2	—	8,4	6,8	9,3	6,1	—	—	6,5	—
16,2	26,7	17,3	—	11,1	25,2	14,0	22,2	—	—	22,9	—
6,5	18,7	12,3	—	14,2	5,6	14,8	16,1	—	—	12,5	—
24,9	33,7	17,7	—	32,4	39,0	26,1	30,2	—	—	41,0	—
39,5	17,5	50,0	—	33,6	26,6	35,1	23,0	—	—	15,4	—
1,5	1,5	1,5	—	2,0	0,3	0,5	2,0	—	—	1,7	—
Твердый пек	Твердый пек	Пек средней тverd.	—	Мягкий пек	Мягкий пек	—	Твердый пек	—	—	Очень легкий, слоист.	—
5,2	2,85	4,12	4,0	3,26	4,5	2,96	2,72	8,5	9,3	4,4	4,3
18,2	13,4	16,65	11,6	6,78	6,29	69,8	60,2	—	—	3,54	5,22
11,5	20,7	23,4	35	22	21,2	50,4	43,8	—	—	—	15
14,7	28,5	25,7	33,9	6,6	6,4	41,5	51,7	8,26	9,73	—	8,0
3,0	4,2	1,5	6,74	12,0	7,0	13,0	12,4	—	—	—	4,1
80,3	64,5	71,2	63,1	84,52	86,3	45,3	48,2	—	—	—	89,7
6620	5480	5825	5720	7190	7470	3645	4370	7520	7060	5190	7160
Очень твердый кокс	Не спекшийся	Не спекшийся	—	Мелкий порошк ообразн	Мелкий порошк ообразн	—	—	—	—	Обуглив. растит. волокна	Обуглен. шелуха семян
-3,14	-6,32	-9,4	-10	-9,1	-7,1	-21,4	-16,0	-15,9	-18,2	-89,8	-9,5

балансы процесса сухой перегонки. Из этих подсчетов видно, что в то время как материальный баланс довольно точен, этого нельзя сказать о тепловом балансе. Очень большие потери тепла получаются для топлив с высоким содержанием летучих (см. образцы 12–20). Единственным объяснением этого служит то обстоятельство, что в топливе во время сухой перегонки протекают экзотермические реакции. Здесь следует отметить, что это количество тепла всегда выделяется в генераторе во время газификации и таким образом не является потерянным. В виду того что топлива с большим содержанием летучих почти всегда бывают очень влажными, освобождающееся тепло используется для испарения влаги (из свежего топлива).

Что касается заключенной в топливе золы, то не всегда бывает достаточно знать ее количество. Знание природы золы также имеет важное значение, так как позволяет составить правильное суждение о склонности топлива к шлакованию. Поэтому часто бывает важно произвести анализ золы или воспользоваться результатами определения точки плавления, полученными в стандартной аппаратуре. Точно так же всегда следует производить определение углерода в золе, выгребаемой из генератора. Определение содержания углерода должно производиться путем полного сжигания пробы в токе кислорода с последующим поглощением образовавшейся углекислоты. На некоторых предприятиях принято определять содержание углерода в золе по разности весов образца до и после прокаливании. На основании своего опыта автор считает, что такой способ всегда приводит к завышенным значениям содержания “углерода”, что происходит вследствие частичного отделения кислорода от некоторых из содержащихся в золе разнообразных окислов.

При приготовлении пробы генераторной золы, представляющей собой смесь шлака и собственно золы, следует должным образом учитывать, что удельный вес шлака больше, чем золы.

б) Анализ газа.

Определение основных компонентов, содержащихся в газе, является наиболее распространенным типом исследования газа и позволяет составить правильное суждение об условиях, сопутствовавших его выработке в газогенераторе. Однако, помимо обычного определения основных составляющих газа, в некоторых случаях оказывается необходимым и анализ как неочищенного, так и очищенного газа на содержание в нем аммиака, смолы, влаги, пыли и серы.

В то время как для определения состава газа достаточно отобрать небольшое его количество, при прочих анализах необходимо пропускать гораздо большие объемы газа через аппаратуру со специальными поглотителями, задерживающими ту или иную из определяемых составных частей.

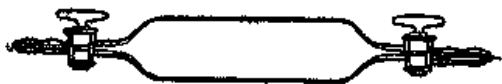


Рис. 351. Сосуд для отбора пробы газа (аспиратор).

При желании взять пробу газа для анализа можно поступить так: вставить в газопровод пробку с продетым куском стеклянной трубки, на наружный конец которой надета резиновая трубка с зажимом. Стеклянный сосуд для отбора пробы газа, вроде изображенного на рис. 351 аспиратора Кора, с удобством может применяться для этой цели. Этот сосуд нужно полностью заполнить слегка подкисленной или соленой водой (во избежание поглощения CO_2) перед присоединением его к резиновой трубке, служащей связью с газопроводом. Проба газа засасывается в аспиратор посредством выпуска из него почти всей воды. В зависимости от того, с какой скоростью вода выпускается из аспиратора, анализ газа может представить или состав его в некоторый момент (“засечка”) или среднее за некоторый период.

Обычный газовый анализ. Принцип, на котором основан этот анализ, состоит в том, что газ приводится в последовательное соприкосновение с различными

абсорбирующими реактивами, каждый из которых поглощает один из компонентов газа. Большинство современных аппаратов для анализа газа работает частично или полностью по первоначальному методу Гемпеля (Hempel). Ниже в качестве примера приводится описание работы газоанализатора, изображенного на рис. 352.

В состав генераторного газа входят следующие основные компоненты: углекислота – CO_2 , окись углерода – CO , водород – H_2 , насыщенные углеводороды, обозначаемые вообще как метан – CH_4 и азот – N_2 .

Кроме того в генераторном газе могут содержаться в небольших количествах: ненасыщенные углеводороды – C_2H_4 , кислород – O_2 и водяной пар – H_2O .

Ненасыщенные углеводороды ряда C_nH_{2n} присутствуют в газе получаемом из битуминозного топлива, в весьма небольших количествах: от 0,1 до 0,6%. В газе, полученном из небитуминозного топлива, ненасыщенные углеводороды, как правило, отсутствуют. Поглощение ненасыщенных углеводородов производится или раствором бромной воды или дымящейся серной кислотой.

Содержание кислорода в генераторном газе обычно не превосходит 0,2%, нередко кислород вовсе отсутствует.

Водяной пар присутствует во всех пробах газа в количестве, зависящем от температуры пробы в момент забора ее в газоанализатор.

Если тот или иной из применяемых в газоанализаторе реактивов способен одновременно поглощать и водяной пар из газа, не отдавая его затем снова, то водяной пар удержится в таком поглотителе. В противном случае водяной пар из анализа выпадает, выделяясь из пробы газа при каждом поглощении в количестве, пропорциональном объему поглощенного компонента. Поглощение содержащейся в пробе газа влаги перед обычным анализом вообще не представляет трудностей, однако нет никакой уверенности в том, что газ вновь не вберет в себя влагу от какого-либо одного или нескольких поглотительных реактивов. Насколько известно автору, до сих пор не было предложено удовлетворительного способа избежания неправильностей в анализе газа из-за содержащейся в нем влаги, и, пожалуй, принцип высушивания пробы между каждым измерением в бюретке, которая в таком случае должна вместо воды заряжаться ртутью, является единственным путем к исключению малых ошибок, возникающих от переменной влажности пробы газа.

На рис. 352 изображен портативный газоанализатор, применяемый фирмой Пауэр Газ Корпорейшен при испытаниях. Калиброванная бюретка *A* соединяется с уравнивающей склянкой *B*, в которую налита подкисленная вода, окрашенная прибавкой подходящего индикатора. *C*, *D*, *E* и *E*₁ – сосуды, содержащие различные газопоглотительные реактивы. Они заполнены мелкими кусками стеклянных трубок, благодаря чему создается большая поверхность соприкосновения газа с жидкостью. *F* –

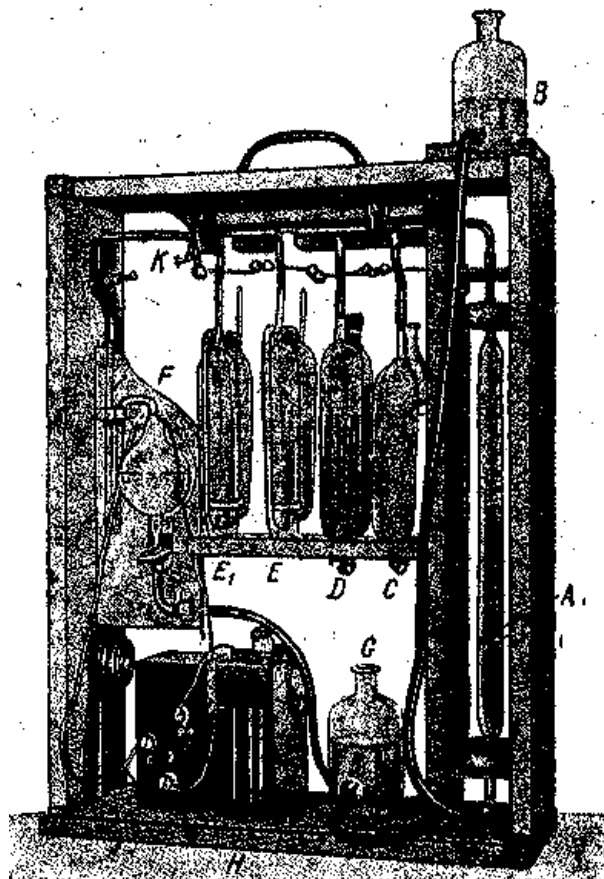


Рис. 352. Портативный газоанализатор для генераторного газа.

A – калиброванная бюретка *B* – уравнивающая склянка *C*, *D*, *E*, *E*₁ – поглотительные сосуды, *F* – взрывная бюретка, *G* – уравнивающая склянка, *H* – батарея, *K* – трехходовый кран.

взрывная бюретка с особой уравнильной склянкой *G*, электрической батареей *H*, индукционной катушкой и нажимной кнопкой. Бюретка *A* соединена со всеми сосудами посредством капиллярной стеклянной гребенки, к отросткам которой каждый сосуд приключен при помощи короткой резиновой трубочки, снабженной зажимом. В *K* находится трехходовый кран; в этом месте к прибору во время пробы для анализа присоединяется газозаборная трубка.

Анализ газа производится следующим образом. После полной промывки бюретки *A* и пяти сосудов *D*, *C*, *E*, *E*₁ и *F* от остатков газа или воздуха (через кран *K*) все зажимы закрываются, и газозаборная трубка присоединяется к *K*. Опуская уравнильную склянку *B*, засасывают в бюретку *A* 100 см³ газа, наблюдая за тем, чтобы при замерах вода в бюретке и склянке стояла на одном уровне.

Затем газ перепускается несколько раз из бюретки *A* в сосуд *C*, содержащий раствор едкого кали, служащий поглотительным реактивом для углекислоты. Полное поглощение CO₂ происходит приблизительно в течение одной минуты, после чего весь оставшийся газ перепускается обратно в бюретку *A*, зажим, сверху сосуда *C* закрывается, и измеряется сокращение первоначального объема газа (т.е. количество поглощенного CO₂).

Операцию поглощения углекислоты рекомендуется повторить для большей уверенности в полном поглощении. Аналогичная процедура производится затем с перепуском газа в сосуд, который заполнен щелочным раствором пирогаллола, служащего поглотителем кислорода. Полное поглощение кислорода отнимает обыкновенно около трех минут.

Поглощение окиси углерода производится подобным же образом последовательно в сосудах *E* и *E*₁, которые содержат аммиачный раствор полухлористой меди. Основная масса CO поглощается в первом сосуде, остатки – во втором. Со свежим раствором поглощение CO обычно заканчивается в 5÷6 минут. В описываемом приборе отсутствует сосуд для поглощения непредельных углеводородов. В тех случаях, когда это определение производится, поглотительный сосуд, заполненный бромной водой или дымящейся серной кислотой, помещают непосредственно за сосудом, служащим для поглощения CO₂, т.е. вторым по счету от бюретки *A*.

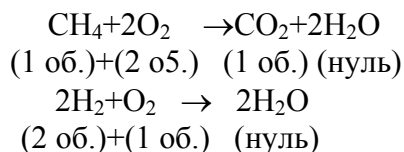
Если в качестве поглотителя для ненасыщенных углеводородов применяется бромная вода, то после поглощения C_nH_m газ, содержащий бромные пары, пропускается через сосуд с раствором щелочи (предназначенный для поглощения углекислоты).

Определение количеств водорода и метана в газе осуществляется путем сжигания. Для этого определенную часть (обычно 2/3) пробы газа, оставшейся после поглощения из нее CO₂, O₂ и CO, выбрасывают из бюретки в атмосферу, а к остатку (одной трети) примешивают засасываемый через *K* воздух или кислород в таком количестве, чтобы получилась легко взрывающаяся смесь (обычно для этого бывает достаточным в случае добавки воздуха увеличить остающийся в бюретке объем газа в 2,5 раза). Эту горючую смесь перепускают во взрывную бюретку *F*, где ее и взрывают посредством искры от индукционной катушки. При взрыве водород сгорает в водяной пар, а метан в водяной пар и углекислоту. В результате объем продуктов горения уменьшается. Это сокращение объема определяется при переводе продуктов горения в бюретку *A*, а количество образовавшейся углекислоты находится после поглощения в сосуде *C* последующим отсчетом на бюретке *A*.

Так как каждый объем метана превращается при сгорании в такой же объем CO₂, то замеренное вышеописанным образом содержание CO₂ в продуктах дожигания эквивалентно содержанию метана в том количестве газа, которое было оставлено для взрыва. Если в бюретке после поглощения CO₂, O₂ и CO оставалась перед добавкой воздуха ровно одна треть от объема непоглощаемого газа, то это значит, что содержание метана в первоначальной пробе в три раза превосходит уменьшение объема, происшедшее при поглощении CO₂ из продуктов взрыва.

При этом же предположении содержание водорода в первоначальной пробе газа находится как удвоенная разность, полученная от двукратного вычитания объема CO_2 (образовавшегося при взрывании метана) из полного сокращения объема при взрыве.

Объемные соотношения при сжигании метана и водорода могут быть выражены следующим образом:



Один объем метана при сгорании образует два объема водяного пара и один объем CO_2 , потребляя при этом два объема кислорода, и так как водяной пар конденсируется, то сокращение объема при сгорании метана в два раза больше содержания метана в горючем. Один объем водорода требует для сгорания пол-объема кислорода и образует один объем водяного пара, который конденсируется. Следовательно две трети от сокращения объема, обусловленного сгоранием водорода, равны объему сгоревшего водорода, а так как во взорванной смеси содержалась лишь третья часть первоначальной пробы газа, то удвоенная величина сокращения объема (от сгорания водорода) равняется объему водорода в первоначальной пробе. Сделанный вывод основан на допущении, что весь полученный от горения водяной пар подвергается конденсации и что вся углекислота полностью поглощена в поглотительных сосудах. Между тем это будет неверно, если воздух или газ перед сжиганием не были насыщены влагой или если температура продуктов сгорания (при замерах) отличается от первоначальной температуры газовой смеси. Окружая бюретку водяной рубашкой всегда можно свести к нулю погрешность от последней из указанных причин.

* В случае если нет уверенности в полном поглощении окиси углерода, или поглощение ее вовсе не производится (как это имеет место во многих приборах), расчет состава газа по данным анализа становится значительно более сложным. При совместном определении окиси углерода, метана и водорода путем сжигания газа, углекислоту и избыточный кислород определяют поглощением. После этого расчет состава газа производят следующим образом: прежде всего определяется количество кислорода, пошедшее на сжигание, обозначаемое обычно буквой a .

$$a = (v_1 - v_2) \times 0,21 - O_{2oon}$$

где v_1 — общий объем смеси до сжигания,

v_2 — объем газа, взятый для сжигания,

O_{2oon} — количество избыточного кислорода, определенное путем поглощения после сжигания.

Количество углекислоты, образовавшейся в результате горения окиси углерода и метана, определенное путем поглощения, обозначается буквой b , сокращение объема газа после сжигания — буквой c .

При этих обозначениях полное содержание искомым компонентов в газе выразится следующими соотношениями:

$$\begin{array}{l} \text{H}_2 = (c - a) \times \varepsilon \\ \text{CH}_4 = \frac{3a - c - b}{3} \times \varepsilon \\ \text{CO} = \left(\frac{b - \text{CH}_4}{\varepsilon} \right) \times \varepsilon \end{array}$$

причем ε определяется следующим равенством:

$$\varepsilon = \frac{v_3}{v_2}$$

где v_3 – объем газа после поглощения углекислоты, непредельных углеводородов, кислорода и окиси углерода (если поглощение последней частично производилось).

Разность между объемом первоначальной пробы газа и содержанием в ней всех определенных компонентов принимается за содержание азота. Для получения надежных результатов следует все операции по газовому анализу, в особенности же сжигание смеси и последующий анализ продуктов горения, производить весьма тщательно со строгим соблюдением всех необходимых правил.

Полноту поглощения отдельных компонентов следует всегда проверять повторным поглощением. Продуктам горения нужно дать охладиться до температуры, соответствующей температуре первоначальной газовой смеси, и только тогда приступать к последующему поглощению.

Необходимо иметь в виду, что недостаточное охлаждение газовой смеси и неполное поглощение углекислоты и избыточного кислорода из продуктов горения могут повлечь за собой большие ошибки, делающие весь анализ негодным. Помимо описанного выше в качестве примера газоанализатора, применяемого фирмой Пауэр Газ Корпорейшен, существует еще ряд газоанализаторов, основанных на том же принципе и отличающихся конструкцией либо поглотительных сосудов, либо дожигательной системы. Вместо взрывной бюретки весьма часто применяются различные дожигательные устройства, в которых сжигание газовой смеси осуществляется путем ее неоднократного соприкосновения с раскаленным катализатором. В качестве катализатора чаще всего употребляют платину в том или другом виде.

Особого внимания заслуживает фракционированное сжигание отдельных составляющих газа, осуществляемое применением специальных катализаторов. Такое разделение сжигания особенно ценно в том отношении, что

позволяет избежать ошибок, которые могут иметь место при совместном сжигании всех горючих составных частей газа.

К сожалению, работы в этом направлении еще не доведены до конца, и не создан достаточно простой и годный для широкого промышленного использования газоанализатор.

Из большого количества конструкций ручных газоанализаторов для полного анализа газа наибольшее практическое применение в СССР получили приборы системы Норзе и В.Т.И., показанные на рис. 353 и 354. Газоанализатор Норзе изготавливается как с тремя, так и с пятью поглотительными сосудами: в первом случае – для поглощения CO_2 , C_2H_4 и O_2 ; во втором – и для поглощения CO . Дожигание газа производится в платиновой петле или в трубке плавленого кварца, заполненной платинированным асбестом. Газоанализатор В.Т.И. имеет семь поглотительных сосудов. Считая от заборной бюретки,

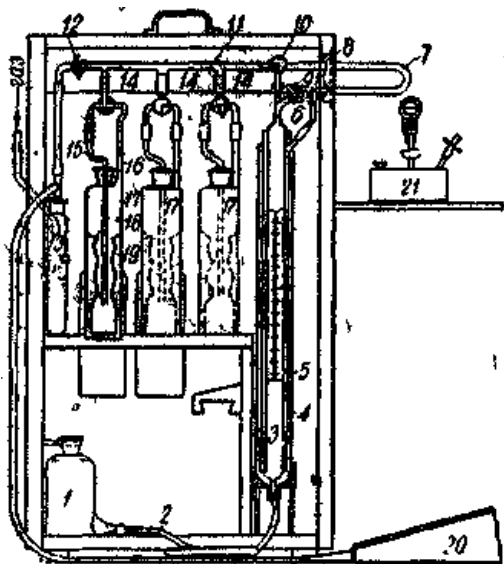


Рис. 353. Газоанализатор Норзе.

1 – уравнивательная слякка, 2 – резиновая трубка, 3 – калиброванная бюретка, 4 – колокол калиброванной бюретки, 5 – стакан бюретки, 6 – соединение колокола с дожигательной петлей, 7 – дожигательная петля, 8 – соединительное устройство, 9 – кран для сброса газа, 10; 14 – краны с ходом газа под прямым углом, 11 – гребенка, 12 – кран, 13 – фильтр, 15 – капиллярная трубка – вход газа, 16 – трубка для выхода газа, 17 – поглотительные сосуды, 18 – рабочая часть поглотительного сосуда, 19 – вспомогательная часть поглотительного сосуда, 20 – мехи для засоса газа, 21 – горелка.

в первом сосуде поглощается CO_2 , во втором C_2H_4 , в третьем O_2 , в четвертой остатки O_2 (щелочным раствором $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$), в пятом и шестом CO и, наконец, в седьмом – пары аммиака, выделяющиеся в газ при пропуске его через пятый и шестой сосуды (10%-ным раствором H_2SO_4). Дожигание газа для определения H_2 и CH_4 производится в специальном сосуде над раскаленной платиновой проволокой. *

Теплотворную способность газа иногда вычисляют по составу, газа, однако, если имеется надежный газовый калориметр, следует производить непосредственное определение.

Во всех случаях, когда в газе возможно содержание ненасыщенных углеводородов или содержится много насыщенных, объединяемых обычно под названием метана, определение теплотворной способности калориметрическим путем становится безусловно предпочтительным. Все крупные газогенераторные установки должны быть оборудованы калориметрами, автоматически и непрерывно регистрирующими теплотворную способность газа на ленте. Многие приборостроительные фирмы поставляют непрерывно действующие регистрирующие калориметры, основной принцип действия которых состоит в том, что постоянное количество газа сжигается при постоянных условиях, причем колебания в количестве выделяемого тепла, обусловленные изменением теплотворной способности, отзываются на положении регистрирующего пера.

Исследование газа на присутствие в нем особых компонентов проводится в два приема: непосредственное поглощение тут же на производстве и последующее исследование абсорбента в лаборатории.

Рис. 355 изображает схему аппаратуры, применяющуюся обычно для указанной цели. Установка состоит из соединительной трубки, вставленной сбоку в газопровод *A*, ряда поглотительных сосудов *B*, смонтированных на деревянной раме, и аспиратора *C*.

Вставленная в газопровод *A* трубка должна заходить вовнутрь не меньше чем на 50÷75 мм. Открытый конец трубки должен быть скошен под углом 45°, и трубка должна быть установлена скошенным концом навстречу потоку газа.

Во избежание обратного попадания в газопровод конденсата, могущего образоваться в соединительной трубке, все соединения и сама трубка должны иметь уклон в сторону поглотительных сосудов, которые должны быть расположены возможно ближе к газопроводу.

При исследованиях неочищенного газа нужно следить за тем, чтобы стеклянные трубки, соединенные между собой при помощи каучуковых трубок, примыкали друг к другу концами. Иначе определения могут быть неточны, так как смола будет размазываться.

Количество поглотительных сосудов и их вместимость зависят от рода определения и количества пропускаемого газа и определяемых примесей. Обычно емкость сосудов в 350÷500 см³ бывает достаточной. Газопроводящая трубка в каждом сосуде должна быть погружена в промывную или поглотительную жидкость не менее чем на 25 мм.

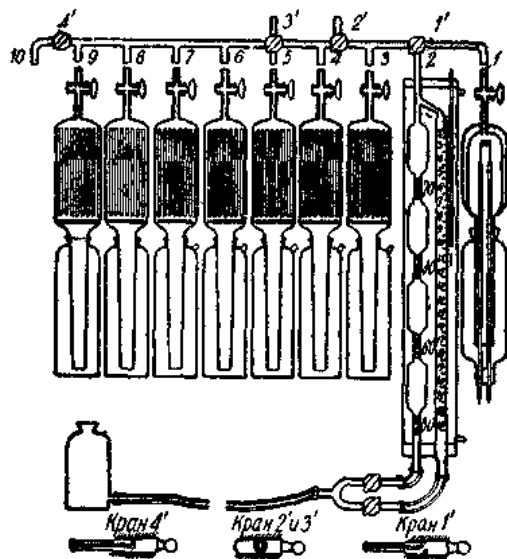


Рис. 354. Газоанализатор В.Т.И.

1 – ответвление к сжигательной бюретке. 1' – кран для сообщения измерительной бюретки с атмосферой и гребенкой, 2 – ответвление к измерительной бюретке, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 – ответвления к поглотительным сосудам, 10 – ответвление для забора газа, 2' и 3' – запасные краны (при сжигании над окисью меди), 4' – кран для сообщения с источником газа или атмосферой.

Аспиратор должен быть тщательно калиброван. Перед тем как приступить к пропусканию газа, надо проверить плотность, как самого аспиратора, так и всех соединений.

При наличии достаточно высокого давления в газопроводе можно обходиться и без аспиратора, включая позади газопромывных сосудов газовые часы, которые отмечали бы прошедший объем газа. Во всех тех случаях, когда газ содержит или вбирает в себя из поглотителя вещества, могущие повредить материал газовых часов, должны быть приняты соответствующие меры предосторожности.

Подлежащее испытанию количество газа меняется с содержанием в нем определяемых составляющих. Вообще говоря, количество пропускаемого газа должно быть не меньше 1000 л и не больше 2000 л, причем объем газа всегда должен приводиться к нормальным условиям.

Аммиак. Для улавливания аммиака устанавливаются три поглотительных сосуда, наполняемых разведенной серной кислотой от (0,02 N до 1 N), из которых третий является контрольным на полноту улавливания аммиака в двух первых сосудах. Количество уловленного аммиака определяется путем оттитровывания избытка серной кислоты раствором щелочи в присутствии соответствующих индикаторов.

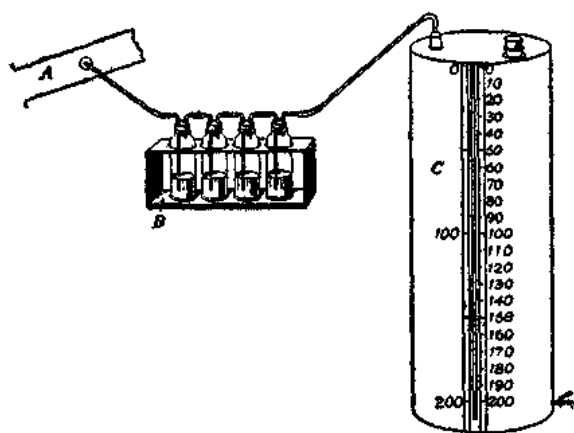


Рис. 355. Схема аппаратуры для определения в газе особых компонентов.

A – газопровод, B – поглотительные сосуды,
C – аспиратор.

набитая ватой, служащая одновременно фильтром для смолы и указателем законченности поглощения. После того как цвет ваты на протяжении больше половины длины трубки изменился, дальнейший пропуск газа прекращается.

Осевшие смола, влага и пыль смываются со всех частей аппарата и разделяются путем промывки фильтрующих материалов бензолом, в котором смола растворяется. Для улавливания легких фракций смолы (бензинов), ведущих себя, как постоянные газы, употребляется активированный уголь. Бензин, поглощенный активированным углем, затем отгоняется путем продувки последнего водяным паром. Бензольные пары и водяной пар конденсируются, и количество бензола замеряется. В некоторых случаях в качестве промывной жидкости употребляется спирт.

Помимо метода фильтрования, определение содержания смолы и пыли может быть произведено охлаждением пробы газа до 0°. В конденсате затем определяют количество смолы и влаги. Этот метод дает возможность производить совместное определение указанных выше компонентов.

Влага. Содержание влаги в газе, а также и в паровоздушном дутье наиболее просто определить при помощи психрометра, дающего возможность найти температуру насыщения газа водяными парами. Психрометры обычных конструкций подробно описаны в курсах прикладной химии, и поэтому описание их действия здесь не приводится. Необходимо лишь упомянуть о том, что для определения содержания влаги в смолистых газах более пригодны психрометры, разработанные фирмой Розенмюллер.

* **Смола.** Определение содержания смолы и влаги (а иногда и пыли) обычно производится совместно. Наиболее распространенным способом является фильтрование газа через насадки из различных материалов. В качестве фильтрующих материалов применяются: битое стекло, фарфор, стеклянная вата, шлаковая шерсть, асбест, гигроскопическая вата и др. Для этой цели устанавливают от двух до четырех поглотительных сосудов, причем между последним сосудом и газовыми часами или аспиратором помещается стеклянная трубка,

Принцип их действия основан на изменении давления определенного объема газа при его охлаждении в некотором интервале температур. Так как уменьшение давления газа происходит не только, за счет охлаждения сухого газа, но также и за счет конденсации водяных паров (до влагосодержания, соответствующего конечной температуре), то на основе изменения температур и давлений можно вычислить содержание в газе влаги.

В тех случаях, когда психрометры отсутствуют, определение содержания влаги в газе производится путем охлаждения газа до низкой температуры (0°C и ниже) или путем установки поглотительных сосудов.

Если определяется содержание влаги в паровоздушном дутье, достаточно установить один порожний сосуд и за ним два поглотительных сосуда с концентрированной серной кислотой. Содержание влаги находят по увеличению веса сосудов, которые тщательно взвешиваются до и после опыта. Определение влаги в газе производится одновременно с определением смолы и пыли.

Сероводород. Количество сероводорода определяется путем просасывания определенного объема газа через титрованный раствор йода с последующим оттитровыванием оставшегося свободного йода титрованным раствором гипосульфита. В качестве индикатора употребляется раствор крахмала. Содержание сероводорода может быть определено и пропусканием газа через раствор брома. Бром окисляет все сернистые соединения в серную кислоту, количество которой затем определяется оттитровыванием щелочью. *

в) Специальные определения на установках с улавливанием побочных продуктов.

В дополнение к указанным выше определениям в газе аммиака и смолы, необходимо время от времени производить исследования циркулирующих растворов сульфата аммония и смолы.

Сульфатные жидкости. Определение удельного веса ареометром Твадделла (Twaddell) или Бомэ дает приближенное представление о содержании в растворе сернокислого аммония. Более, точный способ определения содержания сернокислого, аммония заключается в следующем (способ Кьельдаля): к определенному количеству сульфатной жидкости прибавляют раствор едкого натра в избытке, после чего, нагревая смесь, перегоняют аммиак в сосуд, содержащий определенное количество титрованного раствора серной кислоты. Избыток серной кислоты оттитровывается раствором едкого натра.

Кислотность сульфатных жидкостей определяется непосредственным титрованием раствором едкого натра.

Сульфат аммония. Содержание аммиака определяется по способу Кьельдаля. Содержание влаги находят взвешиванием определенного количества соли до и после высушивания. Содержание свободной серной кислоты определяют растворением навески соли в дистиллированной воде с последующим титрованием раствором едкого натра.

Смола. На установках с улавливанием смолы приходится производить ряд дополнительных исследований смолы, позволяющих получить представление об ее качестве.

Определение влаги в смоле производят обычно перегонкой ее с пятикратным объемом ксилола. Содержащаяся в смоле вода отгоняется вместе с ксилолом и легко отделяется от него, образуя в градуированном приемнике нижний, более тяжелый слой, который может быть легко замерен. Необходимо иметь в виду, что вместе с ксилолом перегоняются легко летучие составные части смолы.

Определение удельного веса обезвоженной смолы производится при помощи пикнометра при какой-либо определенной температуре. Свободный углерод в смоле определяется следующим образом: навеску смолы смешивают с пятикратным объемом бензола и после отстаивания фильтруют через предварительно высушенный и

взвешенный фильтр. Осадок на фильтре промывают бензолом до тех пор, пока фильтрат не будет бесцветным. Затем фильтр с осадком сушат при 80° в вакууме и взвешивают. Вес осадка принимается за количество свободного углерода, хотя по существу он представляет собой увлеченную пыль топлива, т.е. содержит и минеральные составляющие. Прокаливая этот осадок, можно определить содержание в смоле золы. В качестве дополнительной характеристики смолы производят ее разгонку на фракции. Отбор фракций обычно производится через 50°; остаток в колбе при перегонке до 350° принимается за пек. В некоторых случаях при детальном анализе смолы отбор фракций производится через 25° или даже через 10°.

г) Измерение количеств газа.

* Измерение общего количества газа, выдаваемого газогенераторной установкой, далеко не во всех случаях обязательно. Если газогенераторная установка обслуживает одного потребителя, то установка приборов, измеряющих количество газа, не является обязательной, так как это количество может быть определено с вполне достаточной точностью по суммарному расходу топлива. Однако в тех случаях, когда газогенераторная станция обслуживает ряд потребителей, в хозяйственном отношении самостоятельных, необходима установка измерительных приборов, как у отдельных потребителей, так и на самой газогенераторной станции, для замера общего количества газа. До сего времени не существует ни одного типа счетчика, пригодного для замера количеств горячего газа, так как влага, пыль и смола, содержащиеся в горячем газе, вызывают неправильные показания этих приборов. Таким образом измерение количества может быть произведено только для холодного очищенного газа.

Для измерения необходимых количеств газа довольно часто применяют объемные счетчики сухого и мокрого типа. Сухие счетчики состоят из ряда камер, сделанных из кожи, которые то наполняются газом, то вытесняют его. Для подсчета числа наполнений и опорожнений камер, т.е. для замера количества прошедшего газа имеется счетный механизм. Счетчики мокрого типа, работающие по аналогичному принципу, состоят из разделенного на части перегородками барабана, вращающегося под действием давления газа в объеме, примерно наполовину заполненного водой. Число оборотов барабана также регистрируется счетным механизмом. Преимуществом мокрых счетчиков является большая точность. Для измерения больших количеств газа, когда применение объемных счетчиков становится невозможным, употребляют анемометры, пневмометрические трубки (трубки Пито, Прандля) и дроссельные приборы.

Чаще всего употребляют дроссельные приборы, главным образом остроконечные шайбы, ибо они дают большую точность и менее засоряются. Действие дроссельных приборов основано на создании перепада давления газа путем сужения диаметра газопровода. Замер величины перепада давления позволяет определить скорость газа в суженном сечении. Для увеличения точности измерения часто по обе стороны диафрагмы делают кольцевые камеры, сообщающиеся с газопроводом через ряд отверстий, расположенных равномерно по его периметру. Устройство кольцевых камер позволяет с большей точностью замерить среднее давление. Для спуска конденсата должны быть предусмотрены соответствующие стоки. Недостатком диафрагм является неполное восстановление давления вследствие образования вихрей. Потеря давления в диафрагмах составляет от 60 до 90% от измеряемого перепада.

Поэтому в тех случаях, когда значительные потери давления нежелательны, вместо диафрагм применяются трубы Вентури или сопла. Вследствие наличия специального диффузора потери давления в трубах Вентури обычно составляют от 15 до 20% измеряемого перепада давления.

Для измерения показаний давления у дроссельных приборов применяют манометрические трубки, кольцевые и мембранные весы и др.

При применении остроконечных шайб определение количества проходящего газа производится по формуле:

$$V = 0,01252 \cdot k_t \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\gamma}}$$

где V – объем газа в $\text{м}^3/\text{час}$,

k_t – поправка, учитывающая тепловое расширение дроссельного прибора при рабочей температуре,

α – коэффициент расхода, зависящий от отношения диаметра диафрагмы к диаметру газопровода,

d – диаметр диафрагмы в миллиметрах,

Δp – перепад давления в $\text{кг}/\text{м}^2$,

γ – удельный вес газа в $\text{кг}/\text{м}^3$,

ε – поправка на расширение проходящего газа.

Величины k_t , α и ε обычно берутся по таблицам [207]. Точность дроссельных приборов, содержащихся в полной исправности, при колебании количеств проходящего газа от 10 до 100% составляет от 1 до 2%.*

2. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

В настоящем разделе очень кратко затрагиваются следующие моменты, связанные с эксплуатацией газогенераторных установок безотносительно к их типу и индивидуальным особенностям:

- а) пуск установки,
- б) эксплуатация работающей установки и
- в) остановка установки.

а) Пуск установки.

Если установка пускается впервые или после долгого перерыва, то следует при пуске соблюдать следующие основные правила: паровые рубашки генераторов, водяная и паровая коммуникации должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию. Кирпичная футеровка генератора должна быть предварительно медленно просушена на слабом огне. Желательно, чтобы после сушки футеровка была вновь охлаждена для возможности осмотра целостности кладки и швов.

Все водяные затворы должны быть опробованы на плотность. Все запорные устройства, клапаны, задвижки следует опробовать в действии, причем на задвижках без выдвигающегося шпинделя должны быть сделаны четкие отметки о направлении вращения маховичка при открывании и закрывании.

Все внутренние части установки должны быть очищены от посторонних материалов, случайно оставленных при монтаже или во время ремонта.

Все вспомогательные механизмы и вращающиеся части генераторов должны быть испытаны в действии в течение длительного времени для выявления их пригодности к непрерывной работе.

Перед пуском полезно испытать всю установку на газоплотность. Это можно сделать посредством вдувания в установку воздуха или дыма. В первом случае все места, через которые возможно просачивание газа, смачиваются мыльной водой, во втором случае это мероприятие является излишним, так как все неплотности легко обнаруживаются по цвету дыма.

После того как все изложенное выполнено, газогенератор следует отключить ют системы и открыть раздувочную трубу. Затем можно начинать разводить на решетке генератора огонь, употребляя в качестве топлива дрова или древесный уголь (решетку надо предварительно покрыть для предотвращения прогара слоем крупного шлака).

Розжиг генератора следует производить в условиях естественной тяги. Для поступления воздуха в нижней части генератора должно быть открыто какое-либо отверстие. Когда огонь распространился довольно равномерно по всему сечению решетки (к тем местам, где огонь прорывается, подгребают через верхние шуровочные отверстия забрасываемое сверху топливо), можно начать подавать в генератор немного воздуха под давлением. Естественно, что перед подачей воздуха должно быть закрыто отверстие самотяги. По мере выравнивания огня и разрастания его в высоту объем подводимого воздуха может быть увеличен, причем одновременно можно добавлять немного пара (если он уже не вводится в генератор вследствие работы пароструйного вентилятора).

При пуске крупных генераторов всегда рекомендуется поступать согласно вышеизложенным правилам для обеспечения с самого начала ровного хода генератора.

В небольших же генераторах (например в антрацитовых) воздух может подаваться при помощи воздуходувки с самого начала розжига. Количество угля, которое приходится загрузить, и толщина слоя, которую необходимо достигнуть, прежде чем начнет получаться годный газ, различны в разных установках. Большинство работников однако в состоянии судить о качестве газа по виду слоя топлива, по цвету газа и по его способности к воспламенению и, наконец, по цвету самого пламени. Однако, как правило, качество газа кроме того должно устанавливаться анализом.

Когда газ получается удовлетворительного качества и состояние слоя топлива обеспечивает получение требуемой нагрузки, то можно приступать к подаче газа к потребителю. Так как очистительная установка или трубопроводы горячего газа обычно бывают заполнены либо воздухом, либо остатками прежнего газа, то для обеспечения потребителей доброкачественным газом необходимо продуть систему свежим газом, поступающим из генератора. Это необходимо сделать и по соображениям безопасности в целях предупреждения возможного образования взрывчатых смесей. В продолжение процесса газовой продувки нужно наблюдать за тем, чтобы вблизи установки не было открытого огня, который мог бы произвести воспламенение выпускаемого в атмосферу газа. Во время продувки газопроводов и всей системы пробы газа, выпускаемого в атмосферу, должны непрерывно анализироваться на содержание кислорода. Если анализ покажет малое содержание кислорода, исключающее возможность взрыва, то продувку системы можно считать законченной. В некоторых случаях продувку системы перед подачей газа к потребителю производят при помощи пара. Так как пуск генератора всегда связан с выпуском газа в атмосферу, что крайне нежелательно с санитарно-гигиенической точки зрения, то в некоторых случаях, особенно при газификации битуминозных топлив, целесообразно производить розжиг генератора на коксе.

Если на станции установлены газовые вентиляторы, работающие с разрежением на всасе, то следует всемерно позаботиться о том, чтобы газопровод до газососов был герметичен, и чтобы исключалась возможность подсоса воздуха с образованием взрывчатой смеси.

Пуск газогенераторной установки представляет одну из самых простых и безопасных операций, если розжиг генератора производится равномерно и исключается возможность воспламенения образовавшейся каким-либо образом взрывчатой смеси.

В то время, как пуск генератора заново отнимает по меньшей мере один-два часа (а иногда и гораздо больше), прежде чем качество газа станет нормальным, перевод генератора из горячего резерва в рабочее состояние осуществляется часто за 10÷20 минут, в зависимости от продолжительности предшествовавшего периода выключения генератора и его состояния при переводе в резерв.

б) Эксплуатация работающей установки.

Когда приступают к работе на незнакомом топливе, рекомендуется первые несколько дней вести процесс при высокой температуре насыщения воздушного дутья,

пока не обнаружится, что снижение расхода пара не причиняет чрезмерного шлакообразования. Тогда можно постепенно снижать температуру насыщения, пока не установятся наиболее подходящие условия.

Когда газифицируется известное топливо, то паровоздушную смесь нужно сразу отрегулировать на уже известную оптимальную температуру, которую и следует поддерживать во все время работы.

Если давление рабочего пара колеблется, то полезно установить редукционный клапан, благодаря чему колебания давления пара не будут влиять на температуру паровоздушного дутья.

В определенных данных условиях существует всегда одно значение толщины слоя топлива, являющееся наиболее подходящим. Толщина слоя топлива зависит не только от верхнего уровня свежезагруженного топлива, но также и от верхнего уровня зоны золы. Для поддержания постоянной толщины топлива необходимо тщательно контролировать как питание генератора топливом, так и удаление золы. Если генератор не оборудован приспособлениями для непосредственного контроля толщины слоя топлива, то необходимо через верхние шуровочные отверстия замерять толщину слоя топлива при помощи измерительной штанги, доходящей своим нижним концом до колосниковой решетки. Будучи выдержана в слое топлива от 3 до 5 минут, такая штанга нагревается в разных местах по длине до температур, соответствующих наличным температурам в слое топлива.

Таким образом штанговкой можно контролировать расположение и величину основных зон (зоны золы и реакционной зоны), т.е. получить ясное представление о состоянии слоя топлива или, иначе говоря, о ходе генератора.

При некоторых топливах (торф, бурые угли, некоторые виды каменных углей) замер зон приходится производить довольно часто. Обычно штанги погружаются попеременно то на головку решетки, то отвесно вдоль стенок шахты генератора. Благодаря такой последовательности замеров удается получить довольно ясное представление о состоянии слоя топлива по всему сечению генератора. Для удобства определения величины отдельных зон, штанги часто снабжаются делениями по своей длине. Замер зон дает возможность газовщику принять необходимые меры к ликвидации отдельных ненормальностей в ходе генератора (прогары, двойные зоны и т.д.)

Во многих случаях работники, обслуживающие генератор, умеют определять местонахождение верхнего уровня слоя топлива на глаз, глядя через верхние шуровочные отверстия, а уровни золы – исследуя наощупь кожух генератора у нижнего края.

Золоудаление должно происходить по возможности равномерно и регулярно, но решетка всегда должна быть покрыта некоторым количеством золы для защиты ее от прогорания. Когда удаление золы производится вручную, лучше убирать золу в различных местах в каждой смене, чем достигается равномерное понижение слоя топлива. При механическом золоудалении решетка должна вращаться по возможности медленнее, и вообще непрерывное удаление золы предпочтительнее чем периодическое. Если генератор работает только в одну смену (из трех), то следует избегать выгреба золы при работе генератора и производить его во время остановки генератора.

Слой топлива должен сохраняться сплошным, свободным от пустот. Для этой цели служит шуровка слоя топлива, однако, как общее правило, можно утверждать, что чем сильнее производится шуровка, тем больше она нужна. Если генератор чрезмерно шурится, то слой топлива может расстроиться, например свежее топливо может провалиться в зону золы и вызвать интенсивное шлакообразование. Для того чтобы знать точно, где и как нужно шуровать генератор, нужно обладать большой опытностью. Это обстоятельство весьма часто недооценивается. Безусловно “успех” “плохого” генератора и “неполадки” на хорошем генераторе во многих случаях могут быть приписаны степени опытности газовщика.

В тех случаях, когда топливо мало нуждается или вовсе не нуждается в шуровании,

всегда полезно, примерно раз в смену, производить замер зон с целью контроля состояния зон и величины слоя золы над решеткой.

Штанги делаются или из труб с приваренными к их концам массивными режущими наконечниками, или же целиком сплошными. В последнем случае штанги хотя и очень тяжелы, но более пригодны для разбивки плотного шлака. Штанги первого типа, напротив, легче в обслуживании и годятся для шурования спекающихся углей. Штанги для замера зон делаются более легкими, меньшего диаметра.

в) Остановка установки.

Остановка генераторной станции может иметь место или на более или менее короткие сроки, когда генераторы выключаются до новой потребности в газе, или в целях ремонта и осмотра некоторой определенной части или всей установки в целом. В первом случае газогенераторная установка не освобождается полностью от газа, что в последнем случае абсолютно необходимо.

Когда установка только приостановлена, дутье выключается и генератор переводится на естественную тягу. Расходуемое за период простоя генератора количество топлива обратно пропорционально времени, необходимому для перевода установки в рабочее состояние.

Перевод генератора в состояние горячего резерва осуществляется посредством отключения генератора от системы с одновременным открытием раздувочной трубы. В крупных генераторах целесообразно оставлять воздуху доступ для самотяги вовнутрь в нескольких местах с целью более равномерного его распределения. Этим не только достигается ровное горение, но предотвращается также тенденция к шлакованию.

Часовой расход топлива за время простоев бывает весьма различным, но в среднем можно принимать его колеблющимся в пределах от 2 до 4% от расхода топлива в установке при полной ее производительности. Сжигаемое топливо, ясно, компенсирует потери от охлаждения генератора вместе с потерями от явного и потенциального тепла в отходящих газах.

Если принять, что продолжительность простоя не превышает 24 часов, то при средних условиях промежутков времени от начала пуска генератора до получения хорошего газа составляет $10 \div 20$ минут.

Если генератору придана очистительная установка, то ее можно оставлять целиком заполненной газом. Однако, в виду возможного просачивания воздуха в систему (вследствие уменьшения объема первоначально нагретого газа), всегда целесообразно перед подачей газа к потребителю вновь продуть установку. Естественно, что продолжительность продувки, а следовательно, и количество выпускаемого в атмосферу газа значительно меньше, чем при продувке установки при ее пуске после весьма длительной остановки.

Если установку нужно совершенно очистить от газа для ремонта или проведения генерального осмотра, то можно различать случаи, когда опорожняется сам генератор, и случаи, когда только некоторая часть установки отделяется от системы и освобождается от газа.

Гашение огня в генераторе может осуществляться подачей вначале одного только пара и затем, пожалуй, впусканием холодной воды в верхнюю часть генератора (при этом нужно заботиться о том, чтобы слишком быстрое охлаждение не повредило железную конструкцию и кирпичную кладку). После того как огонь таким образом потушен, можно извлечь содержимое генератора обычным путем, как при золоудалении. В небольших генераторах горячее топливо часто выгребают сейчас же после остановки генератора. Хотя такой способ и является более убыточным, но зато он гораздо быстрее, чем тушение огня паром и водой. После достаточного охлаждения опорожненного генератора естественной тягой, может быть допущен доступ рабочих внутрь для производства

исправлений. При всяком опорожнении генератора рекомендуется заодно удалять всякого рода наросты шлака на футеровке и замазывать щели в ней огнеупорной обмазкой.

Очистка газопроводов и вообще участков, в которых газ во время работы не приходил в соприкосновение с водой, может производиться выжиганием, если газоходы выложены кирпичом. В противном случае их следует охлаждать паром до тех пор, пока температура пыли и сажи не понизится до такой степени, что будет исключена возможность ее воспламенения при пропускании воздуха для окончательного охлаждения и вентиляции газоходов.

Холодные газопроводы, промыватели и т.д., а также части установки, не содержащие пыли или сажи, могут быть очищены путем подвода воздуха сразу без каких-либо особых мер предосторожности или же после продувки паром.

Нельзя позволять людям работать во внутренних частях установок генераторного газа при отсутствии надлежащей вентиляции. В качестве осветительных приспособлений должны употребляться только низковольтные электрические лампы или аккумуляторные лампы шахтного типа.

Все рабочие должны быть хорошо ознакомлены с правилами по технике безопасности, и эти правила должны быть вывешены на видных местах на установке.