

Цена 10 руб. 25 коп.

10263

Д. Б. Тинзбург

**ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ
И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО
В СТЕКОЛЬНОЙ И КЕРАМИЧЕСКОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Переведено с англ. яз.

ПРОМСТРОЙИЗДАТ • 1949

Д. Б. ГИНЗБУРГ
Профессор, доктор технических наук

ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ
И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО В СТЕКОЛЬНОЙ
И КЕРАМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЭКОНОМИКАР

Государственное издательство литературы
по строительным материалам
Москва—1948

В книге «Газогенераторы и газовое хозяйство стекольной и керамической промышленности» рассматриваются вопросы использования газовых топлив, теория, конструкции, эксплуатация и расчет газогенераторов и вспомогательное оборудование газогенераторных станций.

Книга предназначена для инженерно-технического персонала газогенераторных станций, а также может служить пособием для студентов вузов и техникумов.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ТОПЛИВО

Топлива разделяют на три группы: на твердые, жидкие и газообразные. Они применяются в естественном состоянии, или подвергаются переработке в целях более рационального использования. В последнем случае их называют искусственными топливами. Стекольная и керамическая промышленность широко применяет различные твердые топлива, которые в большинстве случаев подвергают газификации. В большом количестве используется также и жидкое топливо.

Природный газ, применение которого в нашей стране непрерывно расширяется, в силикатной промышленности пока используется в небольших количествах.

Приводим краткую характеристику топлив СССР, используемых для газификации.

Твердое топливо

К естественным твердым топливам относятся дрова, торф, бурый и каменный уголь, антрацит, сланец. Искусственными твердыми топливами являются брикеты, пылевидное топливо, кокс и полукокс.

Брикетированию обычно подвергают легко разрушающиеся топлива, главным образом бурые угли. Для удобства транспортирования, укладки и сжигания брикетам придают правильную форму. Мелкое топливо спрессовывают с добавками каменноугольной или древесной смолы. Некоторые бурые угли, а также торф можно брикетировать без добавок.

Главную массу применяемых для газификации топлив составляют естественные топлива, состав и свойства которых определяются происхождением и возрастом.

В зависимости от изменения органического материала (т. е. от химического возраста), угли разделяются на торфы, бурые и каменные угли. Для некоторых углей стадия бурых является конечной.

Топливо состоит из горючей и негорючей частей. Горючая часть состоит из органических соединений, содержащих углерод, водород, кислород, азот и серу.

С увеличением возраста топлива возрастает содержание в его горючей массе углерода и уменьшается содержание водорода и кислорода.

Характеристика

Топлива и месторождения	Марка	Состав горючей массы в %				S _{об} в %	A ^c в %
		C	H	N	O		
Дрова лиственные	—	50,5	6,1	0,6	42,8	—	1,0
Дрова хвойные	—	51,0	6,15	0,6	42,25	—	1,0
Торф	—	57,8	6,0	2,5	33,4	0,3	9,7
Бурый уголь							
Подмосковный	—	68,5	5,0	1,3	20,5	3,5	28,0
Челябинский	—	72,0	5,1	1,7	19,4	1,5	23,5
Богословский	—	70,0	4,7	1,5	23,3	0,5	16,5
Боровичский	—	68,5	5,7	1,0	14,5	7,7	28,0
Карагандинский	—	85,5	5,2	1,4	6,9	0,7	13,0
Ленгеровский	—	74,5	5,0	1,0	15,6	3,5	16,5
Шоптыкульский	—	73,0	5,1	1,1	20,3	0,5	15,0
Сулюктинский	—	78,0	3,8	0,8	16,9	0,7	9,0
Кок-Янгакский	—	77,0	5,0	1,0	14,8	2,0	16,0
Шурабский	—	77,6	3,4	0,8	16,4	1,8	10,6
Кизыл-Кийский	—	75,5	4,0	0,9	17,9	1,8	13,0
Черновский	—	75,5	5,0	1,3	17,5	0,7	8,5
Райчихинский	—	71,0	4,3	1,2	23,2	0,3	9,5
Кивдинский	—	71,0	4,3	1,2	23,2	0,2	19,0
Артемовский	—	71,5	5,5	1,5	20,9	0,5	19,0
Карагандинский (шах- та Федоровская)	—	—	—	—	—	0,7	11,5—14,5
Каменный уголь							
Кузнецкий бассейн							
Анжеро-Судженский	ПС	91,0	1,3	1,9	2,1	0,7	10,0
Журинский	Д	79,0	5,5	2,4	12,6	0,5	7,5
Кемеровский	ПС _{эн}	86,5	4,8	1,7	6,6	0,4	7,0
Прокопьевский	СС	89,0	5,6	2,2	3,7	0,5	10,5
Сталинский (Прокопьевский район)	СС	89,0	4,6	2,2	3,7	0,5	10,5

Таблица 1

ТОПЛИВ СССР

W ^p в %	V ^e в %	Q _n ^p в кал/кг	Характеристика кокса	Плавкость золы в °C		
				t ₁	t ₂	t ₃
30,0	85,0	2910	—	—	—	—
30,0	85,0	2980	—	—	—	—
35,0—	70,0	2860	Порошкообразный	1070	1150	1200
55,0						
33,0	45,0	2830	То же	—	—	—
18,0	40,0	4050	То же	—	—	—
29,0	43,0	3520	То же	1100	1200	1225
30,0	49,0	3260	То же	—	—	—
28,0	40,0	—	То же	—	—	—
22,5	40,0	4320	То же	1020	1080	1150
18,0	40,0	4600	То же	965—1210	1050— 1250	1060— 1270
20,0	29,0	4850	То же	1130	1240	1270
14,0	35,0	5130	Порошкообразный или слабо слипшийся	1010— 1500	1080— >1500	1100— >1520
27,7	30,0	4130	Порошкообразный	1200	1300	1320
25,0	33,0	4180	То же	1030	1100	1140
32,0	40,0	4100	То же	1070	1130	1190
36,0	41,0	3400	То же	1050	1200	1240
33,0	41,0	3150	То же	1040— 1060	1110— 1240	1140— 1275
26,0—	49,0	3820	То же	1130	1220	1290
32,0						
27,0—	40,0	—	То же	—	—	—
29,0						
3,5	15,0	7220	От слабо спекшегося до спекшегося плотного	1140	1330	1420
9,0—	40,0	6420	От слипшегося до спекшегося плотного	1100	1140	1200
11,0						
5,0—	26,0	7050	Слабо спекшийся	—	—	—
7,0						
5,5	23,0	6890	То же	—	—	—
4,5—	18,0	7010	То же	—	—	—
7,0						

Топлива и месторождения	Марка	Состав горючей массы в %				S _{об} в %	A ^c в %
		C	H	N	O		
Араличевский	Т	90,0	4,1	2,0	3,2	0,6	11,0—14,0
Киселевский	СС	89,3	4,3	2,3	3,6	0,5	9,0—13,0
Карагандинский (шахты № 3, 3-бис, 18, 20)	ПС _{ан}	—	—	—	—	0,5	19,0—22,5
Донецкий бассейн							
Длиннопламенный	Д	76,0	5,5	1,6	12,2	4,3	13,5
Газовый	Г	81,0	5,4	1,5	8,3	3,4	13,0
Другие угли							
Воркутский	ПЖ	85,5	5,3	2,3	6,0	0,8	16,0
Тквибульский	Г	77,5	5,8	1,5	12,9	1,8	25,0
Хумаринский	—	81,0	5,5	1,1	11,8	0,5	17,0
Кизеловский	—	80,5	5,6	1,2	4,9	6,0	24,0
Минусинский	Д	79,0	5,5	2,2	12,5	0,8	12,0
Буланашский	Д	80,0	5,5	1,7	11,7	1,0	12,0
Черемховский	—	78,0	5,7	1,6	13,3	1,3	15,5
Антрацит							
Донбасский	—	93,5	1,8	1,0	1,8	1,8	11,0
Полтавский	—	95,0	0,8	0,5	3,5	0,2	20,0
Брединский	—	93,0	1,8	0,7	3,9	0,5	30,0
Кокс							
Южный	—	96,0	0,6	1,1	1,6	1,7	10,0—15,4
Восточный	—	96,5	0,3	1,3	1,3	0,6	12,6—15,0
Коксик							
Южный	—	95,5	0,6	1,2	0,8	1,9	11,0
Восточный	—	96,0	0,4	1,4	1,7	0,5	14,0
Коксовая мелочь							
Южная	—	92,0	2,2	1,5	2,0	2,1	20,0
Восточная	—	92,0	2,2	1,6	3,6	0,6	20,0

W ^p в %	V ^з в %	Q _н ^p в кал/кг	Характеристика кокса	Плавкость золы в °C		
				t ₁	t ₂	t ₃
5,0—	9,0	6940	Порошкообразный или слабо слипшийся Слабо спекшийся	1230	1400	1500
7,0				—	—	—
4,5—	17,0	7060				
8,0						
6,5—	24,0	6050	Слабо спекшийся	1500	—	—
9,0						
12,5	43,0	5440	Порошкообразный или слипшийся Спекшийся, справлен- ный, иногда вспученный	1050	1150	1210
5,5	39,0	6305		1050	1160	1220
6,5	30,0	6340	Спекшийся, сплавлен- ный от вспученного до плотного	1100	1200	1250
11,0	40,0	4860	От слабо спекшегося до спекшегося плотного	1450	>1500	>1500
5,0	34,0	6060	Спекшийся, от слабо спекшегося до спекше- гося плотного	1010— 1050	1150— 1200	1200— 1250
3,5	40,0	5670	Спекшийся, сплавлен- ный плотный	1120	1380	1450
12,0	42,0	5710	От слабо спекшегося до спекшегося	1150	1290	1340
11,0	36,0	5900	—	—	—	—
11,0	45,0	5500	От слипшегося до спек- шегося плотного	1110	1200	1260
5,0	3,5	6710	Порошкообразный То же То же	1080	1180	1280
9,0	3,5	5520		1150	1390	1450
7,0	4,0	5760		1190	1400	1450
5,7	—	6560				
7,2	—	6550				
16,0	—	5635				
15,0—	—	5510				
19,0						
20,0	—	4930				
20,0	—	4940				

Наличие серы в топливе нежелательно, несмотря на то, что при сгорании она выделяет некоторое количество тепла. Сероводород, получаемый при газификации содержащих серу топлив и окислы серы вредно влияют на здоровье людей, разъедают металл и т. д. Негорючая часть топлива состоит из минеральных соединений и влаги.

Большая часть влаги находится в топливе в коллоидально связанном состоянии. Органические коллоиды можно обезводить высушиванием при 100—105°, минеральные же коллоиды иногда требуют для полного обезвоживания нагревания до 200° и больше. Часть влаги—«капиллярная вода»—находится в капиллярах топлива. В топливе может также содержаться влага, удерживаемая на его поверхности,—лед, снег.

Состав различных топлив СССР приведен в табл. 1.

Чем моложе топливо, тем больше летучих выделяется при его сухой перегонке (табл. 2).

Таблица 2

Выход летучих из различных топлив
(на 100 частей сухого беззольного вещества)

Вещества	Дрова	Торф	Бурый уголь	Молодые каменные угли	Старые каменные угли	Антрацит
Остаток после перегонки	20	30	40	60	80	95
Летучие	80	70	60	40	20	5

Летучие вещества состоят из газов, паров воды и смолистых веществ, которые могут конденсироваться при охлаждении газа.

При нагревании из топлива вначале выделяется влага, а при 250° и выше—газы и смолы. В первую очередь выделяются газы, содержащие кислород—углекислота и окись углерода, а при дальнейшем нагревании—метан, тяжелые углеводороды и водород. Летучие молодых топлив более окислены и содержат значительное количество углекислоты. Летучие тощих углей и антрацитов содержат значительное количество водорода.

Выделение смол заканчивается при сравнительно низких температурах (450—500°). Основное количество газов выделяется при более высоких температурах.

При сухой перегонке топлива при температуре 900° и выше выход смолы уменьшается, а газов, особенно водорода и метана,—увеличивается вследствие разложения смол и составных частей полу-

кокса. Спекшийся полукокс хрупок и при дальнейшем нагревании не дает прочного кокса. Прочный кокс можно получить из спекающегося угля при соответствующем ведении процесса.

В зависимости от внешнего вида различают неспекшийся (порошкообразный или слипшийся) и спекшийся (сплавленный, вспученный, различной плотности) кокс. Содержание летучих характеризует степень обжига кокса. Хорошо обожженный кокс содержит 1—1,5% летучих. Содержание углерода в горючей массе кокса доходит до 97%, водорода и кислорода до 1,5—2%.

Под реакционной способностью понимают поведение кокса или полукокса в отношении кислорода воздуха или чистого кислорода (воспламеняемость и горючесть), углекислоты и водяного пара (собственно реакционная способность).

Реакционная способность кокса обуславливается рядом факторов. Очень большое значение имеют величина реагирующей поверхности, свойства горючей массы и состав золы. Чем больше развита поверхность, тем быстрее должны протекать реакции между коксом и газообразными веществами. Входящие в состав золы или специально вводимые соединения K и Na сильно повышают реакционную способность кокса, а соединения Fe и Ca повышают ее значительно.

Имеют также значение температура перегонки и химический возраст топлива. Чем ниже температура, при которой производится разложение топлива, тем активнее полукокс; чем моложе уголь, тем больше реакционная способность полукокса.

Процесс термического разложения топлива может протекать с различным тепловым эффектом. Различают верхний и нижний пределы теплового эффекта сухой перегонки.

Разность значений тепловых эффектов соответствует теплоте образования конденсата (влаги и смолы).

Между тепловым эффектом сухой перегонки и содержанием кислорода в топливе имеется зависимость. При содержании кислорода выше 17% величина теплового эффекта по нижнему пределу положительна, а при более низком содержании кислорода—отрицательна.

Древесина, торф и бурый уголь имеют положительные величины теплот разложения; для каменных углей эта величина в большинстве случаев отрицательна.

Все угли, за исключением антрацита, на воздухе подвергаются окислению. Некоторые угли при окислении разогреваются и самовозгораются.

Чем топливо богаче углеродом и старше, тем медленнее оно окисляется. Очень легко окисляется органическая масса торфа, хотя случаи самовозгорания торфа редки, так как окисление протекает интенсивно в период первой стадии сушки, когда торф очень влажен и заканчивается к моменту обезвоживания торфа до воздушно-сухого состояния.

Древесина

Ствол дерева состоит из ядра, или собственно древесины, заболони и коры. Древесина состоит из растительных клеток. В состав стенок клеток входят целлюлоза, или клетчатка, и лигнин. Внутри клеток находится клеточный сок.

Влажность древесины зависит от ее породы, возраста и хранения.

Весной и летом древесина богаче влагой, чем осенью и зимой. Корни и листья содержат больше влаги, чем древесина. В растущем дереве содержание влаги доходит до 60%.

Зависимость веса древесины различных пород от влажности приведена в табл. 3.

Таблица 3

Вес дров при различной влажности

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

При уменьшении влажности теплопроводная способность древесины значительно возрастает. Древесину можно искусственно сушить, используя тепло нагрева отходящих газов печей. Особенно удобно сушить щепу. Искусственную сушку дров производят в туннельных и камерных сушилах.

Содержание золы в древесине невелико—не более 2—2,5%, считая на сухое топливо. Покровные части древесины—листья и хвоя—содержат больше золы. Древесная зола тугоплавка.

При сухой перегонке древесины выделяется много газообразных летучих, смол, уксусной кислоты и древесного спирта. Особенно много уксусной кислоты дают лиственные породы. В газах сухой перегонки содержится большое количество углекислоты. В качестве остатка при сухой перегонке получается древесный уголь. Состав его зависит от температуры перегонки. Древесный уголь не спекается, трещиноват, порист и имеет малый насыпной вес: еловый—131, сосновый—148 и березовый—190 кг/м³. Низкое содержание золы и серы и высокая активность обуславливают прекрасное качество древесного угля и древесины, как топлива.

В силикатной промышленности древесину сжигают в топках печей и котлов и газифицируют в газогенераторах в виде поленьев

и щепы. Измельчение древесины производится дробилками и ножницами. Ровные поленья измельчают в щепу дробилками, а кривые или пни режут ножницами, получая «резку».

Из 1 м³ пней получают 0,7—0,8 м³ резки в виде кусков длиной примерно, 150 мм и из 1 м³ дров 1,3—1,4 м³ щепы. Вес 1 м³ сухой щепы—150—170 кг, а содержащей 47% влаги—300 кг.

Срубленные деревья очищают от сучьев, распиливают, и дрова складывают в штабеля для естественной сушки, продолжающейся 1/2—1 год. Через полгода влажность древесины составляет 25—30%, через год—не более 20% и через полтора года—15% (воздушно-сухое состояние).

Предприятия хранят дрова в открытых складах, где их укладывают в длинные штабеля. Между штабелями должны быть разрывы для проветривания и проезда.

Дровяной склад не должен помещаться на болотистых, затопляемых или опасных в пожарном отношении местах. На предприятиях, расходующих много дров, склады разбивают на участки с таким расчетом, чтобы на каждом помещалось не более 1500 м³ дров. Участки отделяются друг от друга промежутком не менее 8—10 м. Расстояние штабелей от рельсового пути должно быть не менее 4 м.

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

Кладка дров должна быть плотная и форма штабеля—правильная и удобная для обмера. Штабеля ограничивают врытыми столбами. У конца каждого штабеля прикрепляется доска с указанием его номера, количества (по объему), и времени заготовки дров.

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

Торф

Торф является продуктом разложения растительных остатков под водой, без доступа воздуха.

В зависимости от рельефа местности и характера растений, образующих торф, различают три вида болот: низинные, верховые и переходные.

Низинные болота образуются на низко расположенных берегах рек, в прудах и озерах, где богатая питательными веществами вода создает благоприятные условия для развития болотных и водяных растений: осок, камышей, зеленых мхов и тростника. Заболачивание и зарастание таких водоемов идет с берега. Отмирающие части растений падают на дно и накапливаются, вызывая обмеление водоемов.

Верховые болота образует преимущественно белый мох и отчасти некоторые травянистые растения. Образованию верхового болота благоприятствуют значительные количества воды, не содержащей солей. Белые мхи растут верхушкой; нижние их части, отмирая и сгнивая, образуют торф. Заращение водоемов белыми мхами происходит с поверхности.

В случае изменения состава воды, например вследствие роста болота и прекращения поступления вод, богатых солями, на травяном болоте начинает произрастать белый мох. Смена растительности может быть вызвана также изменением климата, причем болота могут зарастать лесом или кустарником. Болота, вид растительности которых изменяется, называют переходными.

В зависимости от преобладающего содержания в торфе остатков того или иного вида растений ему присваивают соответствующую характеристику (осоковый, гипновый, сфагновый, древесный, тростниковый, гипново-осоковый, сфагново-осоковый, древесно-сфагновый и т. п.).

По степени разложения различают молодой и старый торф. Степень разложения торфа изменяется с глубиной залегания; по мере углубления содержание неразложившихся частей растений уменьшается, содержание углерода в горючей массе возрастает, а кислорода — падает. С увеличением степени разложения качество торфа улучшается. Верхнеслойный, плохо разложившийся рыхлый торф является плохим топливом.

Торф содержит значительное количество золы, перешедшей из растений и нанесенной водой. Зольность торфа и состав золы колеблются очень значительно. Зольность торфов на рабочее топливо: верховых болот 2—3%, переходных 5—6% и низинных 6—12%.

Содержание серы в горючей массе обычно не превышает 1,5% в низинных торфах и 1% в верховых (в среднем 0,5%). Сера входит преимущественно в состав органических соединений.

Теплотворная способность горючей массы увеличивается со степенью разложения торфа и составляет 4500—6000 кал/кг.

Торф содержит значительное количество летучих — газов и смол. В газах велико содержание углекислоты. Торфяной кокс очень порист и обладает высокой реакционной способностью.

Добыча торфа производится в летнее время. Торфяник до разработки осушают с помощью дренажных канав. Добыча торфа производится ручным, машинным, гидравлическим и фрезерным способами.

При ручной резке получают так называемый резной торф — легкий, рыхлый и неоднородный по составу. При других ручных способах торф из различных слоев смешивается, уминается, разрезается лопатами и набивается в рамы или формуется в педальных формах.

Существует несколько способов машинной добычи торфа.

При элеваторном способе массу заготавливают вручную и подают желобом к элеватору, загружающему ее пресс. В прессе торфя-

ная масса измельчается, перемешивается с помощью валов с ножами и выходит из мундштука в виде ленты, которая режется на брикеты.

При баггерном способе торф выбирается из залежей с помощью черпаков.

При добыче гидравлическим способом торфяную залежь размывают сильной струей воды. Жидкую массу, содержащую 96% воды, качают торфонасосами в растиратель, где она перемешивается с помощью вала с ножами. Из растирателя массу подают в бассейн-аккумулятор и затем перекачивают на поля сушки. Подсохшую массу режут на кирпичи вручную или специальным гусеничным трактором. Зольность гидроторфа может быть выше, чем машино-формованного, вследствие размыва водой не только торфа, но и почвы.

При добыче торфа фрезерным способом верхний, тонкий подсохший слой снимают в виде крошки специальными барабанами с ножами. Полученная крошка быстро сохнет.

В естественном состоянии торфяное болото пропитано водой, содержание которой составляет 85—90%. Добываемый торф обычно подвергают естественной сушке на воздухе до воздушно-сухого состояния (влажность 15—25%).

Сушка кускового торфа в известной степени зависит от погоды. Жара и мороз портят торфяные кирпичи — они трескаются и крошатся. Торф, содержащий более 50% влаги и подвергшийся действию мороза, сильно разрыхляется. Даже будучи подсушен, он является плохим топливом. Дожди превращают торф в губчатую влагоемкую массу с низкой теплотворной способностью.

Для сушки кирпичи выкладывают на поверхности земли. По мере подсыхания их поворачивают и складывают по нескольку штук.

Сушка кирпичей более интенсивна у открытых поверхностей. Вследствие сокращения объема вблизи этих поверхностей тонкие кирпичи искривляются, а толстые трескаются. При быстрой сушке на поверхности кирпича образуется плотная корка. Вследствие отставания в сушке внутреннего слоя корка разрывается и на кирпиче образуются трещины.

Когда кирпичи в достаточной степени подсохнут, их складывают в штабеля.

Хранящийся на складах кусковой торф складывают в штабеля длиной не более 100 м, шириной в основании 15 м и высотой 6 м. Штабели располагают попарно, с разрывами в 4 м. Продольные разрывы между штабелями должны составлять 20 м, а поперечные между соседними парами — 30 м. Штабеля должны быть уложены прочно, для чего в основании кладут наиболее сухие кирпичи, а крошку засыпают внутрь. Стенки штабеля выкладывают в два кирпича и по углам хорошо перевязывают. Для свободной циркуляции воздуха внутри штабеля оставляют ходы.

Основной склад торфа обычно располагается у места добычи, а на газогенераторной станции хранится 2—3-месячный запас.

Прочный, хорошо разложившийся торф с небольшим содержанием золы является очень хорошим топливом для топок и газогенераторов. Он дает длинное пламя, содержащее сравнительно малое количество пыли и сернистых соединений.

Низинные торфы дают менее прочный кокс, чем верховые. Чем лучше переработка и сушка торфа, тем выше качество кокса. Наилучший кокс в смысле твердости и сопротивления раздавливанию дает машиноформованный торф. Гидроторф дает плотный, но несколько трещиноватый кокс, вследствие смещения частиц торфа при формовании гусеницей; по твердости и сопротивлению раздавливанию он уступает машиноформованному. Резной торф дает легко крошащийся, непрочный кокс. Насыпной вес 1 м³ кокса—300—400 кг, такой же, как и воздушно-сухого торфа. Вес 1 м³ абсолютно сухого торфа колеблется в пределах 100—140 кг.

СССР очень богат торфом, и несомненно в ближайшие годы торф явится основным топливом в силикатной промышленности. При газификации торфа можно улавливать ценные побочные продукты.

Бурый уголь

Угли являются продуктом разложения растительных веществ.

Бурый уголь не содержит неразложившихся элементов растений. Цвет его черный или чернобурый. Бурый уголь по степени разложения занимает промежуточное место между торфом и каменным углем. Содержание углерода в нем большее, чем в торфе, а водорода и кислорода—меньшее, но значительное. Влажность и зольность бурых углей большая. Содержание летучих высокое. Бурые угли дают порошкообразный кокс.

По внешнему виду различают лигнит, землистый бурый уголь, сланцевый и смолистый бурый уголь.

Лигнит имеет структуру дерева. Землистый бурый уголь представляет собой землистое рыхлое вещество; растительное строение в нем плохо различимо. Сланцевый бурый уголь обладает слоистым строением и иногда разделяется на листочки. Смолистые бурые угли имеют раковистый излом, черный цвет и жирный блеск. Содержание углерода в них большее и кислорода—меньшее, чем в других бурых углях.

Из бурых углей, добываемых в СССР, наибольшее применение для газификации имеют подмосковные и челябинские. Разрабатываются также богословские и боровичские угли.

Месторождения подмосковного угля расположены в Рязанской, Тульской, Московской, Калужской, Смоленской, Калининской и Новгородской областях. Угольные пласты в отдельных местах достигают мощности до 3,5 м. Содержание серы в подмосковных углях значительное. Зольность подмосковного угля на рабочее топливо около 20%. Основное количество золы равномерно распределено

по всей массе угля и не может быть удалено механическим путем. Зола подмосковного угля представляет собой огнеупорную глину. Ее можно использовать для получения огнеупорного кирпича. Примесь серного колчедана сильно ухудшает свойства подмосковного угля. Влажность подмосковного угля очень велика—в среднем 30%.

Незначительно отличаются от подмосковных боровичские угли (Ленинградская область).

Челябинские бурые угли залегают вдоль восточного склона Уральского хребта. Они представляют собой переходный тип от бурых углей к каменным и характеризуются следующими средними показателями: влажность 23% и зольность 20%.

Челябинские угли однородны. Различаются они, главным образом, по содержанию золы. Челябинские угли сильно засорены прослойками глинистых и углистых сланцев. Зола их сравнительно легкоплавка. Челябинский бурый крупный уголь марки БК содержит мало серы, много золы, летучих и влаги и имеет сравнительно невысокую теплотворную способность. Прочность свежесбытого угля достаточно высока, но при хранении он легко окисляется и распадается, давая мелочь. Уголь склонен к самовозгоранию.

Богословские угли залегают на Урале. Среднее содержание золы в них—12%, серы—0,5%; содержание влаги очень значительно—30%. Богословские угли очень непрочны, они легко окисляются и самовозгораются.

Характерным свойством украинских бурых углей является землистое строение. Влажность их очень высока (50—60%) и они легко слеживаются в высоком слое.

Для газификации используют также бурые угли Сибири (Караганда), Средней Азии, Казахстана, Забайкалья и Дальнего Востока. Некоторые из них газифицировали только в порядке опыта.

К числу среднеазиатских месторождений относятся Сулюкта, Кизыл-Кий, Кок-Янбак, Шураб. Зольность углей этих месторождений меньше, чем челябинских; зола тугоплавкая и средней степени плавкости.

Удовлетворительные свойства при газификации обнаружили ленгеровские и шоптыкульские угли Казахстана.

Используются для газификации в смеси с более спекающимися легко распадающимися черновские угли Забайкалья. В небольших количествах газифицируют райчихинские, кивдинские и артемовские угли Дальнего Востока.

При хранении, особенно под действием влаги и тепла, бурые угли окисляются и покрываются матовым налетом сероватого цвета. Повышение температуры угля при хранении может вызвать самовозгорание. Поэтому бурые угли хранят непродолжительное время в низких штабелях, которые легко разгрести.

Бурые угли требуют освежения не реже одного раза в месяц. Данные о хранении приведены на стр. 20. Некоторые бурые угли в нагретом состоянии теряют прочность и распадаются.

Бурые угли сильно разрушаются при транспортировке, что необходимо учитывать при выборе транспортных приспособлений.

По указанным причинам эти угли подвергают брикетированию, получая топливо, удобное для транспортирования, хранения и сжигания.

Бурые угли при сжигании дают длинное пламя. Вследствие большого содержания влаги и золы, а также значительного уноса пыли они не представляют высококачественного топлива для топков. Высокое содержание серы и легкоплавкость золы могут еще больше ухудшить их свойства. Легкость очистки газа дает возможность использовать бурые угли путем предварительной газификации их.

Каменный уголь

Разложение растительного вещества в каменных углях значительно более полное, чем в бурых. Содержание углерода в них больше, кислорода—меньше. Влажность каменного угля значительно меньше, чем бурого и составляет в среднем 3—5%, доходя в отдельных случаях до 15%.

Свойства, обнаруживаемые углем при нагревании, зависят от его состава и содержания летучих веществ. Они определяют область применения углей и характеризуются их маркой. Угли, содержащие очень много летучих, горят длинным пламенем и дают порошокатый или слабо спекшийся кокс. Их называют сухими длиннопламенными (марка Д). Угли, содержащие несколько меньшее, но все же большое количество летучих и дающие спекшийся средней плотности кокс, называют газовыми (марка Г). Еще меньше летучих содержат угли, дающие спекшийся кокс средней плотности—паровичные жирные (марка ПЖ) и дающие спекшийся очень плотный кокс—коксовые угли (марка К).

При дальнейшем понижении содержания летучих спекаемость углей уменьшается и они называются слабо спекающимися (марка СС).

При малом содержании летучих каменные угли совершенно не спекаются и называются тощими (марка Т).

Содержание золы и ее свойства в значительной мере определяют достоинства каменного угля в качестве топлива для газификации. Обычно применяемые каменные угли содержат не более 15% золы.

Большое значение для газификации каменного угля имеют его свойства при нагревании. Преимущественно применяют угли со значительным содержанием летучих, дающие газ с высокой теплотворной способностью и неспекающийся или слабо спекаю-

щийся кокс. Особенно широко применяются длиннопламенные, газовые и слабо спекающиеся угли.

Размер кусков каменного угля, применяемого для газификации, 12—50 мм.

В СССР имеются богатейшие залежи угля. Первое место по богатству и качеству угля занимает Кузнецкий бассейн (Сибирь). Угли этого месторождения разнообразны по свойствам и отличаются хорошими качествами: малой зольностью и сернистостью и прочностью при хранении. В Кузнецком бассейне имеются все сорта каменных углей—от длиннопламенных до тощих. Промышленность Западной Сибири целиком базируется на углях Кузнецкого бассейна. Эти угли используются также уральской промышленностью.

Для газификации особенно широко применяется высококачественный ленинский уголь марки Д. Он содержит мало золы, серы и влаги, много летучих и обладает высокой теплотворной способностью. Недостатком этого угля является низкая прочность и, следовательно, высокое содержание мелочи.

Для газификации также применяются угли марки СС (киселевские, прокопьевские, кемеровские). Они характеризуются умеренным содержанием летучих и слабой спекаемостью.

В последние годы начата разработка и других месторождений Сибири: Иркутского, Черемховского и Карагандинского.

Большое Иркутское месторождение находится к западу от Иркутска. Пласты этого месторождения довольно мощны. Вследствие разбросанности пластов и невысокого качества углей Иркутское месторождение имеет преимущественно местное значение. Угли дают слабо спекшийся кокс, содержат много золы (10—20%), влаги (5—15%) и мало серы.

Карагандинское месторождение находится на юго-востоке от Акмолинска. Карагандинские угли отличаются многозольностью (10—20%), умеренной сернистостью (1,5%) и значительной способностью спекаться.

Вблизи Кузнецкого бассейна в районе Минусинска имеется сравнительно небольшое Минусинское месторождение. Минусинский уголь марки Д спекается слабо. Он содержит несколько больше золы и влаги, чем ленинский, теплотворная способность его ниже, а прочность выше.

Донецкий бассейн уступает Кузнецкому по размеру запасов и качеству угля. Донецкие длиннопламенные угли марки Д содержат более 42% летучих в горючей массе, а газовые марки Г—35—44%. Длиннопламенные угли склонны к выветриванию и самовозгоранию, что препятствует их перевозке на дальнейшее расстояние и длительному хранению. Газовые угли широко применяют для газификации. Тощие донецкие угли для газификации не применяются вследствие распада при нагревании.

Зольность донецких каменных углей 5—15%, содержание серы до 3—5%.

Донецкие газовые угли классифицируют по размеру кусков:

крупный	> 125 мм
»	50—125 »
«орех»	13—50 »
мелочь	0—13 »
рядовой	0 и больше

Максимальный срок хранения на складах два месяца. Потери при хранении—1%.

Выпускают следующие сорта донецких длиннопламенных углей:

ДК крупный	> 10 мм
ДМ мелочь	< 13 »
Д рядовой	> 0 »
«орех»	13—15 »
грохоченый	> 15 »

Для газификации применяются главным образом сорта—«орех» и грохоченный. Размеры потерь на складах до 1,5%. Длительность хранения не более одного месяца.

На Кавказе имеются два сравнительно небольших месторождения—Ткварчельское и Тквибульское.

Ткварчельское месторождение находится в Абхазии, вблизи Черноморского побережья и содержит много угольных пластов небольшой мощности. В этих углях мало влаги и серы, много летучих и они способны спекаться.

Тквибульское месторождение находится в Грузии, вблизи Кутаиси. В нем имеются мощные пласты угля, содержащего мало влаги и серы, много летучих и способного спекаться.

В последние годы успешно газифицируют в небольшом количестве газовые угли Хумаринского месторождения (Северный Кавказ).

Сравнительно небольшие месторождения (Кизеловское, Луньевское и Губахинское) имеются на Урале. Угли этих месторождений содержат много золы, серы и летучих и мало влаги. Они способны спекаться и могут применяться в производстве металлургического кокса. Газифицируются в смеси с тощими углями.

Для газификации пригодны также многозольные (A^c выше 40%) суражевские и подгородненские угли Дальнего Востока. Зола их тугоплавка. Подгородненский уголь значительно прочнее суражевского.

Угли при лежании на воздухе окисляются. Некоторые из них при этом разогреваются до температуры самовозгорания, другие значительно меняют свой состав и свойства. Различные угли окисляются на воздухе с неодинаковой скоростью. При окислении они становятся рыхлыми и рассыпаются, обогащаются кислородом, понижают свою теплотворную способность и теряют свойство спекаться.

Самовозгоранию углей способствует высокое содержание в них пиритной серы.

Опасной в отношении самовозгорания температурой можно считать 80—90°, так как уголь, достигнув этой температуры, в большинстве случаев быстро нагревается до воспламенения. Самовоспламенению способствует ряд обстоятельств: небольшой размер кусков угля—вследствие увеличения поверхности угля и затруднения отвода развивающегося тепла из-за наличия многочисленных промежутков между частицами; примесь песка, земли, кусков дерева и т. п.—вследствие понижения общей теплопроводности; смешение различных по величине кусков угля и пыли, так как крупные куски облегчают доступ воздуха к легко воспламеняющейся пыли; нагревание от солнечных лучей, печей и пр.; повышение влажности (дождь, снег), так как при последующем испарении влаги в угле образуются мелкие трещины и увеличивается поглощающая поверхность; хранение в больших штабелях, что затрудняет отвод тепла от нижних слоев угля и наблюдение за штабелями.

Если угли ненадежны в отношении самовозгорания, принимают защитные меры, заключающиеся в применении охлаждающих труб, пересыпанию углекислым аммонием, применении искусственной изолирующей корки на штабелях, сортировке и обогащении углей, хранении углей в инертной атмосфере и воде, ограничении высоты штабелей и т. д.

Охлаждающий воздух должен протекать по каналам и трубам, но не проникать в угольный слой. Хранение угля под водой и в атмосфере инертного газа применяется редко, так как оно слишком дорого.

Для предупреждения самовоспламенения следует наблюдать за температурой угля. С этой целью в штабелях устанавливают железные трубки, закрытые снизу, в которые опускают максимальные термометры.

Склонный к самовозгоранию уголь следует укладывать плотно; каждый слой высотой в 0,3—0,5 м должен быть разровнен и плотно прикатан, особенно по краям, а посторонние примеси тщательно удалены. Угли различной крупности и сортов следует хранить отдельно. Остатки угля должны тщательно удаляться до укладки новых штабелей. Нужно избегать хранения угля под открытым небом и защищать его от солнечных лучей и сточных вод.

Во избежание потерь топлива и проникания влаги и воздуха штабеля необходимо укладывать на утрамбованные площадки и защищать их навесами от атмосферных осадков и солнечных лучей.

Склад должен находиться на сухом месте и возможно ближе к основному потребителю. Территорию склада ограждают. Для отвода вод предусматривается устройство сточных канав и дренажных колодцев.

Продолжительность хранения углей без освежения зависит от их свойств. Запасы устойчивых углей освежают один раз в 1,5—2 месяца, а длиннопламенных и других малоустойчивых углей—не менее раза в месяц.

По данным МПС, для исчисления эксплуатационной площади склада к теоретически вычисленной добавляется 15% запаса для производства нормальных операций по выгрузке, отпуску топлива и заготовке смесей; к этому нужно добавить 12% на интервалы между штабелями (от 2 до 3 м) и около 25%—под рельсовые пути склада. Таким образом, для хранения на 1 тыс. т углей различных бассейнов и марок необходима площадь, приведенная в табл. 4. Там же дана нормальная высота штабелей для различных углей в зависимости от их способности самовозгораться.

Таблица 4

Высота и площадь штабелей угля

Наименование углей	Нормальная высота штабеля в мм	Площадь для хранения 1 тыс. т угля (в м ²)			
		Полезная под штабелем		Эксплуатацион., включая интервалы	Общая, с учетом рельсовых путей и переездов
		теоретическая	эксплуатацион.		
Донецкий, марки ПС	1,50	888	1020	1150	1437
» » ПЖ	1,50	884	1016	1138	1422
» » Т	1,75	761	875	980	1225
» » Г	1,25	1042	1198	1342	1677
» » Д	1,00	1351	1553	1739	2177
Антрациты всех марок	2,00	672	773	866	1082
Подмосковный	1,50	980	1127	1262	1577
Кизеловский	2,00	714	821	920	1150
Богословский	1,00	1408	1619	1862	2327
Анжерский	1,75	800	920	1030	1287
Судженский	1,75	826	949	1063	1329
Ленинский	1,50	1030	1185	1327	1659
Прокопьевский	1,50	892	1025	1148	1435
Хакасский	1,75	961	1005	1238	1547
Черемховский	1,75	885	1018	1140	1425
Черновский	1,10	1333	1533	1707	2134
Артемовский	1,50	943	1084	1214	1517
Кивдинский	1,25	1176	1352	1514	1892
Сучанский	1,75	769	883	989	1236
Тквибульский	1,10	1250	1438	1610	2012
Кемеровский	1,50	900	1035	1159	1448

Если оборудование склада допускает быструю разгрузку штабелей в случае их разогревания и хорошо организован технический надзор, высоту штабелей угля можно увеличить до 2—3 м, в зависимости от характера оборудования.

Нормальная длина штабелей угля и кокса высотой до 4 м—10—25 м, при ширине не более 8—10 м. Расстояние между штабелями берется в пределах 2—3 м и увеличивается на 0,25 м на каждый метр высоты. Расстояние между штабелями в продольном направлении должно быть не меньше 3 м.

Расстояние между штабелями угля и огнестойкими сооружениями должно быть не менее 10 м, между штабелями и опасными в смысле пожара строениями—не менее 15 м и между штабелями и ограждениями—не менее 4 м.

Штабеля снабжают табличками с указанием номера, марки угля, станции отправления и шахты, количества угля и времени поступления на склад.

Склад должен быть обеспечен требуемыми по условиям эксплуатации погрузочными и разгрузочными приспособлениями—переносными узкоколейными рельсами, тележками, бадьями, тачками, кранами и т. д.

Для обслуживания складов топлива применяют ручные вагонетки, передвижные ленточные транспортеры, железнодорожные краны, электрические тельферы с грейферами и порталные краны.

Приспособления для дробления и грохочения угольного топлива обычно устанавливают на пути подачи его к газогенераторам. Приспособления для брикетирования топлива располагают в самостоятельных отделениях.

На складе должны иметься весы, контрольные мерники (для учета угля по объему) и приспособления для отбора, обработки и упаковки проб. Освещение склада, как правило, должно быть электрическое.

Иногда строят закрытые склады в виде подземных бункеров, снабженных затворами или питателями. Из бункеров топливо поступает на ленточные транспортеры или в вагонетки. При высоком уровне грунтовых вод сооружение подземных складов требует больших затрат.

Если газогенераторная станция расположена вблизи места добычи топлива, емкость склада составляет 5—10-суточный запас. В случае значительной удаленности станции емкость склада соответствует 2—3-месячному и даже большему запасу, если только отсутствует опасность самовозгорания топлива.

Антрацит

Антрацитами называют разновидности каменных углей, содержащие не больше 2% водорода. Антрацит содержит много углерода, мало летучих и влаги и не выделяет смолистых веществ при перегонке. Содержание серы различное. Кокс его неспекающийся. Антрацит плотен, имеет значительную твердость и большой удельный вес, воспламеняется с трудом и горит без видимого пламени. Зольность и свойства золы антрацита различны. Из антрацитов СССР преимущественно применяются донецкие. Они содержат до 14—15% сравнительно легкоплавкой золы.

Антрациты прочны в холодном состоянии и выдерживают длительную перевозку и хранение. Некоторые сорта распадаются при нагревании, что понижает их ценность. Сортировка антрацитов производится по размеру кусков.

Для различных сортов донецкого антрацита приняты следующие размеры кусков:

АП плита	> 100 мм
АК крупный орех . . .	25—100 »
АМ мелкий орех . . .	13—25 »
АС семечко	6—13 »
АЗ зубок	3—6 »
АШ штыб	0—3 »

Размеры потерь при хранении можно считать равными 0,5%; количество отсева для АК—8%, АМ—10% и АС—12%. Запасы на складе требуются освежать через 6 месяцев.

На Южном Урале залегают полтавские и брединские антрациты. Пласты полтавских антрацитов более мощны, но залегают в виде гнезд.

Опытами установлена пригодность для газификации этих антрацитов. Зольность их высокая, однако зола тугоплавка. Брединские антрациты прочнее полтавских.

Для газификации могут быть также использованы антрациты Горловского района Новосибирской области, курейские (Курейка, приток Енисея) и таймырские.

Кокс

Кокс получается при сухой перегонке твердого топлива. Целью сухой перегонки может быть придание надлежащих свойств коксовому остатку или получение ценных жидких и газообразных продуктов сухой перегонки, или и то и другое.

Особенно распространена сухая перегонка древесины и каменного угля. Сухая перегонка древесины производится с целью получения древесного угля и побочных продуктов.

Древесный уголь содержит много углерода, мало золы (1,4%) и влаги (8%). Высокая теплотворная способность, низкое содержание золы, отсутствие серы и значительная прочность делают древесный уголь прекрасным топливом.

Значительно реже в СССР производят сухую перегонку торфа, что отчасти объясняется меньшей прочностью его коксового остатка.

Особенное значение имеет получение кокса из каменных углей. Хотя этот кокс более зольный, чем древесный уголь, и содержит серу, но широкое распространение и большие запасы каменных углей, а также прочность каменноугольного кокса обеспечили ему наибольшее применение.

Прочный, спекшийся кокс получается из жирных каменных углей или же из смеси этих углей с другими, дающими менее прочный кокс.

Содержание летучих в коксе указывает на степень обжига. В нормальном коксе содержание летучих не превышает 1,5%. При обычной температуре коксования (примерно 1000°) в коксе содер-

жится Н около 0,5% и O+N—около 2%. Сера присутствует в коксе преимущественно в виде FeS.

Зольность и содержание серы в коксе могут колебаться в значительных пределах в зависимости от содержания их в исходном угле. Зола угля целиком остается в коксе; средний кокс содержит больше золы, чем средний уголь.

Для газификации применяют преимущественно коксовую мелочь и коксик—отход с коксовых заводов.

Коксовая мелочь имеет размер 0—40 или 0—15 мм. Грохочением выделяют «коксик» размером 13—25, 5—10 или 5—15 мм.

Коксик прочен и не самовозгорается. Вследствие гигроскопичности запасы его требуются освежать, примерно, каждые 6 месяцев. Потери коксика на складах составляют 0,5% и коксовой мелочи 1,5—2%.

Сланец

Топлива, содержащие более 30% золы, называют сланцами. Они часто содержат много влаги. Сланцы, горючее вещество которых имеет сапропелитовое происхождение, называют горючими, а остальные — угольными сланцами.

Происхождение горючих сланцев объясняется следующим образом. Растительные и животные микроорганизмы, богатые белками и жирами, находятся в воде во взвешенном состоянии. Отмирая, они оседают на дно водоема и в случае смешения с большим количеством минеральных остатков и постепенного уплотнения образуют массы, в которых минеральная часть пропитана нефтеобразным материалом.

Из сланца можно получить нефтеобразные продукты, что имеет особенное значение для стран, лишенных собственной нефти.

Сланцы часто обладают свойством при нагревании распадаться на пластинки или растрескиваться.

В СССР залежи горючих сланцев находятся в районе Средней и Нижней Волги, в Горьковской области, в Ленинградской области, Казахстане и Восточной Сибири. Высокое содержание золы и влаги в ряде случаев затрудняет использование сланцев для сжигания и газификации.

Жидкое топливо

Жидкое топливо широко применяется в силикатной промышленности. Оно обладает рядом преимуществ по сравнению с твердым. Его удобно хранить в резервуарах и транспортировать на значительное расстояние по трубопроводам. Регулировать подачу жидкого топлива в печи не представляет затруднений. При сжигании жидкого топлива в печах получают высокие температуры.

Жидкое топливо применяется в виде сырой нефти, смолы и продуктов их переработки. Наиболее широко применяется мазут. Содержание углерода в нефти и мазуте высокое, водорода — весьма значительное, серы и азота — небольшое.

При оценке жидкого топлива важны следующие показатели: удельный вес и температуры вспышки, воспламенения и застывания. Требования в части температуры застывания определяются климатическими условиями. Большое значение имеют вязкость, содержание серы, влажность и осадок. Нефтепродукты хранят в надземных или подземных резервуарах. Обычно применяют железные резервуары и реже бетонные. Резервуары снабжают приемным и отводным трубопроводами, трубой для отвода выделяющихся паров, нагревательным змеевиком, приспособлением для измерения уровня и трубой для тушения огня.

Резервуары разделяют на отсеки, в которых можно длительное время выдерживать топливо для отстоя воды.

Смола является продуктом сухой перегонки твердого топлива при коксовании или газификации. В ней содержится значительное количество кислорода. Теплотворная способность ее ниже, чем нефти или мазута.

Нефть, смолы и продукты их переработки сжигают непосредственно и применяют для получения газа с высокой теплотворной способностью.

Легко испаряющееся топливо, например бензин, может обогатить своими парами другой газ или воздух в холодном состоянии. Трудно испаряющиеся жидкие топлива вводят в соприкосновение с нагретыми поверхностями в металлических ретортах или камерах с насадкой, где они разлагаются, образуя высококалорийный газ.

Газообразное топливо

Газообразное топливо, в частности генераторный газ, имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с твердым.

При сжигании низкосортного, например очень влажного, твердого топлива достигают относительно невысоких температур. Если же топливо подвергнуть газификации и сжечь полученный газ, можно развить высокую температуру. Это объясняется тем, что из газа легко удалить влагу, являющуюся балластом и нетрудно подогреть газ перед сжиганием. Для сжигания газа требуется меньше избыточного воздуха, чем для твердого топлива, благодаря чему повышается температура горения и уменьшается потеря тепла с отходящими газами. При сжигании газа легко регулировать характер пламени и количество газа. Очищенный газ дает более чистое пламя, чем твердое топливо.

При наличии нескольких потребителей можно централизовать топливное хозяйство, получая в одном месте газ и подавая его потребителям на дальние расстояния. Преимуществом газообразного топлива является также возможность его получения из низкосортных, недефицитных сортов топлива.

Недостаток газообразного топлива по сравнению с жидким заключается в меньшем удобстве хранения, так как оно занимает большой объем.

Из применяемых в промышленности горючих газов необходимо отметить следующие: природный газ, газы сухой перегонки твердого топлива, нефтяной, генераторный и доменный.

В табл. 5 приведены данные о составе различных газов.

Природный газ выделяется из земных недр, преимущественно в местностях, где имеются месторождения нефти; он является продуктом разложения растительных и животных остатков. На территории СССР во многих местах наблюдаются выделения горючих газов, в основном не связанные с проявлением нефтеносности.

Достоинством природного газа, не считая дешевизны и легкости добычи, является рентабельность подачи на дальние расстояния вследствие высокой теплотворной способности.

Применение природного газа приобретает в нашей стране все большее значение. Потенциальные возможности для развития газового дела в СССР громадны. На обширной территории Советского Союза, кроме найденных, несомненно имеется много еще неразведанных газовых месторождений. Промышленность природного газа развивается быстрыми темпами. В частности освоено богатейшее Саратовское месторождение. В ближайшие годы предстоит организовать добычу газа на большом числе новых месторождений, снабдить газом города и промышленные центры, дать населению дешевое и идеальное топливо и организовать переработку газа на ряд важнейших продуктов.

Состав природного газа некоторых месторождений СССР приведен в табл. 6.

В силикатной промышленности природный газ пока еще не получил должного применения и используется на стекольном заводе «Дагестанские огни» и др.

Светильный газ является основным продуктом перегонки каменного угля и применяется обычно для бытового отопления и освещения. Он пригоден и для промышленного отопления, но использование его в этой области обычно мало рентабельно. Светильный газ во многих случаях заменяют водяным газом.

В качестве побочного продукта при полукоксовании и коксовании различных топлив получают газ сухой перегонки, который обладает высокой теплотворной способностью и может применяться для бытовых и промышленных нужд и транспортироваться на далекое расстояние. Из подобных газов особенно часто используют коксовальный газ, получаемый при выжиге металлургического кокса. По составу он мало отличается от светильного газа. Коксовальный газ имеет большое промышленное значение, транспортируется на значительное расстояние и пока применяется, главным образом, для отопления печей.

Газообразные продукты испарения или разложения жидкого топлива (нефтяной газ, масляный газ) можно применять для отопления печей и других нужд.

Наименование газа	Состав горючих газов				
	Выход		Состав газа		
	газа в м ³ /кг	смолы в г/м ³	CO ₂	H ₂ S	C ₂ H ₄ (C _n H _{2n}) C ₃ H ₈
Коксовый газ	320 л/кг	—	2	—	4
Нефтяной газ	0,6	—	2,0	0,1	6,0
Водяной газ из кокса . .	1,75	—	7,0	—	—
Карбюрированный водяной газ из кокса	—	—	5,3	—	9,2
Двойной водяной газ из бурого угля	0,845	7,2	13,2	—	—
Паровоздушный газ из каменного угля	3,85	10	6,5	—	0,5
Воздушный газ из каменного угля	2,60	10	7,3	—	0,4
Силовой газ из угля (при разложении смол) . . .	5,18	—	8,6	—	—
Газ на парокислородном дутье из подмосковного угля ¹	0,825	—	20,7	2,3	0,8
Газ на парокислородном дутье из подмосковного угля при давлении 19 ати	—	—	30,81	1,42	0,71
после очистки ²	0,606	78	2,87	—	0,64
Газ на парокислородном дутье из подсушенного мелкозернистого бурого угля при давлении 30 ати	—	—	32,4	1,6	0,9
после очистки ³	0,62 ³	160	7,7	—	0,9
Газ из мелкого полуккокса при газификации в «кипящем слое»	3,22	—	9,0	0,15	—
Газ из кокса в газогенераторе с выпуском жидкого шлака на воздушном дутье	4,65	—	0,6	—	—
Газ из фрезерного торфа в газогенераторе ВНИГИ	1,565	—	9,00	0,07	0,80
То же при дутье, подогретом до 250°	1,548	—	7,93	0,07	0,65

¹ Расход кислорода 0,156 м³/кг, пара—0,425 кг/кг.

² Расход кислорода 0,176 м³/м³, пара—1,44 кг/кг.

³ Расход кислорода 0,15 м³/м³, пара—1,3 кг/кг.

Состав горючих газов

(в объемных %)				Топливо			
CO	CH ₄	H ₂	N ₂	Q _н в кал/м ³	W ^p в %	A ^p в %	Q _н ^p в кал/кг
8	29	50	7	4578	—	—	—
5,3	40,4	41,4	4,8	5543	—	—	—
40,8	0,8	48,5	2,9	2543	5,0	10,0	6860
29,2	13,9	36,2	6,2	4300	—	—	—
29,4	6,9	40,9	9,6	2536	11,2	9,8	5200
23,6	2,8	13,0	52,6	1379	3,4	6,2	7208
21,0	2,2	9,0	60,1	1110	6,3	19,6	5288
18,3	0,6	14,0	58,5	964	—	—	7060
31,2	4,8	37,4	2,8	2432	29,2	19,0	3200
15,99	6,62	39,66	1,79	2725	23,77	24,48	3209
23,10	C ₂ H ₆ —3,10 15,31	53,40	2,63	3778	—	—	—
	C ₂ H ₆ —2,05						
13,6	15,4	35,1	1,0	2850	20	12	4400
18,7	22,1	49,6	1,0	3870	—	—	—
24,0	0,3	10,0	56,55	1008	4	22	5800
33,4	0,5	0,9	64,6	1073	—	—	—
21,50	1,70	11,00	55,93	1200	40,0	4,5	2683
24,00	1,65	13,00	52,70	1300	40,0	4,5	2683

Состав природного газа месторождений СССР (в объемных процентах)

Месторождения	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ и более тяжелые	CO ₂	H ₂ S	N ₂	O ₂	Q _B в кал/м ³
Елцанское Саратовской области	93,2	0,7	0,6	0,6	0,5	—	следы	4,4	—	8400
Мельниково, Саратовской области:										
а) Западное поле	55,0	—	—	—	—	0,2	—	44,8	—	4950
б) Восточное поле	88,0	0,2	—	—	—	0,1	—	11,7	—	7900
Курдюмское	92,2	0,8	—	0,1	—	—	—	6,0	—	8200
Бугурусланское, Сызранской обл.	77,8	4,4	1,7	0,8	0,6	0,2	1,0	13,5	—	7900
Кинельское, »	64,0	9,0	7,0	5,3	3,3	0,5	2,5	—	—	—
Ишимбайское, »	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(среднее из газопровода)	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	1,0	2,8	1,0	—	8500
Южный Дагестан	86,5	3,0	0,9	0,1	—	7,3	—	2,2	—	8800
Мелитопольское	98,0	—	—	—	—	0,2	—	1,8	—	7500
Ухтинское	88,0	1,9	0,2	0,3	—	0,3	—	9,3	—	8900
Тульское, Краснодарского края	97,8	0,4	—	0,3	—	0,2	следы	1,3	—	—
Ставрополь Кавказский:										
а) Северное поле	97,7	—	—	—	—	0,7	—	1,6	—	8800
б) Южное поле	60,0	—	—	—	—	—	—	4,0	—	5400
Меловые горы, Новороссийский район	94,4	—	—	—	—	—	—	5,0	—	8450
Калуш, Западная Украина	95,7	—	—	—	—	0,6	—	4,1	0,1	8200
Дашава, »	97,8	0,5	0,2	0,1	0,05	—	—	1,3	—	8500
Косов, »	75,7	21,3	1,4	1,6	—	—	—	—	—	—
Опары, »	89,0	9,1	—	1,9	—	—	—	—	—	—

Сырьем для получения газа из жидкого топлива служат малосмолистые мазуты, отбензиненная нефть, газойль и масла. Газойль является продуктом перегонки нефти при 250—360°. Он гуще керосина и содержит много углеводородов парафинового ряда.

Смолы, из которых получают газ, следует подвергать очистке и обезвоживанию.

В силикатной промышленности наибольшее применение имеет генераторный газ. Теплотворная способность генераторного газа ниже, чем газов сухой перегонки, но ее можно повысить, обогатив его нефтяным газом.

Доменный газ аналогичен генераторному и получается в качестве побочного продукта при доменном процессе в результате взаимодействия кислорода воздуха и руды с углеродом кокса.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВ В СТЕКОЛЬНОЙ И КЕРАМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Предприятия силикатной промышленности применяют почти все виды твердого топлива, а также жидкие (мазут, бензин и керосин) и газообразные топлива (генераторный, нефтяной и природный газы).

В табл. 7 приведены температуры в различных тепловых установках стекольной промышленности.

Таблица 7

Температуры в тепловых установках стекольной промышленности

Виды установок	Температура в ° С			
	факела	материала	подогрева	
			газа	воздуха
Стекловаренная печь	1600—1700	1350—1500	800—1100	800—1100
Сушилка для мела и песка	900	150	—	—
Печь для обжига шамотных изделий	1450	1350	—	до 800
Машинный канал (листовое стекло)	1200	1030	—	550—750
Фидер	1350	1150	—	—
Вращающаяся ванна	1350	1100	—	до 800
Отжигательная печь	900—1100	550—600	—	—

Основными потребителями тепла на стекольном заводе являются стекловаренные печи, которые преимущественно отапливают газообразным и редко нефтяным топливом.

В качестве жидкого топлива для отопления стекловаренных печей обычно применяют мазут. Применение нефтяного топлива в стекловаренных печах следует ограничить местами добычи и обработки нефти. На заводах, расположенных вдали от мест добычи нефти, нефтяное топливо должно быть заменено другим, в частности генераторным газом.

Вспомогательные печи для отжига и отделки стекла отапливают газообразным, жидким и твердым топливом.

Машинные каналы и вращающиеся ванны вакуумных машин отапливают газообразным или жидким топливом.

Вспомогательные печи, а также отдельные части тепловых установок, обслуживающие механизированную выработку, можно отапливать паровоздушным генераторным газом, так как требуемые температуры невысоки и имеются подогреватели для воздуха.

Фидеры иногда не имеют специального отопления; обычно их отапливают нефтяным топливом или высококалорийным газом.

Приспособления для обработки стекла (отколки, затопки, стеклодувных работ), в которых требуются высокие температуры и нет подогрева воздуха, обычно отапливают жидким топливом (бензином, керосином), а иногда высококалорийным газом (нефтяным, водяным генераторным или светильным).

Необходимо прекратить применение жидкого топлива в приспособлениях для обработки стекла, в фидерах и вспомогательных печах. Жидкое топливо следует заменять высококалорийными газами: водяным газом или газами сухой перегонки.

Получение водяного, двойного водяного, парокислородного и нефтяного газов, а также газов сухой перегонки требует больших затрат и сооружения сложных установок. Кроме того, производство их дороже, чем паровоздушного газа. Поэтому, если не требуется повышенная теплотворная способность, отсутствуют природные или дешевые газы, представляющие собой отход производства, применяют паровоздушный генераторный газ, который является основным топливом в стекольной промышленности.

Для отопления стекловаренных печей следует предпочесть светящееся пламя, что дает возможность лучше регулировать их работу. Светящееся пламя дает газ, содержащий углеводороды. Генераторный газ из топлив, богатых летучими (древесины, торфа, бурого угля, пламенных и газовых каменных углей), при постепенном смешении с воздухом дает светящееся пламя. Несветящееся или малосветящееся пламя получается при сжигании генераторного газа из антрацита и кокса.

Имеет значение содержание в газе сернистых соединений.

Большинству стекол при высоких температурах варки наличие сернистых соединений в газах не вредит; чувствительными являются лишь свинцовые и бариевые стекла. Влияние серы, содержащейся в виде SO_2 в продуктах горения, проявляется при более низких температурах: происходит взаимодействие серы с окислами, образующими стекло. Это наблюдается при понижении температуры в машинном канале и выражается в образовании щелоков.

При нагреве пламенем газа, содержащего SO_2 , отдельных изделий на поверхности их образуется матовый налет.

При окислительном пламени действие серы на стекло, повидному, слабее, чем при восстановительном.

Газ, подаваемый в печи, где происходит варка свинцовых и бариевых стекол, должен быть очищен от сернистых соединений. В газе, питающем части ванных печей для студки, машинный канал, отделочные и отжигательные печи, в которых стекло

Основные показатели по топливу, вторичному воздуху и продуктам горения

Показатели	Торф ¹		Торф ²		Торф ²		Торф ²		Подмо- сковный уголь ¹		Подмо- сковный уголь ²		Ка- мен- ный уголь ¹		Ка- мен- ный уголь ²		Ан- тра- цит ¹		Ан- тра- цит ²		Ма- зут ³		Природ- ный са- рагов- ский газ	
	Торф ¹	Торф ¹	Торф ²	Подмо- сковный уголь ¹	Подмо- сковный уголь ²	Ка- мен- ный уголь ¹	Ка- мен- ный уголь ²	Ан- тра- цит ¹	Ан- тра- цит ²	Ма- зут ³	Природ- ный са- рагов- ский газ													
Топливо																								
Влажность в %	25,0	44,0	25,0	44,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	5,5	5,5	5,0	5,0	4,0	—	—								
Зольность в %	2,6	2,2	2,6	2,2	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	12,4	12,4	10,4	10,4	0,1	—	—								
Теплотворная способность (низшая) в кал/кг	3709	2599	3703	2599	2953	2953	2953	2953	2953	6307	6307	6720	6720	9288	—	—								
Выход сухого газа в м ³ /кг	1,88	1,52	1,88	1,52	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	3,38	3,38	4,16	4,16	—	—	—								
Газ																								
Состав(в объемных процентах)																								
H ₂ S	—	—	—	—	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,4	0,4	0,2	0,2	—	—	—								
CO ₂	7,0	11,0	7,0	11,0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	6,0	6,0	5,5	5,5	—	—	—								
C _m H _n	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	—	—	—	—	—								
O ₂	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	—	—	—								
CO	27,0	19,7	27,0	19,7	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	24,0	24,0	27,5	27,5	—	—	—								
CH ₄	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	2,5	0,5	0,5	—	—	—								
H ₂	14,0	13,0	14,0	13,0	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,5	13,5	—	—	—								
N ₂	48,9	53,2	48,9	53,2	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	52,7	52,7	52,6	52,6	—	—	—								
Влажность в г/м ³	215	322	47	47	285	285	285	285	285	63	47	47	47	—	—	—								
Теплотворная способность сухого газа в кал/м ³	1433	1184	1433	1184	1438	1438	1438	1438	1438	1357	1357	1230	1230	—	—	—								
Температура газа у клапана в °С	180	120	35	35	125	125	125	125	125	600	35	550	35	—	—	—								
Смолистые вещества, поступающие в печь																								
Количество на сухой газ в г/м ³	27	25	—	—	23	23	23	23	23	—	—	—	—	—	—	—								
Теплотворная способность на сухой газ в кал/м ³	214	195	—	—	188	188	188	188	188	—	—	—	—	—	—	—								

Продолжение табл. 8

Показатели	Торф ¹		Торф ²		Торф ²		Торф ²		Подмо- сковный уголь ¹		Подмо- сковный уголь ²		Ка- мен- ный уголь ¹		Ка- мен- ный уголь ²		Ан- тра- цит ¹		Ан- тра- цит ²		Ма- зут ³		Природ- ный са- рагов- ский газ	
	Торф ¹	Торф ¹	Торф ²	Подмо- сковный уголь ¹	Подмо- сковный уголь ²	Ка- мен- ный уголь ¹	Ка- мен- ный уголь ²	Ан- тра- цит ¹	Ан- тра- цит ²	Ма- зут ³	Природ- ный са- рагов- ский газ													
Расход воздуха на горение при α=1,2																								
Количество на сухой газ со смолами в м ³ /м ³	1,77	1,51	1,49	1,26	1,77	1,77	1,77	1,77	1,52	2,38	1,45	1,23	1,23	12,7	11,3	—								
Продукты горения																								
Выход влажных продуктов горения на сухой газ в м ³ /м ³																								
Состав в объемных процентах	2,83	2,77	2,34	2,15	2,93	2,93	2,93	2,93	2,38	2,38	2,32	2,08	2,08	13,9	12,3	—								
CO ₂ +SO ₂	14,5	13,5	15,8	15,7	13,3	13,3	13,3	13,3	14,9	14,3	14,5	16,2	16,2	11,0	8,1	—								
O ₂	2,2	1,9	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	3,2	3,2	—								
N ₂	66,5	62,4	71,1	70,8	65,2	65,2	65,2	65,2	72,0	72,0	72,1	72,0	72,0	72,0	72,9	—								
H ₂ O	16,8	22,2	10,9	11,4	19,4	19,4	19,4	19,4	10,9	11,5	11,2	9,7	9,7	13,8	15,8	—								

¹ Неосушенный газ.² Осушенный газ.³ Расчет на 1 кг мазута при паровом распылении.

соприкасается с газами, ориентировочно может содержаться (считая безвредным торфяной газ) не более 1—2 г/м³ H₂S, что соответствует содержанию серы в буром угле 0,7% и в каменном угле 1%. Эти данные требуют подтверждения.

Потребители, работающие при высоких температурах, не ограничивают содержания серы в топливе.

В газе, обогревающем приспособления для обработки стекла, затопки и отколки, содержание сернистых соединений должно быть минимальным.

Для оценки рентабельности газификации различных видов топлива и очистки генераторного газа в табл. 8, 9 приведены состав и показатели по горению и использованию основных топлив, применяемых в стекловаренных печах.

Определение расхода топлива в печной установке произведено по тепловому балансу, из которого подсчитано количество тепла, оставляемое в пламенном пространстве. Это тепло можно считать необходимым.

При составлении таблицы 9 принято, что температура отходящих газов постоянна и равна 1450° и в печи полезно используется приблизительно 30% тепла нагрева горючего газа, поступающего в регенератор.

Принято, что при низкой температуре с неочищенным газом поступает в печь 80% первоначального количества смол.

Данные для газа из древесины аналогичны таковым для торфяного газа.

Наиболее высока температура горения неочищенного каменноугольного и антрацитового газа благодаря высокой начальной температуре газа и малого содержания в нем влаги.

Очевидно, что с учетом ценности улавливаемых продуктов очистка газа в целом во многих случаях оказывается рентабельнее, даже при увеличении расхода топлива.

Теоретическая температура горения очищенного газа значительно ниже, чем неочищенного.

Теоретическая температура горения мазута и природного газа значительно выше, чем газообразного топлива.

Для учета потерь в газогенераторной установке в табл. 9 приведено использование потенциального тепла исходного топлива в потенциальном тепле газа и смолистых веществ, поступающих в печь. Последняя графа таблицы дает использование тепла топлива в установке: газогенератор—печь.

В случае применения осушенного газа расход топлива увеличивается. Однако осушка газа из влажных топлив обуславливает повышение температуры горения, что в ряде случаев является решающим фактором.

Предельная влажность торфа и древесины, при которой в случае удовлетворительной их подготовки можно получить высокий съём стекломассы, составляет 35—40%. Теплотворная способ-

Таблица 9
Эквиваленты и температуры горения различных топлив

Топливо	Потенц. теплота рабочего топлива в кал/м ³	Температура горения (калориметрическая) в °С	Использование тепла ¹ в %				
			В пламенном пространстве		В газогенераторной установке		В установке в целом ²
			всего введенного	потенц. теплоты газа и смол ⁴	потенц. теплоты газа и смол	потенц. теплоты газа и смол + 0,3 теплоты нагрева	
Неочищенный каменноугольный газ, $t^{3,5}=1000^\circ$	1354	2360	41,6	67,7/65,1	78,1	81,1	52,9
Очищенный каменноугольный газ, $t=940^\circ$	1290	2310	40,4	65,0/65,0	72,5	72,5	47,1
Неочищенный антрацитовый газ, $t=1000^\circ$	1165	2360	42,2	69,8/67,2	76,2	79,1	53,2
Очищенный антрацитовый газ, $t=930^\circ$	1165	2300	40,5	64,8/64,8	76,2	76,2	49,3
Неочищенный газ из подмосковного угля, $t=965^\circ$	1200	2250	38,7	63,3/62,6	76,0	76,7	48,1
Очищенный газ из подмосковного угля, $t=945^\circ$	1370	2330	41,6	66,2/66,2	67,3	67,3	44,5
Неочищенный газ из торфа хорошего качества, $t=975^\circ$	1300	2290	40,0	65,0/64,0	83,7	85,0	54,4
Очищенный газ из торфа хорошего качества $t=950^\circ$	1365	2350	41,8	66,2/66,2	72,8	72,8	48,2
Неочищенный газ из торфа с высоким содержанием влаги, $t=960^\circ$	975	2070	33,1	56,7/56,0	81,1	82,1	46,0
Очищенный газ из торфа с высоким содержанием влаги, $t=925^\circ$	1130	2230	37,2	60,4/60,4	69,6	69,6	42,0
Саратовский природный газ, t (воздуха)=1090°	8430	2530	45,7	68,4/68,4	—	—	68,4
Мазут, t (воздуха)=1090° (Wp=4,0%, Ap=0,1%) кал/кг	9300	2550	46,3	68,9/68,9	—	—	68,9

¹ Использованным в пламенном пространстве и установке в целом принято тепло, оставляемое в пламенном пространстве.

² Использование тепла в установке дано в процентах потенциальной теплоты исходного топлива.

³ Потери тепла в регенеративной системе приняты равными 25% количества тепла, оставляемого продуктами горения.

⁴ Правые цифры графы дают использование тепла в процентах количества потенциальной теплоты газа и смол + 0,3 количества теплоты нагрева газа (т. е. эффективного количества тепла).

⁵ Температура газа и воздуха в °С.

ность рабочего газа в этом случае равна 1000—1100 кал/м³ * и дальнейшее снижение ее недопустимо.

В табл. 10 приведены температуры материала и факела пламени в обжигательных печах керамической промышленности.

Таблица 10

Температуры в обжигательных печах керамической промышленности

Изделия	Температура в °С		
	факела	материала	воздуха
Фарфор	1400—1450	1300	В газокамерных и шахтных печах 900—1100°; в туннельных 500—700° и иногда выше
Фаянс	1450—1300	1200	
Шамот	1450—1500	1380	
Динас	1550—1600	1380	
Магнезит	1700—1750	1650	

Генераторный газ является основным топливом туннельных печей. Для камерных печей основным является твердое топливо, которое заменяют генераторным газом.

Из генераторных газов в керамической промышленности применяют паровоздушный. Это однако не исключает возможности применения газа с высокой теплотворной способностью при необходимости достичь высоких температур.

Качество паровоздушного генераторного газа зависит от свойств топлива и характера очистки. Пригодность газа для той или иной тепловой установки огнеупорной промышленности выявляется путем определения его температуры горения.

Сероводород и продукт горения его—сернистый газ оказывают неблагоприятное влияние на глазури вследствие образования сульфата. В свинцовой глазури вначале образуется PbSO₄, который при плавлении глазури разлагается. Обстоятельных опытов в отношении влияния составных частей газа на глазурь не производилось, и в случае применения содержащих серу топлив этот вопрос должен быть исследован. При работе со специальными глазурями может потребоваться очистка газа от сероводорода.

В случае сильного охлаждения продуктов горения в печах возможна конденсация содержащейся в них влаги. Во избежание происходящей при этом коррозии металлических газопроводов принимают специальные меры.

Некоторые виды огнеупорных изделий, как например динасовые и кислотоупорные, в отдельные периоды обжига требуют восстановительной атмосферы. Вопрос о том, насколько газ, содер-

* Зависимость теплотворной способности влажного смолистого газа из древесины и торфа ($Q_{\%}^p$, кал/м³) от их влажности в процентах, примерно, следующая:

$$W^p : 10 : 20 : 30 : 40 : 45 : 50$$

$$Q_{\%}^p : 1390 : 1290 : 1230 : 1120 : 980 : 900$$

жащий мало углеводородов, может обеспечить восстановительное пламя, недостаточно исследован.

Для обжига фарфоровых и шамотных изделий пригодны все виды угольных газов.

Вследствие сильных нарушений режима при чистке и прожиге каналов туннельные печи отапливают очищенным газом. Удобство чистки ходов в газокамерных печах и возможность избежать значительного снижения температуры во время чистки путем засыпки в печь твердого топлива создают благоприятные условия для применения горячего газа. Применение неочищенного каменноугольного или антрацитового газа экономически выгодно и дает возможность упростить технологическую схему газогенераторной станции. Буроугольный, торфяной и дровяной газы обычно подвергают осушке.

Шахтные печи для обжига шамота и сушиллки можно отапливать любым газом; применение горячего газа дает известную экономию в топливе. Печи периодического действия можно перевести на газовое отопление. Однако вопрос о требуемом газе при данной конструкции печи или же о требуемой конструкции печи при данном газе следует решать для каждого отдельного случая.

При обжиге динаса газокамерные печи можно отапливать любым генераторным газом. В туннельных печах для обжига динаса применяется очищенный газ. В газокамерных печах применение каменноугольного газа не подвергнутого мокрой очистке обуславливает уменьшение расхода топлива и упрощение оборудования станции. Это повидимому, должно компенсировать неудобства, связанные с очисткой газоходов. Только в больших установках, при наличии нескольких газокамерных печей, может возникнуть вопрос о необходимости мокрой очистки каменноугольного газа. Вообще же в большинстве случаев динасовые заводы должны обслуживаться центральными станциями с мокрой очисткой газа.

Требования к газу для отопления печей периодического действия для обжига динаса, снабженных рекуператорами удовлетворительной конструкции, повидимому такие же, как и для отопления газокамерных печей.

Обжиг магнезита намертво в шахтных печах производится на жидком топливе, а в трубчатых—на пылевидном. С пылевидным топливом газ не может конкурировать в силу больших потерь в самих газогенераторах (к. п. д. газогенератора—63—90%). Что касается замены жидкого топлива в шахтных печах, то, как показывают расчеты, она возможна лишь в случае достаточно высокой теплотворной способности газа.

Трубчатые печи для обжига каустического магнезита и печи для обжига кислотоупорных и канализационных изделий можно отапливать любым газом вследствие низкой температуры обжига.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

Сущность процесса газификации

Полное превращение горючей части твердого топлива в газообразное путем воздействия на него кислорода в условиях высоких температур называется газификацией, а получаемый газ — генераторным газом.

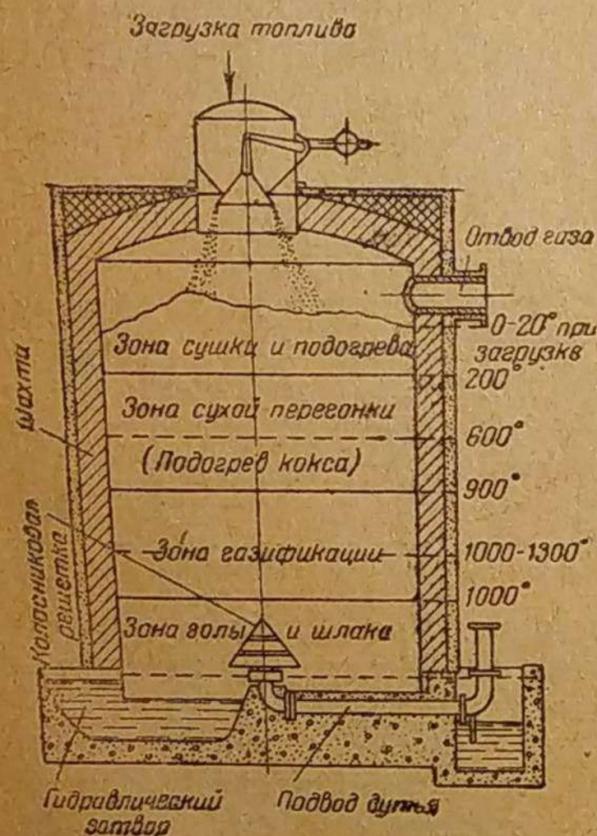


Рис. 1. Распределение зон в газогенераторе (справа указана температура поверхности топлива).

Газ отводят над слоем топлива. В некоторых конструкциях дутье подводят в верхней части слоя топлива или над ним, а газы отводят из нижней части газогенератора. Иногда дутье подается в горизонтальном направлении. При подводе дутья снизу (газогенераторы с восходящим движением газов, газогенераторы с проти-

воточным движением газов и топлива газогенераторы «прямого процесса») процесс протекает следующим образом. Загружаемое в газогенератор топливо постепенно опускается, подогреваясь током поднимающихся газов и вначале подсушивается.

Если топливо богато летучими, то при дальнейшем нагревании из него выделяются продукты сухой перегонки: газы, пары смол, уксусная кислота, влага разложения. Остающийся кокс, опускаясь ниже, реагирует с кислородом поднимающихся воздуха и водяного пара (или иного дутья) и образуются горючие газы. Получаемый генераторный газ в более высоких слоях смешивается с продуктами сухой перегонки и влагой топлива.

Если дутье подается сверху, а газ отводится снизу (газогенераторы с нисходящим движением газов, газогенераторы с прямоточным движением газов и топлива газогенераторы «обратного процесса») влага топлива и продукты перегонки его движутся вниз вместе с газами дутья и участвуют в процессах газификации.

В результате газификации от топлива остаются остатки — зола, шлак и недогар, которые лежат на колосниках и периодически или непрерывно удаляются.

В соответствии с изменениями, происходящими с топливом, в газогенераторе, различают следующие зоны:

- 1) подсушки топлива,
- 2) сухой перегонки топлива,
- 3) реакционную или газификации (часто подразделяемую на зоны окисления и восстановления),
- 4) золы и шлака.

В зоне газификации получается собственно генераторный газ, смешивающийся с продуктами сухой перегонки и влагой топлива. В зависимости от характера газифицирующей среды (дутья) различают:

- 1) воздушный газ — при подаче воздуха,
- 2) водяной газ — при подаче водяного пара,
- 3) паровоздушный (смешанный) газ — при подаче паровоздушной смеси,
- 4) парокислородный газ — при подаче парокислородной смеси,
- 5) регенеративный газ — при подаче углекислоты.

Парокислородный и регенеративный газы получают сравнительно редко.

Характер протекающих процессов газификации определяется совокупностью физико-химических и технических факторов: температурой, давлением, составом газов, величиной кусков, реакционной способностью, спекаемостью топлива, плавкостью золы, равномерностью распределения газов по сечению газогенератора и т. п.

В табл. 11 приведены данные, характеризующие газы, входящие в состав генераторного газа и продуктов его горения.

Таблица 11

Молекулярный вес, объемный вес и теплотворная способность газов

Наименование газов	Химическая формула	Молекулярный вес	Объемный вес в кг/м ³	Теплотворная способность (низшая)	
				кал/кг моль	кал/м ³
Водород	H ₂	2,016	0,0898	57801	2579
Кислород	O ₂	32,000	1,429	—	—
Азот	N ₂	28,016	1,251	—	—
Оксид углерода	CO	28,01	1,250	67650	3018
Углекислота	CO ₂	44,01	1,977	—	—
Метан	CH ₄	16,04	0,717	191902	8563
Этилен	C ₂ H ₄	28,05	1,260	314200	14018
Этан	C ₂ H ₆	30,06	1,356	341310	15227
Сероводород	H ₂ S	34,09	1,539	123920 ¹	5530 ¹
Сернистый ангидрид	SO ₂	64,07	2,927	—	—
Водяной пар	H ₂ O	18,016	0,874	—	—
Воздух	—	28,853	1,293	—	—

¹ При сгорании в H₂O и SO₂

Зона подсушки

Подсушка топлива в газогенераторах с восходящим движением газов осуществляется за счет тепла генераторного газа. Чем больше влаги в топливе, тем ниже температура выходящего газа. Чем крупнее топливо, тем больше времени требуется для его подсушки. При большой влажности и крупнокусковом топливе зона подсушки высока. Недостаточные размеры газогенератора или большая интенсивность при газификации крупного и влажного топлива вызывают ухудшение качества газа вследствие поступления большого количества влаги топлива в зону газификации.

В газогенераторах с нисходящим движением газов подсушка происходит за счет тепла, выделяющегося при окислении топлива. Влага целиком поступает в зону газификации и участвует в протекающих в ней процессах. Поэтому в газогенераторах с нисходящим движением газов предельно допустимая влажность топлива значительно ниже, чем в газогенераторах с восходящим движением газов.

Зона сухой перегонки

Состав, свойства и количество выделяющихся продуктов зависят от природы топлива и условий сухой перегонки. Вообще, продукты сухой перегонки состоят из: паров воды, углекислоты, тяжелых углеводородов (главным образом этилена), метана, водорода, окиси углерода, паров смол, уксусной кислоты, древесного спирта, азота, аммиака, сероводорода. Вначале выделяются влага и окислы углерода, а затем углеводороды, метан.

Молодые топлива (дрова и торф) выделяют при сухой перегонке значительное количество CO₂. Поэтому при газификации молодых топлив в генераторном газе содержится значительное количество CO₂.

Уксусная кислота и древесный спирт выделяются при сухой перегонке древесины и торфа.

Сероводород получается в результате разложения органической массы угля, пирита, содержащегося в угле, и взаимодействия получающихся продуктов с H₂ и H₂O.

Метан получается в результате разложения топлива и смол, взаимодействия углерода топлива с H₂, а также взаимодействия различных газов, входящих в состав генераторного газа или газа сухой перегонки.

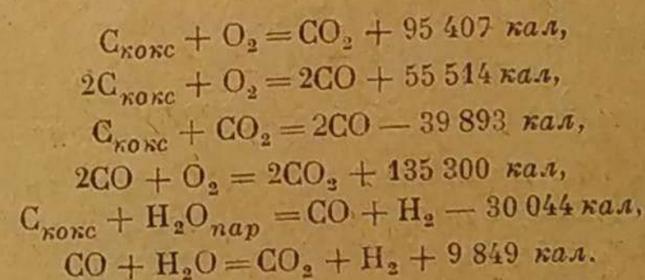
В газогенераторах с восходящим движением газов продукты сухой перегонки примешиваются к генераторному газу и повышают его теплотворную способность. Наличие в продуктах сухой перегонки тех или иных веществ может в значительной мере влиять на свойства и ценность генераторного газа и на способы его очистки.

В газогенераторах с нисходящим движением газов продукты сухой перегонки вместе с газами дутья движутся в зону газификации, нагреваясь и разлагаясь.

Зона газификации

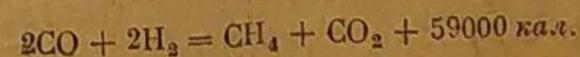
Зоной газификации, или реакционной, называется зона высоких температур в газогенераторе, в которой со значительной интенсивностью протекают реакции взаимодействия газов и водяного пара дутья с раскаленным углеродом и другими составными частями топлива, а также реакции между получающимися газами.

В зоне газификации протекают следующие основные реакции:



В зоне газификации могут также протекать реакции образования NH₃, H₂S и SO₂. Что касается метана, то в обычных условиях газификации, при атмосферном давлении, образованием его в зоне газификации можно пренебречь. В случае газификации при высоких давлениях содержание метана значительно возрастает.

Можно принять следующую реакцию образования метана:



Увеличению выхода метана благоприятствуют низкие температуры и повышенное давление, что используется в специальных конструкциях газогенераторов.

При нисходящем движении газов в зоне газификации дополнительно протекают процессы разложения летучих веществ и их взаимодействия с газами дутья и продуктами газификации.

Зона золы и шлака

В зоне золы и шлака догорает небольшое количество углеродистого остатка топлива, и теплота нагрева шлака отдается газам дутья.

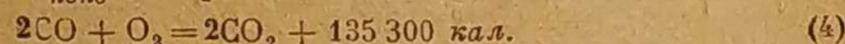
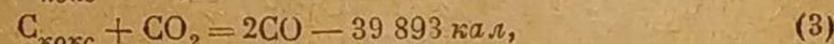
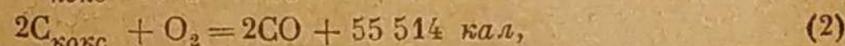
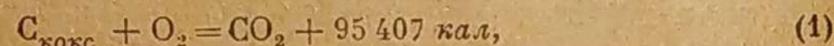
Шлаковая подушка в известной степени распределяет дутье и поэтому ее форма и размеры, а также размер кусков шлака, влияют на распределение дутья по сечению газогенератора. В то же время, свойства и размер шлаковой подушки зависят от распределения по сечению и размеров кусков топлива, распределения дутья, равномерности удаления шлака по сечению шахты и режима газогенератора.

При слишком толстой шлаковой подушке трудно равномерно удалять шлак, и сопротивление проходу газов велико.

При слишком тонкой шлаковой подушке ухудшается распределение газов и возникает опасность прогара решетки. Чем меньше диаметр решетки, тем больше должна быть высота слоя шлака над головкой решетки. Обычно она составляет 100—250 мм.

Воздушный газ

Воздушный газ получают при подаче в газогенератор чисто воздушного дутья. В зоне газификации протекают следующие реакции:

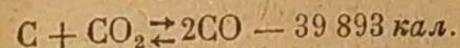


Таким образом, в системе углерод—кислород в результате горения углерода могут получиться CO и CO₂, первая при избытке углерода, вторая—при избытке кислорода.

Процесс горения углерода очень сложен. При горении его происходят три процесса: поступление кислорода к поверхности углерода за счет диффузии, соединение кислорода с углеродом на его поверхности (первичная реакция) и изменение продуктов сгорания в газовой среде и на поверхности углерода при их попадании на его поверхность. Согласно современным взглядам, при воздействии кислорода на углерод одновременно происходит образование CO и углеродно-кислородного комплекса, разлагающегося на CO и CO₂. При нормальном давлении и температуре

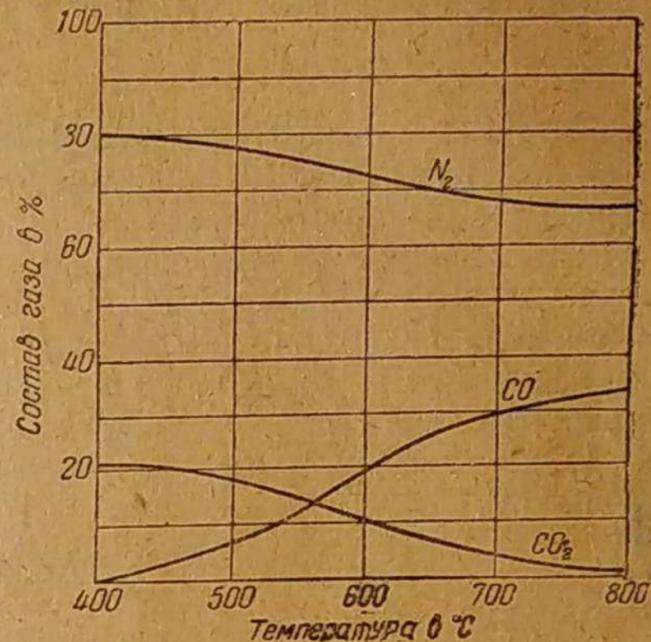
выше 700—800° увеличивается значение непосредственного окисления углерода в CO. Состав получаемых газов меняется в результате протекания вторичных процессов по реакциям (3) и (4).

Большое значение имеет обратимая реакция:



Условия протекания ее определяются температурой и давлением. С повышением температуры и понижением давления равновесие смещается в сторону образования CO. Константа равновесия реакции (3):

$$K_p = \frac{P^2_{CO}}{P_{CO_2}} \quad (5)$$



На рис. 2 приведены составы равновесной смеси газов при различных температурах. Чем выше температура, тем быстрее протекает процесс восстановления CO₂ в CO.

Рис. 2. Равновесные составы воздушного газа.

На процессы взаимодействия CO₂ и O₂ с углеродом каталитическое влияние оказывают металлы, их соли и окислы. «Молодые» топлива дают после сухой перегонки более активный остаток, чем «старые», как это видно из рис. 3.

Повышению активности топлива способствует перегонка его при более низких температурах. Новейшие исследования процесса газификации показали, что в условиях работы обычных газогенераторов восстановление CO₂ не лимитирует процесса газификации.

При получении воздушного газа за счет воздушного дутья реакции имеют следующий вид:

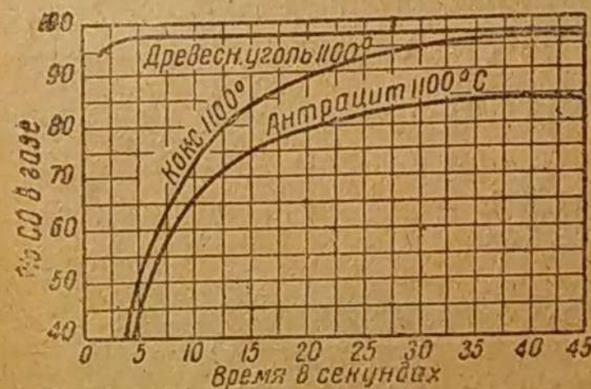
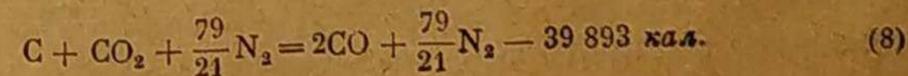
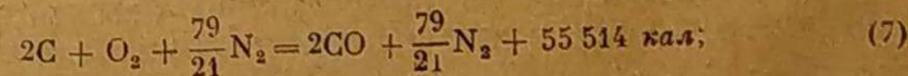
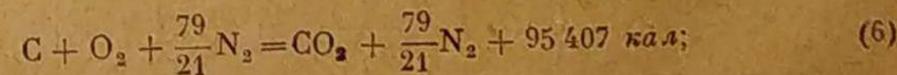


Рис. 3. Восстановление CO₂ различными топливами.

Состав воздушного газа, получаемого по реакции (7):

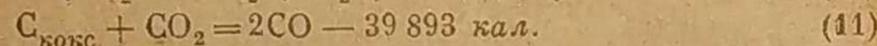
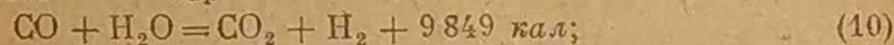
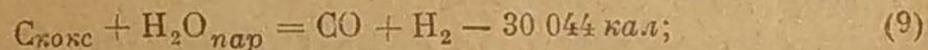
$$\text{CO} = \frac{2}{2 + \frac{79}{21}} 100 = 34,7\% \text{ и } \text{N}_2 = \frac{\frac{79}{21}}{2 + \frac{79}{21}} 100 = 65,3\%.$$

Теплотворная способность газа 1050 кал/м^3 .

Исследования и опыт показывают, что для получения воздушного газа хорошего качества и достижения высокой производительности газогенератора температура раскаленного слоя должна быть высока, поверхность его развита и газы должны равномерно и интенсивно обтекать куски топлива. Слой топлива, находящийся над зоной газификации, служит теплообменником—поток газов отдает ему свое тепло. Чем влажнее и крупнее топливо, тем больше должна быть высота его для достаточной отдачи тепла от газов к топливу.

Водяной газ

Водяной газ получают при подаче в газогенератор водяного пара. Между паром и углеродом и между получающимися газами в реакционной зоне протекают следующие реакции:



Взаимодействие углерода с водяным паром протекает с поглощением тепла. При повышении температуры получается меньше CO_2 . Повышение давления препятствует разложению водяного пара.

Константа равновесия реакции (10), называемой реакцией водяного газа

$$K_p = \frac{P_{\text{CO}} P_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{CO}_2} P_{\text{H}_2}} \quad (12)$$

в зависимости от температуры имеет следующие значения:

С°	660	800	986	1100	1200	1290	1400	1600
$K_p = \frac{P_{\text{CO}} P_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{CO}_2} P_{\text{H}_2}}$	0,372	0,916	1,57	1,972	2,35	2,66	3,076	3,802

Если газогенераторный процесс, протекает в условиях каталитического воздействия топлива и при температурах выше $950-1000^\circ$, величина отношения $\frac{P_{\text{CO}} P_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{CO}_2} P_{\text{H}_2}}$ приближается к соответствующему значению K_p .

При получении водяного газа могут также протекать реакции образования CH_4 .

На рис. 4 приведены кривые, характеризующие равновесный состав водяного газа при давлении 1 ат. В действительности

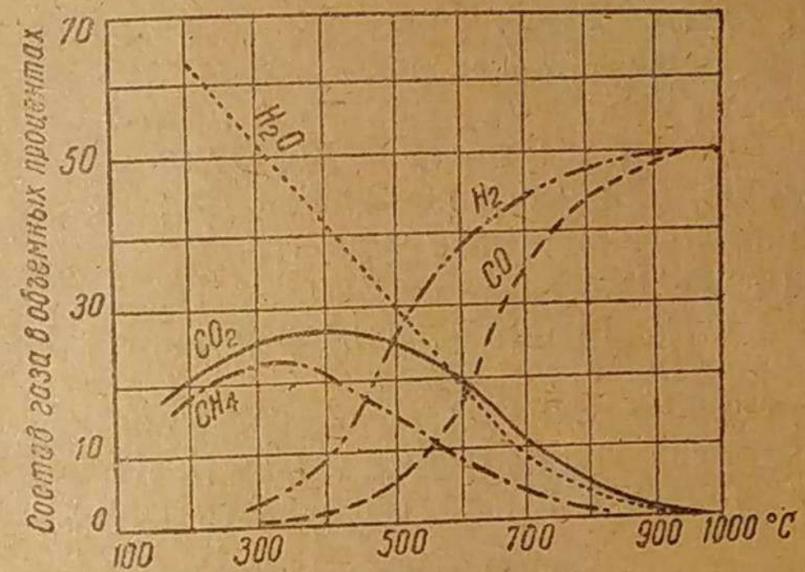


Рис. 4. Равновесные составы водяного газа,

при обычных условиях ведения процесса равновесие не успевает установиться. При низких температурах состав газа сильно отличается от равновесного.

При получении водяного газа имеют большое значение температура и условия обтекания газами кусков топлива. Для повышения производительности нужно поднимать температуру, чтобы процесс разложения шел достаточно быстро. Влияние температуры и свойств топлива характеризуется данными рис. 5.

Водяной газ содержит, главным образом, CO и H_2 , а также небольшие количества CO_2 , N_2 и CH_4 .

Водяной газ, содержащий мало балласта, является ценным топливом. Он также широко применяется в качестве сырья в химической промышленности.

Так как процесс получения водяного газа идет с поглощением тепла, он может быть непрерывным только при постоянном подводе тепла извне. Практически установки водяного газа работают таким образом, что в первый период в газогенератор вдувается воздух (горячее дутье) и температура слоя

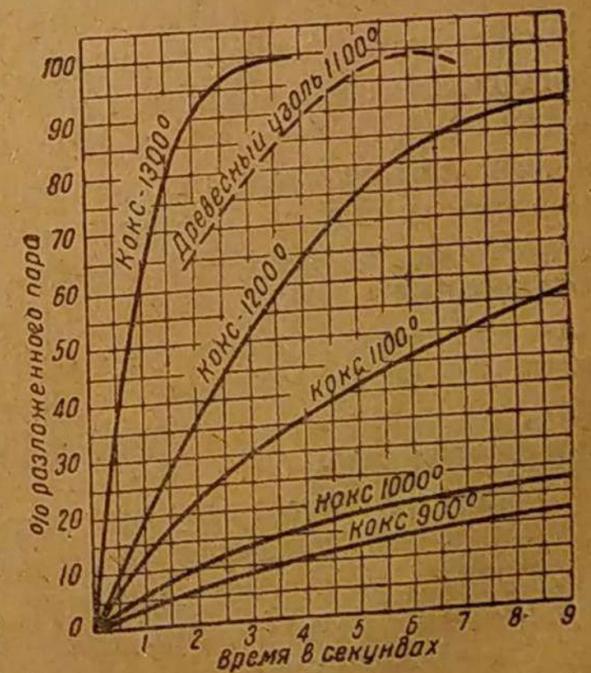


Рис. 5. Влияние температуры и свойств топлива на разложение водяного пара.

повышается за счет сгорания углерода в CO_2 и CO . В следующий период в газогенератор подается пар (газование) и получается водяной газ. Температура слоя топлива постепенно падает, а количество разлагаемого пара и получаемого водяного газа уменьшается. Когда дальнейшее вдувание водяного пара становится невыгодным, переходят к горячему дутью. В процессе горячего дутья, в отличие от процесса получения воздушного газа, стремятся получить как можно больше CO_2 , чтобы выделить в газогенераторе максимальное количество тепла и свести до минимума унос тепла с продуктами горения. Для этого воздушное дутье производят при сравнительно невысоких температурах.

Имеются специальные конструкции газогенераторов, в которых получение водяного газа идет непрерывно за счет введения дополнительного тепла.

Для получения водяного газа обычно применяют топлива, содержащие мало летучих (антрацит, кокс и полукокс) во избежание излишних потерь в период воздушного дутья.

Паровоздушный газ

Паровоздушным (смешанным) называют газ, получающийся при вдувании в газогенератор воздуха с добавкой водяного пара.

Теплотворная способность воздушного газа низка вследствие высокого содержания в нем азота. При получении его в газогенераторе развиваются очень высокие температуры, вызывающие плавление золы, а следовательно, ухудшение распределения дутья и значительные потери горючего в провале. Высокая температура воздушного газа обуславливает излишние потери, так как не всегда теплоту нагрева газа можно использовать.

Для уменьшения шлакования и повышения теплотворной способности газа за счет снижения его теплоты нагрева, к воздушному дутью добавляют водяной пар. При этом наряду с реакциями образования воздушного газа протекают реакции получения водяного газа, понижающие температуру в зоне газификации. Теплотворная способность паровоздушного газа выше, чем чисто воздушного, так как в нем содержится больше CO и H_2 за счет уменьшения содержания N_2 .

Таким образом, получение паровоздушного газа дает возможность понизить температуру зоны газификации по сравнению с температурой, развивающейся при получении воздушного газа, и повысить теплотворную способность газа.

Чем выше температура в зоне газификации, интенсивнее и равномернее обтекание газами кусков топлива и чем больше поверхность соприкосновения газов и топлива, тем полнее разложение H_2O и CO_2 , меньше содержание балласта в газе, выше теплотворная способность газа и интенсивность газификации. Количество вводимого пара составляет 400—600 г на 1 кг нелетучего углерода.

Введение излишнего количества водяного пара вызывает понижение температуры зоны газификации, ухудшение качества

газа, уменьшение количества разлагаемых CO_2 и водяного пара и понижение производительности газогенератора. Легкоплавкость золы иногда вынуждает вводить большие количества пара для уменьшения шлакования. Необходимость в бесперебойной работе газогенератора может оказаться важнее, чем получение хороших показателей по газу. Большие количества влаги поступают в зону газификации также с очень влажным крупнокусковым топливом и при обратном движении газов. В случае отсутствия шлакования и ведения газогенераторного процесса при высоких температурах содержание в газе CO_2 и H_2O снижается до минимума.

На рис. 6 приведены данные исследования газогенератора паровоздушного газа диаметром 3 м с вращающейся решеткой и охлаждающим кожухом при газификации кокса. Справа показаны распределение температур по высоте шахты, состав и теплотворная способность газа и количество газифицированного кокса в кг/час. В полном соответствии с другими работами установлено, что ни в одной точке зоны газификации не достигается полного равновесия. На высоте, равной, примерно, половине высоты слоя топлива, состав газа практически устанавливается окончательно и выше происходят только подсушка и подогрев топлива. Испытание показало, что в газогенераторе углерод топлива не сгорает в CO_2 , с последующим восстановлением ее до CO , а происходит одновременное сгорание углерода в CO_2 и CO . При движении вверх CO_2 частично восстанавливается до CO . Исследование подтвердило бессмысленность увеличения высоты слоя топлива для повышения производительности газогенератора и достаточность повышения скорости газа для достижения этой цели.

Иные виды генераторных газов

Регенеративный газ получается при использовании в качестве дутья углекислоты. Действие углекислоты такое же, как водяного пара, и поэтому процесс можно вести аналогично процессу

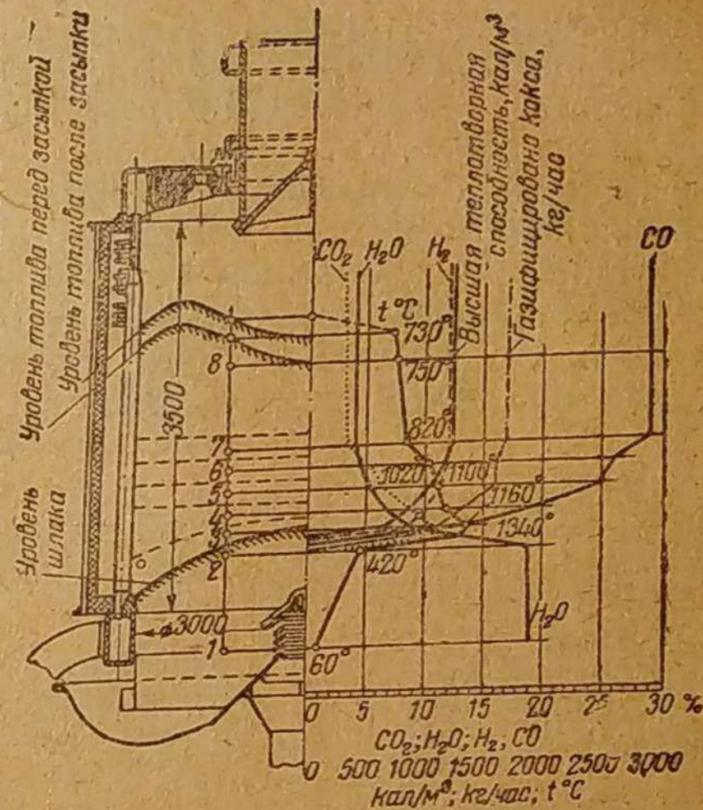


Рис. 6. Изменение состава газа по высоте слоя топлива в газогенераторе: 1—7—положение точек замеров; $t^\circ\text{C}$ —измеренная температура; CO_2 , CO , H_2 и H_2O —составные части газа в процентах.

получения водяного газа. Углекислоту можно вводить также в виде добавки к кислороду или воздушному дутью с целью обогащения газа, или в виде отходящих газов печных установок, что дает возможность использовать теплоту их нагрева, но понижает теплотворную способность газа вследствие наличия в них азота.

Парокислородный газ получают при подаче в газогенератор кислорода со значительной добавкой пара. Получающийся газ имеет высокую теплотворную способность. Пар вводится для понижения температуры в газогенераторе и получения водорода. При газификации под высоким давлением на парокислородном дутье получают газ с большим содержанием метана и высокой теплотворной способностью. Увеличение давления способствует образованию газов, молекулы которых состоят из большого количества атомов, т. е. образование которых идет с уменьшением объема. Применительно к условиям газогенераторного процесса имеет значение увеличение содержания в газе CO_2 и CH_4 с повышением давления. Углекислота является балластом, но ее можно легко удалить промывкой газа, находящегося под высоким давлением.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ОТ СВОЙСТВ ТОПЛИВА

Успешность процесса газификации и состав получаемого газа зависят от свойств топлива. Наибольшее значение имеют следующие свойства топлива: размер кусков, влажность, содержание и свойства золы, свойства топлива при нагревании и реакционная способность коксового остатка.

Размер кусков

Для быстрого прогрева топлива и протекания реакций газификации, топливо, загружаемое в газогенератор, должно иметь достаточно большую поверхность и, следовательно, его необходимо измельчить.

Мелкие куски топлива, имеющие большую поверхность соприкосновения с газами, газифицируются и нагреваются быстрее, чем крупные. Поэтому при мелком топливе работают с низким слоем топлива, а при более крупном — с высоким.

Однородность размера кусков топлива имеет большое значение. При газификации топлива неоднородного по размеру кусков небольшие куски успевают прогазифицироваться, а крупные доходят до колосников, не выгорев полностью.

При большой неоднородности кусков топливо неравномерно распределяется по сечению, что вызывает неравномерное распределение дутья, образование прогаров и шлакование.

Работа с очень мелким топливом затруднительна, так как оно оказывает большее сопротивление движению газов и возникает необходимость в повышении давления дутья, следствием чего являются ухудшение распределения дутья по сечению, образование прогаров, шлакование и большой унос мелких частиц. Аналогичное неудобство возникает в случае распада топлива при нагревании.

Особенно неблагоприятна примесь в топливе значительного количества пыли, закупоривающей промежутки между крупными кусками, ухудшающей распределение газов по сечению и частично уносящейся с газами. Очень мелкое топливо и пыль могут образовать в слое плотные участки, непроницаемые для газов.

На многих установках не удалось получить высоких показаний

телей в отношении производительности и качества газа из-за применения рядового топлива или вследствие того, что топливо оказывалось непрочным и получалось много мелочи при транспортировании его или при нагреве в газогенераторе.

По указанным причинам нормируют размер кусков топлива и содержание в нем мелочи. В отдельных случаях также нормируют прочность топлива.

Применение рядовых углей или торфа с высоким содержанием мелочи следует считать нецелесообразным, а во многих случаях недопустимым.

Топлива, распадающиеся при нагревании, нельзя газифицировать в газогенераторах обычных конструкций. Такими топливами являются торф-«пересушка» (просушенный после размораживания торф), некоторые сорта антрацитов (егоршинские и др.) и бурых углей.

Дрова газифицируют в виде поленьев длиной в 1,5; 1; 0,71 (аршинка) и 0,5 м (швырок) и более мелких кусков. Для увеличения интенсивности газификации и возможности механизировать транспорт древесины измельчают: дрова — в щепу дробилками, а отходы лесного и лесопильного хозяйства — пни, хворост, сучья, решетину, горбыли — на мелкие куски (специальными ножницами).

Торф вполне успешно газифицируют в виде кирпичей размером 250—300 × 100—120 × 65—70 мм. Содержание мелочи в нем не должно превышать 12—15% и он должен иметь достаточную прочность. Гидроторф значительно менее прочен, чем машиноформованный, что ухудшает показатели газификации.

Бурые и каменные угли, антрацит и кокс газифицируют в кусках размером 12—75 мм. Желательны возможно более близкие пределы размеров кусков, например 12—25, 25—50 мм и т. д. С успехом газифицируют и некоторые более мелкие сорта антрацитов, например АС (6—12 мм), не распадающиеся и не засоренные пылью. Неоднородное по размеру кусков (плохо сортированное или легко распадающееся) топливо подвергают грохочению, а крупное — дробят. В целях использования непрочных местных топлив и продуктов их коксования в последние годы созданы специальные конструкции газогенераторов для газификации пыли и мелкозернистого топлива, одновременно разрешающие и другую важную задачу — создание газогенераторов большой производительности.

Газификация мелкозернистого и пылевидного топлива позволяет значительно удешевить стоимость газа. Имеется и другой (более дорогой) способ использования подобных топлив, а именно — брикетирование мелочи.

Влажность

Влага топлива является балластом, но при содержании до известных пределов она не оказывает неблагоприятного влияния на процесс газификации.

При очень влажном топливе значительная часть тепла под-

нимающихся газов затрачивается на его подсушку. Получающийся газ имеет низкую температуру, а подсушиваемое топливо занимает значительный объем. Если не увеличить размеры газогенератора, зона подсушки возрастает за счет зоны газификации, и процесс газификации ухудшается — в газе появляется много неразложившихся углекислоты и водяного пара. Если тепла поднимающихся газов нехватает для испарения влаги и удаления смол, они конденсируются в верхней части газогенератора. При этом промежутки между кусками топлива закупориваются и работа газогенератора ухудшается. Температура газа обычно должна быть не ниже 75—80°.

Влажные топлива газифицируют в повышенном слое.

При большой влажности топлива и сильном охлаждении газа в газогенераторе приходится снижать слой, чтобы получить газ худшего качества, но с более высокой температурой во избежание заглужения газогенератора. Ухудшения работы газогенератора можно избежать путем подсушки топлива.

Имеется предел влажности топлива, допустимый при газификации. Для получения газа удовлетворительного качества влажность топлива не должна превышать 40—45%, считая на беззольное топливо. При получении водяного и двойного водяного газа влажность топлива должна быть намного меньше во избежание значительного увеличения потерь и ухудшения процесса газификации.

Ограничение влажности топлива имеет практическое значение для древесины, торфа и некоторых сортов бурого угля.

В случае использования потребителем неосушенного газа, влага, попадая в печное пространство, понижает температуру горения и уносит тепло с отходящими газами.

Зольность и свойства золы

Зола является балластом, уносящим некоторое количество тепла из газогенератора. Температура в зоне газификации высокая. Недостаточно тугоплавкая зола плавится, обволакивает куски топлива, препятствуя их выжигу, и образует крупные комья шлака, вызывающие неравномерное распределение дутья по сечению. Шлак разъедает футеровку газогенератора и приваривается к ней.

Для достижения высокой производительности газогенератора и получения хорошего газа температура в зоне газификации должна быть высокой. В газогенераторах с кусковым золоудалением этого можно достичь лишь при газификации топлив с достаточно тугоплавкой золой.

Плавкость золы (температуры начала деформации, размягчения и плавления) определяется в полувосстановительной среде. Ориентировочно можно считать, что температуры плавления выше 1250, 1150—1250 и 1000—1150° позволяют характеризовать золу как, соответственно, тугоплавкую, среднеплавкую и легкоплавкую.

Для оценки золы имеет значение также ее содержание в топливе, состав и структура, так как зола не является однородным веществом. Повышение содержания в топливе тугоплавкой золы до 30—40% вызывает, главным образом, увеличение потерь с горючим в провале.

При содержании среднеплавкой золы более 15—20% и легкоплавкой более 10%, считая на сухое вещество, процесс газификации значительно ухудшается. Эксплуатация газогенераторов затрудняется, качество газа понижается, а потери в провале увеличиваются.

Повышение содержания золы и понижение ее плавкости сильнее сказывается на показателях работы газогенераторов с ручным золоудалением, чем газогенераторов с механическим золоудалением.

Устройство охлаждающих кожухов позволяет избежать приплавания шлака к стенкам газогенераторов и в известной степени уменьшает шлакование.

Образующиеся в газогенераторе комья шлака или шлаковые своды разрушают шуровкой вручную, а также вращающимися решетками.

При значительном содержании в топливе легкоплавкой золы применяют газогенераторы с выпуском жидкого шлака.

Иногда зола обладает свойством образовывать с водой цементобразную массу, от которой трудно очищать гидравлический затвор. В некоторых случаях она бывает гигроскопична и пропитывается водой вплоть до раскаленного слоя, понижая температуру последнего. Во избежание вредных последствий при подобных неблагоприятных свойствах золы применяют сухие затворы.

При содержании золы в топливе выше 40% в газогенераторах с твердым золоудалением трудно поддерживать требуемый режим.

Древесина содержит всего 0,3—2% тугоплавкой золы. Повышение зольности древесного топлива и легкоплавкость золы вызываются загрязнением дров песком и илом, например при доставке сплавом.

Зольность торфяного топлива различна. Содержание золы (A°) в газифицируемых сортах не превышает 10—12%. Торфяная зола часто бывает легкоплавкой.

Зольность бурых углей СССР, применяемых для газификации, значительная—15—20%.

Газифицируемые каменные угли, антрациты и кокс имеют зольность 8—20%, реже—более высокую.

Из топлив, намечаемых для газификации, наибольшую зольность (40—50%) имеют сланцы. Зола их часто легкоплавка, вследствие чего их предполагается газифицировать в газогенераторах с жидким шлакоудалением. Требуемые свойства шлака—определенный состав, легкоплавкость и др.—достигаются добавлением флюсов.

Свойства при нагревании

Чем моложе топливо, тем больше выход летучих, которые обладают высокой теплотворной способностью и обогащают газ.

Из газообразных продуктов сухой перегонки большое значение имеет метан. Он обладает высокой теплотворной способностью и в ряде случаев значительно обогащает генераторный газ. При обычных условиях газификации содержание метана в газе из топлив, богатых летучими, не превышает 2,5—3,5%. Только при газификации под высоким давлением метан может образоваться в значительном количестве. Содержание тяжелых углеводородов, выделяющихся при сухой перегонке топлив, богатых летучими, обычно не более 0,3—0,7%.

Топлива, богатые водородом, при сухой перегонке выделяют значительное количество свободного водорода. Содержание его в газе из древесины и торфа при воздушном дутье доходит до 14%.

Топлива, богатые кислородом (древесина, торф), при сухой перегонке выделяют значительное количество углекислоты и окиси углерода. Углекислота газов сухой перегонки является балластом, но не свидетельствует о неудовлетворительном ходе процесса, так как она выделяется в верхних холодных слоях топлива и не может быть разложена.

В числе газообразных продуктов сухой перегонки в газе могут содержаться сероводород и аммиак. Сероводород при сгорании выделяет довольно значительное количество тепла, но обычно, считается вредной примесью.

При очистке газа от сероводорода можно выделить и уловить серу, представляющую собой ценный побочный продукт.

В продуктах сухой перегонки топлив, содержащих азот, имеется аммиак. Больше азота содержат угли и низинные торфа. В зоне сухой перегонки газогенератора, при нагреве выше 350° из топлива выделяются смолистые вещества и весьма значительная часть прочих парообразных и газообразных летучих.

Уловленные смолистые вещества представляют собой ценный побочный продукт. В зависимости от скорости подъема и конечной температуры перегонки, а также от размера кусков топлива (условий прогрева), получают различные продукты, в особенности смолы. При низких температурах перегонки получают более ценную первичную смолу.

Поэтому, при улавливании смолы газогенератору придают специальную конструкцию и создают в нем соответствующий режим. Практическое значение это имеет для древесины и торфа. Для газификации этих топлив в больших установках с улавливанием смолы применяют газогенераторы со швельшахтой.

Смолистые вещества, как и другие продукты сухой перегонки, обогащают газ и придают пламени светимость.

Выход смол из древесины, в особенности мелкой, и из торфа очень высок. Вообще, при газификации он составляет 40—80% вы-

хода в алюминиевой реторте Фишера и для влажных и мелкокусковых топлив, а также при медленном нагреве приближается к верхнему пределу.

Бурые угли содержат много летучих, а в большинстве случаев и смол. Некоторые бурые угли, например богословские, райчихинские, сулюктинские, не выделяют смол или выделяют их в небольшом количестве.

Выход смол из каменных углей повышается с увеличением содержания летучих.

Топлива, содержащие мало летучих (тощие каменные угли, антрацит), не выделяют смол. Вода, использованная для промывки газа из этих топлив, не содержит фенолов.

В табл. 12 приведены ориентировочные данные о выходе смол при газификации различных топлив.

Таблица 12

Выход смол при газификации топлив

Топливо	Выход смол (в % веса горючей массы)
Крупные дрова	7—10
Щепа	9—15
Торф в виде брикетов	7—12
Челябинский бурый уголь	4—6
Подмосковный » »	5—8
Богословский » »	0,5—1
Черновский » »	6
Ленгеровский » »	3
Шоптыкульский » »	3
Сулюктинский » »	0
Райчихинский » »	1
Донецкий каменный уголь марки Г	3—5
» » » » Д	3—6
Черемховский каменный уголь	5
Прокопьевский » »	1—1,5
Журинский » »	5,5—8
Тквибульский » »	8
Кизеловский » »	6
Араличевский » »	0
Хумаринский » »	5

Иногда наличие смолистых веществ в газе может препятствовать использованию его, так как смолистые вещества засоряют газопроводы, клапаны, горелки и нагреваемый материал. В таких случаях газифицируют бессмольные топлива, очищают газ от смолы и применяют газогенераторы с разложением смолы.

К числу ценных продуктов сухой перегонки относится уксусная кислота, которая содержится в продуктах сухой перегонки древесины и торфа. В новейших газогенераторных установках предусматривается ее улавливание. При газификации, считая на горючую массу, древесина выделяет 0,8—0,9% метилового спирта, 2,5—4,5% уксусной кислоты и небольшое количество альдеги-

дов, кетонов и эфиров. Для торфа выход уксусной кислоты 1—1,5%.

Некоторые данные о составе выделяющихся соединений приведены в табл. 14.

Уксусная кислота содержится в газе в парообразном состоянии. Точка росы ее очень низка, но в присутствии водяного пара она выделяется одновременно с ним при температуре, значительно превышающей точку росы. Поэтому при желании избежать выделения уксусной кислоты поддерживают температуру газов выше точки росы по водяному пару.

Очень большое значение имеют свойства коксового остатка топлива. Если кокс топлива распадается при нагревании, процесс газификации ухудшается. Поэтому, сильно распадающиеся угли смешивают со спекающимися.

Неблагоприятно отражается на процессе газификации также сильное спекание топлива. Оно вызывает образование спекшейся массы, которая препятствует прохождению газов и обуславливает образование сильных прогаров. Слабо спекающиеся угли при обычном ходе газогенератора слипаются в массу, препятствующую уносу с газом мелких частиц угля и в то же время легко раздробляемую с помощью шуровки. Раздробленные, достаточно прочные куски попадают в нижнюю часть слоя.

Длиннопламенные угли спекаются в высоком слое, а угли марок Г и СС также и в низком.

Даже при газификации слабо спекающихся сортов каменных углей (газовых) приходится очень сильно шуровать поверхность слоя топлива, чтобы достичь равномерного прохождения газов по сечению газогенератора. Поэтому, для газификации спекающихся топлив применяют газогенераторы с автоматическими шуровочными приспособлениями, в которых поверхность слоя подвергается шуровке автоматическим ломом или мешалкой. Сильно спекающееся топливо смешивают с неспекающимся; в противном случае оно непригодно для газификации.

Реакционная способность коксового остатка

Высокая реакционная способность кокса обуславливает и большую производительность газогенератора и лучшее качество газа. Топливо с большей реакционной способностью кокса при более низкой температуре газификации дает тот же результат, что и топливо с меньшей реакционной способностью кокса при более высокой температуре.

Реакционная способность коксового остатка молодых топлив (древесины, торфа и бурого угля) выше, чем старых. Большое влияние на нее оказывают минеральные примеси. Особенно повышают реакционную способность топлива примеси щелочных окислов.

Производительность газогенераторов при газификации молодых топлив может быть очень высокой, или ее можно достигать при более низких температурах.

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Конструкция и работа газогенератора характеризуется следующими основными признаками: 1) способом подачи дутья, 2) способом удаления золы и шлака, 3) видом получаемого газа, зависящим от состава дутья, 4) направлением движения газов, 5) способом шуровки топливного слоя. Кроме того, газогенераторы характеризуют и по другим признакам, в частности по способу загрузки топлива, конструктивным элементам предназначенным для улучшения качества и повышения выхода получаемой при газификации смолы и т. д.

В газогенераторной практике распространена следующая классификация газогенераторов:

- 1) газогенераторы с ручным обслуживанием, при ручной загрузке и удалении остатков;
- 2) газогенераторы полумеханизированные, при механизированном удалении остатков и ручной загрузке;
- 3) газогенераторы механизированные, при механизированной загрузке и удалении остатков.

В зависимости от способа подачи газифицирующей среды—дутья—различают газогенераторы с естественной тягой и с искусственной подачей дутья.

Газогенераторы с неподвижными колосниковыми решетками

Колосниковые решетки поддерживают слой топлива, распределяют дутье по сечению газогенератора и способствуют удалению золы или сами удаляют золу и шлак. В зависимости от конструкции решетки наиболее распространенные конструкции газогенераторов можно разделить на четыре группы:

- а) газогенераторы с горизонтальными (плоскими) решетками,
- б) газогенераторы со ступенчатыми решетками,
- в) газогенераторы с решетками, в виде чепца,
- г) газогенераторы с крышеобразными решетками.

Газогенераторы с горизонтальными решетками (рис. 7) применяют, главным образом, для газификации топлив, зола которых тугоплавка и не образует крупного шлака, сбрасывание которого с горизонтальной решетки затруднительно. Мелкая зола просыпается через прозоры между колосниками. Колосники имеют уширения у краев и в середине, которые примыкают друг к другу,

создавая прозоры для прохода воздуха и удаления золы. Отношение площади прозоров к общей площади решетки называется ее живым сечением. Ширина прозоров должна быть не слишком велика во избежание значительного провала кусков топлива. Длина колосников обычно не превышает 1300—1400 мм. При необходимости в большой площади решетку делают едвоенной.

Иногда для разрушения шлака предусматривается возможность поворота колосников от руки. С этой целью концам их придают квадратное сечение (для надевания ключа при повороте) и снабжают их ребрами или зубьями. По этой же причине поворачивающимся колосникам придают овальную форму.

В газогенераторе со ступенчатой решеткой (рис. 8) решетка 1 расположена под углом к горизонту, благодаря чему облегчается сползание топлива по мере его выгорания, сохраняется постоянная высота слоя топлива и работа газогенератора в меньшей степени зависит от промежутков между загрузками топлива. Через прозоры ступенчатых решеток не проваливаются мелкие куски топлива и, следовательно, в газогенераторе со ступенчатой колосниковой решеткой можно газифицировать мелкое топливо.

Дутье подается воздуховодом 2. Газогенератор снабжен гидравлическим затвором 3, через который можно находить удалять остатки. Топливо загружается с помощью загрузочной коробки 8, а газ отводится по газопроводу 5. Газогенератор имеет прямоугольную форму. Обвязка выполнена с помощью стоек и связей. Свод снабжен отверстиями 6 для шуровки топлива сверху. Шуровка шлака снизу производится при открытых дверцах 7 через прозоры ступеней и отверстия в своде. Колосниковая решетка состоит из ступеней, тетив и опор тетив—стоек. Такие решетки имеют большое живое сечение, что уменьшает сопротивление проходу воздуха.

Широко распространены газогенераторы с крышеобразными решетками (рис. 9). Эти решетки (рис. 10) применяются в кирпичных газогенераторах, где они дают возможность лучше распределять дутье по сечению, чем в газогенераторах со ступенчатой решеткой. Обычно их применяют с сухим затвором. Недостаток сухого затвора заключается в том, что при чистке приходится

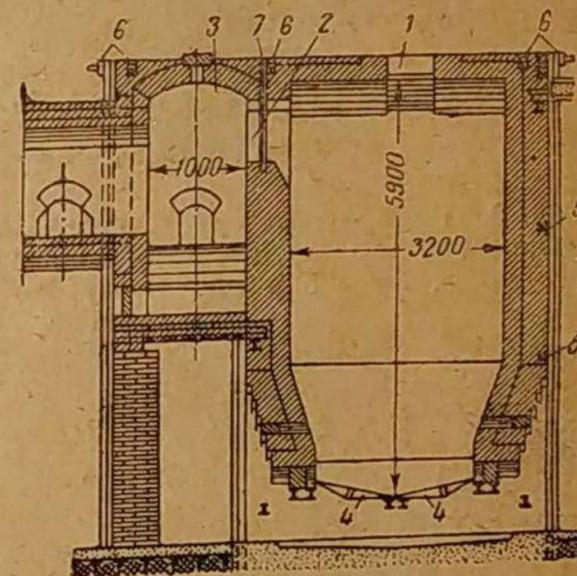


Рис. 7. Газогенератор с горизонтальной решеткой и естественной тягой: 1—загрузочное отверстие, 2—газоотвод, 3—коллектор, 4—горизонтальные колосники, 5—балка обвязки, 6—связь обвязки, 7—шибер.

под колосники на секции. Обычно диаметр этих газогенераторов не превышает 2,6 м. При диаметре до 2,2 м дутье подводят только под колосники.

Газогенераторы с неподвижными решетками дешевы, не требуют особо квалифицированного персонала, надежны в работе, но имеют небольшую производительность и недостаточно устойчивый режим. Удаление золы и шлака в них более затруднительно, чем в газогенераторах с вращающимися решетками.

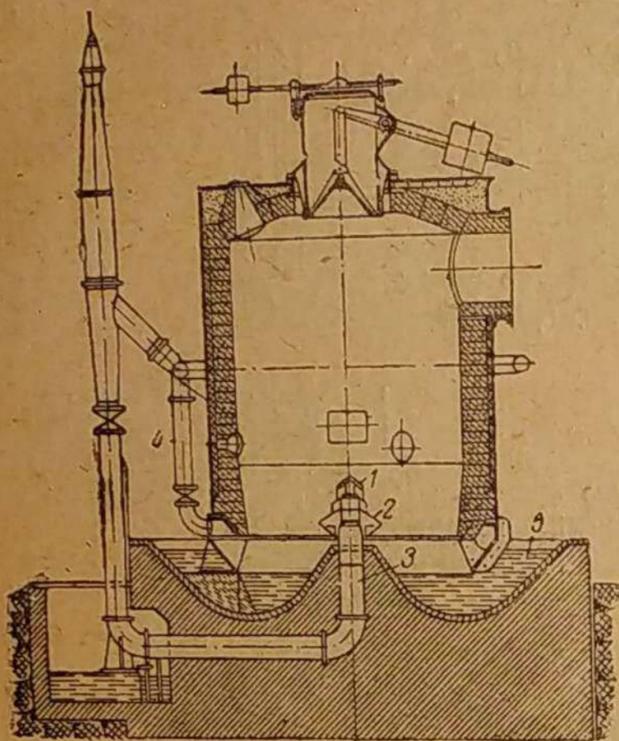


Рис. 11. Газогенератор Моргана: 1—головка-чепец, 2—кольцевые колосники, 3—подача дутья к решетке, 4—подача дутья к периферии газогенератора, 5—гидравлический затвор.

бегают на гребок и вываливаются наружу, а вместо них из шахты поступают новые порции.

Газогенераторы с вращающейся решеткой допускают непрерывное удаление золы и шлака, обеспечивают равномерный процесс газификации и при надлежащей конструкции решетки—хорошее распределение дутья по сечению. Вследствие этого они дают хорошие показатели в отношении к. п. д., качества газа, производительности и выжига остатков.

Существует очень много конструкций колосниковых решеток. В основном решетки состоят из основания, колосников и головки, стягиваемых болтами. Существующие конструкции решеток можно разделить на две группы: центральные и с равномерным распределением дутья по сечению.

Более старые конструкции решеток предусматривают равномерную подачу дутья по сечению (см. рис. 25). Они имеют большие размеры, и дутье в них подается на большой площади. Для

Газогенераторы с вращающимися колосниковыми решетками

Операция разламывания крупных комьев и удаления шлака в современных газогенераторах механизирована.

При механическом удалении золы в нижней части газогенератора (рис. 12) устанавливают вращающийся поддон, на котором помещается колосниковая решетка и лежит слой топлива. К поддону прикреплен кольцевой борт, образующий чашу. С внешней стороны в чашу входит гребок (нож, лемех), прикрепленный к кожуху. При вращении чаши зола и шлак набегают на гребок и вываливаются наружу, а вместо них из шахты

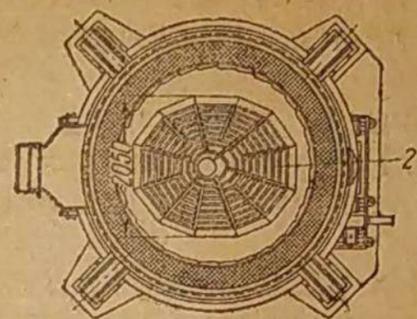
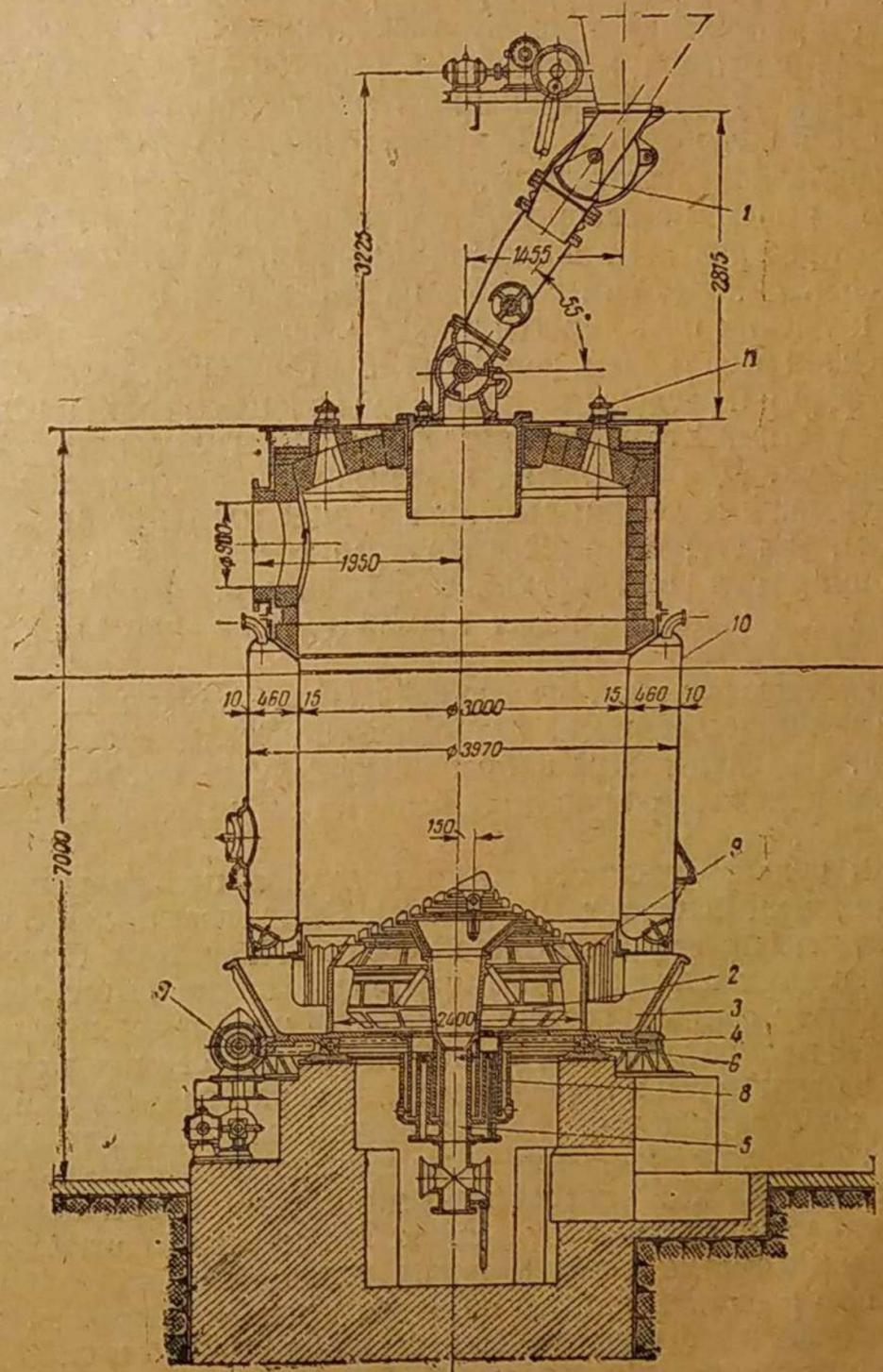


Рис. 12. Газогенератор с секционной решеткой: 1—механический питатель, 2—секционная колосниковая решетка, 3—водяная чаша, 4—поддон, 5—дутьевая коробка, 6—шариковая опора, 7—приводной механизм, 8—гидравлический затвор решетки, 9—фартук, 10—пароводяная рубашка, 11—шуровочный затвор.



облегчения проталкивания и разрушения шлака решетки делают эксцентрическими или снабжают ребрами и выступающими частями. Ломка кусков шлака осуществляется, главным образом, основанием решетки о фартук.

Центральные решетки имеют небольшие размеры и подают дутье в середине газогенератора (см. рис. 24). Разрушение комьев шлака производится с помощью приливов, которыми снабжены решетки или поддон.

В принципе устройства центральных решеток заложена идея подачи дутья в середине газогенератора, где топливо лежит более плотно и сопротивление проходу газа наибольшее.

В случае применения центральных решеток и газогенераторов большого диаметра для газификации мелкого топлива, представляющего собой большое сопротивление, подвод дутья к периферии может оказаться недостаточным.

Из числа решеток с распределенной подачей дутья по сечению в СССР распространены решетки: секционная, из чешуеобразных колосников и др. Все они состоят из основания и колосников. Верхний колосник выполняется в виде чепца.

Секционная решетка (см. рис. 12) эксцентрическая, имеет многоугольную форму и отдельный подвод дутья к центральной и периферийной частям, что позволяет хорошо регулировать режим газогенератора. Для отделения внутренней полости решетки от внешней средний колосник выполнен в виде плиты со штуцером и фланцем, к которому привертывается железная вертикальная труба, опущенная в гидравлический затвор. Во избежание сдвига каждый колосник имеет приливы-упоры для вышележащего.

Особенностью решетки, показанной на рис. 21, являются чешуеобразная форма колосников, вызывающая шевеление слоя при ее вращении, и расположение направляющих дутье щелей в сторону, противоположную вращению решетки во избежание засорения ее золой.

В СССР большое распространение получили центральные фрезерные решетки показанные на рис. 24. Они имеют малое сечение и подают дутье преимущественно по оси газогенератора, благодаря чему избегаются периферийные прогары. Решетка имеет симметричную форму фрезы и состоит из головки и круглых кольцевых колосников малого диаметра, расположенных по оси газогенератора. Для подачи дутья к периферии газогенератора один из промежуточных колосников часто делают значительно большего диаметра. Для облегчения сползания золы и шлака поддон чаши сделан коническим и снабжен винтообразными ребрами, подрезающими и равномерно удаляющими золу и шлак. Эти же ребра раздавливают золу и шлак о фартук. Ребра могут представлять собой одно целое с чашей или решеткой или же являться отдельной деталью. Мощность, требуемая для привода чаши, составляет 1—2,5 квт. Иногда вращающуюся решетку заменяют S-образным брусом золоудали-

телем. Брус вращается в гидравлическом затворе. Он снабжен ребрами для разрыхления и выноса наружу шлака и золы.

В газогенераторах с вращающейся решеткой шлак часто скапливается высоким слоем перед шлаковым ножом, что вызывает перекокс зон. Во избежание этого на фартуке располагают 3—4 ножа.

Наиболее распространены газогенераторы диаметром 2,6 и 3,0 м. Иногда применяют газогенераторы диаметром 3,6 м и более.

В последние годы, вследствие необходимости механизировать операцию золоудаления особенно при газификации многозольных топлив (бурых углей), получили распространение газогенераторы малого диаметра. На рис. 13 представлен газогенератор диаметром 1 м конструкции Восточного научно-исследовательского института топливоиспользования.

Вращающиеся решетки в месте соединения с воздухопроводом снабжают гидравлическим или сухим затвором. Высота гидравлического затвора выбирается в соответствии с давлением под решеткой (250—400 мм вод. ст.).

Расстояние между фартуком и поддоном чаши определяет максимальный размер проходящих через образующуюся щель кусков шлака и составляет 150—300 мм.

Для создания гидравлического затвора заливают водой чашу, образованную поддоном и бортами, в которую погружается фартук. Борта чаши обычно собирают на асбестовых прокладках из сегментов, соединяемых болтами.

При необходимости работать с дутьем высокого давления гидравлический затвор получается очень высоким, что неудобно в эксплуатации, так как зола и шлак поднимаются лишь до определенной высоты. Поэтому применяют сухое уплотнение с помощью кожуха, на основной плите которого монтируются ролики. Поддон вращается на роликах. Сухой затвор применяют также в том случае, когда зола, взаимодействуя с водой, образует вязкую трудно удалимую или затвердевающую массу.

Вращающаяся чаша имеет опору на шарах или роликах. Стальные шары диаметром 90 мм располагаются на кольце с выемкой для шаров, которое укреплено на фундаменте. К чаше крепится такое же кольцо, лежащее на шарах и передающее им нагрузку

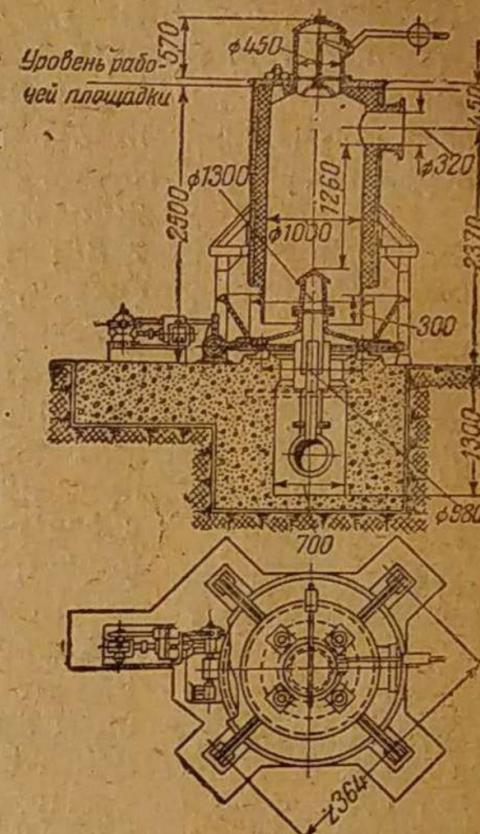


Рис. 13. Газогенератор ВНИИТ.

от чаши, решетки и слоя топлива. Расположение шаров на определенном расстоянии друг от друга сохраняется благодаря применению стальной обоймы с гнездами.

При роликовой опоре (рис. 14) на фундаменте установлены стойки, несущие вертикальные ролики, которые служат опорой для вращающейся чаши. Иногда стойки с роликами крепятся к чаше. На стойках или опорных колоннах газогенератора установлены горизонтальные ролики, ограничивающие положение чаши и воспринимающие горизонтальные усилия во избежание сдвига чаши и неравномерной нагрузки вертикальных роликов. Ролики снабжены закаленными осями и бронзовыми втулками; предусматривается возможность их смазки. Горизонтальные ролики имеют установочные приспособления, обычно в виде эксцентрической оси, для центрирования ограничиваемого ими кольца.

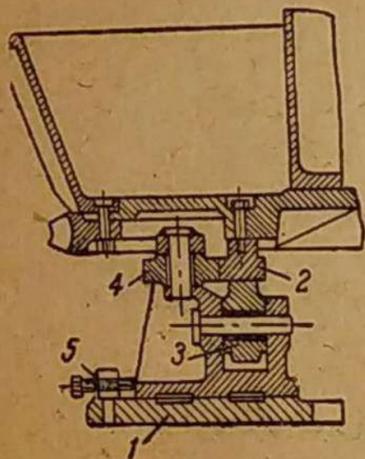


Рис. 14. Роликовая опора: 1—фундаментная плита, 2—кольцевой обод, 3—вертикальный ролик, 4—горизонтальный ролик, 5—установочное приспособление.

Роликовое устройство можно упростить, применив конические вертикальные ролики с ребордами. В этом случае горизонтальные ролики не нужны.

Преимуществом роликовой опоры является большая доступность для осмотра, ремонта и смены на ходу, а шаровой—отсутствие необходимости в установке каждого элемента и более легкий ход.

Привод чаши газогенератора осуществляется с помощью червяка и червячного венца, закрепленного на поддоне чаши. Привод червяка производится от храпового колеса с собачкой или же фрикционного приспособления. Передача к отдельным чашам

осуществляется от индивидуальных моторов или общей трансмиссии. Преимуществом трансмиссионных приводов являются наличие резервного мотора, нахождение мотора и редуктора в постоянно обслуживаемом помещении и лучшее использование мотора при работе большинства газогенераторов. Преимущество индивидуального привода заключается в повышении использования мощности моторов при работе небольшого количества газогенераторов.

Устройство шахт

Шахты газогенераторов выкладывают из кирпича и в большинстве случаев заключают в стальные кожухи. Кирпичные газогенераторы обычно располагаются в блоке (рис. 15), благодаря чему экономится площадь, потребная для их установки, и материал, а также уменьшаются потери тепла в окружающую среду. Недостаток подобного устройства заключается в проникновении газа из работающих шахт в нерабочие через трещины в стенах, образу-

ющиеся при их нагревании и охлаждении. При отсутствии надлежащего надзора в неработающей шахте может образоваться взрывчатая смесь. Однако на заводах взрывы случаются очень редко, так как загрузочные коробки неработающих шахт обычно открыты, и шахты вентилируются естественным путем. Недостатком устройства газогенераторов в блоке является также невозможность ме-

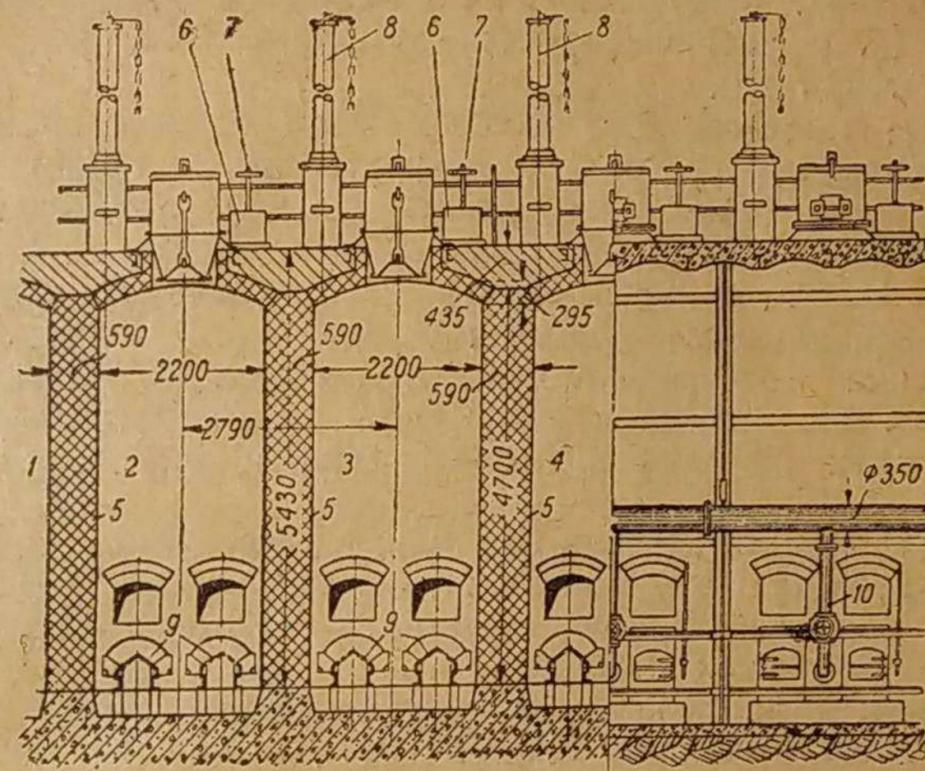


Рис. 15. Группа кирпичных газогенераторов в блоке: 1—4—шахты, 5—внутренние стены, 6—перекидные рукава, 7—клапаны, 8—пусковые трубы, 9—колосниковые решетки, 10—воздуховод.

ханизации удаления золы наиболее распространенным способом—с помощью вращающихся решеток. Шахты газогенераторов, располагаемых в блоке, имеют прямоугольную форму. Шахты могут иметь и круглую форму. В этом случае кладку их делают тонкой и заключают ее в стальной кожух (см. рис. 11). Шахта подвешивается на колоннах, для чего к кожуху прикрепляются кронштейны. Иногда шахты подвешивают на перекрытии. Газогенераторы с металлическими кожухами плотны и пригодны для работы при более высоком давлении и под разрежением.

Кладка внешних стен шахт кирпичных газогенераторов ведется изнутри в один огнеупорный, а извне в полтора красного кирпича.

Снаружи шахты снабжают металлической обвязкой. Для этой цели вдоль стен прокладывают горизонтальные балки, удерживаемые вертикальными стойками. Последние вверху скрепляют связями, а нижние концы обычно заделывают в бетон.

Шахты со стальными и кожухами имеют только огнеупорную кладку. В целях тепловой изоляции между кладкой и кожухом засыпается слой изоляционного материала (пемзы, шлака, тре-

пела). Толщина огнеупорной футеровки вместе с засыпкой составляет примерно, 300 мм, а стального кожуха—6—10 мм.

При высоких температурах, имеющих место в газогенераторе, зола плавится и образуются шлаки, которые привариваются к футеровке, понижают огнеупорность кладки и разъедают ее. В результате приваривания шлаков уменьшается полезное сечение газогенератора. Взламывание и отбивание шлака, приварившегося к футеровке, увеличивают ее износ и, кроме того, представляют большие трудности.

Шахты газогенераторов часто снабжают охлаждающими кожухами—стальными рубашками (преимущественно сварными), которые предупреждают приваривание шлака к футеровке. Охлаждающие кожухи могут быть водяные или пароводяные. В водяных кожухах вода лишь подогревается, а в пароводяных получается пар. Преимуществом водяных кожухов является возможность пользования неочищенной водой, а недостаток заключается в трудности использования тепла воды, опасности конденсации паров влаги на внутренней поверхности кожуха и его разъедания.

Получаемый в кожухах пар может быть легко использован. Расход воды на пароводяные кожухи незначителен. Недостаточно мягкую воду необходимо очищать во избежание образования накипи на стенках кожуха.

Ширина водяных кожухов, а при достаточно мягкой воде и пароводяных, составляет 200—250 мм. Для возможности чистки изнутри пароводяные кожухи часто делают шириной 450—500 мм. Высота их обычно не менее 1600 мм. Для проникновения внутрь и для чистки снаружи в охлаждающих кожухах предусматривают люки. В некоторых случаях охлаждающие рубашки представляют собой трубчатую конструкцию.

Иногда, в целях удобства монтажа автоматических загрузочных и шуровочных приспособлений, кирпичные своды заменяют полыми металлическими крышками, охлаждаемыми водой.

В сводах и стенах шахт газогенераторов устраивают смотровые и шуровочные отверстия, а также люки для растопки и проникновения в шахту обслуживающего персонала. В газогенераторах с горизонтальной, ступенчатой и крышеобразной решетками в нижней части шахты устраивают проемы для обслуживания решетки.

В газогенераторах с дутьем нижняя часть должна быть уплотнена. Уплотнение бывает сухое и гидравлическое; соответственно различают сухое и мокрое золоудаление. Сухое уплотнение достигается прижимом дверок к кладке или же устройством специальных кожухов, а гидравлическое—погружением замыкающих поверхностей в воду (рис. 12).

В случае применения стальных кожухов (рис. 11, 12) кладка обычно лежит на чугунном или стальном кольце, прикрепленном к кожуху. К нему же прикрепляется нижнее кольцо—фартук, образующее гидравлический затвор.

Преимуществом гидравлического затвора является возможность чистки газогенераторов на ходу. При этом золу и шлак выгребают через затвор. Дутье приходится останавливать лишь при сильном шлаковании и в случае необходимости ломки шлаков через люки.

Фундамент под газогенераторы обычно выполняется из бетона и иногда из бутовой кладки.

Загрузочные приспособления

Газогенераторы старой конструкции снабжены загрузочными приспособлениями с одним клапаном. Недостаток их заключается в том, что при загрузке топлива газогенератор сообщается с атмосферой, и происходит выделение газа наружу или засасывание воздуха в газогенератор. Подобные приспособления продолжают применять в небольших газогенераторах водяного газа, работающих под значительным давлением, при котором обыкновенные загрузочные коробки с двойным затвором недостаточно плотны. В небольших газогенераторах водяного газа загрузочные отверстия перекрывают плотным люком, который открывается лишь при выключении дутья. В этом случае загрузка производится редко и режим процесса сильно колеблется.

В настоящее время в газогенераторах воздушного и паровоздушного газа применяют загрузочные приспособления с двумя клапанами (рис. 16—18), позволяющие питать газогенераторы на ходу.

Загрузочные приспособления для дров в соответствии с формой поленьев делают прямоугольными и нижние клапаны (языки)—плоскими (рис. 16). Затруднительность достаточно плотной пригонки плоского языка имеет следствием значительное выделение газа во время забрасывания топлива на язык. Верхний клапан в таких коробках обычно снабжен гидравлическим затвором. Загрузочная коробка, представленная на рис. 16,—прямоугольная и снабжена сверху гидравлическим затвором, а внизу—плоскими чугунными языками. Обычно верхний затвор закрыт и достаточно плотно выключает газогенератор. Недостаточно плотно закрывающиеся нижние языки служат для разобщения газогенератора от атмосферы при подъеме верхнего клапана и загрузке дров. Нижними рычагами с противовесами поворачивают языки, а верхними рычагами, также снабженными противовесами, поднимают и опускают клапан-крышку гидравлического затвора.

Имеются конструкции подобных коробок (рис. 17), которые во избежание выделения газа имеют дополнительный нижний гидравлический затвор. Он находится под языками, и при загрузке дров на языки герметически выключает газогенератор. Перед открыванием языков и спуском дров закрывается верхняя крышка, поднимается рама, поддерживающая нижний затвор, и последний отводится в сторону. При каждой загрузке выделяется количество

газа в объеме коробки. Шахта газогенератора всегда выключена с помощью одного из гидравлических затворов. Эти коробки плотны, но более сложны и дороги.

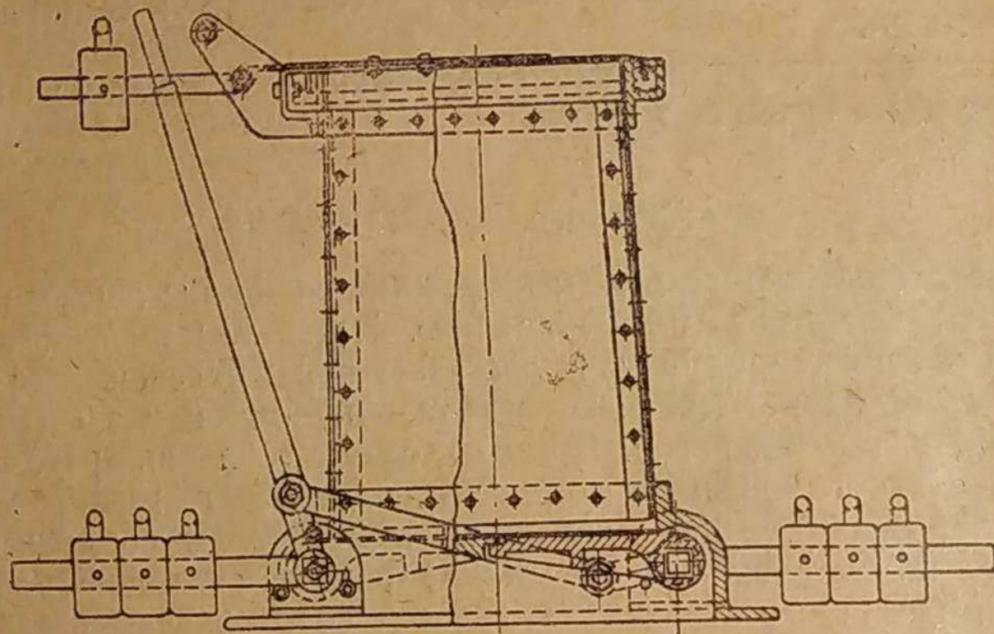


Рис. 16. Прямоугольная загрузочная коробка.

В подобной конструкции, распространенной на стекольных заводах, подъем крышки нижнего гидравлического затвора произ-

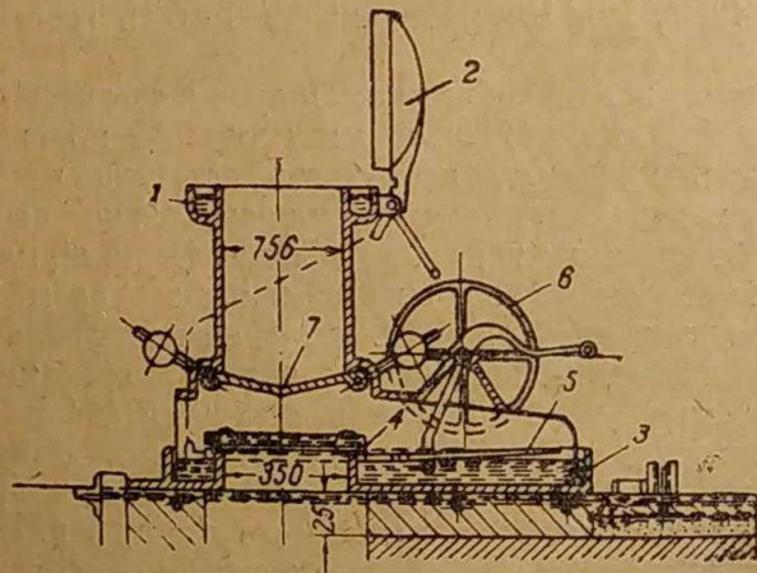


Рис. 17. Загрузочная коробка с двойным гидравлическим затвором:

1—желоб верхнего затвора, 2—крышка верхнего затвора, 3—основание нижнего затвора, 4—крышка нижнего затвора, 5—рама, 6—приспособление для отвода крышки нижнего затвора, 7—языки.

водится с помощью рычага, а передвижение ее—непосредственно от руки. В результате конструкция коробки оказывается более простой, чем показанная на рис. 17. В этой коробке имеется один

язык под бункерной частью. Второй поверхностью, ограничивающей пространство под бункерной частью коробки, служит стенка крышки нижнего затвора. Во избежание просыпания мелкого топлива (торф, щепа) в нижний гидравлический затвор к языку приваривают две боковины из листовой стали.

Для загрузки кусковых топлив применяют круглые загрузочные коробки с коническим нижним клапаном, который создает лучшую плотность, нежели плоский. Верхняя крышка имеет канавку, в которую заложен уплотняющий шнур. Изредка верхняя крышка снабжается гидравлическим затвором. Клапан и крышка приводятся в движение с помощью рычагов с противовесами.

Загрузочная коробка должна быть проста по устройству, плотна, надежна в работе и давать возможность подавать топливо в отдельные участки шахты газогенератора.

Для регулирования количества топлива, подаваемого к середине и стенкам шахты, нижние клапаны в виде конусов комбинируют с отражающими поверхностями. В зависимости от степени опускания конуса топливо подается ближе к стенкам или к середине шахты.

Рис. 18 показывает, как влияет положение конуса на распределение топлива по сечению шахты.

Для уменьшения уноса пыли при загрузке и сохранения постоянной высоты слоя топлива к загрузочной коробке подвешивается юбка (рис. 24).

Подобная юбка хорошо себя зарекомендовала только в газогенераторах со швельшахтой. В случае установки в нижней шихте юбка способствует уплотнению слоя топлива по оси газогенератора, что ухудшает распределение дутья по сечению газогенератора и приводит к образованию периферийных прогаров и ухудшению качества газа.

При описанных загрузочных приспособлениях топливо засыпается периодически, вследствие чего режим газогенератора меняется. После очередной загрузки сначала увеличивается содержание в газе влаги и летучих веществ; через некоторое время становится заметным увеличение содержания окиси углерода; после этого газогенератор начинает прогорать и в газе появляется значительное количество углекислоты. При больших промежутках между загрузками колебания в составе газа значительны. Другой недостаток описанных приспособлений заключается в применении ручного труда, что нецелесообразно в больших установках в силу необходимости в многочисленном обслуживающем персонале. Кроме того, при ручном обслуживании работа газогенератора всегда зависит от надзора подчас малоквалифицированного персонала.

Непрерывность загрузки топлива и уменьшение количества обслуживающего персонала были достигнуты благодаря применению автоматических загрузочных приспособлений. В основном они состоят из вращающегося барабана, разделенного перегород-

ками на отсеки. В верхнее отделение барабана из бункера поступает топливо, которое высыпается в шахту при повороте барабана. Таким образом, при вращении барабана его отсеки поочередно нагружаются и выгружаются. Перегородки барабана хорошо подогнаны к кожуху для того, чтобы выделялось небольшое количество газа.

Как правило, недочетами подобных питателей являются дробление топлива барабаном и неплотность.

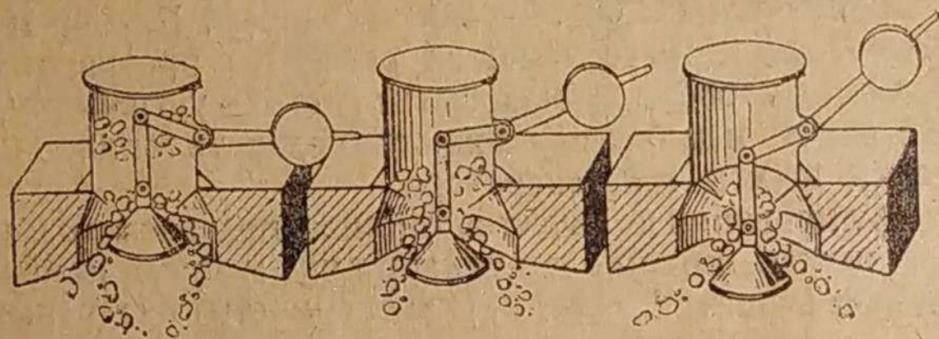


Рис. 18. Распределение топлива по сечению в зависимости от положения конуса.

Обычные загрузочные коробки, даже с двумя клапанами, и автоматические питатели барабанного типа неприменимы при значительных давлениях газа, в частности в установках водяного газа. Питатели с барабанами преимущественно применяют в установках для получения паровоздушного газа, причем даже при сравнительно небольших давлениях наблюдается выделение газа.

На рис. 12 представлен автоматический питатель с двумя барабанами: верхним — дозирующим и нижним — уплотняющим. Под уплотняющим барабаном располагают конус, который распределяет топливо по сечению газогенератора. Благодаря шарнирной подвеске конус можно перемещать в вертикальном и горизонтальном направлении для улучшения распределения топлива. Уплотняющий барабан для большей плотности имеет конусность и прижимается к поверхности корпуса. Питатель снабжен продувочным паровым клапаном. Привод осуществляется мотором мощностью 1,8 л. с.

В конструкции представленной на рис. 12 взамен конуса применена юбка, распределяющая топливо. Опыт показывает, что применение такой юбки недостаточно для хорошего распределения топлива по сечению газогенератора. Применение распределительного конуса следует считать необходимым. Юбку, конус и нижнюю часть питателя изготовляют из жароупорного чугуна вследствие возможности развития высоких температур в верхней части газогенератора при прогарах.

В газогенераторах с шуровочным ломом (рис. 22) автоматический питатель смещен по отношению к оси газогенератора.

Питатель снабжен двумя вращающимися барабанами 2 и 3. Верхний четырехлопастный барабан дозирует количество угля в зависимости от скорости вращения, а нижний пятилопастный служит затвором. Изменяя число оборотов верхнего барабана, можно регулировать количество засыпаемого топлива. Питатель соединен наглухо с бункером и может быть выключен с помощью задвижки.

Вращение барабанов питателя осуществляется с помощью собачек и храповых колес, поворачивающих их через небольшие промежутки времени на некоторый угол. Во избежание переполнения карманов и дробления угля аппарат снабжен заслонкой.

Из питателя, показанного на рис. 34, газы выделяются непосредственно в обслуживающее помещение, а из питателя, показанного на рис. 22, — в помещение над бункерами, снабженное естественной или искусственной вентиляцией.

Газогенератор, представленный на рис. 21, оборудован автоматическим питателем с двумя барабанами. Питатель снабжен воронкой, постоянно заполненной углем, поступающим из бункера. Из воронки уголь поступает во вращающиеся барабаны с перегородками, которые приводятся в движение с помощью храпового колеса с собачкой.

Питатели с барабанами непригодны для таких топлив, как древесина и торф, куски которых не раздавливаются при попадании между кромкой ребра барабана и кожухом. Для этих топлив применяют специальные автоматические питатели, например

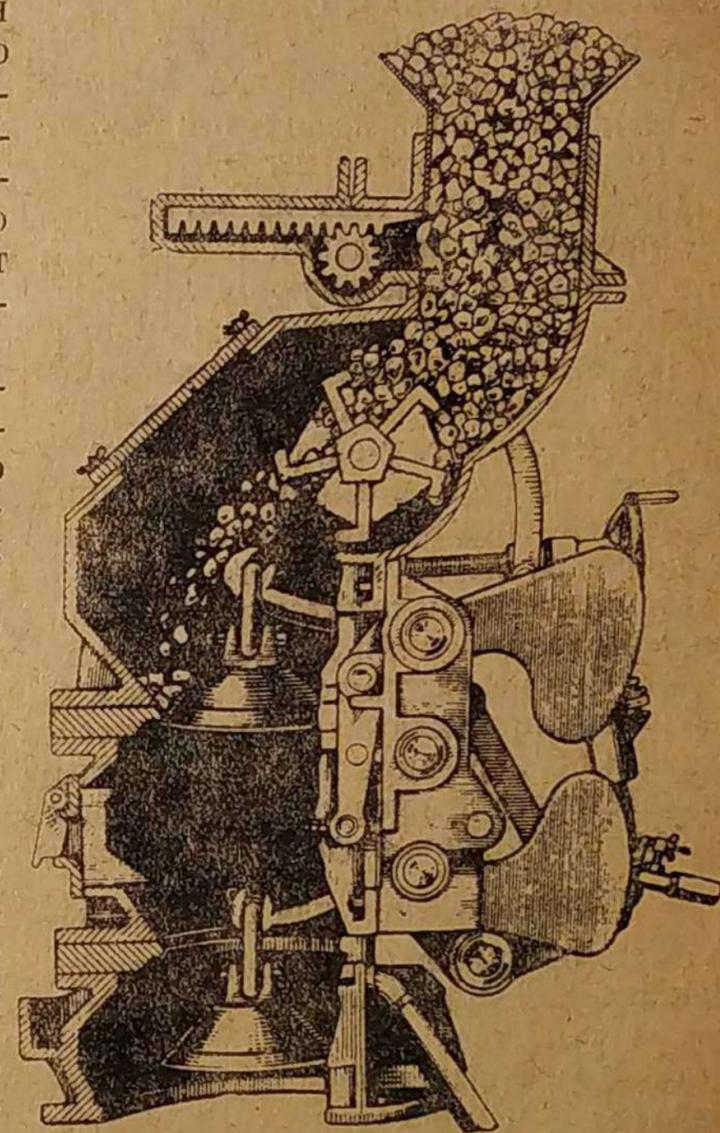


Рис. 19. Автоматический питатель с двумя конусами.

с клапанами в виде конусов, автоматически открывающие и закрывающие отверстия.

Питатель с двумя конусами, применяющийся в каменноугольных газогенераторах, показан на рис. 19.

Для улучшения распределения топлива по сечению шахты служат специальные приспособления: конусы с лопатками, перемещаемые по вертикали цилиндры с лотками, вращающийся цилиндр, сплюснутый на конце и образующий узкую щель, вращающийся лоток, вращающийся цилиндр с тремя лотками (рис. 35), лоток вращающийся и одновременно маятникообразно качающийся от оси к центру.

Для вытеснения газа из загрузочных коробок в шахту или предупреждения попадания газа в них, при загрузке коробки подают пар в кольцевую щель между конусом и корпусом коробки, а при опускании конуса—в коробку (см. ниже).

Необходимо максимально уплотнять загрузочные приспособления. Особенное значение имеет плотность питателя в газогенераторах водяного газа, работающих под повышенным давлением.

В установках водяного газа, при автоматическом питании, применяют специальные вспомогательные бункеры, вмещающие от полутора до двухчасового запаса топлива и соединяющиеся с автоматическими питателями газогенераторов. Вспомогательные бункеры герметически отключены, и просачивания газа не происходит. При необходимости загрузить бункер специальный клапан герметически отключает автоматическое питательное приспособление и бункер открывается для приема топлива. Во избежание значительного дробления топлива применяются питатели с качающейся плитой, вращающимся столом и т. д.

Приспособления для предупреждения выбивания газа

При обслуживании газогенератора открывают отверстия в крышке и, если не принять соответствующих мер, из них выбивает струя газа.

Борьба с выделением газа производится при помощи затворов путем перебивания струи газа струей пара или воздуха, подаваемой под значительным давлением в шуровочное отверстие через узкую щель. Паропровод или воздухопровод, питающий затворы, выполняют в виде кольца, от которого идут отводы к отдельным затворам. Затвор представляет собой металлическую полую коробку с узкой кольцевой щелью (рис. 20).

Пар или воздух, выходя из щели с большой скоростью, создает вихревую завесу, перебивающую струю газа. Отверстия шуровочных затворов закрывают пробками с ушками. Перед выемкой пробки открывается вентиль, включающий подачу пара или воздуха.

Защитные затворы устанавливают на газогенераторах воздушного и паровоздушного газа. В газогенераторах водяного газа, работающих под значительным давлением, очень трудно пере-

бить струю газа и поэтому шуровочные отверстия обычно не снабжают воздушными или паровыми затворами и открывают только при выключении дутья.

В паровых затворах выделяется влага, которая попадает в затворы и вызывает ржавление паропроводов. Недостатком воздушных затворов является воспламенение газа при пуске воздуха, препятствующее наблюдению за состоянием шахты и слоя топлива, а также образование смоляных пробок при газификации смолистого топлива.

Во избежание выделения газа из ручных загрузочных приспособлений применяют паровые завесы. Пар подается у загрузочного конуса и в самую коробку. При открытии верхнего клапана и забрасывании топлива в коробку включают паровую завесу у конуса, которая препятствует выделению газа через неплотности. После того как топливо загружено и закрыт верхний клапан, выключают паровую завесу у конуса и включают подачу пара в коробку. Последняя заполняется паром и в это время опускается конус. Пар, находящийся в коробке, препятствует заполнению ее газом и при последующем подъеме верхнего клапана газ не выделяется в помещение.

Для предупреждения выделения газа из автоматических питателей предложен ряд мер: применение пружинящих планок, хорошо отделяющих шахту газогенератора от атмосферы, вытеснение газа паром, придание барабану и кожуху конической формы для лучшего уплотнения, отвод газов в атмосферу и т. д. Эти мероприятия дают положительный эффект, но только в случае сравнительно небольшого давления газа.

Шуровочные приспособления

Для процесса газификации большое значение имеют равномерность распределения топлива по сечению газогенератора, однородность размера кусков и легкость прохождения газов через слой топлива. При ручном обслуживании равномерное распределение топлива требует затраты физической силы, большого умения и часто вредно для здоровья обслуживающего персонала. Иногда, особенно при спекающихся топливах представляет трудность равномерное разрыхление топлива.

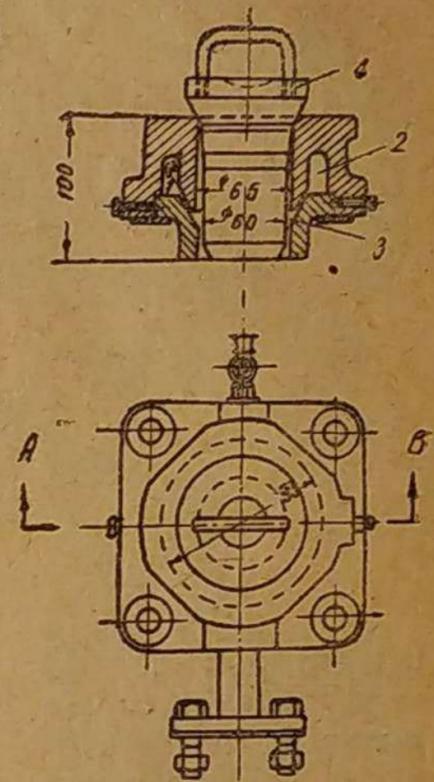
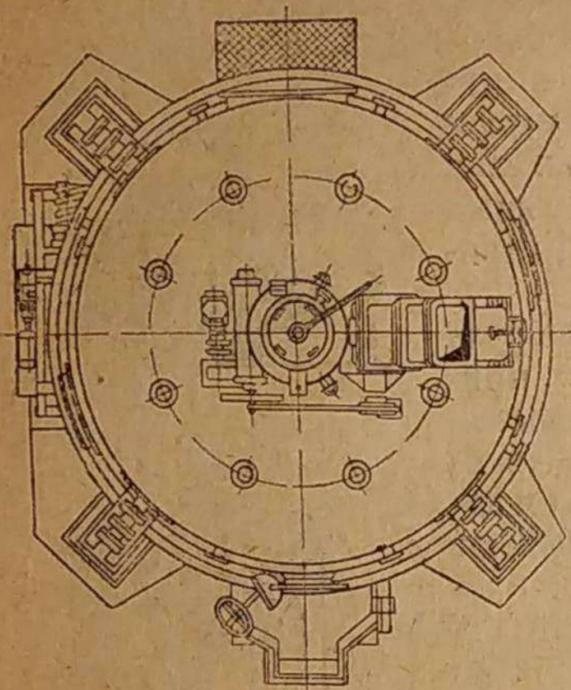


Рис. 20. Шуровочный затвор с паровой завесой 1—ответвление паропровода к шуровочному затвору, 2—кольцевой распределитель пара, 3—кольцевая щель, 4—пробка.

Спекание топлива вызывается тем, что некоторые топлива в процессе сухой перегонки размягчаются и образуют большие



комья или своды, вследствие чего газы проходят преимущественно через каналы в слое и у стен. Для равномерного прохождения газов слой приходится пробивать сверху и разравнивать. В этом случае обслуживание газогенераторов затруднительно и режим процесса газификации находится в зависимости от качества надзора.

Для механической шуровки служат автоматические шуровочные приспособления, которые обычно комбинируют с автоматическими питателями.

Режим газогенераторов, снабженных подобными приспособлениями, очень равномерен, и работу их можно сильно интенсифицировать, сохраняя высокое качество газа.

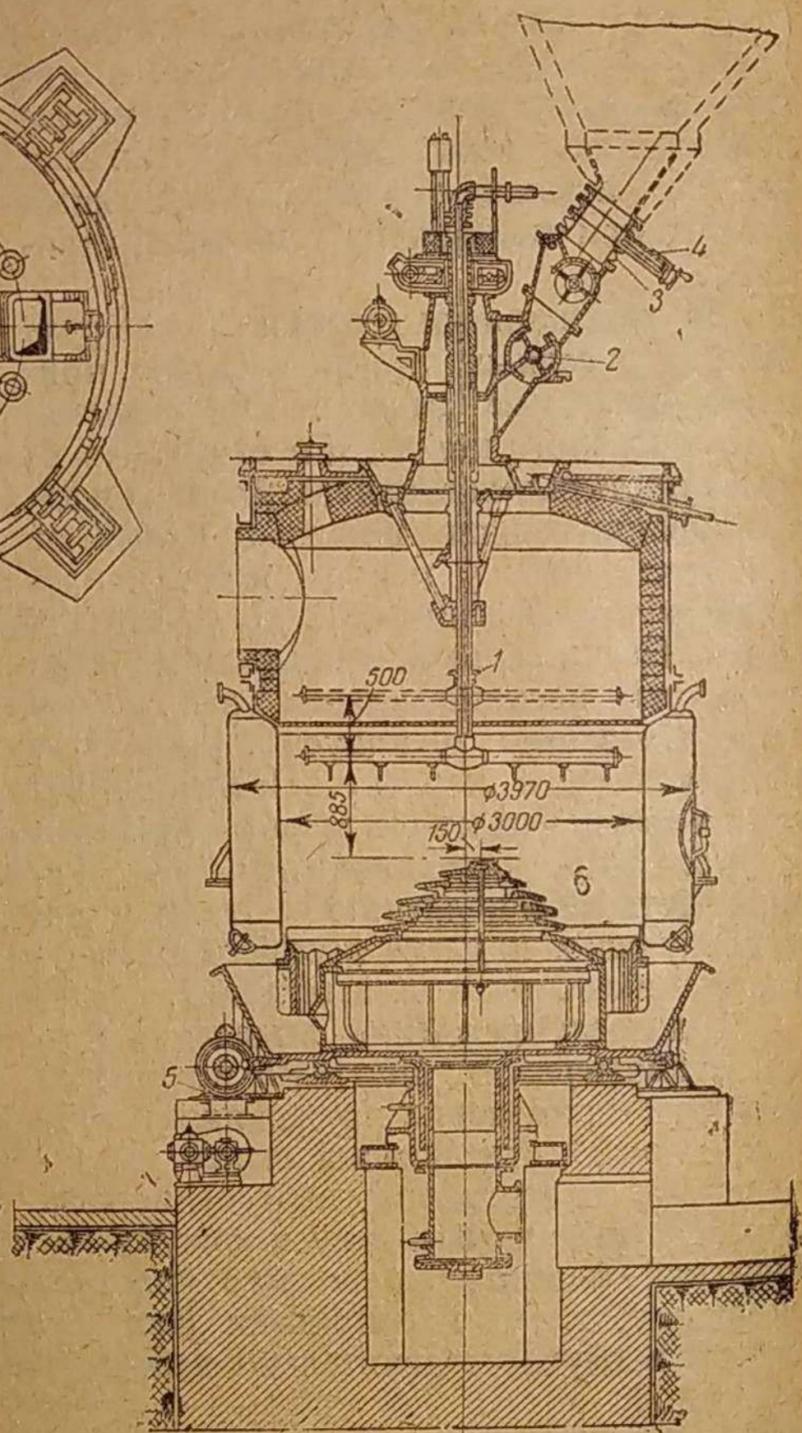


Рис. 21. Газогенератор с шуровочной мешалкой: 1—мешалка, 2—питатель (верхний барабан дозирующий, нижний—уплотняющий), 3—компенсатор, 4—шибер угольного бункера, 5—приводной механизм, 6—вращающаяся решетка с че-
шеобразными колосниками.

Автоматические шуровочные приспособления применяются преимущественно для спекающихся топлив, т. е. для отдельных сортов каменного угля. Если диаметр газогенератора большой, автоматические шуровочные приспособления применяют и при газификации неспекающихся топлив для равномерного распределения топлива по сечению и разравнивания слоя. Для легко разрушающихся топлив, например бурых углей, не следует применять сильно шурующие приспособления, так как они способствуют измельчению топлива и уносу большого количества пыли.

Из автоматических шуровочных приспособлений наиболее часто применяются мешалки, а также шуровочные ломы, комбинируемые с вращающейся шахтой.

Шуровочная мешалка (рис. 21) представляет собой вращающуюся граблю, расположенную по оси печи. Она состоит из вертикальной оси и горизонтального стержня, снабженного пальцами. При вращении мешалка, погруженная в слой топлива, бороздит уголь, разравнивая слой и предупреждая образование комьев. Горизонтальный стержень вращается почти у самой поверхности топлива, а пальцы, направленные вниз и в сторону вращения, погружаются на глубину 200—350 мм. Глубину погружения пальцев устанавливают, изменяя груз, помещенный на мешалку.

Во втулке червячной шестерни, приводящей в движение мешалку, по винтовой линии нарезаны выступы, в которых ходит вертикальный стержень мешалки. При увеличении сопротивления движению, например при сильном повышении слоя, мешалка автоматически поднимается, а при уменьшении сопротивления опускается. С помощью такого устройства регулируется положение мешалки и предупреждается ее поломка. Рейка с делениями, укрепленная у аппарата, дает пред-

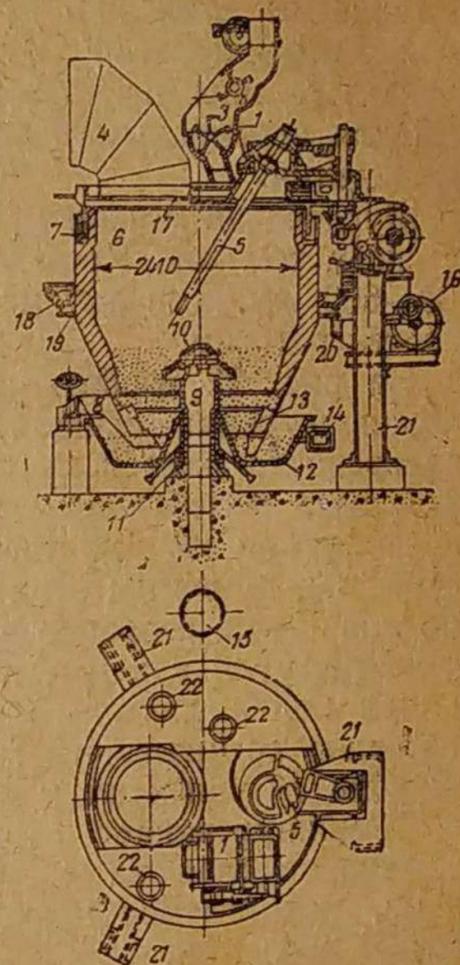


Рис. 22. Газогенератор с шуровочным ломом
1—питатель, 2 и 3—барабаны питателя, 4—газоотводный патрубок, 5—шуровочный лом, 6—шахта, 7—гидравлический затвор крышки, 8—шлаковый нож, 9—сальниковое уплотнение воздухопровода, 10—решетка, 11—шаровая опора чаши, 12—чаша, 13—скребки, 14—сливной лоток для воды, 15—паровой инжектор, 16—мотор, 17—металлическая охлаждаемая водой крышка, 18—зубчатый венец шахты, 19—опорный рельс, 20—ролик, 21—опорная колонна, 22—шуровочные отверстия.

ставление об уровне слоя топлива. При нормальной работе мешалка делает семь оборотов в час. Охлаждающая вода поступает в мешалку по трубе, снабженной гибким рукавом, для возможности движения трубы вместе с мешалкой. Вода проходит вертикальный и горизонтальный стержни мешалки, после чего идет на охлаждение втулки, служащей направляющей для вертикального стержня. Нагретая вода отводится для охлаждения.

Шуровочная мешалка допускает работу с переменным по высоте слоем топлива. Уровень мешалки можно менять в пределах 500—600 мм. Мешалку можно приспособить и к существующим газогенераторам.

На рис. 22 изображен газогенератор, в котором автоматическая шуровка осуществляется комбинированным действием шуровочного лома и вращающейся шахты. Шуровочный лом 5 совершает колебательные движения, а вращающаяся шахта 6 подводит под его действие все новые частицы топлива, описывающие под влиянием этих двух движений серию петель. Благодаря шуровке разравнивается слой топлива и предупреждается спекание угля в комья или образование свода. Чаша 12 увлекается золой движущейся вместе с шахтой. Периодически с помощью специального механизма чаша приостанавливается и скребки 13 увлекают и разрушают шлак.

Комбинированное движение шахты и лома обуславливает ворошение слоя на значительной высоте. Шурующее действие лома, усиливается вращением шахты, значительнее чем шуровочной мешалки.

Применяют также механическое шурование через отверстия в своде газогенератора с помощью переносных шуровочных штанг. Это позволяет вести шуровку в любых частях слоя топлива, что невозможно при других приспособлениях. Особенное значение приобретает применение подобных приспособлений в больших газогенераторах.

Управление шуровочными штангами осуществляется вручную.

Шуровочные штанги приводятся в движение с помощью электрической энергии или сжатого воздуха. В последнем случае штанга соединяется с отбойным молотком. Газовщик только включает мотор и устанавливает штангу. Шуровочная штанга иногда охлаждается водой. Условия труда при использовании шуровочных штанг значительно улучшаются.

Газогенераторы водяного газа

Тепло, расходуемое на получение водяного газа, обычно возмещается периодическим сжиганием части топлива в окись углерода и углекислоту за счет вдуваемого воздуха.

Водяной газ подается потребителю, а получаемые при воздушном дутье продукты полного и неполного сгорания отводятся

в атмосферу или в специальные камеры, где их сжигают и используют выделяющееся тепло.

Отдельные стадии процесса—дутье паром (холодное дутье) и дутье воздухом (горячее дутье)—называют фазами, а совокупность повторяющихся стадий—циклом.

Обычно число фаз в цикле больше двух. При вдувании водяного пара снизу сильнее охлаждается нижняя часть слоя, а верхняя часть остается горячей. Для выравнивания температуры слоя и использования тепла нагрева верхней части слоя водяной пар вдувают также сверху, а получающийся водяной газ отводят снизу.

В современных больших газогенераторах водяного газа цикл процесса разделяется на следующие фазы.

При горячем дутье в начале 4—7 сек. удаляют водяной газ из сети, после чего лишь начинают отводить продукты горячего дутья. По окончании горячего дутья в течение 10 сек. производят продувку газогенератора паром для удаления остатков газов горячего дутья в атмосферу, и затем начинают отводить водяной газ. Холодное дутье ведут снизу, а затем сверху. По окончании холодного дутья сверху в течение 10—15 сек. подают пар снизу для удаления водяного газа из подколосникового пространства и газопровода.

Окончание фазы парового дутья обуславливается излишним понижением температуры слоя, при котором количество получаемого газа мало, а количество неразложившегося пара слишком велико.

Окончание фазы воздушного дутья обуславливается слишком сильным повышением температуры слоя, получением большого количества окиси углерода в продуктах воздушного дутья и сильным нагревом газа.

Невозможно разделить процессы воздушного и парового дутья так, чтобы получаемые газы совершенно не смешивались, и поэтому водяной газ обычно содержит некоторое количество азота из продуктов воздушного дутья, а продукты воздушного дутья—некоторое количество водорода из водяного газа.

Продукты воздушного дутья уносят из газогенератора много тепла, которое используется в основном для получения пара в паровых котлах, перегрева пара и карбюрации газа. Газогенератор водяного газа показан на рис. 23.

Водяной газ получают преимущественно из топлив, содержащих мало летучих—антрацита и кокса, во избежание уноса летучих в период воздушного дутья и понижения использования тепла. Для получения водяного газа из топлив с высоким содержанием летучих служат специальные установки. В этих установках газы, получаемые в период воздушного дутья, сжигают в камере с насадкой, а в период парового дутья в камеру впускают водяной пар, который нагревается за счет тепла, аккумулярованного насадкой, и затем подводится в газогенератор

сверху. Газы в газогенераторе движутся сверху вниз и смолистые вещества разлагаются. Получаемый газ по составу является водяным газом и содержит мало смолистых веществ.

Использование тепла топлива в газогенераторах водяного газа меньше, чем в газогенераторах воздушного и паровоздушного газа, так как продукты воздушного дутья уносят большое количество тепла, которое лишь частично используется для получения пара и других целей.

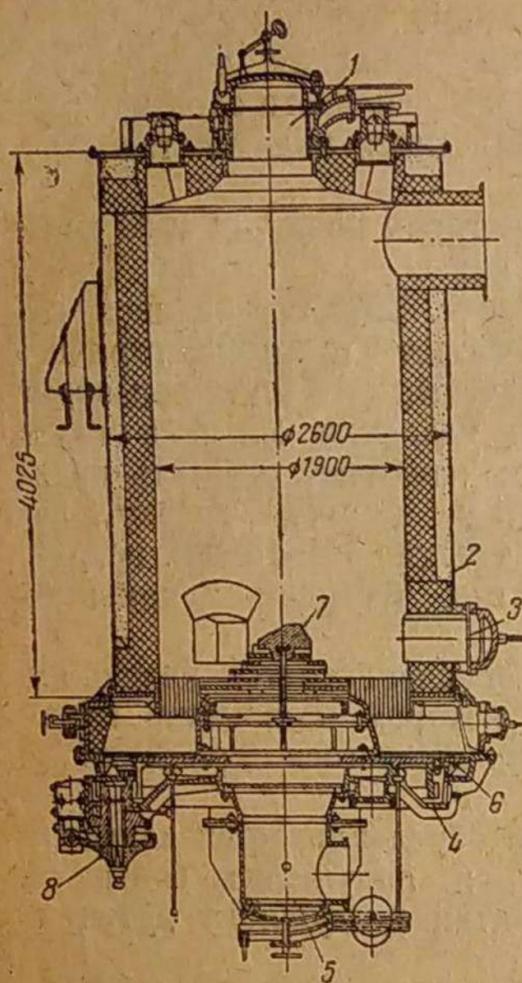


Рис. 23. Газогенератор водяного газа с сухим золоудалением:

1—крышка с загрузочным люком, 2—корпус газогенератора, 3—дверка, 4—нижний кожух, 5—затвор, 6—поддон, 7—колосниковая решетка, 8—привод золоудаления

Этот газ называется двойным потому, что он представляет собой смесь двух газов: водяного и сухой перегонки. Теплотворная способность его выше, чем водяного. Из двойного газа могут быть уловлены смолистые вещества.

Устройства для карбюрации газа

В ряде случаев теплотворная способность газа недостаточна для потребителей и для повышения ее прибегают к карбюрации

Газогенераторы двойного водяного газа

Плохое использование тепла в газогенераторах водяного газа и невозможность улавливания смолистых веществ или использования летучих для увеличения теплотворной способности водяного газа вызвали применение так называемых газогенераторов двойного водяного газа.

Для получения двойного водяного газа продукты воздушного дутья отводят таким образом, чтобы они не могли уносить из газогенератора продукты сухой перегонки. Для этой цели газогенераторы снабжают швельшахтой (рис. 56). В период воздушного дутья получающиеся газы отводятся у основания швельшахты и, следовательно, не уносят большого количества продуктов сухой перегонки. В период парового дутья водяной газ поступает в швельшахту, производит сухую перегонку и, смешавшись с продуктами ее, отводится у верха швельшахты.

газа. Под карбюрацией понимают обогащение газа продуктами испарения или разложения жидкого топлива. Различают холодную и горячую карбюрацию. При холодной карбюрации испаряют легко летучее топливо, например бензин, при низкой температуре. При горячей карбюрации разлагают жидкое топливо, нагретое до высокой температуры. Генераторный газ обычно подвергают горячей карбюрации в карбюраторах—камерах, заполненных насадкой. В эти камеры вместе с водяным газом подается жидкое топливо (нефть или смола-деготь), которое разлагается с образованием нефтяного газа и примешивается к газу, повышая его теплотворную способность. Нефтяной газ увеличивает также излучательную способность пламени газа. На разложение жидкого топлива и нагрев газа затрачивается тепло, в результате чего температура насадки понижается. Поэтому периодически прекращают подвод карбюрируемого газа и жидкого топлива и разогревают насадку (рис. 56).

Путем карбюрации теплотворную способность двойного водяного газа можно повысить весьма значительно. Обычно ограничиваются теплотворной способностью, не превышающей 4 000—4 500 кал/м³. Аналогично можно карбюрировать паровоздушный и водяной генераторные газы.

Газогенераторы с получением смол повышенного качества

В ряде случаев целесообразно получать смолы повышенного качества с целью их улавливания и самостоятельного использования. Для этого газогенератор снабжают шахтой меньшего сечения—швельшахтой, которую помещают над основной шахтой.

В газогенераторе со швельшахтой слою топлива придают большую высоту для того, чтобы развить зону сухой перегонки. Смолистые вещества выделяются в зоне более низких температур и поэтому не разлагаются.

Различают газогенераторы с одним (рис. 24) и с двумя отъемами газа. Количество отъемов зависит от свойств топлива. Для подсушки и сухой перегонки очень влажного топлива требуется тепло нагрева всего количества газа. В этом случае весь газ из основной шахты проходит через швельшахту и отводится через верхний отъем. Два отъема газа применяют при газификации сухих топлив для того, чтобы можно было пропустить через швельшахту лишь часть газа, необходимую для подсушки и сухой перегонки топлива. Если через швельшахту, заполненную сухим топливом, пропустить весь газ, температура в ней повысится настолько, что может произойти разложение смолы. Количество газа, пропускаемого через швельшахту, регулируют с таким расчетом, чтобы газ, отводимый через нижний отъем, не содержал смолистых веществ. При этом температура газа верхнего отъема обычно не превышает 100—120°.

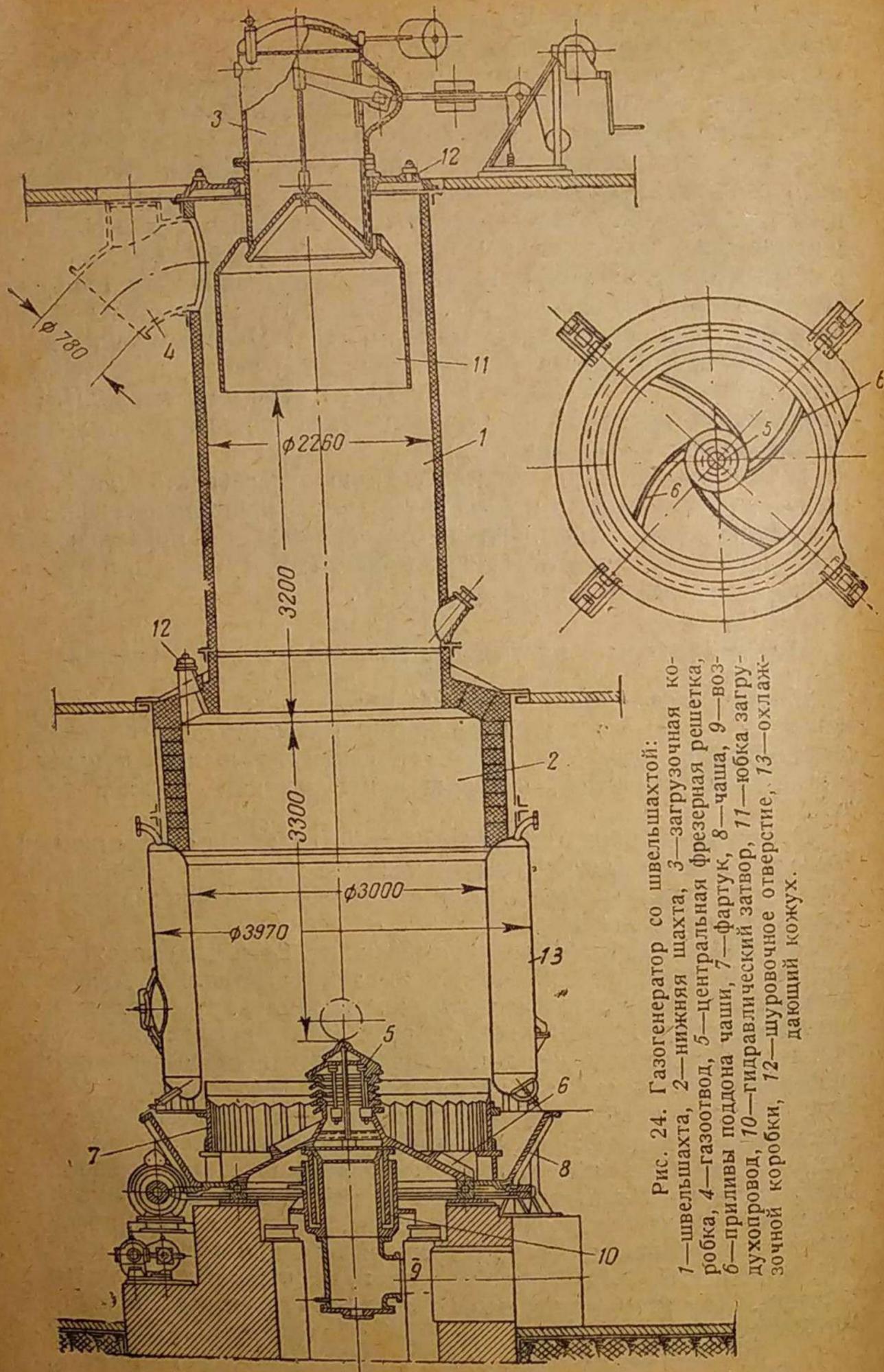


Рис. 24. Газогенератор со швельшахтой:
 1—швельшахта, 2—нижняя шахта, 3—загрузочная ко-
 робка, 4—центральная фрезерная решетка,
 5—газоотвод, 6—фартук, 7—прилив поддона чаши, 8—чаша, 9—воз-
 духопровод, 10—гидравлический затвор, 11—юбка загруз-
 очной коробки, 12—шуровочное отверстие, 13—охлаж-
 дающий кожух.

Газогенераторы со швельшахтой для древесины, торфа и влажного бурого угля имеют один отъем газа. Для каменного угля и брикетов бурого угля должны применяться газогенераторы с двумя отъемами газа. При газификации каменного угля через швельшахту пропускают примерно $\frac{1}{3}$ всего количества газа.

При пропускании через швельшахту небольшого количества газа упрощается очистка его от смолы, так как очищают только газ, прошедший швельшахту. Теплотворная способность газа из швельшахты в этом случае выше, так как меньшее количество газа из зоны газификации обогащается тем же количеством продуктов сухой перегонки. Это имеет значение в случае раздельного применения газа из швельшахты и из основной шахты.

В газогенераторах со швельшахтами отдельные зоны очень высоки. Поэтому достигается лучшее разложение углекислоты и водяного пара и получается газ высокого качества. Благодаря наличию высокого слоя топлива тепло нагрева газа хорошо используется в самом газогенераторе. Эти газогенераторы иногда применяются и при отсутствии необходимости в улавливании смолы ввиду улучшения условий теплообмена в шахте и больших удобств шуровки нижней части слоя.

В некоторых случаях целесообразность применения газогенераторов со швельшахтами невелика или, во всяком случае, сомнительна. Главным образом это относится к использованию мелкого или распадающегося топлива, при газификации которого газогенератор со швельшахтой и особенно последняя представляет большое сопротивление для прохода дутья. При высоком давлении у основания швельшахты, которое необходимо для преодоления сопротивления находящегося в ней слоя топлива, затруднительна шуровка газогенератора вследствие сильного выбивания газа. Кроме того, при повышении давления труднее регулировать ход газогенератора и добиться равномерной его работы. За границей газогенераторы со швельшахтами применяют преимущественно для газификации брикетов бурого угля. Для газификации легко распадающегося сырого бурого угля газогенераторы со швельшахтой не применяются.

В СССР газогенераторы со швельшахтами и одним отъемом газа получили широкое распространение для газификации торфа и древесины.

Газогенераторы с разложением смол

При газификации дров, торфа, бурого угля, а также некоторых видов каменного угля, выделяется значительное количество смолистых веществ, конденсирующихся при охлаждении газа. Если отсутствуют специальные приспособления для улавливания смол, то по мере прохождения газа по длинным газопроводам и охлаждения его, смолы оседают, бесполезно теряясь и засоряя газопроводы, клапаны и горелки.

Получение бессмольного газа из выделяющего смолу топлива возможно путем пропускания газа, содержащего смолу, через зону высоких температур.

Весьма распространена конструкция газогенератора с обратным движением газа—сверху вниз. Воздух подводится вверху и движется в том же направлении, что и топливо. Получающиеся газы отводятся снизу. Смолистые вещества разлагаются в зоне высоких температур и в газопровод поступает бессмольный газ.

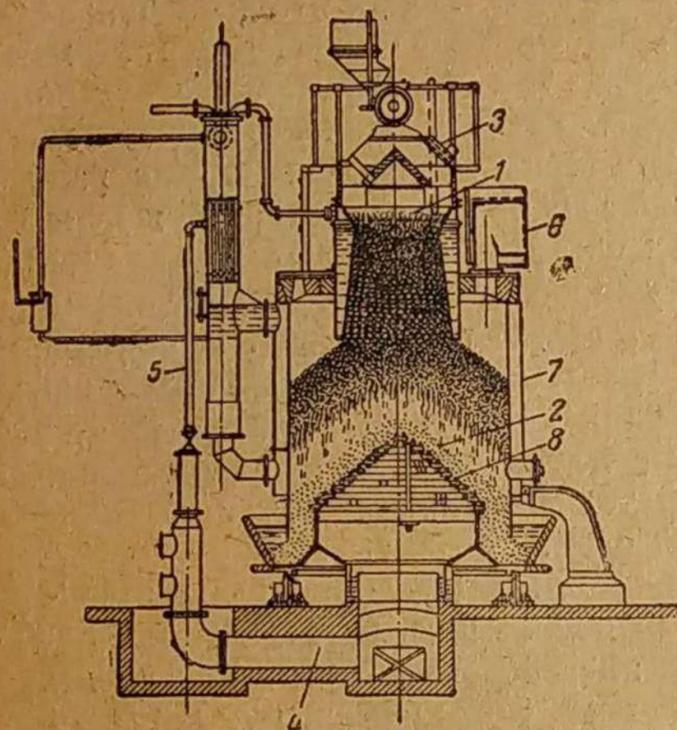


Рис. 25. Двухзонный газогенератор: 1—верхняя зона горения, 2—нижняя зона горения, 3—подвод воздуха сверху, 4—подвод паровоздушной смеси снизу, 5—подвод пара для увлажнения дутья, 6—отвод газа, 7—водяная рубашка, 8—вращающаяся колосниковая решетка.

в верхней части газогенератора, проходят раскаленный слой в присутствии кислорода и разлагаются, а благодаря вдуванию воздуха снизу происходит дожигание углерода остатков.

Газогенераторы с жидким шлакоудалением

Газогенератор с выпуском жидкого шлака (рис. 26) представляет собой сужающуюся книзу шахту, которая снабжена отверстиями у пода для выпуска шлака и отделяющегося от него металла, и охлаждаемыми водой фурмами для подвода дутья. Нижнюю суженную часть газогенератора называют горном.

В горне газогенератора поддерживают столь высокую температуру, что зола находится в расплавленном состоянии и может быть выпущена. Для понижения температуры плавления золы к топливу добавляют флюсы. Это осложняет работу, так как

приходится производить шихтовку. В качестве флюса обычно применяют доменный шлак, бедные железом руды и известняк.

Газогенераторы с выпуском жидкого шлака обладают рядом достоинств. Они допускают газификацию топлив с легкоплавкой золой, непригодных или мало пригодных для газификации в обычных газогенераторах. Производительность их очень велика, что важно для наших новостроек, на которых часто устанавливают большое количество газогенераторов с кусковым золоудалением, имеющих сравнительно низкую производительность. Большая производительность газогенераторов с выпуском жидкого шлака обуславливается высокой температурой в горне и следовательно большой интенсивностью процессов газификации.

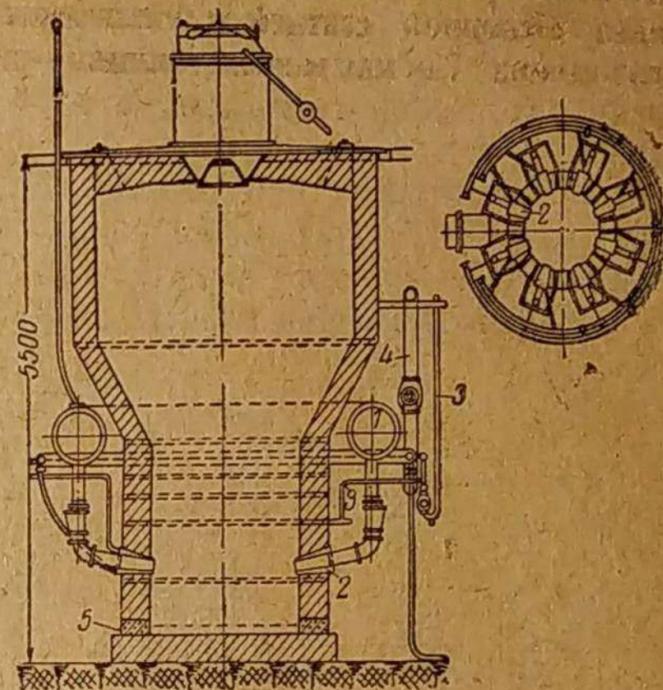


Рис. 26. Газогенератор с выпуском жидкого шлака: 1—воздухопровод, 2—охлаждаемые водой фурмы, 3—паропровод, 4—водопровод, 5—отверстия для выпуска жидкого шлака и чугуна.

Газогенераторы с выпуском жидкого шлака могут работать на чисто воздушном дутье, так как шлакование не опасно.

В газогенераторе с жидким шлакоудалением одновременно с газом можно получать чугун, выделять из добавляемых к топливу веществ цветные металлы, которые выплавляются вместе со шлаком или испаряются и улавливаются из газа. Для этого в газогенератор загружают руду или отходы, содержащие соответствующие металлы.

В газогенераторах с жидким шлакоудалением, работающих с большой интенсивностью, наблюдается значительный унос пыли.

До настоящего времени газогенераторы с жидким шлакоудалением не получили широкого распространения, так как в них часто застывает шлак, вследствие чего затрудняется работа. В некоторых случаях этот недостаток устраняют, применяя подогретое дутье. Регулируя температуру подогрева дутья, можно получить в горне газогенератора любую температуру и избежать застывания шлака.

Однако не все топлива одинаково пригодны для газификации в газогенераторах с жидким золоудалением. Топлива, легко распадающиеся при нагревании или под нагрузкой (например, бурый уголь), засоряют горн и препятствуют вытеканию шлака. Поэтому легко распадающиеся топлива следует брикетировать.

Газогенераторы для мелкозернистого топлива

С точки зрения удешевления стоимости газа и интенсификации процесса газификации большое значение имеет применение мелкого топлива. Основной статьей в себестоимости газа является стоимость топлива. Так как мелкое топливо—самое дешевое, то использование его для газификации дает большой экономический эффект.

Мелкие топлива с небольшим содержанием пыли и однородные по размеру кусков можно довольно легко газифицировать, но производительность газогенераторов при этом мала. Ухудшение сортировки топлива влечет за собой неудовлетворительное

распределение дутья, увеличение шлакования и потерь в провале, и возникновение прогаров, что делает нерентабельным применение газогенераторов обычных конструкций.

Газификацию мелкозернистого не сортированного топлива можно вести с большой интенсивностью в газогенераторах специальных конструкций (с «кипящим слоем», ВНИГИ).

Газогенератор с «кипящим слоем» (рис. 27) представляет собой уширенную в верхней части шахту высотой, примерно, 13 м. Шнек подает в газогенератор, по-

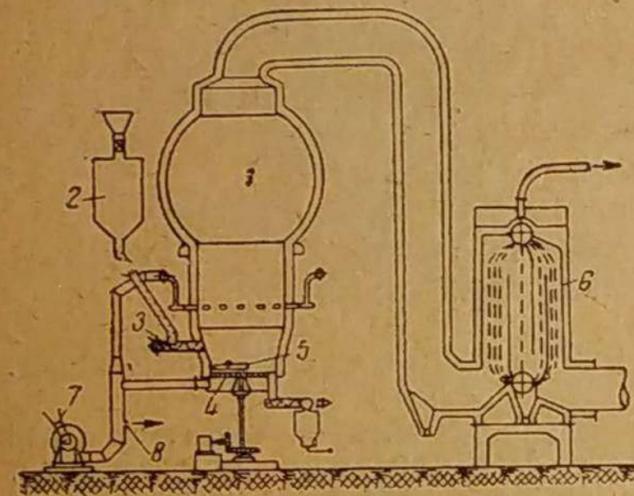


Рис. 27. Газогенератор с «кипящим слоем»: 1—газогенератор, 2—бункер с подсушенным углем, 3—шнек, 4—решетка, 5—брус-побудитель для золоудаления, 6—котел-утилизатор, 7—воздуходувка для подачи воздуха и кислорода, 8—паропровод.

добное отходу мелкое топливо, которое на обычных газогенераторных станциях не используется. В шахту вдувается дутье под высоким давлением или же производится отсос газов с большой интенсивностью.

Лежащий в нижней части шахты слой топлива высотой, примерно, в 1 м благодаря интенсивному дутью находится все время в движении. Образующаяся зола падает вниз. Вследствие значительной интенсивности дутья более мелкие частицы топлива выносятся газом, но так как верхняя часть шахты имеет большее сечение, чем нижняя, крупные частицы выпадают в ней. Для уменьшения уноса и увеличения интенсивности газификации в верхнюю часть шахты подводится воздушное дутье, за счет которого газифицируется значительная часть пыли, уносимой из нижней части шахты.

Полученный газ поступает в пылеуловитель, откуда осевшая пыль может быть возвращена в газогенератор. Зола удаляется

из нижней части газогенератора с помощью специальной решетки. Производительность газогенератора с «кипящим слоем» составляет 40 000 м³ газа в час. Теплостворная способность газа 1050 кал/м³, Температура газа на выходе из газогенератора очень высока, вследствие чего он лишен смолистых веществ и содержит очень мало метана.

В последнее время в СССР освоена газификация во взвешенном состоянии мелкозернистого влажного топлива—фрезерного торфа и подмосковного угля в газогенераторе Института газа и жидкого топлива (ВНИГИ).

Газогенератор для фрезерного торфа (рис. 28) снабжен подсушивающим устройством 1, состоящим из гребков и тарелок. Частицы топлива, имеющие большую относительную скорость витания, чем скорость газового потока в цилиндрической части 2 шахты, падают в нижнюю часть—обращенный конус 3, где скорости потока переменны, образуя газифицирующийся взвешенный слой. Мелкие частицы топлива, подхватываемые газовым потоком в период пересыпания торфа с тарелки на тарелку и падения в шахту, поступают в пылеуловитель. В пылеуловителе они выделяются из газового потока и шнеком подаются в коническую часть шахты газогенератора на высоте 0,5 м от нижнего сечения.

Удаление золы и шлака производится с помощью лопастей 5, вращающихся над поддоном 4. Для очистки стенок шахты от шлака служит штанга 6, которую с помощью мотора можно передвигать поступательно и вращать вокруг вертикальной оси шахты. Через эту же штангу в газогенератор вводится пар.

Газогенератор работает на холодном или подогретом до 200° дутье. Данные о работе газогенератора

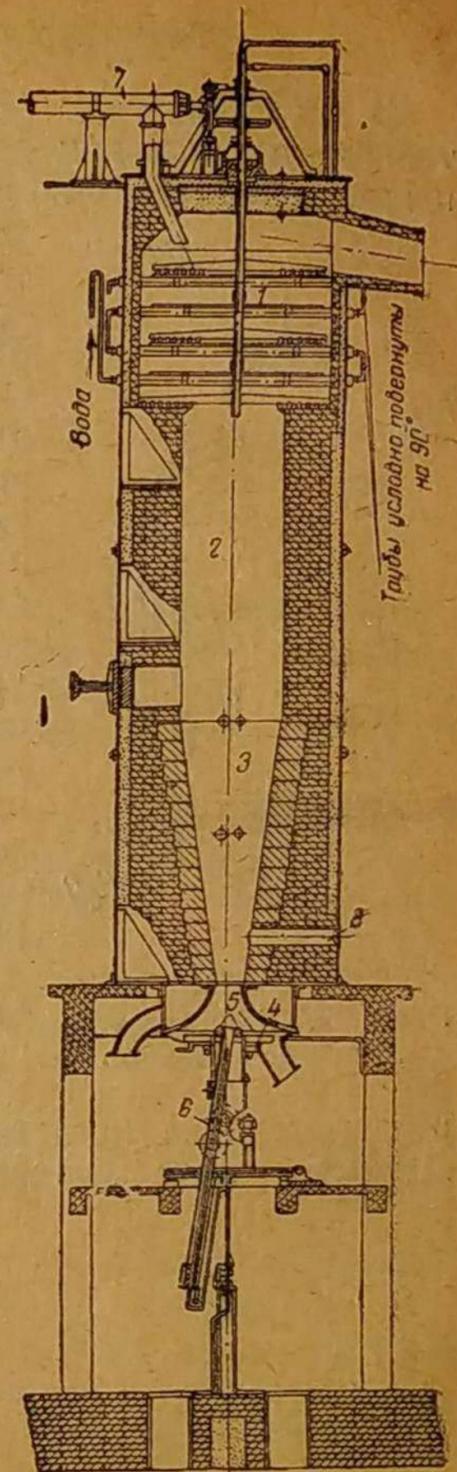


Рис. 28. Газогенератор ВНИГИ:

1—устройство для подсушки топлива, 2—цилиндрическая часть шахты, 3—конус, 4—поддон, 5—лопасти, 6—штанга для очистки стенок шахты, 7—шнек для подачи топлива, 8—отверстие для возврата уноса.

приведены в табл. 5.

Газогенераторы высокого давления

В последние годы возник большой интерес к газификации топлива под высоким давлением. Получающийся газ содержит повышенное количество метана и обладает высокой теплотворной способностью. Сжатие газа и уменьшение его скорости в шахте обуславливает увеличение производительности газогенератора и небольшое сопротивление слоя топлива. Поэтому можно работать при более низких, чем обычно, температурах, и уменьшается шлакование. Особенно пригодны для газификации под высоким давлением и при низких температурах топлива с высокой реакционной способностью: древесный и бурый уголь, торфяной и бурый угольный кокс. Получаемый газ содержит значительное количество $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$, которые легко вымываются водой, так как их растворимость в воде при высоком давлении очень велика. Давление газа используется для подачи его на дальнейшее расстояние.

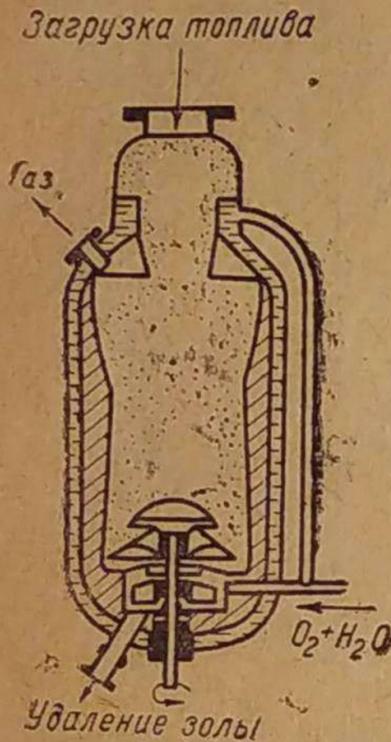


Рис. 29. Газогенератор высокого давления.

Газогенератор высокого давления представлен на рис. 29. Он снабжен вращающейся решеткой и охлаждающим кожухом, который предупреждает разъедание внутреннего кожуха кислородом и обезуглероживание водородом. Данные о работе газогенератора приведены в табл. 5.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ПОДАЧА ТОПЛИВА, ВОЗДУХА И ПАРА И ХРАНЕНИЕ ГАЗА.

Подача топлива

Подача топлива к транспортерам, обслуживающим газогенераторы, производится тем же транспортным устройством, с помощью которого топливо подается на склад, или специальным. В первом случае топливо можно подавать в газогенераторы, минуя склад.

Для подъема топлива на уровень газогенераторов или их бункеров применяют ленточные транспортеры, шахтные подъемники, элеваторы и наклонные бремсберги. Элеваторы применяют для достаточно прочных топлив. В надбункерном помещении газогенераторов топливо транспортируется вагонетками или ленточными и скребковыми транспортерами. Применение фуникулеров и подъем вагонеток по эстакаде позволяет использовать для подачи топлива в бункеры газогенераторов тот же транспорт, что и для подачи на склад. При этом можно избежать перевалки топлива и дробления его. Фуникулеры применяют при большом грузообороте и непрочном топливе.

Подача топлива со склада в кубелях тельфером позволяет избежать сооружения других транспортных устройств.

Грохочение и измельчение топлива производится на пути подачи его к газогенераторам. Сортировочные устройства (грохоты) обычно располагают между транспортерами, поднимающими топливо и передающими его в надбункерную галлерею и иногда перед поднимающими транспортерами. Там же располагают дробилки (для угля). Предусматривается отвод мелочи.

Приспособления для загрузки топлива в газогенераторы описаны в главе пятой.

Подача воздуха

В газогенераторе с естественной тягой легкий нагретый столб газа движется вследствие выдавливания его тяжелым столбом холодного внешнего воздуха. Выдавливающая сила p_0 невелика,

что ограничивает виды применяемых топлив и производительность газогенератора. Она определяется из выражения:

$$p_2 = h(\gamma_0 - \gamma_2) \text{ кг/м}^2 \text{ (мм вод. ст.)},$$

где: h —высота газогенератора от колосниковой решетки до газотводного отверстия в м,

γ_0 —объемный вес воздуха на уровне газогенератора в кг/м^3 ,

γ_2 —средний объемный вес газа в газогенераторе в кг/м^3 .

Мелкие шлакующиеся и спекающиеся топлива не газифицируют в самодувных газогенераторах. Затруднения возникают также при газификации влажных топлив, требующих большой высоты слоя.

В настоящее время газогенераторы с естественной тягой применяются редко. Преимущественно распространены газогенераторы с искусственной подачей дутья. Дутье можно подводить за счет нагнетания или всасывания его в газогенератор. При нагнетании воздуха сопротивление слоя топлива, аппаратуры и трубопроводов, находящихся за газогенератором, преодолевается за счет давления дутья. Недостаток таких устройств заключается в выбивании газа через неплотности.

Иногда работают с искусственной тягой, что более гигиенично. Газопровод и аппаратура за газогенератором, а также сам газогенератор находятся под разрежением и, следовательно, через все неплотности кладки, клапанов, люков и кожухов присасывается воздух, примешивающийся к газу и сжигающий его. Всасывающие установки преимущественно применяются для газовых двигателей. Засасывание газа осуществляется за счет разрежения, создаваемого при движении поршня в цилиндре двигателя. Засасывание также можно производить вентилятором или другим соответствующим аппаратом, установленным за газогенератором или газоочистными аппаратами.

Инжекторы и вентиляторы

Искусственным путем воздух подается в газогенератор с помощью пароструйного инжектора или вентилятора.

Действие инжектора (рис. 30) заключается в том, что струя пара при выходе с большой скоростью из наконечника присасывает воздух извне. Смесь пара и воздуха поступает в диффузор, в котором часть скоростного напора паровоздушной смеси превращается в статическое давление, необходимое для преодоления сопротивления слоя топлива и создания положительного давления вверху газогенератора.

Инжекторы просты, дешевы, надежны в работе и не требуют наличия электроэнергии. Обычно они вводят в газогенератор слишком много пара, особенно при необходимости уменьшения количества воздуха или увеличения давления дутья, нарушая

режим газификации. Эти приборы применяются преимущественно в установках без мокрой очистки газа и только в качестве резервных. При наличии мокрой очистки в установках имеются газовые вентиляторы, которых не могут заменить инжекторы.

Наиболее часто для подачи воздуха в газогенератор применяют центробежные вентиляторы. При необходимости в давлении выше 1000 мм вод. ст. применяют ротационные вентиляторы, например Рута.

В ротационных вентиляторах при вращении лопастей, разделяющих пространство в кожухе на отдельные полости, периодически образуется замкнутое пространство, в котором лопасти сжимают воздух или газ и выталкивают его в нагнетательный трубопровод. Ввиду наличия неплотностей между лопастями и кожухом подаваемый объем несколько меньше теоретического.

При увеличении сопротивления центробежные вентиляторы подают меньше воздуха, тогда как количество воздуха, подаваемого ротационным вентилятором, неизменно. Поэтому последний приходится снабжать клапанами для возврата воздуха (или газа) из нагнетательной трубы в отсасывающую или же для выпуска воздуха в атмосферу в случае повышения давления.

Давление дутья под решеткой при получении паровоздушного газа в газогенераторе без швельшахты составляет 100—300 мм и в газогенераторе со швельшахтой 100—450 мм вод. ст. При получении водяного газа давление воздуха под решеткой доходит до 1000 мм вод. ст.

При необходимости в значительной компрессии воздуха, например, для газогенераторов с выпуском жидкого шлака, устанавливают специальные воздуходувки.

Для подачи газа в зависимости от потребного давления применяют центробежные и ротационные газодувки с уплотняющими устройствами.

Воздухопроводы

Обычно применяются стальные сварные воздухопроводы. Вентиляторы устанавливают общие для всех газогенераторов и воздушную магистраль проводят вдоль фронта газогенераторов. За вентилятором имеется задвижка, открываемая при его пуске.

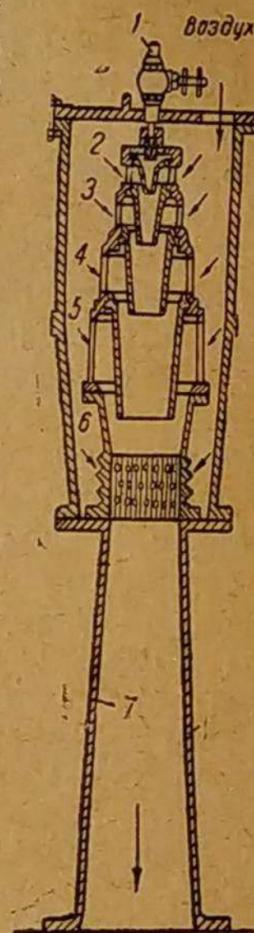


Рис. 30. Паровой инжектор:
1—труба, подводящая пар, 2—6—отверстия для присоса воздуха, 7—диффузор.

Воздушная магистраль обычно снабжена регулятором давления, получающим импульс от газопровода к потребителю.

Отводы к газогенераторам снабжают задвижками для полного отключения воздухопровода и дросселями для возможности быстрого регулирования подачи воздуха.

При остановке вентиляторов или же обрыве газовых клапанов возможно поступление газа из газогенератора в воздухопровод. Если не произвести продувки, получившаяся смесь газа и воздуха загорается у газогенератора, и происходит взрыв. Во избежание аварии воздухопровод снабжают предохранительными клапанами, которые открываются при взрыве и выпускают газы в атмосферу. Этими же клапанами или специальной трубой пользуются для продувки воздухопровода, если есть опасение, что в нем находится смесь газа и воздуха. Обычно до пуска воздуха в газогенератор воздухопровод продувают, выпуская воздух в атмосферу.

Для предохранения от проникновения газа из газогенератора в воздухопровод, в случае падения давления в последнем, в ответвлениях к газогенераторам устанавливают обратные клапаны (рис. 31 и 32), отключающие воздухопровод при падении давления. Наилучшие из них гидравлические (рис. 32).

При расчете воздухопроводов помимо сопротивления слоя топлива надо учитывать сопротивление воздухопровода, регуляторов и клапанов, находящихся на нем, и положительное давление, требуемое в верхней части газогенераторов, которое зависит от сопротивления оборудования за газогенераторами.

Расчетное количество воздуха принимают с запасом на утечки и возможность форсировки. Соответствующий резерв предусматривают и в давлении, создаваемом вентилятором.

Скорости в воздухопроводе принимают порядка 5—10 м/сек, и не больше 15 м/сек.

Получение и подача пара

В газогенераторных установках пар применяется для добавки к дутью, создания завес в паровых затворах, прогрева смоляных ям и лотков, продувки газопроводов, привода воздухо- и газодувок и насосов, а также для отопления.

Пар, предназначенный для добавки к дутью, обычно вводится в воздухопровод у газогенератора, где смешивается с воздухом. Изредка пар вводится под решетку отдельной трубой, что нецелесообразно, так как не дает возможности контролировать его содержание в паровоздушной смеси.

В самодувных газогенераторах пар получают в бетонном поддувале или корыте, залитом водой. Вода испаряется в результате отдачи тепла слоем золы и шлака, лежащим на колосниках, и па-

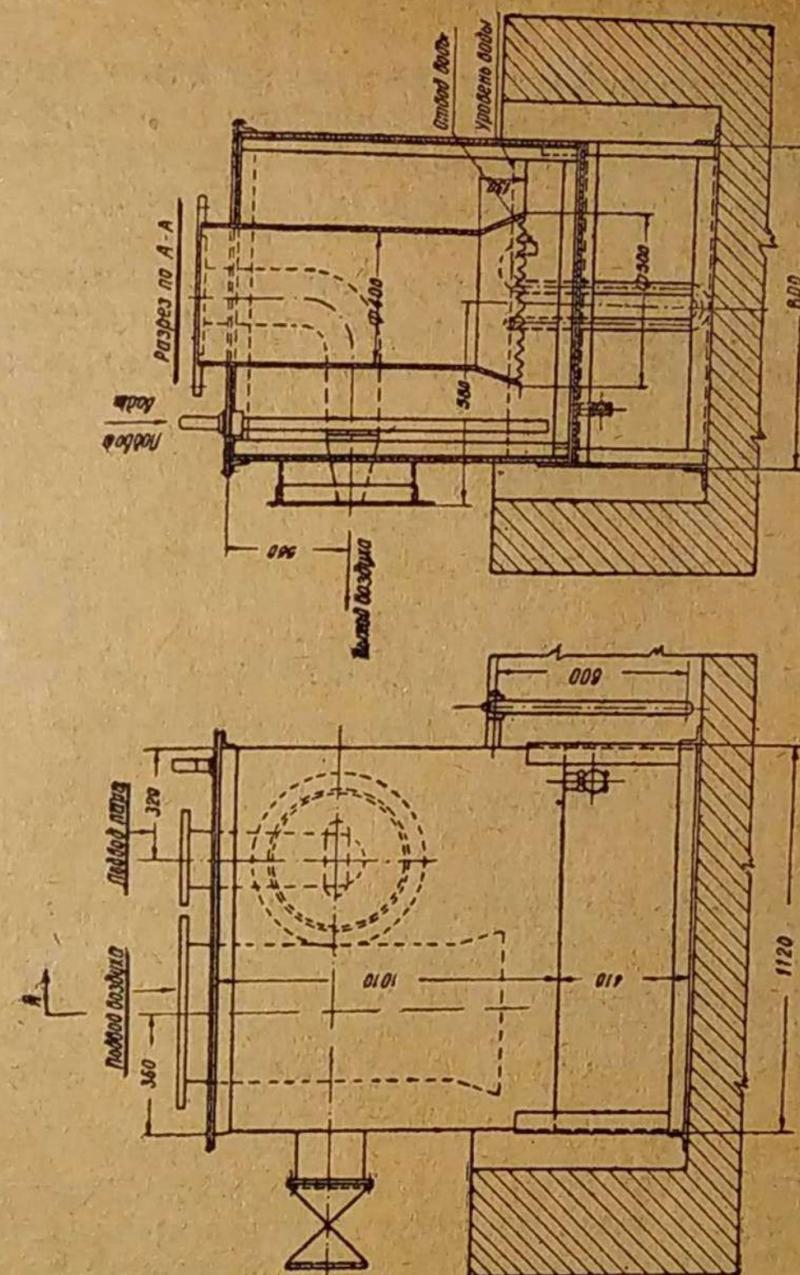


Рис. 32. Обратный клапан гидравлический.

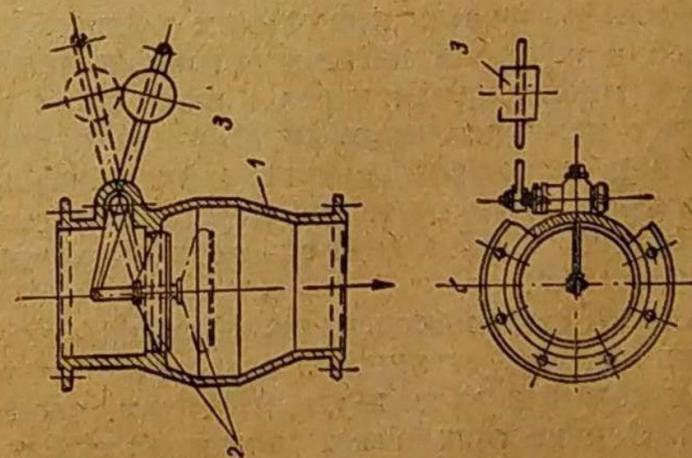


Рис. 31. Обратный клапан сухой: 1—корпус, 2—конус, 3—противовес.

дения раскаленных кусков шлака в воду. Количество получаемого пара невелико.

Часто пар получают в котельной и подают в газогенераторную. Однако, в газогенераторных установках имеется отбросное тепло, которое можно использовать для получения водяного пара. Водяной пар можно получать в охлаждающих кожухах (рубашках) газогенераторов.

На рис. 33 представлено устройство охлаждающего кожуха газогенератора. Водяное пространство кожуха соединено двумя трубами с небольшим паросборником. Пар с давлением, равным

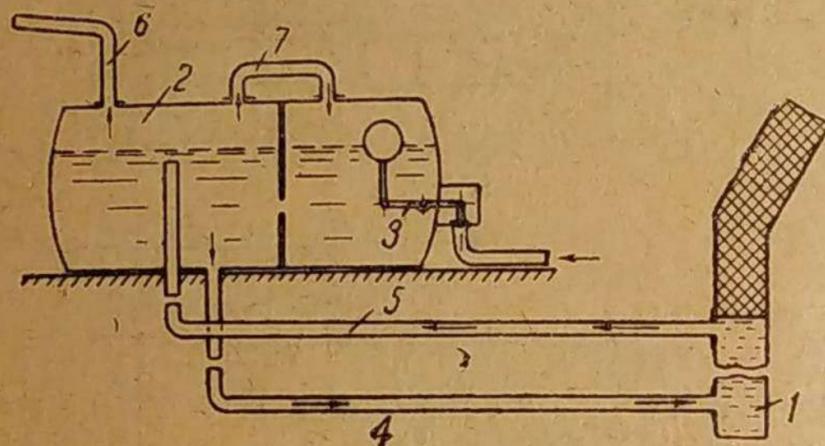


Рис. 33. Охлаждающий кожух и паросборник: 1—охлаждающий кожух газогенератора, 2—паросборник, 3—автоматический шаровой питательный клапан, 4—питательная труба, 5—труба, отводящая горячую воду из кожуха, 6—отвод пара из паросборника, 7—труба для выравнивания давления в частях паросборника.

0,5 ати (изредка бóльшим), получаемый в верхней части сборника, используется для дутья. В кожухе 1 и паросборнике 2 происходит непрерывное движение воды. По трубе 5 нагретая вода из верхней части кожуха поступает в паросборник 2, где вскипает и затем течет в кожух 1 по трубе 4. Для более равномерного отбора пара кожух обычно окружен сверху кольцевой трубой, которая соединяется с паросборником в нескольких местах. В нижней части охлаждающего кожуха устанавливают продувочный кран. Питание кожуха водой производится через паросборник и регулируется вручную или с помощью автоматических клапанов.

Обычно пар из паросборников направляется в магистраль низкого давления, куда подводят пар и от паровой магистрали высокого давления, соединенной с заводской котельной или с котлами-утилизаторами.

Тепло нагрева газа, не содержащего смолистых веществ, можно использовать для получения водяного пара или горячей воды в паровых и водяных котлах-утилизаторах, через которые пропускают газ. Обычно применяют дымогарные котлы и реже водо-

трубные. Для уменьшения засорения котлами перед ними обычно устанавливают пылеуловители.

Горячую воду можно использовать для увлажнения воздуха, поступающего в газогенератор, для чего воздух пропускают над поверхностью горячей воды.

Котлы-утилизаторы особенно распространены в установках водяного газа, где значительная часть тепла топлива теряется в продуктах воздушного дутья. Эти продукты обычно дожигают и тепло нагрева дымовых газов используют для получения и перегрева пара (рис. 56, 60).

Количество пара, получаемого в установках с котлами-утилизаторами, превышает необходимое для процесса газификации, тем более, что имеется еще пар от охлаждающих кожухов. Поэтому часть пара может быть отдана на сторону.

Пар можно получать также в охлаждаемых водой крышках газогенераторов за счет отдачи тепла газом и слоем топлива. На рис. 34 представлен такой газогенератор. Крышка, заполненная водой, для увеличения поверхности нагрева снабжена кольцевой частью, опускающейся в газогенератор. Воздух, предназначенный для дутья, подается в крышку и, проходя над нагретой водой, насыщается водяными парами.

На рис. 35 показан газогенератор, в котором шахта экранирована плавниковыми трубами, ввальцованными в кольцевые коллекторы. Последние соединены циркуляционными трубами с паросборником. Пароперегреватель расположен в газопроводе.

Съем пара в обыкновенных рубашках при газификации древесины, торфа и влажного бурого угля составляет на 1 м² поверх-

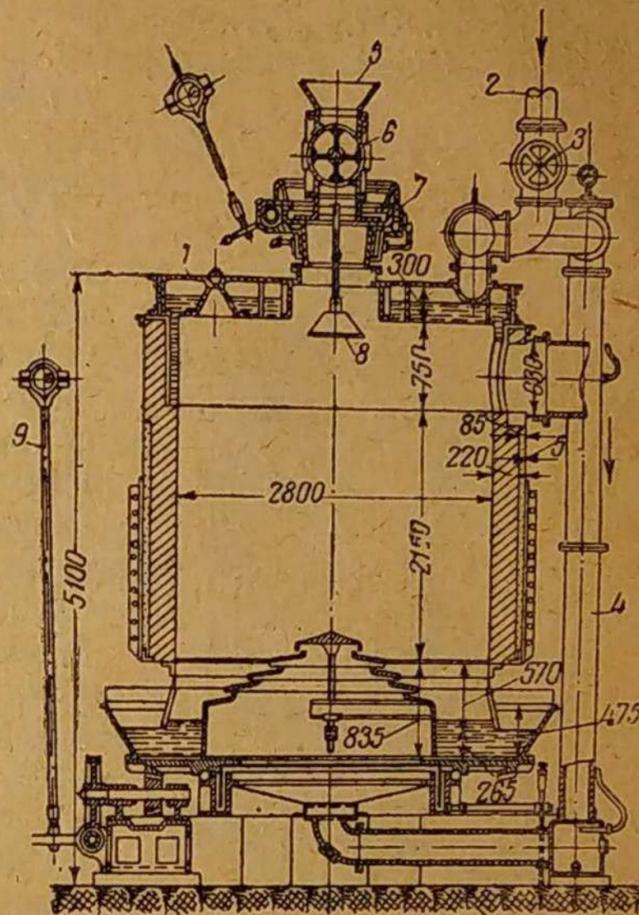


Рис. 34. Газогенератор с вращающейся решеткой, автоматическим питателем и крышкой-испарителем: 1—металлическая крышка-испаритель, 2—воздухопровод, 3—клапан, регулирующий количество воздуха, поступающего в крышку, 4—трубопровод паровоздушной смеси, 5—воронка питателя, 6—барабан, подающий топливо в газогенератор, 7—вращающееся основание питателя, 8—распределительный конус, 9—привод чаши от трансмиссии.

ности рубашки 10—20 кг/час и при газификации угольного топлива, антрацита и кокса 20—30 кг/час.

В установках с мокрой очисткой газа (см. ниже) можно использовать тепло охлаждающей воды, что имеет особенное значение при получении смолистого газа, тепло которого нельзя использовать в котлах-утилизаторах. Нагретой водой орошают воздух, поступающий в газогенератор. В целях возможно большего увлажнения воздуха используют горячую воду в трехступенчатых скрубберах.

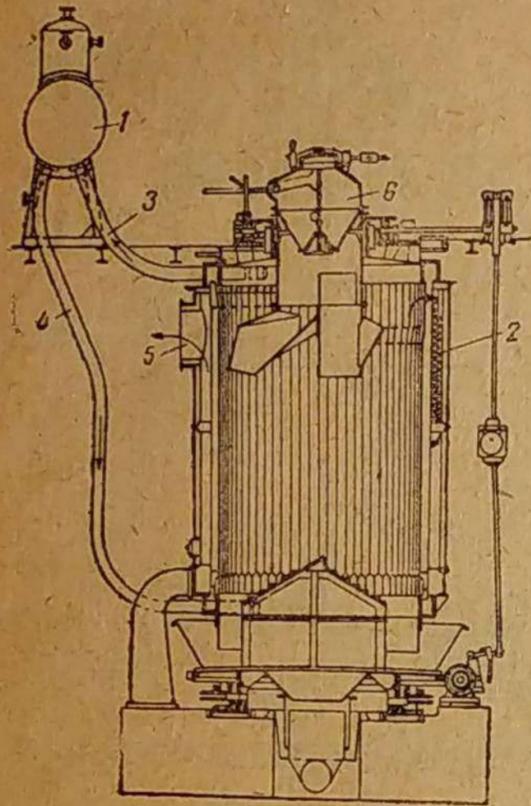


Рис. 35. Газогенератор с трубчатой рубашкой:

1—паросборник, 2—пароперегреватель, 3—отводящая пар труба, 4—циркуляционный трубопровод, 5—отвод газа, 6—загрузочная коробка с приспособлением для распределения топлива по сечению.

сосом 6 или непосредственно на градирню 11. Охлажденная вода собирается в яме, откуда подается насосом 7 в скруббер. Вода горячего цикла насосом 5 подается из ямы для горячей воды в среднюю ступень 2. Там она охлаждает более горячий газ, чем в холодном цикле, нагревается сильнее и стекает в нижнюю ступень 3, орошая и увлажняя воздух. Горячая вода из нижней ступени отводится в яму для горячей воды, откуда вновь подается насосом 5 в среднюю ступень 2 скруббера.

Хранение газа

Газгольдеры служат для создания запаса газа и выравнивания колебаний в его производстве и потреблении.

Различают три типа газгольдеров: мокрые постоянного давления, сухие постоянного объема и высокого давления и сухие постоянного давления.

Мокрые газгольдеры постоянного давления представляют собой два резервуара, из которых один наполнен водой, а другой—кошело—опрокинут и плавает в воде первого резервуара, служащего затвором. Уровень воды неизменен, а колокол поднимается и опускается в зависимости от количества находящегося в нем газа. Подвод и отвод газа осуществляется двумя газопроводами. Количество подаваемого и отводимого газа может быть неодинаково, и колокол, поднимаясь или опускаясь, воспринимает излишек подведенного газа или отдает недостающее количество. Газгольдеры выравнивают давление газа в сети, не давая ему упасть или слишком возрасти, так как воспринимают все колебания, благодаря чему являются хорошими регуляторами давления.

Резервуары для воды бывают бетонные, кирпичные и стальные. Первоначально стальные колокола газгольдеров состояли из одного звена с выпуклой крышкой. Такие газгольдеры применяются для хранения газа в количестве не более 2000 м³ с давлением до 150 мм вод. ст.

Размеры мокрых газгольдеров постоянного давления определяются и ограничиваются размерами резервуаров для воды. Для больших газгольдеров (рис. 37) применяют телескопические колокола из нескольких звеньев, входящих одно в другое. Для создания водяного затвора отдельные звенья снабжают сверху и внизу кольцевыми желобами: нижними, направленными наружу, и верхними, направленными внутрь. При наполнении газгольдера сначала всплывает часть, снабженная крышкой, причем ее желоб захватывает воду из водяного резервуара. При дальнейшем поступлении газа внутренняя, поднимающаяся часть захватывает следующую и т. д.

Колокол сверху снабжен вентилем для впуска воздуха при выпуске воды из резервуара.

Давление в газгольдере в зависимости от нагрузки составляет 50—300 мм вод. ст.

В холодном климате во избежание замерзания воды и для предохранения колокола от влияния ветра и снега газгольдеры располагают в здании.

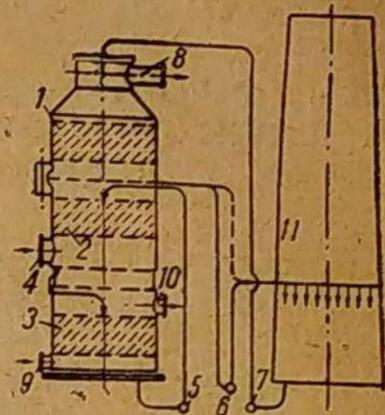


Рис. 36. Трехступенчатый скруббер:

1—верхняя ступень, 2—средняя ступень, 3—нижняя ступень, 4—подвод газа, 5—насос горячего цикла воды, 6—насос холодного цикла воды, 7—насос холодного цикла, подающий воду в скруббер, 8—отвод охлажденного осушенного газа, 9—подвод воздуха, 10—отвод увлажненного воздуха, 11—градирня.

Основным недостатком мокрых газгольдеров постоянного давления является высокая стоимость, расходование воды (в зимнее время подогретой), опасность замерзания и сравнительно небольшой срок службы, так как железо ржавеет, вследствие чего газгольдер красить необходимо периодически.

В последнее время строят газгольдеры постоянного объема и высокого давления. Они представляют собой стальные толстостенные резервуары сигаровидной или шарообразной формы, в которые газ накачивается под давлением 3—5 атм, а затем через регулятор давления отпускается потребителю. Хранение газа под давлением дает возможность в небольшом резервуаре накопить большое количество газа. Преимуществом этих газгольдеров являются

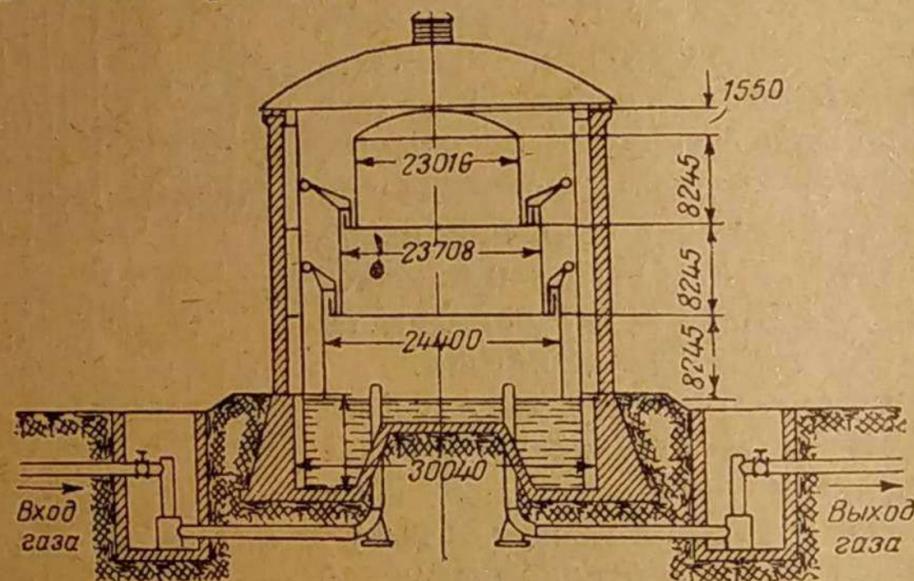


Рис. 37. Мокрый телескопический газгольдер.

также простота устройства и отсутствие движущихся частей и механизмов, что способствует их долговечности. Основным недостатком этих газгольдеров заключается в том, что они должны иметь значительную прочность вследствие высокого давления находящегося в них газа и необходим компрессор для нагнетания газа.

К группе сухих газгольдеров постоянного давления, получающих большое распространение в последние годы, относятся призматические или круглые газгольдеры, состоящие из стального резервуара, внутри которого движется шайба с направляющими роликами. Плотность достигается применением сальникового затвора. При постоянном весе шайбы давление газа неизменно и составляет до 300—400 мм вод. ст. Давление, получаемое в сухих газгольдерах, зависит от нагрузки шайбы.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ГАЗОПРОВОДЫ И КЛАПАНЫ

Газопроводы

Газопроводы служат для подвода газа из газогенератора котельным аппаратам для очистки от смолы и пыли или нагнетания газа, а также для транспортирования газа к потребителю. Часто газ по выходе из нескольких газогенераторов собирают в общий газосборник-коллектор. В коллекторе выравнивается состав газа, и, если коллектор имеет большие размеры, частично выделяются взвешенные частицы. Коллекторами также называют газопроводы, в которых собирается газ из нескольких аппаратов для отвода

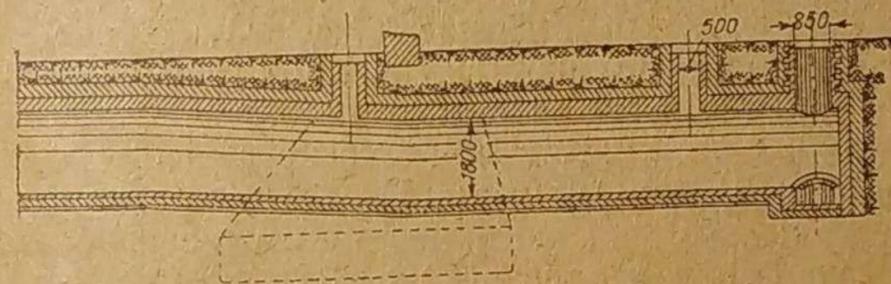


Рис. 38. Подземный газопровод.

к отдельным агрегатам газогенераторной станции или к потребителю.

Газопроводы бывают кирпичные и металлические. Кирпичные газопроводы обычно располагаются под землей (рис. 38). Металлические газопроводы обычно располагаются над землей. Их футеруют огнеупорным кирпичом в тех случаях, когда по ним подается газ с высокой температурой.

Подземные кирпичные газопроводы не препятствуют движению, дешевы, могут иметь большие размеры и падение температуры газов в них невелико. Недостатки их заключаются в возможности проникновения в них грунтовых вод, невозможности поддерживать значительное давление и опасности присоса воздуха в случае образования разрежения.

Кирпичные газопроводы пригодны только для неочищенного газа, содержащего смолистые вещества, которые закупоривают трещины кладки, что исключает возможность просачивания газа.

Газопроводы, находящиеся под разрежением, делают металлическими.

Преимуществом надземных металлических газопроводов, которые обычно располагаются на стойках, является доступность для очистки и осмотра, а недостатком—большая стоимость.

Стальные кожухи газопроводов для горячего газа футеруют огнеупорным кирпичом в $\frac{1}{4}$ или $\frac{1}{2}$ кирпича. При высокой температуре газа между огнеупорным кирпичом и кожухом прокладывают слой изоляции для сохранения тепла нагрева газа.

В металлических газопроводах газ охлаждается сильнее, чем в кирпичных. В случае большой протяженности и возможности замерзания конденсата газопроводы изолируют снаружи, или прокладывают в земле или же (при небольшом диаметре) рядом с ними в общей изоляции прокладывают паровые магистрали. Можно также обогревать газопроводы теплом продуктов горения небольшого количества газа, специально сжигаемого для этой цели (введение их в газопровод, или наружный обогрев).

Взвешенные частицы, содержащиеся в газе, выпадают в газопроводах и засоряют их, вызывая необходимость в чистке. Для устранения перебоев в работе, связанных с чисткой, газопроводы снабжают пылеуловительными камерами. Обычно применяемые пылеуловители недостаточно хорошо очищают газ от пыли. Для возможности скопления пыли без уменьшения свободного сечения газопровода и для выпуска ее на ходу газопроводы иногда снабжают пылевыми мешками. Подземные газопроводы имеют колодцы для сбора пыли и приямки для чистки. Иногда во избежание устройства большого количества мешков надземным газопроводам придают овальную форму и в нижней их части, на небольшом расстоянии друг от друга, ставят клапаны для спуска пыли на ходу.

При получении холодного газа и возможности конденсации влаги и смолистых веществ газопроводы снабжают сборниками-конденсационными горшками. Выделившийся конденсат может быть удален из сборников.

При впуске в газопровод газа и вытеснении воздуха, а также при заполнении газопроводов воздухом в случае остановки может образоваться взрывчатая смесь и произойти взрыв.

Проф. Грум-Гржимайло дал правила расположения газопроводов, находящихся под давлением, близким к атмосферному, при выполнении которых вытеснение газа воздухом и воздуха газом происходит без их смешения и образования взрывчатой смеси. Грум-Гржимайло рекомендует отдельные газопроводы, идущие от общего, начинать в таком месте общего газопровода, где никогда не может быть отрицательного давления и принимать нисходящее направление движения газа в газопроводах. Восходящего направления следует избегать. Устройства для продувки взрывчатой смеси нужно располагать в таких местах, где можно обеспечить

надежную продувку газопровода. Эти правила основаны на том, что удельный вес воздуха больше, чем газа, и воздух заполняет газопровод снизу, а легкий газ—сверху.

Если в канал, заполненный более легким генераторным газом, воздух входит сверху, то он опускается ко дну и, смешиваясь с газом, образует взрывчатую смесь. Поэтому воздух надо вводить в газопровод снизу. В этом случае воздух стелется по дну и постепенно вытесняет газ, который должен отводиться сверху. По этим же соображениям в канал, заполненный тяжелым воздухом, легкий генераторный газ надо вводить сверху, чтобы газ постепенно заполнял его и вытеснял воздух, который нужно отводить снизу.

Если не применяется мокрая очистка, т. е. в газе содержится значительное количество взвешенных частиц и отсутствуют газовые вентиляторы, то во избежание большого сопротивления и быстрого засорения газопроводам придают большие размеры, рассчитывая их на скорость порядка 0,75—1,5 м/сек при 0°. Газопроводы очищенного газа в случае небольших сетей рассчитывают на скорость порядка 5—10 м/сек. При дальней газопередаче или сильно разветвленной сети газопроводов малого диаметра принимают и большие скорости.

Длина металлических газопроводов при изменении температуры значительно изменяется. Во избежание деформации длинных газопроводов устанавливают компенсаторы, воспринимающие изменение длины. Чаще всего устанавливают компенсаторы линзового типа.

Передача газа на дальнее расстояние или по сильно разветвленной сети осуществляется исключительно подземными газопроводами.

При низком давлении (до 200 мм вод. ст.) можно подавать газ по чугунным трубам. При более высоких давлениях применяют стальные трубы. Подземные газопроводы располагают ниже глубины промерзания почвы. Для восприятия температурных колебаний иногда их снабжают компенсаторами, если только в силу своего устройства они не являются самокомпенсирующимися.

На некотором расстоянии друг от друга по длине газопровода устанавливают конденсационные горшки, емкость которых соответствует количеству конденсата, выделяющемуся за несколько дней. Периодически эти горшки опоражнивают.

Во избежание разъедания солями и кислотами, содержащимися в почве, и действия блуждающих токов подземные газопроводы снабжают изоляцией.

Для выпуска газа, воздуха и взрывчатой смеси при остановках, пуске и неполадках на концах газопроводов и у газогенератора устанавливают продувные трубы, через которые газы могут быть выпущены в атмосферу. Для выжигания смолы и пыли, оседающих в газопроводах неочищенного газа, газопроводы часто присоединяют к дымовым трубам печей.

Клапаны

В зависимости от назначения различают клапаны: для включения и выключения газа, для регулирования количества газа, для обслуживания (смотровые, для чистки) и предохранительные. Один и тот же клапан иногда может выполнять несколько функций.

Клапаны для включения и выключения должны быть плотны, что затруднительно осуществить при больших диаметрах газопроводов и высоких давлениях.

В качестве клапанов для включения и выключения часто применяют гидравлические затворы. На рис. 39 показана схема такого затвора, соединяющего газогенератор и коллектор газа. Если воду держать ниже перегородки 3, газ поступает из газогенератора в коллектор; если же залить водой перегородку, газогенератор оказывается отключенным от коллектора. Применяют также гидравлические затворы (перекидные рукава) по типу, показанному на рис. 40. В других гидравлических затворах подающий газопровод постоянно погружен в воду, и выходящий газ пробулькивает через нее.

Клапаны типа, представленного на рис. 32, являются обратными, т. е. препятствуют возвратному движению газа из принимающего газопровода в подающий. Если давление газа в принимающем газопроводе выше, чем в подающем, уровень воды в последнем повышается. Соотношение величин повышения уровня в подающем газопроводе и понижения в гидравлическом затворе обратно пропорционально их се-

чениям. При прохождении газа в затвор по подающей трубе вода из нее вытесняется.

Гидравлические затворы можно чистить на ходу. Они надежны, дешевы и просты в обслуживании, но за исключением тарельчатых мало пригодны для регулирования количества газов.

При отсутствии гидравлического затвора для уплотнения применяются клапаны различных типов. Наиболее простыми клапанами являются шиберы. Они неплотны и применимы для включения и выключения только при небольших давлениях газа.

Для включения, выключения и регулирования количества газа

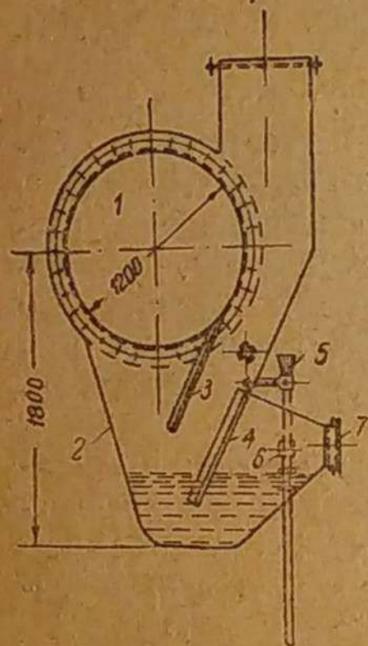


Рис. 39. Гидравлический затвор газопровода:
1—газосборник, 2—корпус затвора, 3 и 4—перегородки, 5—воронка, 6—вентиль, 7—отверстие для чистки.

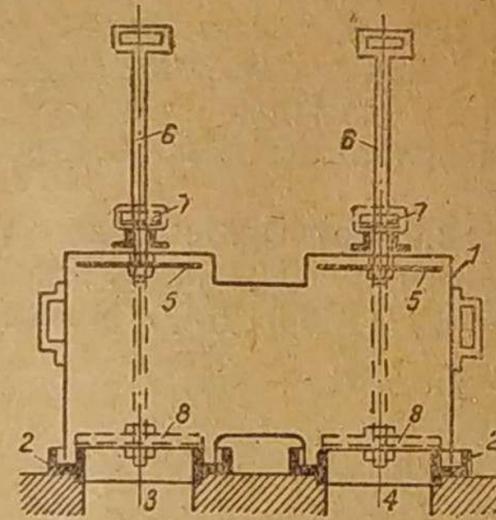


Рис. 40. Перекидной рукав: 1—кожух, 2—гидравлический затвор, 3—газопровод от газогенератора, 4—газоход от перекидного рукава, 5—тарелки, 6—штоки, 7—клинья, поддерживающие клапаны в открытом положении, 8—клапаны в закрытом положении.

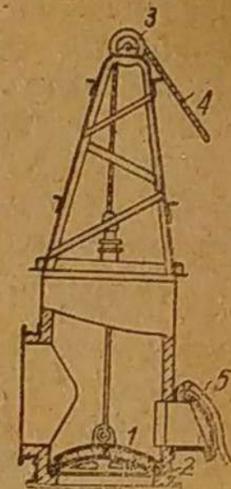


Рис. 41. Тарельчатый клапан: 1—тарелка, 2—седло, 3—блок, 4—трос, 5—предохранительный клапан.

даже при высокой температуре и смолистом газе. Эти клапаны называют также угловыми, потому что их устанавливают в местах поворота газопроводов.

При смолистом газе с низкой температурой, когда у клапанов выделяется значительное количество смолы и влаги, тарельчатые клапаны снабжают гидравлическим затвором. Если возможно возникновение в аппаратуре газостанций больших разрежений, гидравлический затвор засыпают песком во избежание присоса воздуха при засасывании воды внутрь клапана.

Клапаны, применяемые в условиях высоких температур, делают из гематитового чугуна.

Для регулирования количества очищенного газа преимущественно применяют тарельчатые клапаны, а для очищенного—затворки типа Лудло и вентильные клапаны.

В газопроводах и аппаратах иногда может образоваться взрывчатая смесь газа и воздуха, способная взорваться при ее поджигании. Если не принять специальных мер на случай

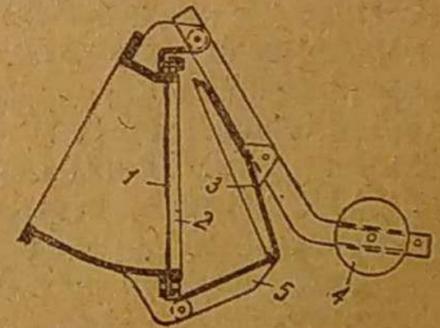


Рис. 42. Предохранительный клапан с металлической пластинкой: 1—металлическая пластинка, 2—рамка, зажимающая пластинку, 3—крышка, 4—груз, 5—собачка.

взрыва смеси, газопровод или аппарат может быть разрушен. Во избежание этого газопроводы снабжают предохранительными клапанами, которые открываются при повышении давления, выпускают образовавшиеся газы и закрываются при падении давления, отключая газопровод от атмосферы. Последующее отключение от атмосферы обязательно, так как при открытом клапане в газопровод будет засасываться воздух, и может последовать другой взрыв.

В простейших случаях предохранительные клапаны представляют собой хлопушки, состоящие из крышки и рамы. Крышки прижимаются к раме благодаря своему весу или грузу. Размах крышки

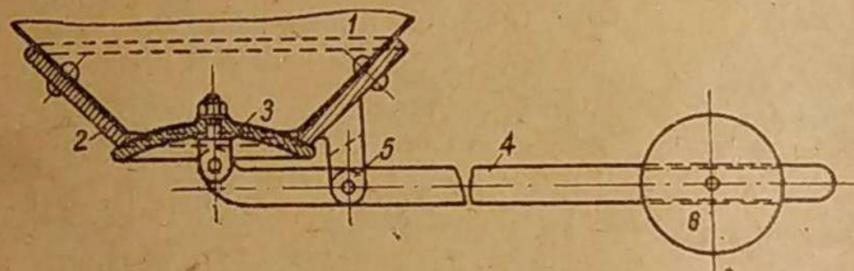


Рис. 43. Клапан для выброса пыли:
1—корпус пылевого мешка, 2—седло, 3—тарелка, 4—рычаг, 5—ось рычага, 6—противовес.

ограничивают упором. Иногда применяют пружинные клапаны.

При высоком давлении газа или разрежении в газопроводе и большой опасности неплотностей, предохранительными клапанами служат тонкие свинцовые или алюминиевые пластинки, которые перекрывают отверстия газопровода (рис. 42). Эти пластинки прикрываются клапанами-хлопушками или пружинными клапанами. При взрыве пластинка рвется, и начинает действовать обычный клапан. Таким образом, до взрыва клапан обеспечивает совершенно плотное отключение и только после взрыва, до смены пластинки, газопровод обслуживается менее плотным клапаном.

Сила взрыва воспринимается преимущественно торцевыми частями газопровода, где и устанавливают предохранительные клапаны.

Предохранительный клапан часто служит для осмотра газопровода и чистки. К числу клапанов для обслуживания относятся также клапаны для выброса пыли (рис. 43), которые применяются в пылеуловителях и в газопроводах. Они представляют собой клапаны, прижимаемые противовесом и открываемые при необходимости чистки.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ОЧИСТКА ГАЗА

К газу предъявляют определенные требования в отношении чистоты и состава. Газ можно очищать от взвешенных частиц—пыли, сажи и сконденсировавшихся смол и влаги. Сажа появляется в результате разложения смолы в газогенераторах. Может оказаться необходимым удаление из газа некоторых паро- и газообразных компонентов: сероводорода, аммиака и уксусной кислоты. Необходимость очистки газа от взвешенных частиц и парообразных примесей обуславливается засорением или разъеданием газопроводов или же желанием уловить ценные побочные продукты. Некоторые потребители предъявляют определенные требования к чистоте газа. Удаление из газа водяных паров, путем его охлаждения, вызывается необходимостью повысить пирометрический эффект горения газа и уменьшить потери тепла с отходящими газами.

Сероводород улавливается из газа преимущественно вследствие его вредности для производства и для здоровья людей.

Сухая очистка газа

Под сухой очисткой газа понимают удаление из него взвешенных частиц с помощью пылеуловителей без промывки. При подобной очистке в газе помимо части взвешенных частиц остаются также парообразные примеси смолистых веществ и влаги, которые могут конденсироваться при охлаждении газа. Неочищенный газ имеет более или менее высокую температуру. Такой газ нельзя подавать по длинным или малого диаметра трубопроводам вследствие возможности их засорения; для подачи его под значительным давлением требуются специальные вентиляторы.

Сухой очисткой ограничиваются, если температура газа высока и желательно использовать в печной установке его тепло нагрева и потенциальное тепло смол.

При отсутствии особых требований потребителя к чистоте газа газогенератор можно установить возможно ближе к установке, потребляющей газ. В этом случае газ поступает в нее почти в таком же состоянии, в каком выходит из газогенератора. Он только несколько охлаждается и из него выделяется часть взвешенных частиц. В подобных установках приходится периодически производить чистку газоходов от пыли, сажи и смолы.

Сухая очистка газа дает возможность не усложнять газогенераторную установку аппаратурой для улавливания смолистых веществ и осушки газа и избежать получения загрязненных и трудноочищаемых сточных вод.

Смолы начинают выделяться при охлаждении газа ниже 400° . Если температура газа достаточно высока, смолы находятся в парообразном состоянии и не выделяются. При сухой очистке газа у газогенераторов устанавливают пылеуловители (рис. 44), представляющие собой камеры, обычно с перегородками. В этих камерах газ изменяет направление и уменьшает скорость, в результате чего из него выпадают взвешенные частицы.

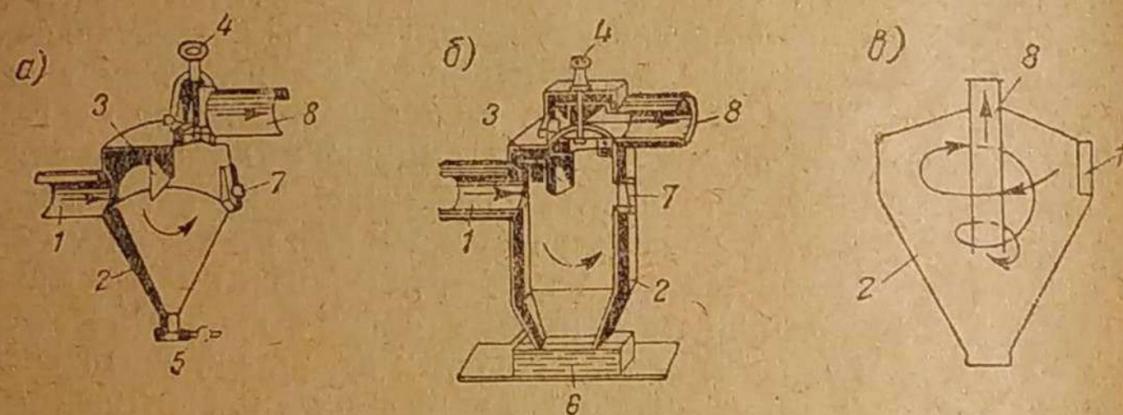


Рис. 44. Сухие пылеуловители:

а—с перегородкой, б—с перегородкой и гидравлическим затвором, в—циклонный пылеуловитель; 1—вход газа, 2—корпус пылеуловителя, 3—перегородка, 4—тарельчатый клапан, 5—клапан для выбрасывания пыли, 6—гидравлический затвор, 7—предохранительный клапан, 8—отвод газа.

Для улучшения выделения пыли, в той части пылеуловителя, где газы движутся вверх, увеличивают сечение, вследствие чего скорость газа уменьшается.

Несмотря на улучшение очистки с уменьшением скорости, пылеуловители в виде камер с перегородками не делают слишком большими во избежание излишней потери тепла в окружающую среду и вследствие громоздкости. Иногда устанавливают пылеуловители циклонного типа (рис. 43в). В них газ входит тангенциально и под действием центробежной силы взвешенные частицы выпадают из потока. Газ отводится по оси пылеуловителя. Чем больше скорость движения газа, тем лучше очистка, но больше сопротивление.

Чем выше температура газа, тем труднее выделить из него взвешенные частицы вследствие возрастания вязкости газа с повышением температуры.

Так как пылеуловители недостаточно хорошо очищают газ и взвешенные частицы продолжают выпадать по пути его движения, коллектор и газопроводы снабжают пылевыми мешками в местах, где можно ожидать значительного выпадения пыли.

На стекольных заводах довольно часто применяются газогенераторные установки без мокрой очистки газа даже в тех случаях, когда температура газа низка и, следовательно, сохранение тепла нагрева газа для потребителя не имеет особенного значения. При этом часть смолистых веществ и других взвешенных частиц выпадает в газоходах. Чаще всего такую схему принимают для сравнительно небольших установок, работающих на древесине и торфе, желая упростить и удешевить установку и иметь возможность обслуживать ее менее квалифицированным персоналом. Выбор таких установок обуславливается также возможностью использования потребителем значительной части смолистых веществ и отсутствием или малым содержанием пыли в газе из этих топлив.

Мокрая очистка газа

Мокрая очистка газа более эффективна, чем сухая. Она сопровождается промывкой, а следовательно, и охлаждением газа. При промывке из газа выделяются твердые взвешенные частицы и сконденсировавшиеся составные части. В некотором количестве в промывной жидкости растворяются и парообразные составные части. Орошением специальными реагентами из газа можно выделить отдельные газообразные составляющие.

Мокрая очистка газа обычно применяется для более полного удаления взвешенных частиц, чем это может быть достигнуто при сухой, а также в целях осушки газа и извлечения отдельных парообразных и газообразных составляющих (смол, уксусной кислоты, аммиака и сероводорода). Мокрую очистку газа часто комбинируют с установкой специальных аппаратов для улавливания смолы и пыли.

Газ, освобожденный с помощью мокрой очистки от пыли, сажи, смолы и влаги, можно транспортировать под большим давлением по разветвленным газопроводам малых сечений. Он допускает хорошую и удобную регулировку, установку счетчиков и использование лучших конструкций горелок. Мокрая очистка газа позволяет централизовать топливное хозяйство и отказаться от установки индивидуальных станций у отдельных потребителей. Хорошо очищенный газ пригоден для газовых двигателей. Иногда необходимость улавливания парообразных и газообразных составляющих вынуждает применять мокрую очистку газа, вообще говоря значительно усложняющую установку.

В некоторых производствах содержащийся в газе сероводород оказывает вредное влияние на материалы. При обычно применяемых способах очистки от сероводорода, очищается газ предварительно охлажденный и освобожденный от смолистых веществ. Поэтому при необходимости удаления сероводорода из газа мокрая очистка его необходима даже в том случае, если она невыгодна и нецелесообразна с точки зрения экономии топлива.

Осушка газа

Осушка газа производится посредством его охлаждения. Охлаждающийся газ при определенной температуре насыщается содержащейся в нем влагой, а при дальнейшем понижении температуры, в соответствии с уменьшением парциального давления насыщенного водяного пара, влага выделяется. В случае достаточно сильного охлаждения из газа можно выделить значительное количество влаги (рис. 45).

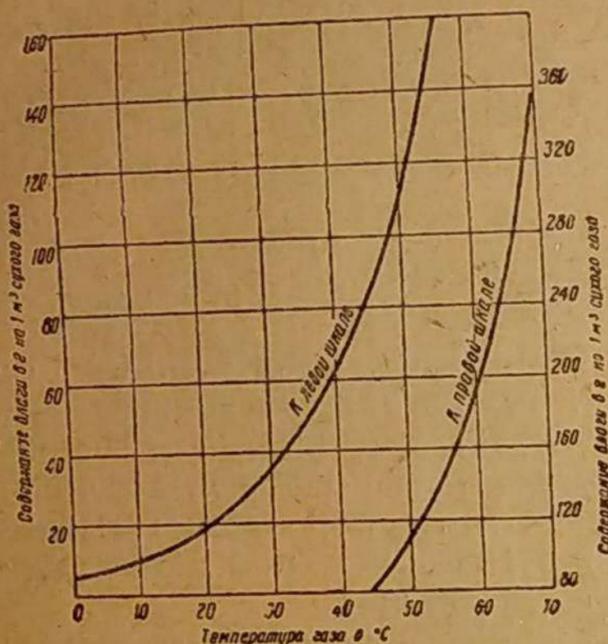


Рис. 45. Содержание влаги в насыщенном газе.

Газ можно охлаждать в поверхностных холодильниках или в холодильниках с орошением водой. В поверхностных холодильниках отдача тепла от газа происходит через стенки к воде. Величина коэффициента теплоотдачи газа к стенкам малая, и для достижения достаточного эффекта такие холодильники должны иметь хорошо развитую поверхность. Поверхностные холодильники громоздки, дороги и редко применяются в газогенераторных установках. Достоинство их в том, что выделившийся конденсат (влага и смолистые вещества) не смешивается с большим количеством охлаждающей воды и, следовательно, легко может быть отведен и использован.

Для охлаждения газа обычно применяют холодильники (рис. 46), в которых вода разбрызгивается и стекает по насадке, смешиваясь с газом, или же вспрыскивается и мелко распыляется с помощью форсунок. В скрубберах с насадками поверхности охлаждения соответствует поверхность насадки, по которой течет охлаждающая вода. Материалом для насадки служат деревянные рейки (хордовая насадка), кокс и кольца Рашига. В скрубберах с форсунками поверхность охлаждения зависит от степени распыления, т. е. от размера капель. Чем лучше распыление, тем больше поверхность охлаждения. Достоинства охладителей с орошением газа заключается в небольшом размере, невысокой стоимости и простоте устройства. Недостатком их является смешение конденсата с большим количеством охлаждающей воды и, следовательно, трудность выделения смолистых веществ из воды. Это

имеет большое значение, так как даже если газ был очищен от смолы до поступления в охладитель, в воде растворяется некоторое количество оставшихся в газе смолистых веществ, в состав которых входят фенолы. Фенолы отравляют водоемы и делают воду негодной для питья, а также для существования рыб. Поэтому сточные воды перед спуском приходится очищать.

Достоинствами скрубберов с насадкой являются хорошая очистка газа от взвешенных частиц, оседающих на насадке и смываемых водой, и потребность в небольшом давлении охлаждающей воды.

Недостатки этих скрубберов заключаются в необходимости периодической чистки насадки, а также значительном сопротивлении.

Преимущества скрубберов без заполнения, в которых мелко распыляется вода, заключаются в простоте устройства, отсутствии необходимости чистки и очень малом сопротивлении. Недостатком этих скрубберов является ухудшение очистки газа от взвешенных частиц, а также необходимость затраты энергии на создание достаточного давления воды, требуемого для хорошей работы распылителя. В то время как в скрубберах с насадкой вода только разбрызгивается под небольшим давлением, в скрубберах без насадки воду мелко распыляют под давлением 2—4 *ати*. В качестве распылителей применяют форсунки того же типа, что и для распыления мазута. Действие их основано на сообщении воде, находящейся под большим давлением, вращательного движения и большой скорости у выхода, благодаря чему быстро движущаяся струя под действием центробежной силы и трения на поверхности разрывается на мельчайшие капли. На рис. 47 представлен распылитель Кертинга. В высоких скрубберах частицы воды, сталкиваясь, укрупняются, и поверхность их уменьшается. Поэтому для получения до-

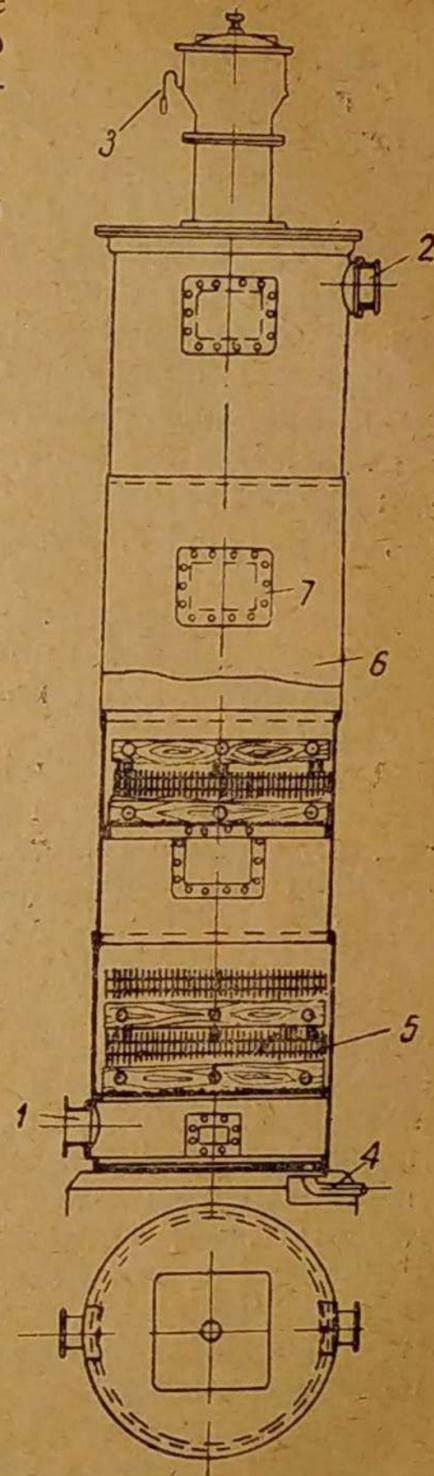


Рис. 46. Скруббер с хордовой насадкой:
1—подвод газа, 2—отвод газа, 3—подвод воды, 4—отвод воды, 5—деревянные рейки, 6—кожух, 7—лазы.

распылитель Кертинга. В высоких скрубберах частицы воды, сталкиваясь, укрупняются, и поверхность их уменьшается. Поэтому для получения до-

статочного эффекта охлаждения и очистки форсунки устанавливаются в несколько поясов по высоте.

Капелька воды в полом скруббере движется сверху вниз навстречу газу со все возрастающей скоростью до тех пор, пока сопротивление, испытываемое ею, не окажется достаточно большим и скорость не станет постоянной.

Помимо скрубберов с насадкой и полых применяются также скрубберы с перегородками, носящие название каскадных.

Процесс охлаждения газа в скрубберах можно представить себе проходящим в две фазы. Газ, не насыщенный водяным паром, входит в нижнюю часть скруббера и навстречу ему движется нагретая вода. При этом происходит испарение воды и охлаждение газа до тех пор, пока не испарится такое количество воды, что газ, охладившись, станет насыщенным. С момента насыщения начинается процесс конденсации водяного пара из газа. При этом происходит диффузия водяного пара из газа к воде через пленку газа и охлаждение газа.

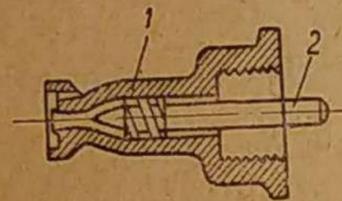


Рис. 47. Распылитель Кертинга: 1—наконечник, 2—стержень.

Пользуясь формулами теплопередачи и диффузии и зная практические коэффициенты теплопередачи и диффузии, можно определить требуемую поверхность охлаждения (насадки или капель воды) для каждой из указанных фаз.

Объем скруббера, необходимый для охлаждения и очистки бессмольного газа, принимается равным, примерно, 0,7—1% часового объема газа при нормальных условиях, что соответствует 25—35 сек. времени пребывания газа в скруббере, считая на полный объем скруббера и нормальный объем газа. Если скруббер предназначен для охлаждения и очистки смолистого газа без предварительного смолоулавливания или газа, содержащего мелкую пыль, время пребывания газа в нем доводится до 40—50 сек. Если скруббер предназначен лишь для частичного охлаждения газа, как, например, в случае предварительного охлаждения его перед смолоулавливающими аппаратами, время пребывания газа в скруббере можно принимать равным 2—5 сек.

Скорость газов в скруббере составляет, примерно, 0,5—0,75 м/сек, считая на полное сечение.

Расход воды на охлаждение и очистку газа составляет для летних условий, примерно, следующие величины:

- 1) для газа из кокса и антрацита 4—5 л/м³ газа, что соответствует 16—25 л/кг топлива,
- 2) для газа из каменного угля 8—10 л/м³ газа или 25—30 л/кг топлива,
- 3) для газа из древесины, торфа и бурого угля 8—10 л/м³ газа или 15—25 л/кг топлива.

Расход воды на охлаждение газа определяют из теплового баланса охладительного устройства.

Если G —расход охлаждающей воды в кг/час,
 Q_1 и Q_2 —теплосодержание соответственно входящего и выходящего газа в кал/час, t_1 и t_2 —соответственно температура входящей и выходящей воды в °С., то:

$$G = \frac{Q_1 - Q_2}{t_2 - t_1} \quad (13)$$

Q_1 и Q_2 включают тепло конденсации влаги, содержащейся в газе. Во избежание больших затрат воды на охлаждение газа в установках значительного размера применяют циркуляционные системы. Нагретая вода из скруббера подается насосами первого подъема на градирню, где охлаждается. Из ямы холодной воды вода насосами второго подъема вновь подается в скруббер.

После промывки газ обычно уносит с собой из охладителей некоторое количество влаги в виде мельчайших взвешенных частиц. Эта влага выпадает при движении газа по газопроводам. Если газ по выходе из скруббера попадает в газовый вентилятор, то под действием центробежной силы взвешенные в нем частицы влаги сталкиваются между собой и укрупняются. Для отведения выделившейся влаги вентиляторы снабжают специальными штуцерами. Для возможно более полного выделения взвешенных частиц влаги за газовыми вентиляторами ставят камеры, заполненные насадкой—сухие скрубберы, или каплеуловители.

Обычно промывкой газа ограничиваются при газификации бессмольного топлива (антрацита и кокса). Если топливо содержит смолистые вещества, их выделяют из газа до промывки. В противном случае смолистые вещества выделяются в скрубберах вместе с влагой и даже в отстоявшейся смоле содержится много влаги, а вода, отводимая из скруббера, бывает сильно загрязнена смолистыми веществами и требует очистки. Для получения более ценных, менее влажных смол и менее загрязненных промывных вод при газификации смолистых топлив устанавливают смолоотделительные аппараты.

Иногда требуется более тонкая очистка газа от пыли, чем достигаемая в скрубберах, где выходящий газ содержит до 0,1—0,5 г/м³ пыли и 1,5—3 г/м³ смолистых веществ. В этих случаях за скрубберами устанавливают аппараты для тонкой очистки газа—электрофильтры и механические смолоотделители, фильтры из хлопчатобумажной ткани или заполненные плотной насадкой камеры.

При промывке содержащего пыль газа в воде циркуляционных систем накапливается пыль, которая может засорить трубопроводы. Поэтому воду приходится очищать в пылеотстойных ямах, где она медленно движется и остается длительное время, вследствие чего из нее выделяются более крупные взвешенные частицы. Кроме того, воду пропускают через фильтры (обычно коксовые), в которых задерживается мелкая пыль, вымытая из газа.

В дальнейшем вода поступает на охлаждение. Пыль из пылеотстойных ям откачивается шламовыми насосами на площадки, подсушивается и может быть использована для сжигания в пылеугольных топках.

Улавливание смолы

Смолистые вещества представляют собой смесь углеводородов и кислородных, азотистых и сернистых соединений с различными температурами кипения в пределах 30—350°. Легкие масла даже при температуре в 30—40° в значительной части остаются в газе,

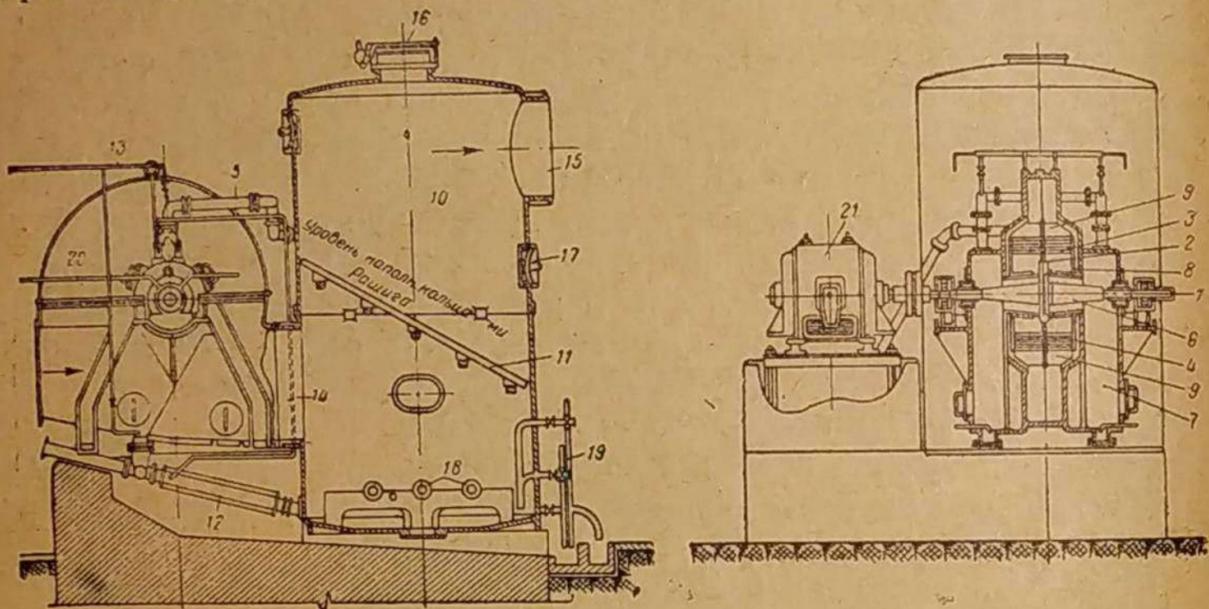


Рис. 48. Механический смолоотделитель (дезинтегратор) и каплеуловитель: 1—вал, 2—диск, 3—лопатки, прикрепленные к диску, 4—лопатки, прикрепленные к кожуху, 5—подвод промывной жидкости, 6—конус для разбрызгивания промывной жидкости, 7—вход газа, 8—кожух, 9—лопасти для нагнетания газа, 10—каплеуловитель, 11—опорная решетка для насадочных колец Рашига, 12—трубопровод для отвода смолы, 13—подвод пара для нагрева смолы, 14—отвод газа из дезинтегратора, 15—отвод газа из каплеуловителя, 16—предохранительный клапан, 17—люк, 18—паровые подогреватели, 19—слив смолы, 20—подвод воды в подшипники, 21—мотор.

Смолистые вещества, конденсирующиеся при охлаждении, невозможно выделить только при помощи охлаждения газа, так как мельчайшие частицы их представляют собой наполненные газом легко уносимые пузырьки.

Механические смолоотделители—дезинтеграторы и электрофильтры, интенсивно отделяют сконденсированные частицы смолы преимущественно применяются для их улавливания.

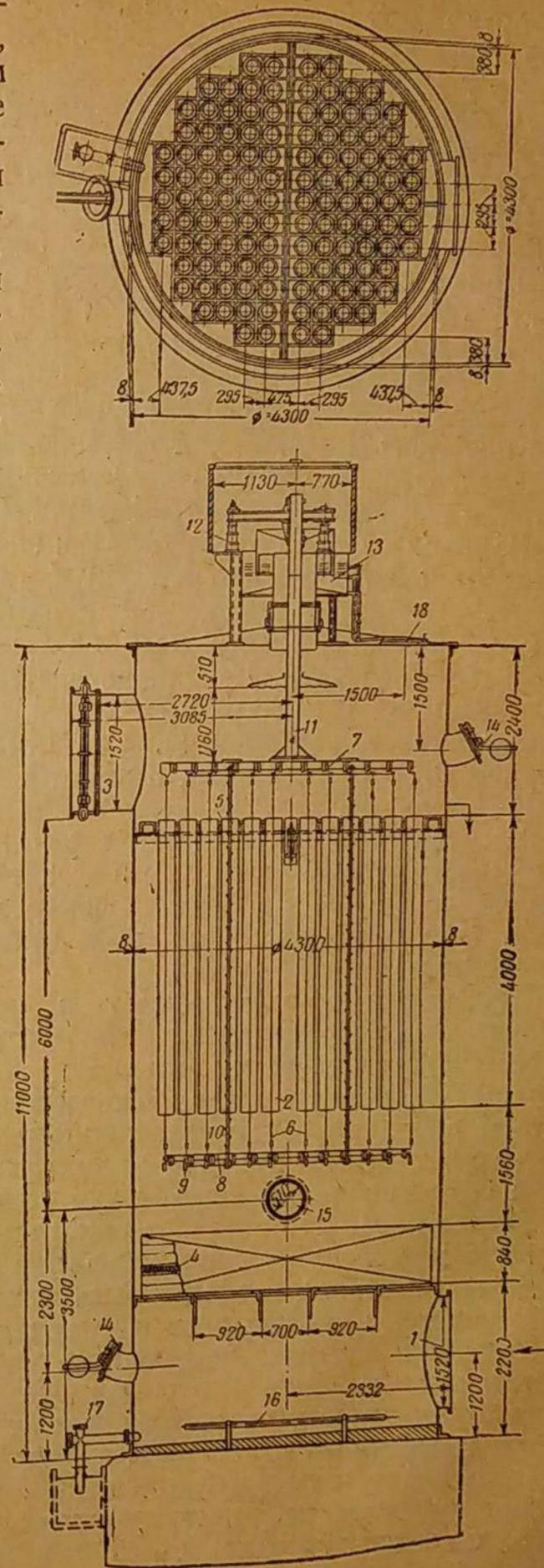
Действие дезинтеграторов (рис. 48) основано на выпадении частиц под влиянием удара или центробежной силы, а электрофильтров—на выпадении частиц под действием электрического тока.

Вал 1 дезинтегратора приводит в быстрое вращение диск 2 с лопатками 3. По газопроводу в аппарат подается газ, а по трубам 5—промывная жидкость (обычно смола), разбрызгиваемая дыр-

чатым вращающимся конусом 6. Помимо лопаток, вращающихся с диском 2, имеются неподвижные лопатки 4, прикрепленные к кожуху. Лопатки расположены по concentрическим окружностям. Конус 6 и вращающиеся лопатки 3 разбивают частицы промывной жидкости на мельчайшие капли, сталкивающиеся с частичками смолы в газе и укрупняющиеся. При ударе о неподвижные лопатки 7 частицы смолы также укрупняются, стекают с них и вновь подвергаются действию вращающихся лопаток. В конечном счете крупные капли смолы в основном оседают на корпусе аппарата и стекают с него, а частично уносятся с газом и оседают в каплеуловителе.

Лопасты 9 нагнетают газ, и поэтому аппарат является не только смо-

Рис. 49. Электрофильтр: 1—подвод газа, 2—трубы, 3—отвод газа, 4—насадка для распределения газа по сечению, 5—трубная плита (перегородка), 6—коронирующие электроды, 7—верхняя рама, 8—нижняя рама, 9—грузы, натягивающие провода, 10—стержни для подвески нижней рамы, 11—шток для подвески коронирующей системы, 12—изоляторы для подвески коронирующей системы, 13—масляная ванна для изоляции электрофильтра, 14—предохранительные клапаны, 15—лаз, 16—змеевик для подогрева смолы, 17—труба для спуска смолы, 18—паропровод.



лоотделителем, но и вентилятором. Подшипники снабжены водяным охлаждением. Вода подается по трубе 20; привод аппарата—от мотора 21.

Дезинтеграторы просты по устройству, надежны в работе, недороги и занимают небольшую площадь. Недостатком их является большое потребление энергии—порядка $3,5 \div 6$ квтч на 1000 м^3 газа, что имеет значение в больших установках. Для небольших установок эти аппараты являются наилучшими.

В электрофильтрах газ проходит в поле высокого напряжения ($50\,000$ — $60\,000$ в), и взвешенные в нем частицы приобретают электрический заряд. В дальнейшем они отдают заряд пассивному электроду, на котором осаждаются или с которого стекают.

Электрофильтры бывают трубчатые и пластинчатые. Трубы или пластины представляют собой положительный полюс и заземляются. Отрицательным полюсом служат излучающие провода, которые располагаются в трубах или между пластинами.

На рис. 49 показан трубчатый электрофильтр. Газ входит через штуцер 1, проходит насадку 4 и поднимается по трубам 2. Электрический ток высокого напряжения проходит через раму 7 и коронирующие электроды 6 из тонкой проволоки, расположенные по оси труб. Коронирующие электроды 6 и рамы 7 и 8 подвешены на изоляторах, заключенных в коробки во избежание загрязнения и пробоя. Газ отводится из аппарата через штуцер 3, расположенный в верхней части. Клапаны 14—предохранительные.

Электрофильтры работают очень хорошо, степень очистки в них бывает даже выше, чем в дезинтеграторах; они расходуют значительно меньше энергии—примерно $0,4 \div 0,6$ квтч на 1000 м^3 газа. Расход энергии на привод вентилятора— 2 — $2,5$ квтч на 1000 м^3 газа.

Недостатками электрофильтров являются взрывоопасность, значительная потребная площадь и высокая начальная стоимость.

Смола, выделившаяся в смолоотделительных приспособлениях, обычно отводится через смоляные затворы в специальные ямы. Чтобы смола не застывала, лотки и ямы снабжают паровыми подогревателями в виде труб или змеевиков.

Газ поступает в аппараты для улавливания смолы при температуре на 10 — 15° выше точки росы. Чем ниже температура газа, тем больше смолистых веществ находится в сконденсированном состоянии и может быть выделено в смолоотделителе. Кроме того, с уменьшением объема газа увеличивается производительность аппарата или степень очистки. Однако температуру газа нельзя понижать ниже определенного предела, а именно—ниже температуры, соответствующей точке росы по парам воды. При достижении точки росы одновременно со смолами выделяется влага и получается сильно обводненная смола. Таким образом требование, о поступлении в аппарат для смолоотделения газа с температурой на 10 — 15° выше точки насыщения по водя-

ным парам, отражает условия наивыгоднейшей работы аппарата в смысле производительности, количества и качества улавливаемой смолы.

В установках с одним смолоотделительным аппаратом (рис. 52), при наличии за ним скруббера, в котором из газа вымывается часть оставшейся смолы, степень очистки достигает 1 — 3 г смолистых веществ на 1 м^3 газа. В некоторых случаях, при наличии разветвленной сети газопроводов или же применении чувствительных к засорениям горелок, требуется более тонкая очистка газа. Для этой цели устанавливают вторую ступень смолоотделителей в газопроводе за скруббером, где газ достаточно охлажден и почти все смолистые вещества находятся в сконденсированном состоянии. При установке второй ступени смолоочистки содержание легкого масла в газе может быть доведено до $0,1 \text{ г/м}^3$ и даже меньше. Применение двухступенчатой очистки вызывается дополнительной конденсацией смолистых веществ при охлаждении газа. Даже если в первой ступени смола выделяется из газа полностью, после охлаждения в скруббере в газе вновь появляются взвешенные частицы.

Иногда для более полного улавливания смолистых веществ в одном аппарате газ предварительно охлаждают до температуры, ниже соответствующей насыщению водяными парами, и затем пропускают через смолоотделитель. В этом случае во избежание выделения слишком большого количества воды со смолой газ до поступления в смолоотделитель целесообразно охлаждать в поверхностном охладителе.

В установках для получения смолистого газа охлаждающую воду из скрубберов отводят в смолоотстойные ямы. Более тяжелые смолы оседают на дно, а легкие смолы всплывают. Тяжелые смолы могут быть отведены в смоляные ямы снизу, а легкие смолы—сверху. Вода, освобожденная от части взвешенных смол, поступает в яму горячей воды, где установлены ловушки для отделения легких смол, затем подается на градирню для охлаждения и из ямы холодной воды вновь поступает в скруббер. Ямы для смолы снабжают подогревателями. Подогрев смолы способствует отделению от нее воды.

Характеристика смолы в отношении отделяемости от воды в значительной мере зависит от ее свойств и чистоты. Некоторые смолы образуют с водой трудно делимые эмульсии, которые могут содержать до 40 — 50% влаги, удерживаемой при отсутствии подогрева. Образованию смоловодяных эмульсий весьма способствует засоренность смолы пылью. Чем чище смола, тем легче ее отделить от воды.

Обычно на газогенераторных станциях, помимо смоляных емкостью, соответствующей производительности за несколько суток, предусматривают аварийные смоляные ямы большой емкости (на 1 — 2 месяца), расположенные в значительном отдалении от станции. Практика работы новейших газогенераторных стан-

ций подтвердила необходимость этого мероприятия, так как возможны затруднения с вывозом смол.

Улавливание уксусной кислоты и фенолов и очистка сточных вод

В зависимости от свойств топлива, режима газификации и очистки в газе могут содержаться различные вещества, частично переходящие в промывные воды. Из этих веществ, которые в некотором количестве содержатся в газе даже после прохождения через смолоотделители, следует особо отметить фенолы, отравляющие водоемы.

Обычно применяемая биологическая очистка водоемов в данном случае неприменима, так как при значительном содержании фенолов в воде бактерии погибают. Концентрация подсмольных вод по фенолам при работе с замкнутым циклом может достигать 7—8 г/л, что во много раз превышает допустимую.

При экстракционных методах очистки извлечение фенолов из вод производится органическими растворителями: бензолом, бензохинолином, каменноугольными и торфяными маслами и др. Эти методы основаны на различии в растворимости фенолов в воде и в органических растворителях. До обработки подсмольная вода очищается от фусов на фильтрах с насадками, подогревается и очищается от смол обработкой каким-либо растворителем (обычно бензолом), после чего поступает в обесфеноливающую установку. Предварительная очистка от смолы необходима во избежание быстрого забивания и загрязнения скрубберов и образования стойких эмульсий. Фенольные масла, получающиеся после извлечения из воды фенолов, можно регенерировать обработкой раствором едкого натра. Получающийся фенолят натрия представляет собой товарный продукт, который может быть переработан на чистый фенол. Регенерированный растворитель используется вновь.

Можно улавливать фенолы твердыми адсорбентами: болотной рудой, активированным углем, силикагелем и др. Активированный уголь является прекрасным поглотителем фенолов. При улавливании фенолов по этому методу подсмольная вода предварительно очищается с помощью специальных фильтров от пыли, фусов и смолы, после чего подогревается и поступает в адсорберы с активированным углем. После насыщения угольной насадки фенолами адсорбер промывают бензолом, экстрагирующим фенолы. Продувкой водяным паром уголь освобождается от остатков бензола и используется вновь.

Удовлетворительные результаты дает очистка с помощью болотной руды и худшие—силикагелем.

Для очистки вод от фенолов предлагали фильтры из бурого угля и торфа. Применению этих материалов препятствуют их малая сорбционная способность и трудность эксплуатации.

С успехом были опробованы способы хлорирования воды в щелочной среде. При этом фенолы переходят в легко отделяющиеся от воды смолы, которые могут быть использованы. Установка усложняется вследствие необходимости дополнительной очистки вод активированным углем для устранения неприятного запаха.

Помимо улавливания фенолов из воды, что необходимо для обезвреживания сточных вод и использования фенолов, как побочного продукта, можно также улавливать фенолы в паровой фазе.

Разработано несколько способов улавливания уксусной кислоты из генераторного газа. Можно обрабатывать газ известковым молоком или растворами известковых солей, поглощающими уксусную кислоту. Одновременно эти растворы действуют на фенолы и образуют феноляты, которые при соответствующей щелочности среды могут выделяться в виде мылообразных веществ, засоряющих трубопроводы. Поэтому при обработке вод раствором кальциевых солей охлаждающую воду пропускают через фильтр для отделения фенолятов. При достаточно высокой концентрации уксуснокислого кальция раствор можно упарить и получить ценный уксуснокислый кальций. Этот способ требует обязательного предварительного улавливания смол из газа во избежание загрязнения получающегося продукта.

Другие способы улавливания уксусной кислоты и фенола из газа заключаются в орошении газа маслами, обладающими избирательным поглощением. Газ проходит смолоотделительное приспособление при температуре выше точки росы и поступает в скруббер, где орошается горячим маслом, улавливающим только фенолы. Получаемое фенольное масло по достижении определенной концентрации отводят на обработку или процесс ведут непрерывно таким образом, что в системе циркулирует горячее масло, часть которого регулярно отводится на обработку. В другом скруббере газ орошается маслом, обладающим избирательной способностью по отношению к уксусной кислоте. При достижении определенной концентрации (при непрерывном способе регулярно) некоторое количество масла отводят на переработку. Затем газ поступает в скруббер для охлаждения и осушки. Можно извлекать уксусную кислоту и из промывной воды.

Описанные способы улавливания фенолов в газогенераторных установках недостаточно освоены.

Очистка газа от сероводорода

Сернистые соединения содержатся в газе преимущественно в виде сероводорода. Сероводород газа обязан своим происхождением сере угля, и чем больше серы в угле, тем больше сероводорода в газе. Вследствие взаимодействия продуктов горения сероводорода с силикатами, окислами и металлами, а также

вредности сероводорода и сернистого газа для здоровья людей, газ иногда подвергают очистке от сероводорода.

Различают два способа очистки газа от сероводорода: сухой и мокрый. Сухой способ очистки заключается в пропускании газа через твердую массу, поглощающую сероводород. При очистке по мокрому способу газ промывают растворами или суспензиями, поглощающими сероводород.

Сухой способ дает хорошую очистку газа, но обладает рядом недостатков. Установка громоздка, необходима большая площадь для размещения ящиков с сухой очистной массой и трудно регенерировать отработанную массу. Преимуществом мокрой очистки газа являются компактность аппаратуры, непрерывность процесса и небольшой расход рабочей силы. Кроме того, этот способ дает возможность сравнительно легко получать серу в качестве побочного продукта.

При сухой очистке в больших металлических ящиках в несколько рядов помещаются деревянные решетки с очистной массой. Газ проходит через очистную массу и из него частично улавливается сероводород. Обычно ставят последовательно несколько ящиков, причем по мере очистки газ пропускается через более свежую массу. По мере загрязнения массы ящики переключают и массу из первых ящиков направляют на регенерацию.

Очистной массой служит гидрат окиси железа—болотная железная руда или бокситовый отвал (отброс производства гидрата окиси алюминия). Размолотая в грубый порошок масса легко пропускает газ. Слишком плотную массу можно разрыхлить с помощью опилок.

Взаимодействие гидрата окиси железа и сероводорода протекает по реакциям: $2\text{Fe}(\text{OH})_3 + 3\text{H}_2\text{S} = \text{Fe}_2\text{S}_3 + 6\text{H}_2\text{O}$, и частично в присутствии щелочи: $2\text{Fe}(\text{OH})_3 + 3\text{H}_2\text{S} = 2\text{FeS} + 6\text{H}_2\text{O} + \text{S}$.

В массе накапливается сера, обволакивающая крупинки болотной руды и препятствующая очистке газа. Отработанную массу регенерируют окислением кислородом воздуха, для чего ее рассыпают слоем в 100—200 мм, смачивают водой и перелопачивают 1—2 раза в сутки в течение нескольких дней.

Масса работает и регенерируется до тех пор, пока в ней не накопится, примерно, 50% серы и дальнейшее пользование ею становится невыгодным. Тогда массу выбрасывают в отвал или пускают на переработку.

Вместо регенерации массы на воздухе можно прибавлять к газу кислород (воздух) и тогда регенерирование происходит одновременно с поглощением сероводорода. Добавляя воздух к газу, можно удлинить период работы массы в 3—4 раза и значительно удешевить стоимость очистки.

В целях использования серу извлекают соответствующими растворителями или перерабатывают на серную кислоту.

Способы мокрой очистки газа можно разделить на две группы: с улавливанием и без улавливания серы. К числу первых относятся железо-содовый, аммиачно-железный и мышьяковый.

При улавливании сероводорода по железо-содовому способу газ промывается слабым раствором соды, содержащим во взвешенном состоянии некоторое количество гидрата окиси железа. Промывка производится в скрубберах с насадкой таким образом, что раствор поступает сверху навстречу газу. Отработанный раствор поступает на регенерацию в высокие башни, куда снизу подается раствор и вдувается воздух. Воздух окисляет сернистое железо и выделяется сера.

Протекающие реакции в конечном счете можно свести к взаимодействию сероводорода с кислородом с образованием воды и серы. Сера всплывает в виде пены, отделяется и отводится в пеносорники. Пена из пеносорников поступает в вакуумфильтры или на центрифуги, где сера выделяется.

Степень очистки газа по этому способу достигает 80—90% и выше; обычно этот способ дает грубую очистку. Полученный сухой продукт содержит 79—80% серы, а остальное—гидрат окиси железа. Способ этот прост, надежен и испытан в СССР. Недостатком его, помимо получения загрязненной серы, является большой расход энергии и пара, который необходим для подогрева раствора, так как регенерация идет хорошо при температурах 35—40°.

Эта же аппаратура может быть использована для работы по мышьяковому способу. Вместо гидрата окиси железа к содовому раствору прибавляют мышьяковистый ангидрид. Ход процесса такой же, как и при железо-содовом способе, но качество очистки и получаемого продукта сильно отличается. Мышьяковый способ дает очень чистый продукт, содержащий 97—98% и более серы.

Описанные способы мокрой очистки вследствие высокой начальной стоимости и больших эксплуатационных расходов доступны только для крупных установок. При небольшой производительности станции может быть применен менее совершенный и не позволяющий использовать сероводород способ поглощения сероводорода содовым раствором. Он очень прост, дешев, компактен, не требует квалифицированного обслуживания и сложного оборудования.

Отработанный раствор продувается воздухом в скрубберах и регенерируется, причем вследствие нарушения равновесия в жидкой фазе сероводород при продувании выделяется и улетучивается вместе с воздухом. Подобная установка может работать при давлении воздуха в 50—60 мм вод. ст., для создания которого пригоден вентилятор низкого давления. Отсутствие специальных компрессоров и необходимости контроля получаемого продукта делает эти установки чрезвычайно простыми и надежными. Препятствием к их применению может явиться загрязнение атмосферы сероводородом.

ГАЗИФИКАЦИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВ

Газификация древесины

Древесина представляет собой прекрасно газифицирующееся топливо. Кроме дров и щепы, для газификации применяют отбросы лесного и лесопильного хозяйства: пни, хворост, решетину, горбыли, резку. Крупные, бесформенные или неправильной формы куски древесины желательно разделять на мелкие, правильной формы.

Высокое содержание летучих дает возможность получать при газификации древесины газ с высокой теплотворной способностью. Большой выход смол определяет светимость его пламени или же целесообразность улавливания ценного продукта. Возможность выделения уксусной кислоты увеличивает выгодность улавливания побочных продуктов.

Дрова обычно подают к газогенераторам вагонами и загружают в загрузочную коробку вручную, так как механизация загрузки дров затруднительна. Бункеров над газогенераторами не устраивают. Измельченную древесину транспортируют к бункерам газогенераторов элеваторами и ленточными транспортерами.

Древесину газифицируют в газогенераторах всевозможных конструкций: бесколосниковых, с неподвижными и вращающимися решетками, со швельшахтами и без швельшахт, с прямым и обратным движением газов. Форма шахт газогенераторов при газификации поленьев прямоугольная, а при газификации щепы круглая—соответственно форме кусков топлива.

На рис. 7 представлен большой дровяной газогенератор с горизонтальной колосниковой решеткой.

Данные о работе дровяных газогенераторов приведены в табл. 14.

Во избежание попадания влаги в зону газификации при большой влажности дровяного топлива требуется высокая зона подготовки для подсушки дров.

Если влажность превышает предел, определяемый минимально допустимой температурой газа (~70—80°C), влага неизбежно попадает в зону газификации. Чем крупнее дрова, тем выше должен быть их слой в газогенераторе (рис. 74). Так как обычно высота

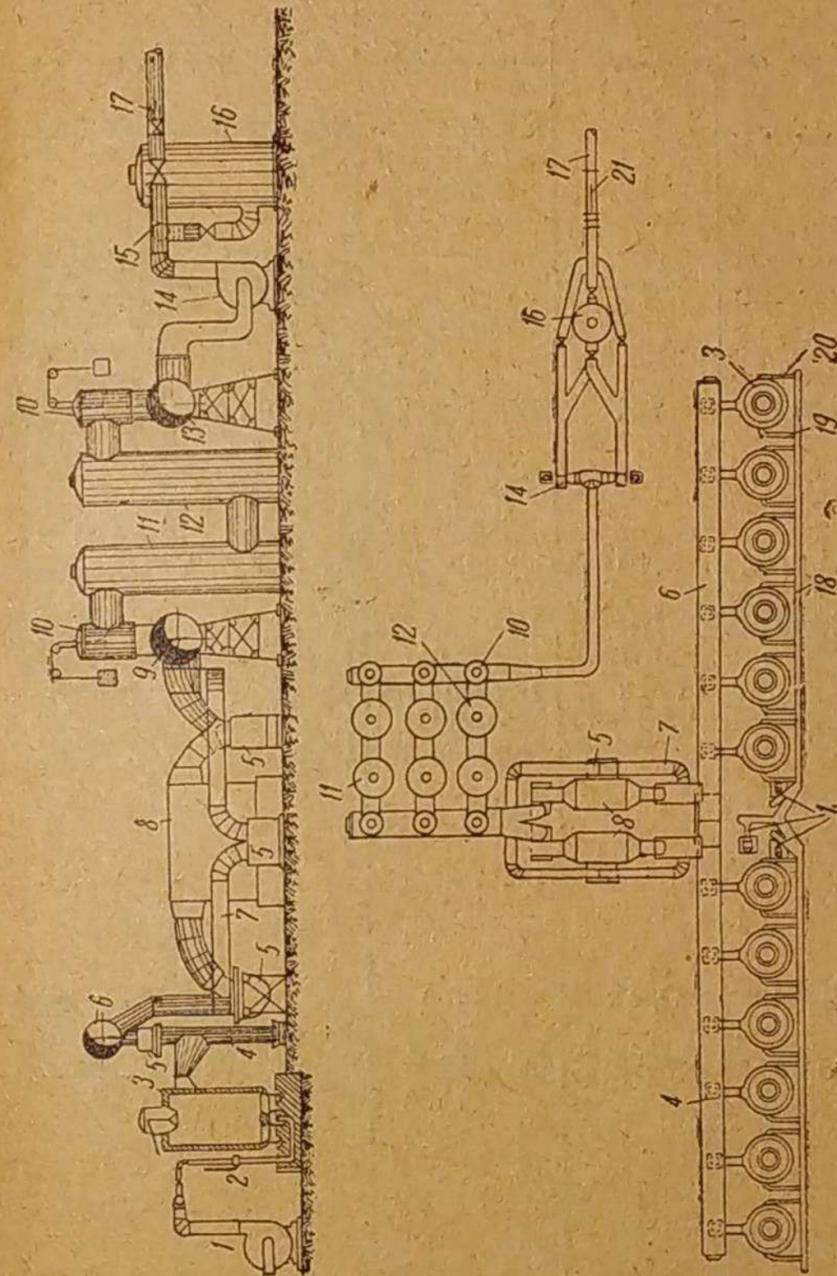


Рис. 50. Установка для газификации древесной щепы с очисткой газа:
 1—воздушный вентилятор, 2—подвод пара, 3—газогенератор, 4—стояк, 5—гидравлические затворы, 6—коллектор сырого газа, 7—обводной газопровод, 8—электрофильтр, 9—коллектор газа перед скрубберами, 10—колокольный гидравлический затвор, 11—солевой скруббер, 12—промывной скруббер, 13—коллектор газа за скруббером, 14—газовый вентилятор, 15—обводной газопровод, 16—сухой скруббер, 17—общий газопровод к печам, 18—воздухопровод, 19—центральное дугье, 20—периферийное дугье, 21—труба Вентури.

Кондиции¹ на топлива СССР

Вид топлива	Сорт, марка	Размеры кусков в мм	Влажность W ^P в %	Зольность A ^C в %
Дрова	—	Поперечник до 0,1 м, длина до 0,7 м	Не более 35	Не более 1
Щепа Торф	— —	— —	До 40 Не более 40	Не более 1 До 12 (в зависимости от месторождения)
Челябинский бурый уголь	БК	Больше 25	Не более 20	Не более 25
Подмосковный бурый уголь	БО	20—50	Не более 30	Не более 25
Донецкие длинно-пламен. угли {	сортированные ДК Орех Грохо- ченный Д	Больше 13	Не бо- лее 14	Не более 18
		13—25		
		Больше 25		
рядовые	Д	Больше 0	Не более 20	
Донецкие газовые угли {	сортированные Орех Рядовой	13—50	Не более 8	Не более 12
		Больше 0		Не более 20

для газогенераторов

Содержание мелочи в %	Прочность	Температура плавлен. золы °С (t ₃)	Способность коксоваться	Примечание
—	—	—	—	—
Не более 12	Сопротивление раздавливанию не менее 40 кг/см ²	Больше 1150	—	Степень разложения не менее 30%
Мельче нижнего предела, не более 15% по весу	В слое кусок не должен рассыпаться в порошок при температуре до 800°	Больше 1250	—	—
То же	То же	Больше 1250	—	—
Мельче нижнего предела < 15	В слое кусок не должен рассыпаться в порошок при температуре до 800°	Больше 1250	Для газогенераторов с механическим шуровочным приспособлением королек слипшийся; в прочих случаях также порошкообразный	Желательная марка «орех» Поставка рядовых углей допуск. при наличии на газостанции сортировочных устройств
Мельче нижнего предела < 15 Мельче 6 мм < 25	В слое кусок не должен рассыпаться в порошок при температуре до 800°	Больше 1250 Больше 1200	Для газогенераторов с механическим шуровочным приспособлением королек слипшийся, слабоспекшийся, спекшийся; не допускается порошкообразный, а для прочих — королек должен быть слипшийся, слабоспекшийся, порошкообразный	—

¹ Проект.

Вид топлива	Сорт, марка	Размеры кусков в мм	Влажность W^P в %	Зольность A^C в %
Журинские (ленинские) длиннопламенные угли	Д	Больше 0	Не более 9	Не более 10
Донецкие антрациты . . .	АК	25—100	Меньше 6	Меньше 7
	АМ	13—25	Меньше 7	Меньше 15
	АС	6—13	Меньше 8	Меньше 18
Мелкий кокс	Коксик	15—25 5—15	Меньше 16	Меньше 15
	Коксовая мелочь	0—20 0—40		

слоя дров значительно меньше требуемой, при высокой производительности газогенератора получается газ пониженного качества.

Влажность дров, предназначенных для газификации, не должна превышать 30—35%.

Свежесрубленная древесина содержит 50—55% влаги. Создание большого запаса дров, в целях подсушки, на заводах невозможно. Заводы имеют 2—3-месячный запас топлива и применяют дрова с влажностью 40—50%. Поэтому следует настойчиво рекомендовать искусственную сушку древесины, тем более, что на всех заводах силикатной промышленности имеется отбросное тепло в виде отходящих газов печей.

Содержание мелочи в %	Прочность	Температура плавлен. золы t_3 °C	Способность коксоваться	Примечание
Мельче 6 мм < 35	В слое кусок не должен рассыпаться в порошок при температуре до 800°	Больше 1200	Для газогенераторов с механическим шуровочным приспособлением не допускается порошкообразный кокс; в прочих случаях кортек должен быть слипшийся, слабоспекшийся	Поставка рядовых углей допускается при наличии на газостанции сортировочных устройств
Мельче нижнего предела < 8, мельче 6 мм < 5	В слое кусок не должен рассыпаться в порошок при температуре до 800°	Больше 1250	—	—
Мельче нижнего предела < 10, мельче 6 мм < 7	—	—	—	—
Мельче нижнего предела < 15	—	—	—	—
Мельче 5 мм < 25	—	Больше 1250°	—	Поставка коксовой мелочи допускается при наличии на газостанции сортировочных устройств

Работу дровяных газогенераторов часто можно улучшить, уменьшив размеры поленьев (распиловка длинных и колка крупных круглых) и увеличив высоту газогенераторов, особенно при применении сырых дров. При уменьшении размеров кусков древесного топлива можно снизить продолжительность его сушки и сухой перегонки и, следовательно, уменьшить размеры газогенератора.

При газификации щепы обычно требуемая высота слоя невелика и при содержании влаги ниже предельно допустимого получается газ высокого качества (рис. 72).

Требования к древесине, используемой для газификации, приведены в табл. 13.

Газогенераторная установка стекольного завода представлена на рис. 50. Она состоит из 12 газогенераторов диаметром 3 м с неподвижной решеткой. Высота слоя топлива 3,5 м.

Топливо—полутораметровые дрова—подается к дробилкам мотовозами и транспортером. Щепа из дробилок наклонным элеватором подается в промежуточный бункер и оттуда горизонтальным скребковым транспортером—по отдельным бункерам. Подача дутья в газогенератор центральная и периферийная.

Газ из газогенераторов 3 поступает в стояки 4, далее в коллектор 6, электрофилтры 8 и скрубберы 11 и 12. Из скрубберов газ вентиляторами 14 подается к потребителю. Обводные газопроводы 7 и 15 предназначены для работы при выключенных аппаратах. Из воды скрубберов улавливается уксусная кислота.

На других заводах газифицируют щепу в газогенераторах с вращающимися решетками и со швельшахтами.

Данные о работе газогенераторов на щепе приведены в табл. 14.

Газификация торфа

Торф богаче влагой, чем древесина. Естественная сушка торфа необходима, а искусственная досушка желательна. Достаточно высушенный и прочный торф хорошо газифицируется. Распадение торфа на куски вызывает унос пыли с газами и засорение газогенератора, что ухудшает процесс газификации. Во избежание распадаения избегают перевалок торфа при транспортировании и неправильной сушки.

Желательные кондиции на торф приведены в табл. 13. В табл. 1 и 14 приведены данные о составе торфа.

Торф менее прочен, чем древесина и его не следует транспортировать элеваторами. Обычно он подается к бункерам газогенераторов в саморазгружающихся вагонетках. Вагонетки поднимают по эстакаде и реже шахтным подъемником.

Так же как и древесина торф дает очень влажный газ с высоким содержанием смол; пламя газа светящееся. В больших установках выгодно улавливать побочные продукты, в том числе и уксусную кислоту.

Торф газифицируется в газогенераторах различных конструкций, обычно снабжаемых дутьем.

Высота слоя топлива при газификации торфа зависит от влажности его, размера кусков, интенсивности газификации (см. стр. 194). При высокой интенсивности газификации и улавливании смол применяют газогенераторы со швельшахтой, в которых слой топлива высок и обеспечена равномерная низкотемпературная перегонка. При очень высокой влажности газификацию ведут в пониженном слое во избежание падения температуры газа ниже 70—80°.

Установки для газификации торфа аналогичны применяемым для древесины. В небольших установках без очистки газа используют прямоугольные газогенераторы с неподвижной решеткой, выполняе-

мые целиком из кирпича, в больших—круглые газогенераторы с вращающейся решеткой. В небольших установках с очисткой газа применяют газогенераторы с неподвижной решеткой и стальными кожухами; в больших—газогенераторы со швельшахтами и вращающимися решетками.

На рис. 51 представлена установка газогенераторов с крышеобразной решеткой, для получения горячего газа. Торф вагонетками подается на перекрытие у газогенераторов и вручную загружается в загрузочные коробки. Газ собирается в коллекторе и далее направляется к печам.

На рис. 52 представлена установка с мокрой очисткой газа и улавливанием смол механическими смолоотделителями. Она состоит из восьми газогенераторов, снабженных швельшахтами и водяными рубашками с паросборниками. Нижняя шахта газогенератора имеет диаметр 3 м и высоту около 4,5 м, диаметр нефутерованной швельшахты 2,2 м, высота 4,08 м. Диаметр загрузочной коробки 1200 мм, емкость около 1,5 м³. Высота слоя топлива в шахте составляет 3,5 м, а общая 6,5 м. Вращающаяся решетка—центральная, фрезерная. Из газогенератора 1 газ наклонным газопроводом подается в коллектор 2, из которого поступает в дезинтеграторы 4, повышающие давление газа до 350 мм вод. ст. и каплеуловители 5. Очищенный от смолы газ охлаждается и осушается в трехступенчатом скруббере 10 и направляется к потребителю. Диаметр скруббера 4,5 м и общая высота 20 м. Он оборудован отделением для увлажнения дутья.

Установка снабжена двумя автоматическими регуляторами 18 и 19. Регулятор 18 установлен на газопроводе за каплеуловителем и поддерживает постоянное давление в коллекторе сырого газа. Регулятор 19 установлен на воздухопроводе и регулирует давление газа в газопроводе к потребителю. Вся установка расположена в же езобетонном здании.

На рис. 53 представлена схема установки, снабженной электрофильтрами. Газ по выходе из газогенератора 1 попадает в стояк 2, в котором может орошаться водой, если температура его высока. Газ от всех газогенераторов собирается в коллекторе 3 сырого (неочищенного) газа, откуда по газопроводу 4 поступает

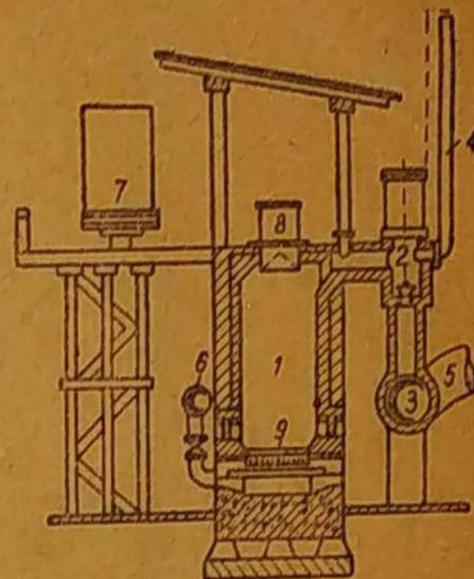


Рис. 51. Схема установки кирпичных газогенераторов с крышеобразной колосниковой решеткой:

1—газогенератор, 2—клапан, 3—коллектор газа, 4—пусковая труба, 5—газопровод к потребителю, 6—воздухопровод, 7—вагонетка с топливом, 8—загрузочная коробка, 9—крышеобразная решетка.

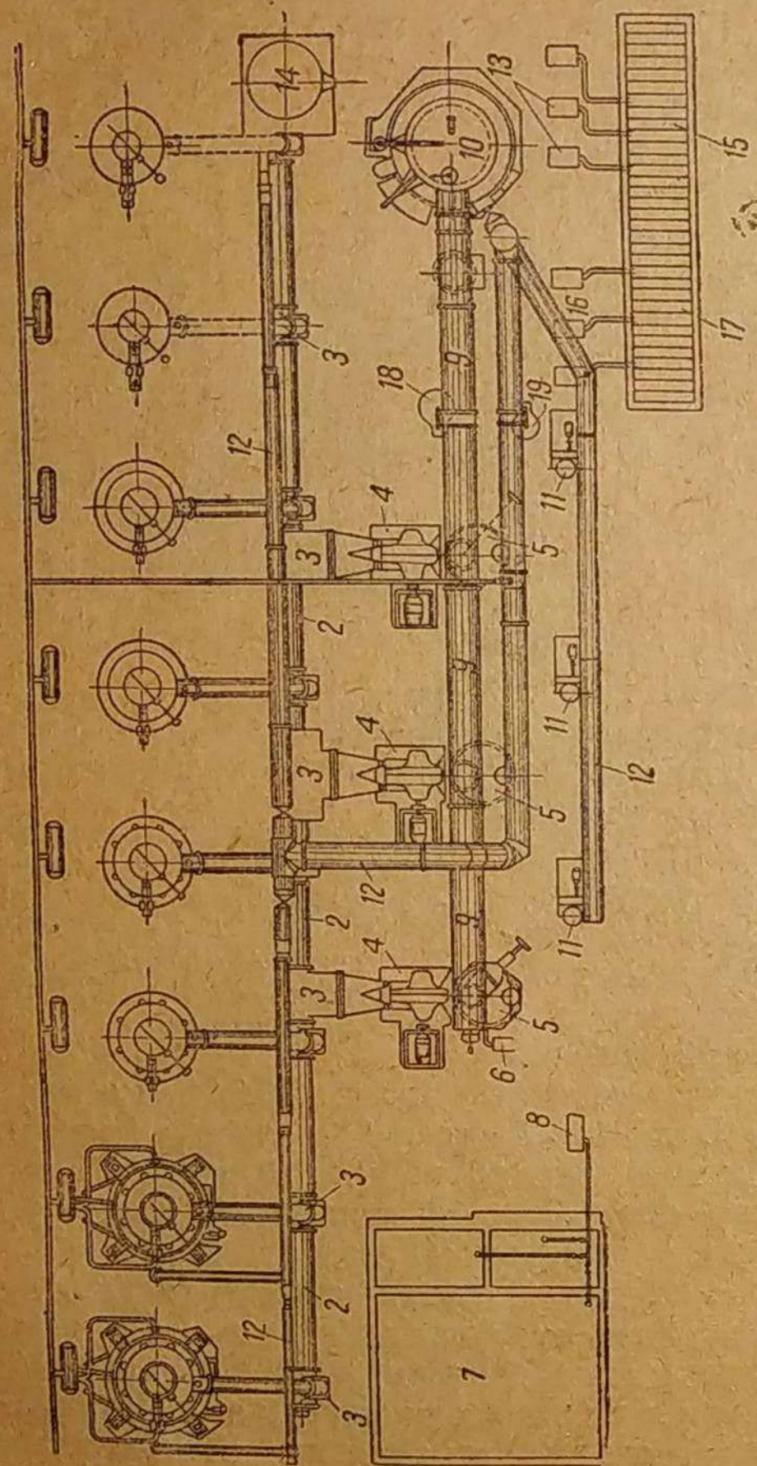


Рис. 52а. Установка для газификации торфа (план)
 1—газогенераторы со швельшахтой и водяной рубашкой, 2—коллектор сырого газа, 3—гидравлические затворы-клапаны, 4—механические смолоотделители, 5—каплеуловители, 6—центробежные насосы для смолы, 7—сборная яма для смолы, 8—насос для перекачки смолы в цистерны, 9—трубопровод очищенного от смолы газа (горячий газ), 10—трехступенчатый скруббер, 11—воздушные вентиляторы, 12—воздухопровод, 13—насосы холодного цикла, 14—маслоотделительный сосуд холодного цикла, 15—яма для холодной воды, 16—насосы горячего цикла, 17—яма для горячей воды, 18—регулятор давления газа в коллекторе, 19—регулятор количества воздушного дутья.

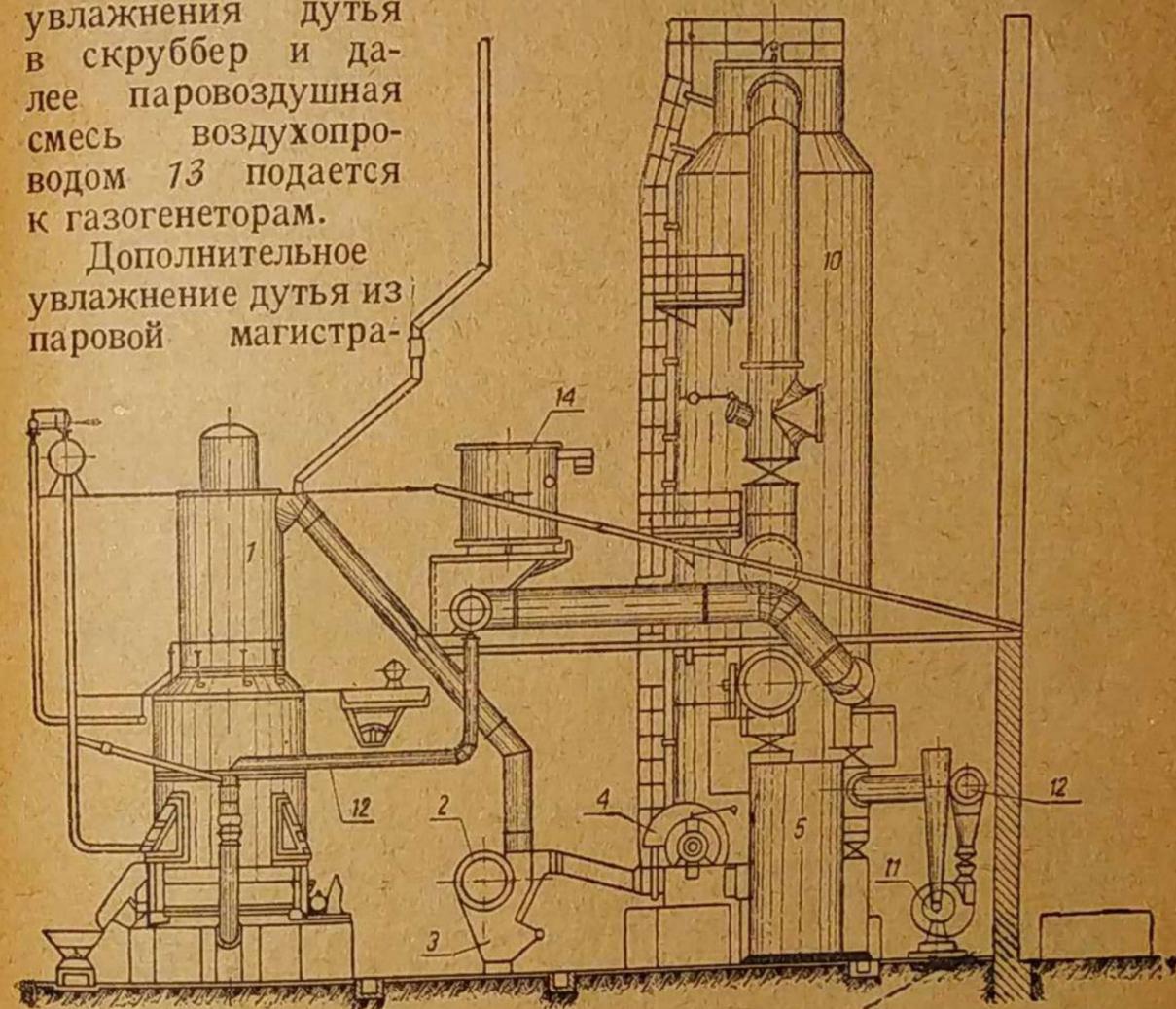


Рис. 52б. Установка для газификации торфа (боковой вид).

в электрофильтр 5. Газ, очищенный от большей части смолы, поступает в газопровод 6 и далее в трехступенчатый скруббер 7. Очищенный и осушенный газ из коллектора очищенного газа 8 газовыми вентиляторами 9 нагнетается в каплеуловитель 10 и далее в газопровод к потребителю 11. Воздушный вентилятор 12 подает воздух для увлажнения дутья в скруббер и далее паровоздушная смесь воздухопроводом 13 подается к газогенераторам.

Дополнительное увлажнение дутья из паровой магистра-

ли 14 котелков-парасборников 15 производится через сопло 16.

В небольших установках при необходимости осушки газа иногда можно пользоваться только скрубберами, избегая установки сложного смолоотделителя.

Схема установки для получения двойного газа из торфа аналогична описанной ниже для бурого угля.

Режим работы газогенераторов в значительной степени зависит от качества и влажности торфа. Весьма благоприятным топливом для газификации является машиноформованный торф с небольшой влажностью.

При работе на машиноформованном торфе с влажностью 20% высота раскаленной зоны составляет 2—3 м. С шлакованием

легко бороться, увеличивая добавку пара к дутью. Прогаров, перекосов зон и шлакования не наблюдается. Расположение раскаленной зоны очень равномерное. Давление дутья под решеткой газогенератора низкое—60—90 мм вод. ст., а у основания швельшахты—15—20 мм вод. ст. Выделение смолистых веществ заканчивается в швельшахте. Температура газа 100—120°.

При работе на машиноформованном торфе с влажностью 25—30% режим газификации устойчивый и распределение зон равномерное. Высота раскаленной зоны 1—2 м.

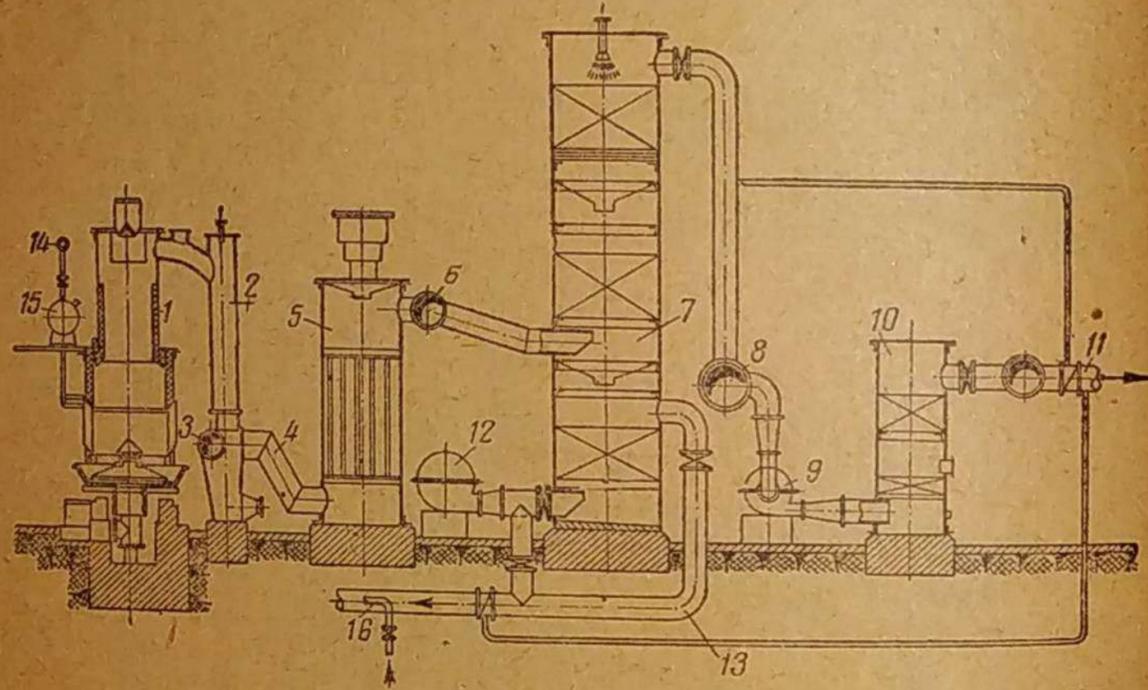


Рис. 53. Установка для газификации торфа с электрофильтрами: 1—газогенератор, 2—стойак, 3—коллектор сырого газа, 4—газопровод к электрофильтрам, 5—электрофильтр, 6—газопровод к скрубберам, 7—трехступенчатый скруббер, 8—коллектор очищенного холодного газа, 9—газовый вентилятор, 10—каплеуловитель, 11—газопровод к потребителю, 12—воздушный вентилятор, 13—воздухопровод к газогенераторам, 14—паровая магистраль низкого давления, 15—паросборник, 16—паровое сопло.

При влажности машиноформованного торфа более 40% нормальный режим нарушается: высота раскаленной зоны уменьшается до 0,5 м, состав газа ухудшается, и происходит перекоп зон. Температуру паровоздушной смеси приходится снижать. С увеличением влажности торфа ненормальности усиливаются, горение идет преимущественно у стен. Центральный столб топлива доходит до колосников только обугленным.

При влажности торфа более 45—50% работа с заполненной швельшахтой затруднена вследствие конденсации в ней влаги и смолы и превращения топлива в тестообразную массу.

Применение в газогенераторах верхнеслойного торфа с малой степенью разложения, резко выраженной волокнистой структурой и низкой прочностью значительно ухудшает процесс. Наблюдаются перекопы зон, слоистость, прогары, образование шлако-

вых козырьков на стенах шахты, ухудшение качества газа, большой унос пыли и уменьшение выхода смолы. Такие же результаты дает применение торфа, подвергнутого замораживанию в непросушенном виде и последующей досушке (торф-«пересушка»). При газификации такого торфа с $W^p = 35—40\%$ и $A^c = 8—11\%$ производительность газогенератора диаметром 3 м с вращающейся решеткой составляет 35—40 т в сутки; состав газа: $CO_2—10—12\%$, $CO—20—22\%$, $CH_4—2—3\%$, $H_2—11—13\%$, $N_2—53—55\%$, $Q_n—1150—1250$ кал/м³. Вследствие прогаров сильно снижается выход смолы.

Худшие результаты, чем машиноформованный торф дает гидроторф, что вызывается его непрочностью и крошением в газогенераторе.

Данные о работе различных газогенераторов на торфе приведены в табл. 14.

При очень высокой влажности к торфу примешивают другие, более сухие топлива с высоким содержанием летучих. Летучие, выделяющиеся из добавляемых топлив, обогащают газ. В случае меньшей реакционной способности добавляемого топлива значительно увеличивается потеря горючего в провале.

Добавка к торфу каменного угля в количестве 20—30% и более значительно повышает качество газа, но в то же время увеличивается содержание горючего в остатках.

При газификации очень влажного машиноформованного торфа ($W^p = 57,0\%$, $A^c = 3,8\%$) в смеси с гидроторфом ($W^p = 31\%$, $A^c = 10,5\%$) и лисичанским углем ($W^p = 3,1—1\%$, $A^c = 9,6—11,3\%$) в газогенераторах со швельшахтой и центральной вращающейся решеткой производительность газогенератора колебалась в пределах 35,2—51,0 т (в среднем 43 т) в сутки при добавке угля в количестве 1,3—36,8% (в среднем 12%) всего загруженного топлива.

При опытной газификации гидроторфа, содержавшего 42—57% влаги и 4,8—6,7% золы в смеси с донецким каменным углем марки Г (влажность 4,7—4,9% и зольность 6,8—7,9%), в газогенераторе с центральной фрезерной решеткой и швельшахтой было установлено, что оптимальная добавка угля колеблется в пределах 30—60%.

Автором предложены конструкции газогенераторов, допускающие переход с влажных топлив на сухие.

Из торфа можно получить водяной газ. Однако для этого требуется искусственная сушка топлива. Сушку топлива можно произвести в самом газогенераторе, дожигая в нем продукты воздушного дутья. При этом вследствие разложения смолистых веществ в газогенераторе можно избежать получения вредных сточных вод и установки смолоочистной аппаратуры.

Подобная установка, предложенная автором, представлена на рис. 54. Она состоит из газогенератора, скруббера и газгольдера.

Влажное топливо загружается в газогенератор и подсушивается за счет тепла, выделяющегося при дожигании продуктов

воздушного дутья в верхней части газогенератора. Для разложения смолистых веществ газование ведется только сверху вниз.

В период горячего дутья (рис. 54а) в газогенератор 1 вентилятором 2 подается воздух, поступающий как в нижнюю, так и в

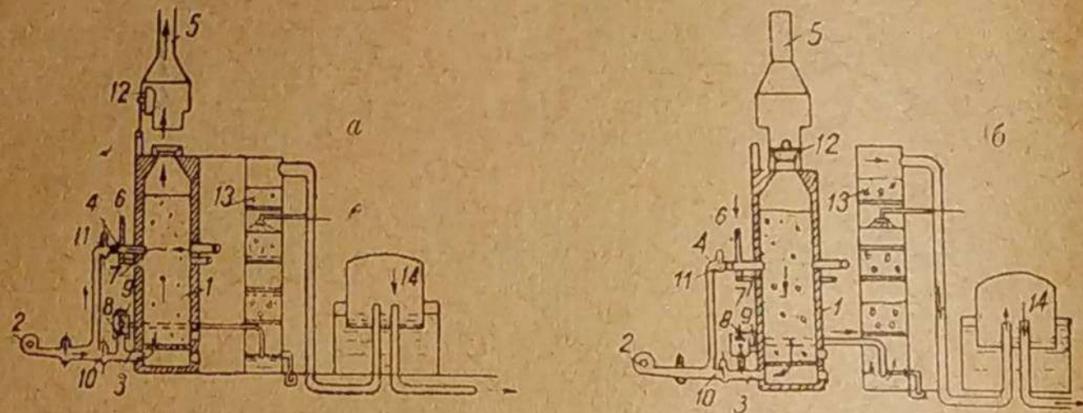


Рис. 54а и б. а—фаза горячего дутья, б—фаза газования, 1—газогенератор, 2—вентилятор, 3 и 4—воздухопровод, 5—дымовая труба, 6 и 7—паропровод, 8—клапан, 9—газопровод, 10 и 11—задвижки, 12—клапан, 13—скруббер, 14—газгольдер.

верхнюю часть слоя топлива (воздухопроводы 3 и 4; задвижки 10 и 11 открыты). Продукты горения подсушивают топливо и удаляются дымовой трубой 5. В период газования (рис. 54б) пар подается в среднюю часть слоя (паропроводы 6 и 7; клапан 8 открыт, а 12 закрыт) и полученный газ газопроводом 9 подается в скруббер 13, газгольдер 14 и далее к потребителю.

Газификация бурого угля

Бурые угли не стойки, легко выветриваются, самовозгораются и не выдерживают дальних перевозок. Их можно рассматривать лишь как местное топливо. Бурые угли перед подачей в газогенератор подвергаются грохочению. Для подачи их используют транспортеры, минимально дробящие топливо.

Применяющиеся для газификации в СССР бурые угли (подмосковные, челябинские, черновские, богословские и федоровские) имеют значительную влажность, не препятствующую однако их газификации на воздушный и паровоздушный газы.

Бурый уголь применяется в кусках размером 15—150 мм. Распадение бурого угля при транспортировке, хранении и нагревании значительно ухудшает его свойства.

Получаемый газ содержит много влаги и пыли и значительное количество смолы. В установке обычно предусматривают очистку газа и улавливание смолы. Зольный бурый уголь газифицируют преимущественно в газогенераторах с вращающимися решетками.

На рис. 55 представлена схема газогенераторной станции для газификации бурого угля.

Топливо, пройдя грохот, сбрасывается в бункеры газогенераторов ленточными транспортерами. Из бункера с помощью челюстного затвора топливо засыпается в загрузочные коробки газогенераторов 1. Полученный газ по наклонному нефутерованному овалному патрубку поступает в стояк-охладитель 2, вверху которого разбрызгивается вода. В нижней части стояк снабжен гидравлическим затвором 3. Из стояка газ поступает в коллектор сырого (неочищенного) газа 10 и далее в механический смолоотделитель 4 для очистки от смолы. Очищенный от смолы газ поступает в среднюю ступень трехступенчатого скруббера 6, где орошается горячей водой. В верхней ступени газ охлаждается до 30—40°.

В случае применения электрофильтров установка аналогична торфяной, представленной на рис. 53.

Показатели газификации челябинских углей ряда шахт по производительности и качеству газа очень высокие (см. табл. 14).

Содержание горючего в провале незначительно. Газификация ведется в низком слое.

При газификации грохоченного угля марки БК шахт № 4/6 и 7/8 в газогенераторе диаметром 2,6 м с вращающейся центральной решеткой фрезерного типа и охлаждающей рубашкой, высота слоя топлива составляет 1—1,2 м, температура паровоздушной смеси—52—54°, давление дутья—220 мм вод. ст. Производительность газогенератора равняется 55—65 т в сутки и получается газ с $Q_n^c = 1400—1500 \text{ кал/м}^3$ и температурой 250—400°. Содержание горючего в провале 23—28%. Выключение грохота снижает производительность на 10—20 т. На рядовом угле показатели сильно ухудшаются.

Показатели работы газогенераторов с вращающейся решеткой из чешуеобразных колосников и охлаждающей рубашкой значительно ниже: получается газ с $Q_n^c = 1300 \text{ кал/м}^3$, интенсивность газификации 225 кг/м² час; содержание горючего в провале 19%.

Газификация челябинских углей в газогенераторе Моргана недостаточно освоена (интенсивность газификации 100—120 кг/м² час, теплотворная способность газа 1260—1370 кал/м³).

Требования к челябинским углям БК приведены в табл. 13. Согласно ГОСТ 4104-48 содержание золы (А^с) в первом сорте должно быть не более 20% и во втором—не более 25%.

Сортировка челябинских углей производится лишь на некоторых шахтах (№ 4/6, 7/8, 201, 202/204, 18-бис, коркинский разьезд № 1). Уголь сортируется на два класса: крупный БК > 25 мм и мелочь БМ < 25 мм.

Выход мелочи < 25 мм на шахтах составляет 55—70%. При транспортировке грохоченного угля образуется мелочи < 10 мм 20—25%.

Челябинские угли требуют освежения не реже одного раза в месяц.

В газогенераторе диаметром 2,6 м с центральной решеткой и охлаждающей рубашкой при работе на смеси из 70% черновских углей и 30% черемховских получают следующие показатели: производительность 24—30 т/сутки (188—235 кг/м² час); высота слоя топлива 1,3—1,5 м; состав газа: CO₂—5—6%, C_mH_n—0,2%, CO—24—26%, H₂—12—10%, CH₄—2,5—3,0%, N₂—54—55%, теплотворная способность газа Q_г^c=1250—1350 кал/м³, температура газа 275—450°, температура паровоздушной смеси

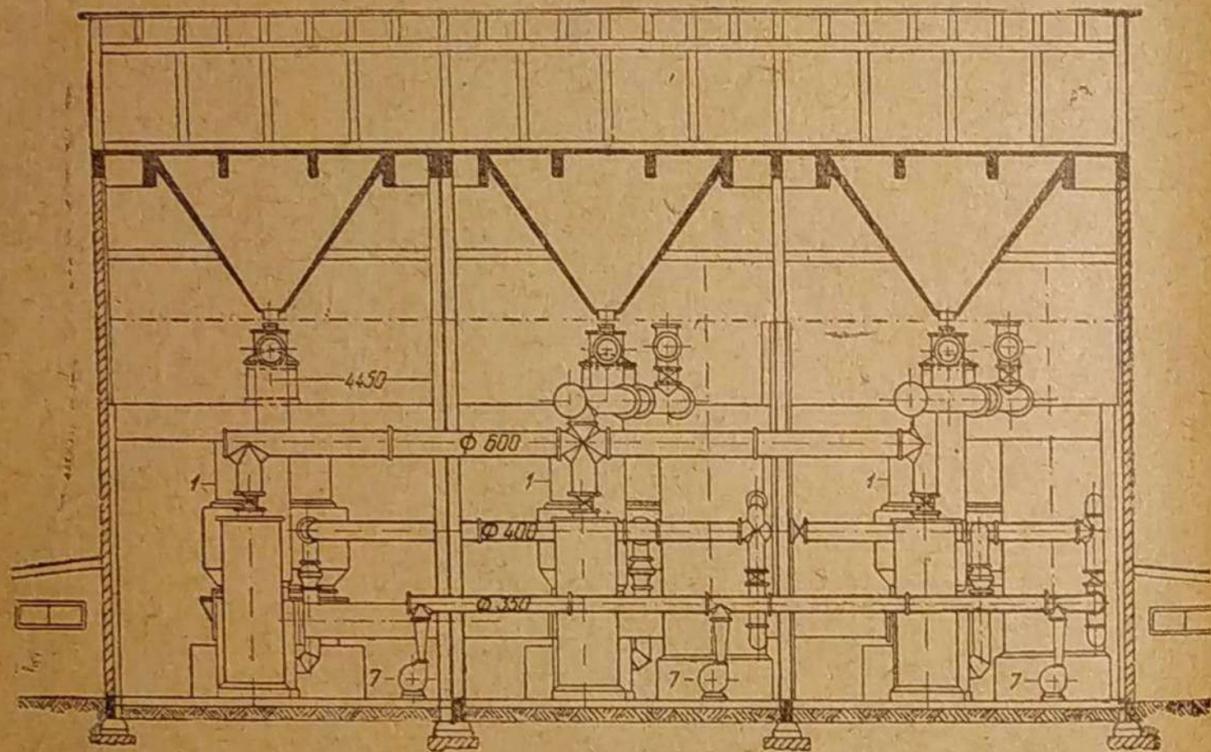


Рис. 55в. Установка для газификации бурого угля (боковой вид).

45—50°; давление дутья 200—300 и газа в штуцере 20—40 мм вод. ст. Выход пыли очень велик. Чистка отводного газопровода производится через каждые 12—15 дней, коллектора—через 1—2 месяца. Все участки, в которых выделяется смола, требуют утепления, а смолопровод—устройства паровой рубашки.

В газогенераторах современных конструкций успешно газифицируют карагандинские бурые угли (Федоровский пласт). Получаемые показатели приближаются к показателям по челябинским углям.

При газификации богословского угля не получают высоких показателей, что объясняется быстрой потерей прочности при хранении и нагревании и содержанием большого количества мелочи. При работе на богословском угле наблюдаются прогары и шлакование. Примерный состав газа: CO₂—6%, O₂—0,2%, C_mH_n—0,3%, H₂S—0,2%, CO—25,5%, H₂—14%, CH₄—2,1%, N₂—51,7%. При хорошем грохочении топлива, внимательном обслуживании и хорошем распределении топлива удастся достигнуть производительности газогенератора диаметром 2,6 м в 20—25 т в сутки при теплотворной способности газа 1350 кал/м³.

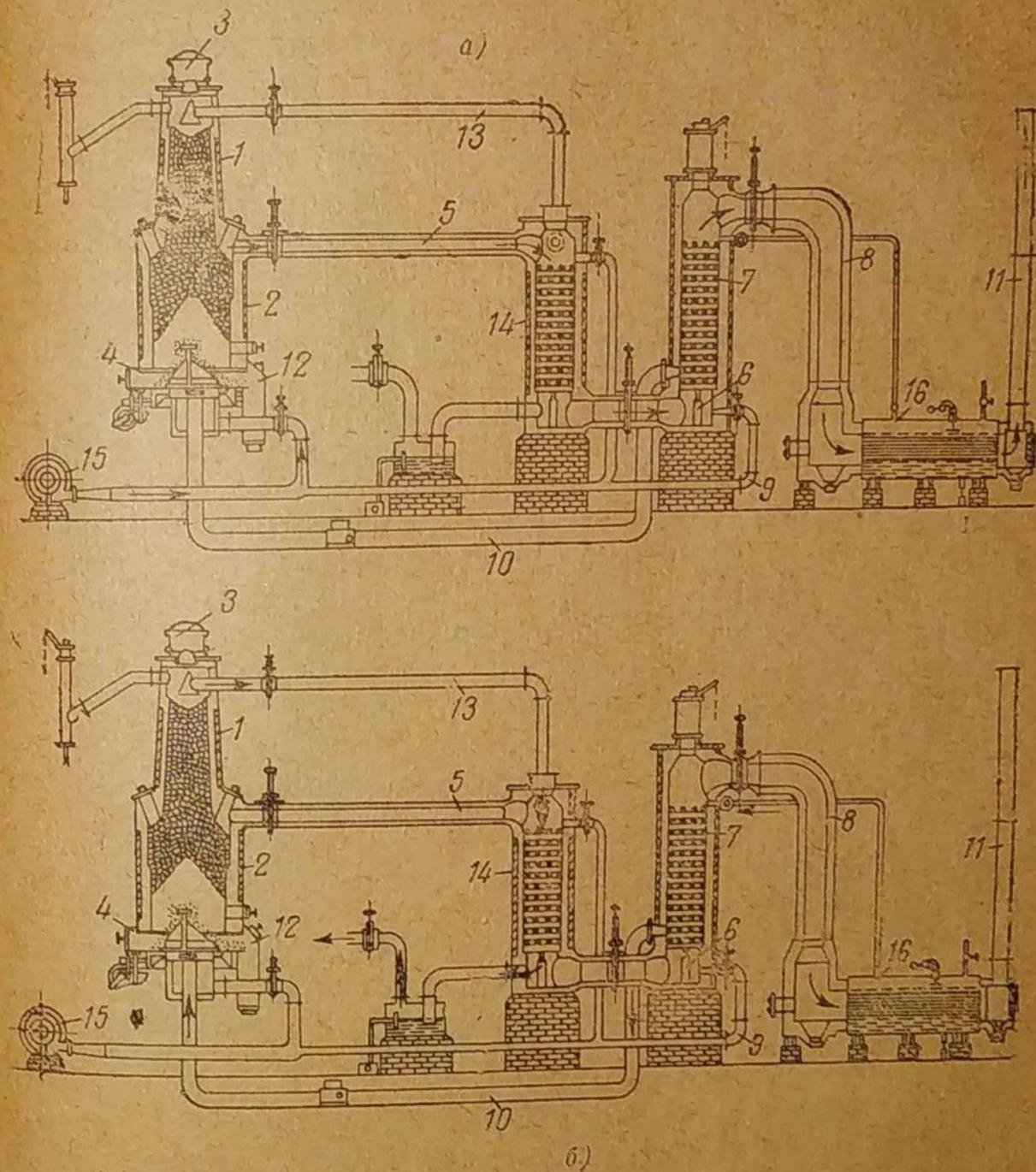


Рис. 56. Схема установки для получения двойного водяного газа. а) — период воздушного дутья; б) — период газования: 1—шпельшахта, 2—нижняя шахта, 3—загрузочное приспособление, 4—сухой затвор газогенератора, 5—отвод продуктов горячего дутья, 6—камера сгорания, 7—пароперегреватель, 8—газопровод к паровому котлу, 9—воздухопровод к камере сгорания, 10—паропровод к газогенератору, 11—дымовая труба, 12—карман сгорания, 13—газопровод водяного газа, 14—карбюратор, 15—воздушный вентилятор, 16—паровой котел.

Достаточно испытанных конструкций газогенераторов со швельшахтой для газификации бурых небрикетированных углей не имеется.

Из топлив с высоким содержанием летучих можно получать двойной водяной газ. На рис. 56 представлена схема подобной установки. Стрелками показано направление движения воздуха от вентилятора, продуктов горячего дутья, пара и двойного водяного газа. Газогенератор работает периодическим процессом: периоды горячего дутья (схема а) чередуются с периодами подачи перегретого до $600-650^\circ$ пара и получением водяного газа (схема б). Продукты горячего дутья дожигаются и разогревают камеры с насадками, служащие для перегрева пара и карбюрации газа, если таковая производится. Тепло газов горячего дутья может быть дополнительно использовано в котле—утилизаторе для получения пара. Отработанные газы отводятся в атмосферу. За периодом горячего дутья следует период парового дутья. Пар из котла перегревается и поступает в газогенератор, в нижней шахте которого образуется водяной газ, смешивающийся в швельшахте с продуктами сухой прегонки топлива—газами и парами смол, а также с влагой, выделяющейся при подсушке топлива. Полученный газ направляется на очистку от смол и пыли и осушку, или же предварительно пропускается через карбюратор, в котором смоляные пары разлагаются и обогащают газ. В карбюратор можно подавать дополнительно жидкое топливо для увеличения теплотворной способности газа.

Газификация каменного угля

Каменноугольный газ имеет высокую температуру и довольно большую теплотворную способность. В газе обычно содержатся в некотором количестве пыль и сажа.

Содержание пыли в газе зависит от свойств угля, режима и конструкции газогенератора. Чем менее прочен уголь и интенсивнее ход газогенератора, тем больше вынос пыли. Газогенераторы с автоматическими шуровочными приспособлениями дают повышенное количество пыли.

Каменный уголь подается в бункеры ленточными транспортерами, грейферами, тельферами. Предусматривается его грохочение.

В соответствии с высокой температурой каменноугольного газа и большими потерями при его охлаждении, дороговизной и сложностью очистки газа, при газификации каменного угля обычно ограничиваются сухой очисткой газа. При мокрой очистке газа установки имеют ту же схему, что и при газификации бурого угля.

Каменные угли газифицируют в газогенераторах всевозможных систем обычно в низком слое. Первоначально применяли газогенераторы со ступенчатой или комбинированной решеткой: ступенчатой и горизонтальной или наклонной и горизонтальной. Эти газогенераторы, снабженные дутьем, работают и в настоящее

время. Спекание угля и шлакование золы сильно затрудняют шуровку и чистку колосников.

Газогенераторы со ступенчатой или комбинированной решеткой применяются лишь в малых установках. При несколько большей производительности получили распространение газогенераторы Моргана с круглыми решетками. В настоящее время эти конструкции устарели. В основном применяются газогенераторы с вращающимися решетками.

Из донецких углей главным образом газифицируют длиннопламенные и газовые. Показатели газификации в примитивных газогенераторах с естественной тягой низкие, а в современных полумеханизированных и механизированных газогенераторах—высокие (см. табл. 14).

Интенсивность газификации донецких углей в газогенераторах с неподвижной решеткой и гидравлическим затвором на $40-50\%$ ниже, чем в газогенераторах с механическим удалением золы и шуровкой, но при хорошем обслуживании и высококачественном топливе приближается к ним.

Так при хорошей организации процесса газификации грохоченного угля марки Г в газогенераторе Моргана достигнута интенсивность газификации $160 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ при теплотворной способности газа в 1398 ккал/м^3 . Состав газа: $\text{CO}_2-3,6\%$, $\text{CO}-28,04\%$, $\text{H}_2-14,9\%$, $\text{CH}_4-1,9\%$, $\text{N}_2-51,6\%$.

Условия работы были следующие: мелочь отсеивалась и применялся уголь с размерами кусков $50-125 \text{ мм}$; высота слоя топлива равнялась $1,1 \text{ м}$, температура паровоздушной смеси составляла $48-52^\circ$, температура газа— $650-700^\circ$. Чистка производилась не реже трех раз в сутки.

Согласно ГОСТ 3846—47 донецкие угли и антрациты для газогенераторов стационарного типа подразделяются на два сорта по содержанию золы (A^c), серы (S^{ob}), механической прочности и температуре плавления золы.

Угли первого сорта содержат $A^c < 12\%$, $S^{ob} < 2\%$ и второго сорта соответственно $A^c-12-20\%$, $S^{ob}-2-4\%$. Механическая прочность (индекс разбивания) для первого сорта выше 70 и для второго равен $70-65$. Температура плавления золы выше 1250° .

По размеру кусков угли и антрациты делят на следующие классы: $100-50$, $50-25$, $25-13$ и $13-6 \text{ мм}$. В первых двух классах допускается содержание мелочи не более 8% , в третьем— 10% и в четвертом— 13% . Толщина пластического слоя для группы углей с выходом летучих (V_r) более 31% должна быть менее 12 мм .

Требования к донецким длиннопламенным углям применительно к выпускаемым сортам приведены в табл. 13.

Из донецких длиннопламенных углей промышленное применение для газификации получили преимущественно угли Лисичанского района. Угли обладают невысокой механической прочностью и потому характеризуются большим выходом мелочи. Угли склонны к выветриванию и не выдерживают длительного хранения.

Согласно стандарта, должны выпускаться три сорта углей марки Д: ДК > 13 мм, ДМ < 13 мм, Д рядовой > 0 мм. Наиболее эффективным для газификации является «орех» 13—25 мм.

Из лисичанских углей наилучшие результаты при газификации дают угли шахты «Черноморка» (> 25 мм, грохоченный, W^p — 11,4—12,7%, A^c — 7,8—17,4%, $S_{об}^c$ — 3,5%, V^c — 42,5%, температура плавления золы $t_1 = 1170^\circ$) и имени Мельникова (грохоченный орех и рядовой, W^p — 9,8—10,3%, A^c — 9,2—18,9%, $S_{об}^c$ — 4,7%, V^c — 44,7—45,3%, температура плавления золы $t_1 = 1200^\circ$). Остальные шахтопласты в порядке возрастания трудности газификации располагаются в следующий ряд: шахта им. Титова (пласты № 5, 6 и 7), им. ОГПУ (пласты № 1—4, 7 и бобровский).

Донецкие каменные угли широко применяются для газификации в газогенераторах различных конструкций. Они обладают невысокой механической прочностью и заметно измельчаются при перегрузках и транспортировке на дальнейшее расстояние. Поэтому эти угли требуют обязательного отделения мелочи на газогенераторных станциях, даже при поставке грохоченных углей.

Донецкие газовые угли склонны к выветриванию и самовозгоранию. Выпускаются следующие сорта:

Крупный	> 125 мм
»	50—125 »
Орех	13—50 »
Мелочь	0—13 »
Рядовой	> 0 »

Наиболее эффективным для газификации является орех. Газификация рядовых углей сопряжена с осложнениями, обусловленными значительным содержанием мелочи и пониженным качеством этих углей.

Наилучшие результаты получаются при газификации углей следующих шахт Гришинского района: Центральной № 1 (пласт Толстый), № 3 (пласт Толстый), № 5/6 (пласты Толстый и Тонкий). Эти угли характеризуются следующими показателями: W^p — 4,8—6,3%, A^c — 2,7—14,6%, V^c — 34,0—35,6%, $S_{об}^c$ — 1,0—1,8%. Температура плавления золы $t_1 = 1210—1260^\circ$. Угли шахты Центральная № 1 характеризуются повышенной спекаемостью, в связи с чем их в первую очередь следует газифицировать в газогенераторах с механическими шуровочными приспособлениями. Газификация углей из шахт № 17/18, № 19 (пласт 5/4), имени Шевченко (пласт лысогорский), № 22 (пласт IV Никанор, V Алмазный, VI Толстый), № 6 Голубовка (пласт VII Рубежный), № 77 (пласт IV Никанор, V Алмазный, XI Толстый) осуществляется с большими трудностями. Худшими газовыми углями Донбаса являются сильно шлакующиеся угли шахты Кальмиус.

Требования к донецким газовым углям приведены в табл. 13.

При газификации донецкого гришинского угля в газогенераторе диаметром 3 м с автоматическим шуровочным приспособлением в виде мешалки получены следующие результаты: производительность 31—34 т в сутки; состав газа: CO_2 — 4,5%, C_2H_4 — 0,4%, CO — 27,6%, H_2 — 11,5%, CH_4 — 2,2% и N_2 — 53,8%; теплотворная способность 1382 кал/м³, содержание горючего в шлаке 17%, температура дутья, 56°, давление дутья 260 и газа 25 мм вод. ст., температура газа 630°.

Из кузнецких углей газифицируют ленинские (кольчугинские) угли, которые относятся к маркам Г и Д. К газовым относятся угли пластов Болдыревского, Майеровского, Серебряниковского, Поленовского, Брусницынского, Беловского и др., а к длиннопламенным — Журинского, Наджуринского и Поджуринского пластов. Из ленинских углей пригодными для газификации оказались лишь длиннопламенные угли Журинского комплекса, которые газифицируют в газогенераторах разнообразных конструкций. Журинские угли слабо спекаются, термически устойчивы, содержат мало серы и обладают высокой реакционной способностью. При газификации угли шлакуются. Отрицательным свойством журиных углей является их невысокая прочность, в связи с чем угли отправляют потребителям в рядовом виде. По данным ситового анализа угля из шахт содержание мелочи менее 10 мм превышает 50%. В процессе перевозки содержание мелочи возрастает до 60% и больше. Поэтому журиные угли необходимо сортировать на месте потребления. Журинские угли при хранении мало устойчивы, склонны к выветриванию и самовозгоранию. Требования к журиным углям приведены в табл. 13.

Согласно ГОСТ 4104-48 восточные угли разделяют на два сорта: для первого сорта A^c должно быть меньше 10% и $S_{об}^c$ — не более 1,2%. Для второго сорта A^c должно составлять 10—20% и $S_{об}^c$ — не более 1,2%. Толщина пластического слоя не должна превышать 10 мм и в случае газификации топлива в газогенераторе с механическими шуровочными приспособлениями должна быть до 12 мм.

Показатели, получаемые при хорошей работе современных газогенераторов с механическим удалением золы на ленинских углях, приведены в табл. 14.

При газификации грохоченного ленинского угля в газогенераторе Моргана диаметром 2 м получены следующие результаты: производительность 10—11 т в сутки (133—146 кг/м² час); состав газа CO_2 — 3,8%, O_2 — 0,2%, CO — 26,3%, H_2 — 12,5%, CH_4 — 3,8%, N_2 — 53,4%, $Q_{н}^c = 1440$ кал/м³, температура газа 600°, содержание горючего в шлаке 18%, давление дутья 200 мм вод. ст., высота слоя топлива 750 мм.

При работе на грохоченном ленинском угле с зольностью 7% производительность газогенератора диаметром 2,6 м с вращающейся решеткой и автоматическим шуровочным приспособлением составила 26 т в сутки (210 кг/м² час). Состав газа: CO_2 —

4,2%, O_2 —0,2%, CO —27,2%, H_2 —11,7%, CH_4 —3,7% и N_2 —53,0%; теплотворная способность 1450 кал/м³, температура газа 600°, содержание горючего в шлаке 8,2%, давление дутья 180 мм вод. ст., температура паровоздушной смеси 45°, высота слоя топлива 850 мм.

Очень высоки показатели газификации прокопьевских углей, выделяющих ничтожное количество смол.

Из других сибирских углей используются для газификации аралычевские, кемеровские (Волковского пласта), киселевские, карагандинские (пласт «Верхняя Марианна»), черемховские и черногорские (минусинские) угли.

Газификация минусинского длиннопламенного угля освоена на ряде конструкций газогенераторов. Он заменяет кольчугинский уголь. Минусинский уголь содержит мало серы, выделяет много летучих, слабо спекается, мало шлакуется и термически устойчив.

Имеется небольшой положительный опыт газификации углей киселевских, карагандинских и кемеровских Волковского пласта. Эти угли содержат мало серы и влаги и много летучих.

Из уральских каменных углей успешно газифицировали спекающиеся киселевские угли в смеси с 30—50% челябинского или 50% ленинского угля.

Воркутские угли оказалось возможным газифицировать в смеси с 40—50% донецкого антрацита АС.

Из кавказских углей газифицируют тквибульские, недостатком которых является повышенная зольность и невысокая прочность.

Опыты свидетельствуют о высоких показателях газификации буланашского угля (Урал). Показатели, получаемые при его газификации, немного ниже, чем при газификации кольчугинских углей вследствие повышенной зольности.

Наиболее распространены для газификации каменного угля газогенераторы с вращающейся решеткой. В больших установках и при некотором спекании топлива применяют автоматические шуровочные приспособления, что повышает производительность газогенераторов на 50—100%.

На рис. 57 представлена установка каменноугольных газогенераторов с сухой очисткой газа. Газ по выходе из газогенератора 1 проходит пылеуловитель 2 и попадает в коллектор газа 3, откуда отводится к потребителям. Коллектор снабжен мешками для улавливания сажи и пыли. Пыль из пылеуловителя и коллектора выбрасывается в тележки. Отключение отдельных газогенераторов и потребителей производится с помощью тарельчатых клапанов 4.

Топливо из угольных ям подается в бункеры газогенераторов с помощью крана с грейфером. Шлак из газогенераторов попадает в вагонетки 7, из которых сбрасывается в шлаковую яму 8. Шлак из ямы грейферным краном подается в железнодорожный вагон.

Установка снабжена автоматическим регулятором количества воздуха 9 в зависимости от давления газа. При изменении давления газа в коллекторе переставляется дроссель регулятора на воздухопроводе, восстанавливая требуемое давление.

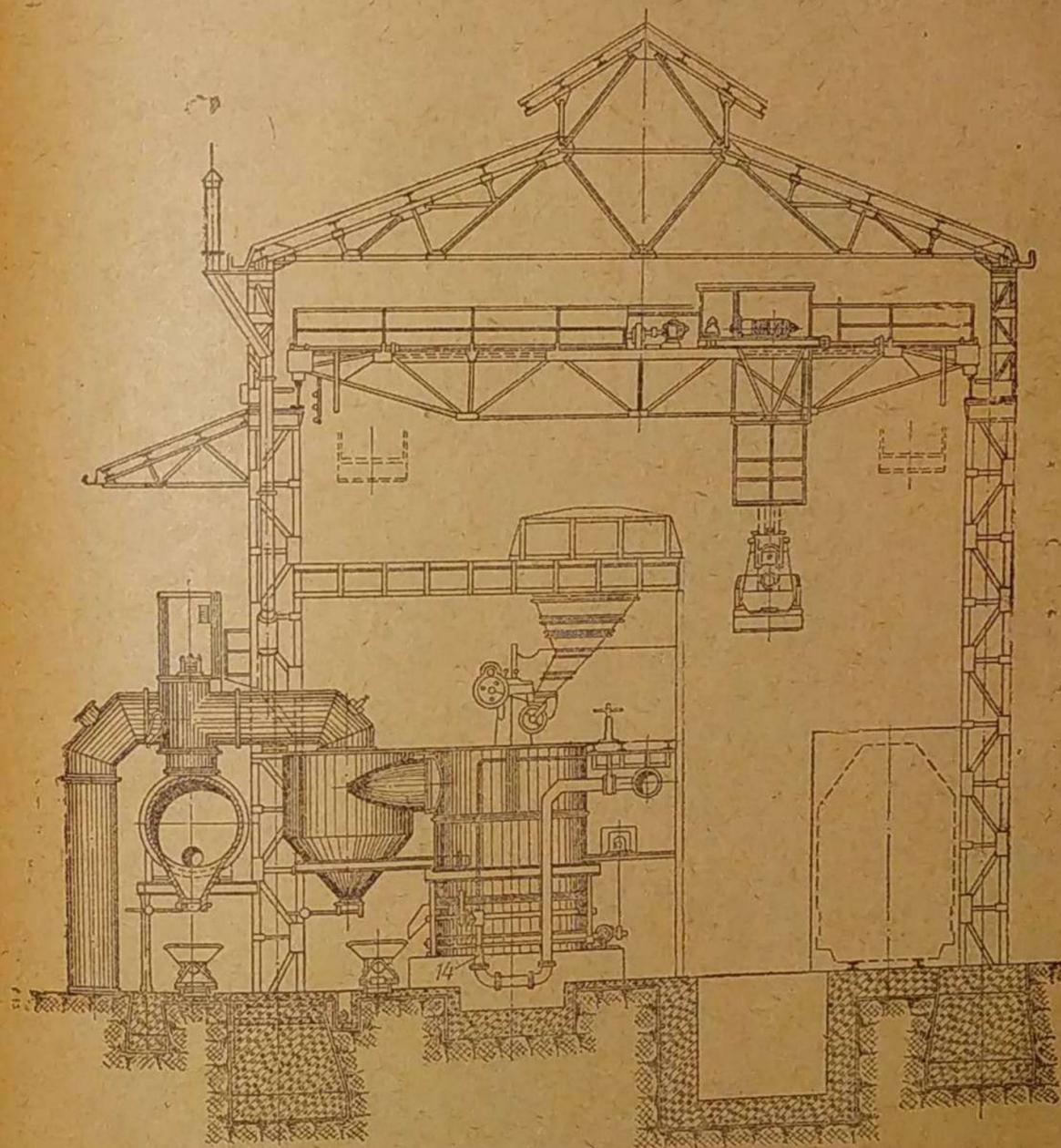


Рис. 57а. Установка для газификации каменного угля с сухой очисткой газа (поперечный разрез).

Подача воздуха к газогенераторам производится воздушными вентиляторами. Кроме того, у каждого газогенератора имеется резервный инжектор.

Показатели по работе газогенераторов с вращающейся решеткой приведены в табл. 14. Интенсивность газификации в газогенераторах Моргана на 40—50% меньше, чем в газогенераторах с вращающейся решеткой.

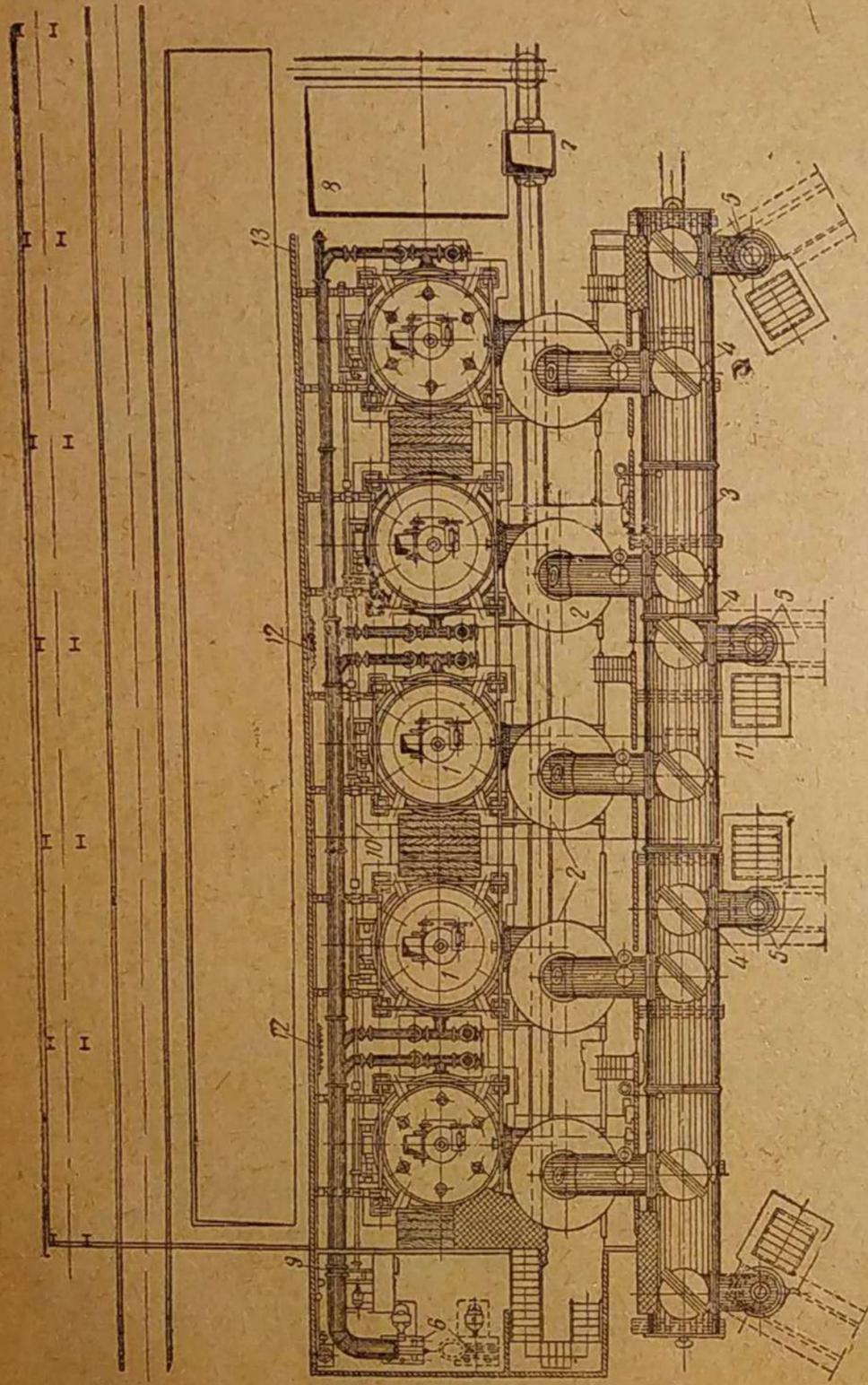


Рис. 576. Установка для газификации каменного угля с сухой очисткой газа (план): 1—газогенераторы, 2—пылеуловители, 3—коллектор газа, 4—тарельчатые клапаны, 5—газопровод к потребителю, 6—вентиляторы, 7—вагонетка для шлака, 8—яма для шлака, 9—автоматический регулятор давления, 10—трансмиссия для привода чаш, 11—приемок для обслуживания газопровода, 12—щиты контрольно-измерительной аппаратуры, 13—автоматический газоанализатор на CO_2 , 14—инжектор.

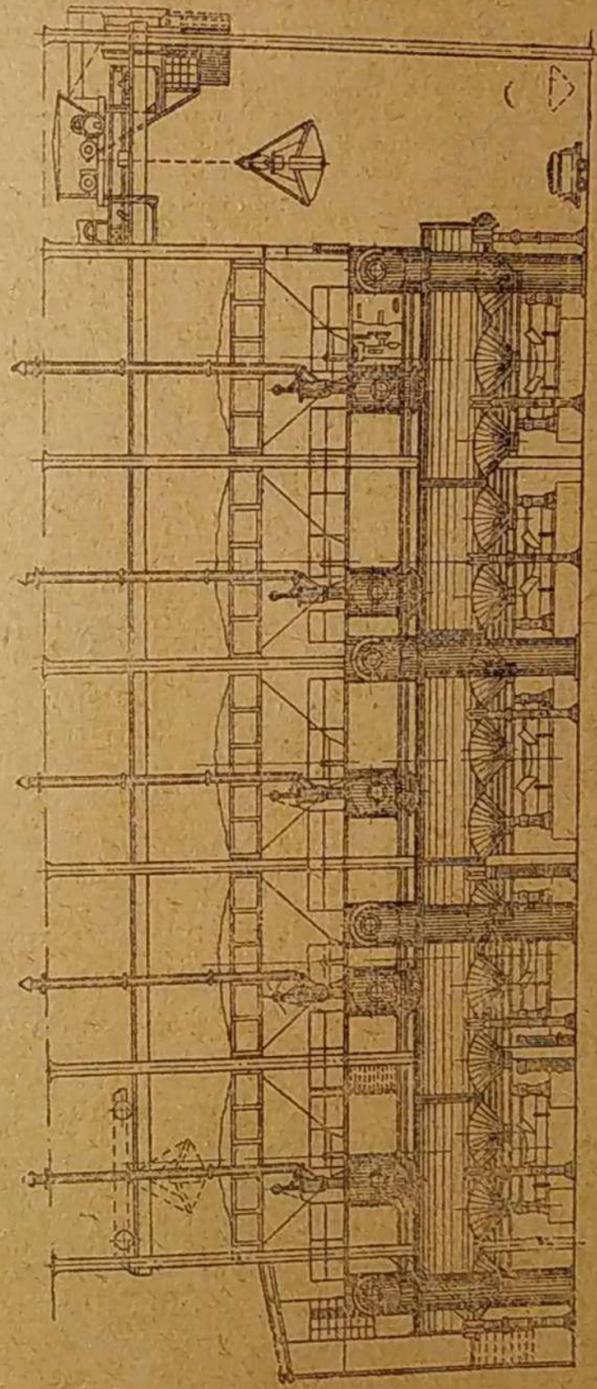


Рис. 57в. Установка для газификации каменного угля с сухой очисткой газа (боковой вид).

Газификация антрацита

Антрацит содержит мало влаги. Зольность его и свойства золы различны. Обычно применяемые донецкие антрациты содержат до 14—15% золы.

Антрациты стойки при хранении и транспортировке, что является их большим достоинством. Некоторые сорта антрацита распадаются при нагревании, что понижает их ценность. Такие антрациты избегают применять в газогенераторах.

Воздушный и паровоздушный газ из антрацита обладает пониженной теплотворной способностью вследствие ничтожного содержания летучих. Антрацит широко применяют для получения силового газа, а в последние годы стали применять для получения водяного газа.

Для газификации применяют антрацит со следующим размером кусков: 25—75, 12—25 и 6—12 мм. Для получения паровоздушного газа чаще всего используют антрацит АМ (размер кусков 12—25 мм) и реже более крупный. При газификации антрацита АС производительность снижается на 10—15%. Для получения водяного газа используется антрацит АК.

Донецкие антрациты широко применяются для газификации. Классификация их производится по размеру кусков:

Плита АП	>100 мм
Крупный орех АК	25—100 »
Мелкий орех АМ	13—25 »
Семячко АС	6—13 »
Зубок АЗ	3—6 »
Штыб АШ	0—3 »

Кроме того, выпускаются антрациты в рядовом, несортированном виде: АРШ (рядовой со штыбом) с размерами кусков 0—100 мм и продукты неполной рассортировки антрацита АСШ (семячко со штыбом) 0—13 мм и АЗШ (зубок со штыбом) 0—6 мм.

Классификация антрацитов для газогенераторов по новому ГОСТ'у 3846—47 приведена на стр. 139.

Наилучшие результаты при газификации дают угли шахт № 12, 14, 15, 16, 30, 31 (пласт Фоминский) и имени Киселева (пласт Гольдштейновский) Чистяковантрацита, шахты № 1 (пласт Хрустальский) Донбассантрацита, шахты № 33, 37 (пласт Фоминский) Боковантрацита. Достаточно удовлетворительные показатели получают при газификации углей шахты № 4 (пласт Боковский) Боковантрацита, шахты им. ОГПУ (пласт Несветаевский) Несветайантрацита, шахты № 3 (пласт Ремовский) Снежнянантрацита.

Сильно шлакующиеся и трудно газифицируемые донецкие антрациты дают шахты № 12 (пласт Хрустальский) Донбассантрацита, «Пролетарская диктатура» (пласт Грушевский), имени Октябрьской революции (пласт Грушевский) Шахтантрацита, имени Артема (пласт Власовский) Шахтантрацита.

Требования к донецким антрацитам приведены в табл. 13.

Сорта антрацитов, не распадающиеся при нагревании, можно газифицировать в газогенераторах с жидким шлакоудалением.

Для газификации антрацита применяют газогенераторы без швельшахт различных конструкций: с неподвижной и, главным образом, с вращающейся решеткой.

При получении горячего газа схема установки аналогична применяемой для каменного угля. Предусматривается сухая очистка газа и возможность чистки газопроводов. При мокрой очистке газа установки получают сравнительно простыми вследствие отсутствия в газе смолистых веществ.

На рис. 58 представлена установка для газификации антрацита или кокса с мокрой очисткой газа.

Она состоит из газогенераторов диаметром 2,6 м, снабженных пароводяной рубашкой высотой 2,4 м и шириной 0,14 м. Газогенераторы работают со всасыванием пара и воздуха с помощью компрессора установленного за скруббером. Газ из газогенератора 5 входит в первый стояк-охладитель диаметром 0,6 м и высотой 1,6 м и далее во второй стояк-пылеуловитель 6 диаметром 0,95 м и высотой 6,03 м, разделенный перегородкой на две части. В этом стояке газ сначала поднимается, а затем, обогнув перегородку, опускается. По пути газа расположен ряд форсунок, разбрызгивающих воду, которая стекает в приямок. Стойки снабжены гидравлическими затворами. Далее газ поступает в скруббер 7 с коксовой насадкой диаметром 2,8 м и высотой 7 м, в котором газ орошается содовым раствором. За скруббером установлен компрессор 9, делающий 330 об/мин, с мотором мощностью 40 л. с. Газ засасывается под разрежением 1500 мм вод. ст.

Топливо подается в железнодорожных вагонах и разгружается в угольную яму, откуда электрокошкой 1 с грейфером подается в бункеры 3.

Данные о газификации антрацита приведены в табл. 14.

Установки для получения паровоздушного и водяного газа как из кокса, так и из антрацита одинаковы. Некоторые установки для газификации кокса описаны ниже.

Опыты показали возможность газификации полтавских и бременских антрацитов. Показатели газификации их приближаются к получаемым на донецких антрацитах.

Газификация кокса

Для получения паровоздушного газа используется, главным образом, коксик с размером кусков 5—25 мм. В установках водяного газа применяют куски большего размера. Коксик обычно содержит повышенное количество летучих.

Требования к коксику приведены в табл. 13.

Паровоздушный газ из кокса обладает низкой теплотворной способностью. Очистка коксового газа проста, и кокс часто применяют в качестве топлива для получения силового газа.

Вопрос газификации сланцев в СССР еще не разрешен. Наиболее вероятна газификация сланцев в газогенераторах с жидким шлакоудалением. Имеет смысл улавливание побочных продуктов—смола, которые в некоторых видах сланца содержатся в большом количестве.

Показатели работы газогенераторов

Показатели газификации и использования топлив в тепловых установках стекольной и керамической промышленности позволяют оценить их качество и пригодность для газификации, выбрать вид местного или привозного топлива, правильно решить вопрос о способе очистки газа, а также определить расход топлива в зависимости от количества требуемого тепла, характера теплового агрегата, использующего газ, а также технологической схемы работы газостанции.

Эти показатели¹ даны в табл. 14. В приводимых показателях в случае применения неочищенного («горячего») газа уточнено количество смол, выделяющихся и теряющихся в газопроводе, и падение температуры газа в газопроводе. Образование «уксуса» из древесины и торфа не учтено, что компенсируется повышенным (расчетным) выходом газа. Для очищенного газа выход уксуса учтен. Принимается, что из газа полностью извлекается пыль во всех случаях, а смолистые вещества—при мокрой очистке газа. В действительности вследствие несовершенства очистки газа часть смол, обычно небольшая, поступает к потребителю.

Показатели табл. 14, помеченные как нормативные, относятся к топливам с благоприятными свойствами и тщательному обслуживанию газогенераторов. Нормативные показатели для древесины и торфа не приведены, ввиду значительного влияния на качество газа переменной влажности и (при крупнокусковом топливе) интенсивности газификации. Для угольного топлива и кокса в практически наблюдаемых пределах изменений можно не учитывать влияние содержания влаги и производительности.

Ухудшение качества газа при газификации углей в примитивных конструкциях газогенераторов обусловлено низким качеством топлива и неудовлетворительной конструкцией газогенераторов. В газогенераторах Моргана при благоприятных свойствах угля, в хорошем обслуживании и производительности на 25—50% меньшей, чем в газогенераторах с вращающейся решеткой, можно получить газ такого же качества. Топлива с высоким содержанием золы, а также с низким содержанием летучих (подмосковный и Челябинский угли, антрацит и др.), рекомендуется газифицировать только в газогенераторах с вращающейся решеткой. При газификации

¹ Данные по газификации дров и торфа и частично каменных углей и других топлив взяты по исследованиям автора.

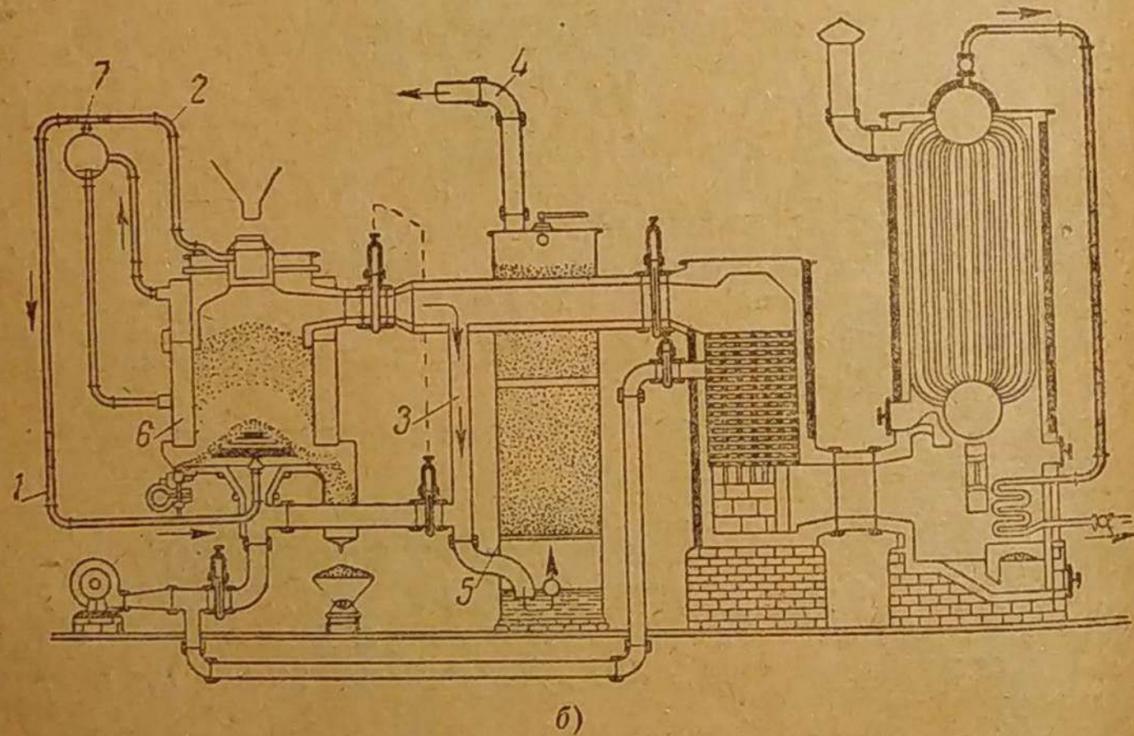
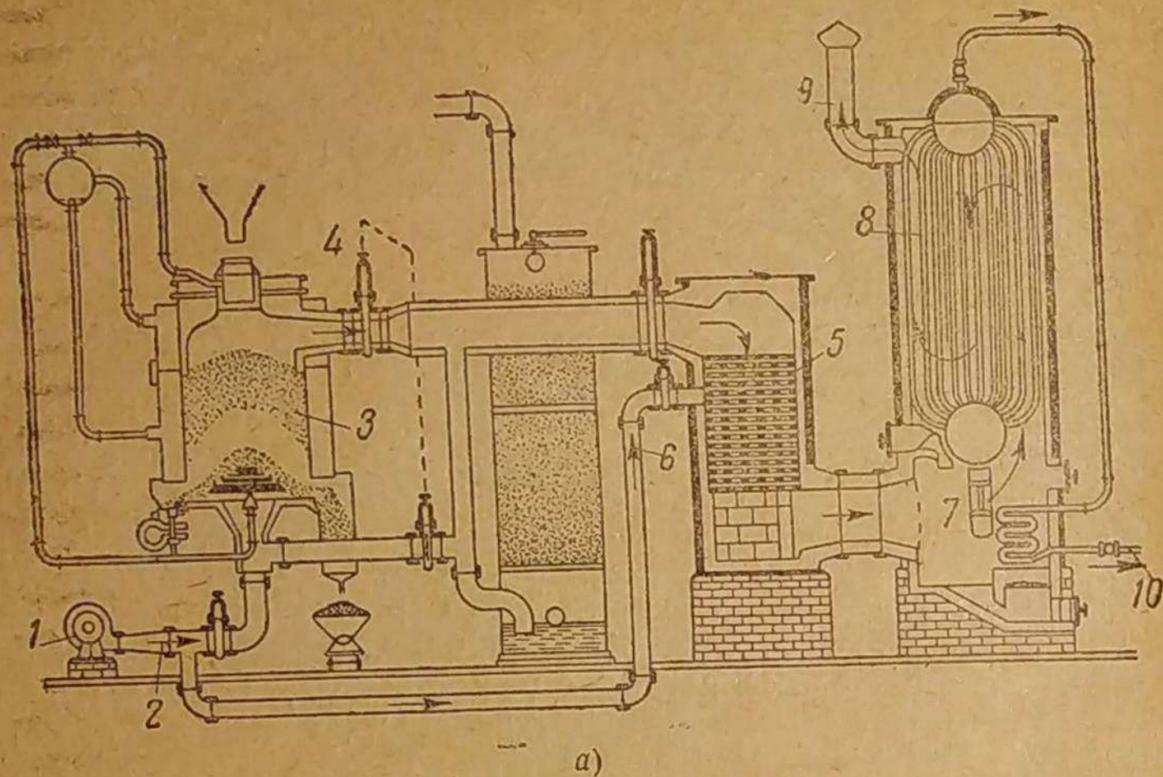


Рис. 60. Установка для получения водяного газа:
 а) воздушное дутье: 1—вентилятор, 2—подача воздуха, 3—газогенератор, 4—ход продуктов горячего дутья, 5—насадка-пароперегреватель, 6—подвод воздуха в камеру сгорания, 7—трубчатый пароперегреватель, 8—котел-утилизатор, 9—отвод продуктов сгорания в атмосферу, 10—отвод перегретого пара;
 б) паровое дутье: 1—подвод пара снизу, 2—подвод пара сверху, 3—ход водяного газа, 4—отвод водяного газа, 5—скруббер, 6—пароводяная рубашка, 7—паросборник.

Таблица 15

Интенсивность газификации топлив в газогенераторах различных систем (в кг на 1 м² сечения шахты в час)

Тип газогенератора	Дрова		Торф	Бу- рый уголь	Бри- кеты бу- рого угля	Ка- мен- ный уголь	Ан- тра- цит	Кокс
	по- ленья	щепа						
Самодувный с непо- движной решеткой и ручной шуровкой	100— 150	—	50— 75	50— 100	50— 90	35— 70	—	—
С дутьем и неподвиж- ной решеткой	150— 300	300— 400	100— 200	75— 150	80— 120	60— 120	60— 120	60— 120
С вращающейся ре- шеткой	—	400— 700	200— 600	200— 500	120— 250	100— 200	100— 200	100— 200
С автоматическим шу- ровочным приспособле- нием	—	—	—	—	—	250— 450	—	—
С выпуском жидких шлаков	—	—	1000— 2000	—	—	от 300 до 1000	—	—

Примечание. Более высокие величины относятся к сортированным топливам и с лучшими свойствами золы и кокса. При благоприятных свойствах топлива в обычных газогенераторах диаметром до 3—3,6 м отдельные показатели могут быть увеличены.

Таблица 16

Высота слоя и отдельных зон при газификации различных топлив

Топливо	Высота слоя в мм			
	весь слой над решеткой	слой золы	раскален- ный слой	темный слой топлива**
Дрова	3000—7000*		—	—
Торф	3000—7000	от 100 до 300	300—3000	—
Бурый уголь	1000—3000		300—2500	—
Каменный уголь	600—1600		400—1000	300—500
Антрацит	700—1600		400—1000	300—500
Кокс	700—1600		200—800	400—600

* Для поленьев; при щепе может быть и меньше.

** После загрузки.

фикации этих топлив в газогенераторах с неподвижной решеткой получают низкие показатели.

В зависимости от типа газогенераторной установки и потребителя газа полезно может быть использовано только потенциальное тепло газа или газа и смол, или же как потенциальное тепло, так и тепло нагрева газа и смол. В регенеративных печах полезно используется лишь небольшая часть тепла нагрева газа и смол, в других печах—все тепло нагрева. По указанным причинам рассматриваются различные варианты использования газа.

В графах 57, 58, 59 табл. 14 приводится величина использования потенциального тепла топлива соответственно в потенциальном тепле газа, газа и смол и в потенциальном тепле и тепле нагрева газа и смол. Для установок с мокрой очисткой газа не учтено тепло нагрева газа и тепло, вносимое смолами.

Рассмотрение лучших показателей табл. 14 приводит к следующим выводам. Если полезно используется только потенциальное тепло газа, наиболее высокие показатели по использованию (76—78%) дают топлива, содержащие мало летучих—антрацит и кокс. Несколько меньшие значения (71—77%) получаются в случае применения каменных углей, выделяющих смолы и дающих газ с высокой температурой. Наименьшим оказывается использование топлив, при газификации которых выхлуд смол большой и велики потери; так, для древесины и торфа имеем 66—76% и для бурого угля—67—74%.

Если полезно используется также потенциальное тепло смол, что может иметь место в установках для получения горячего газа, использование тепла топлив, выделяющих много смол, т. е. древесины и торфа, сильно улучшается и может составить 78—87%. При газификации бурого угля используется только 76—79% тепла топлива вследствие больших потерь с пылью и в провале. Для каменного угля весьма значительна потеря с теплом нагрева газа и использование составляет 77—81%.

Если полезным является также тепло нагрева газа, использование тепла топлива зависит исключительно от потерь в газогенераторе и газопроводах.

В табл. 15 приведены данные об интенсивности газификации топлив в газогенераторах различных систем, а в табл. 16—данные о высоте слоя топлива и отдельных зон в газогенераторах. Данные относятся к стационарным газогенераторам и паровоздушному или воздушному газу.

Интенсивность газификации в газогенераторах водяного газа составляет для кокса 400—600 и для антрацита 200—300 кг/м² час.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

КОНТРОЛЬ РЕЖИМА И ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Контроль режима и обслуживание газогенераторной установки должны обеспечивать бесперебойную подачу потребителю газа высокого качества. Получение газа должно сопровождаться хорошим использованием тепла и содержанием газогенератора и вспомогательного оборудования в исправном состоянии.

Аппаратурный контроль

Аппаратурный контроль имеет чрезвычайно важное значение для ведения генераторного процесса. Он дает возможность оценивать работу газогенератора в каждый отдельный момент, своевременно отмечать колебания в режиме, предупреждать нежелательные изменения и устанавливать режим.

Обычно при газификации контролируют состав, количество и теплотворную способность газа, температуру газа, воздуха и паровоздушной смеси, количество воздуха, а также давление газа, пара и воздуха. Помимо этого, учитывают количество загружаемого топлива и устанавливают показатели, характеризующие топливо и очажные остатки.

В табл. 17 указаны виды замеров и применяемая аппаратура, а в табл. 18—данные о контроле давления дутья и газа.

На газогенераторных станциях ведется журнал, в котором отмечают текущие показатели работы отдельных газогенераторов и установки и этапы работы: пуск, остановки и ремонты.

Измерение давлений

Измеряют давление газа и воздуха. Давление воздуха под колосниками и газа вверху газогенератора позволяет судить о его производительности и сопротивлении слоя топлива, а следовательно, о состоянии газогенератора (зашлакование, спекание топлива, нежелательное изменение высоты слоя золы), что позволяет поддерживать требуемый режим и устранять ненормальности.

Поддержание постоянного давления газа дает возможность обеспечить требуемый расход его и исключает возможность присоса воздуха через неплотности газопровода, люков и клапанов. За-

ры позволяют избежать значительного повышения давления, которое сопровождается выделением наружу больших количеств газа, и определить сопротивление отдельных участков, так как в местах засорений давление сильно падает. Регулирование давления производится с помощью клапанов. Засорения устраняют, прочищая засоренные участки или сменяя части аппаратов (насадки скрубберов и каплеуловителей).

Простейшим прибором для измерения давления является U-образная трубка с водой.

На рис. 61 представлен чашечный манометр. Давление от исследуемого места по трубке 1 передается жидкости в чашке 2. Вследствие большей поверхности жидкости в чашке, чем в трубке 3, небольшое изменение уровня жидкости в чашке вызывает перемещение жидкости в трубке на значительную высоту.

Если измеряемое давление очень мало, применяют манометры с наклонными трубками (тягомеры Крелля).

Помимо жидкостных существуют так называемые мембранные манометры (рис. 62), основной частью которых является тонкая металлическая мембрана. Полая камера, образованная двумя эластичными мембранами 1 и 2, сообщается каналами 3 и 4 с трубкой, проведенной к месту измерения. Перемещение мембраны 1 передается системой рычажков стрелке 5, которая движется вдоль шкалы 7.

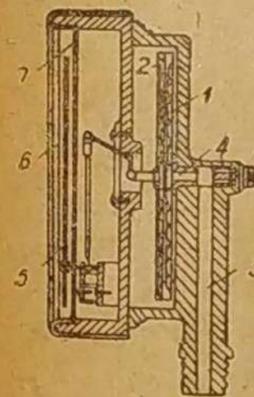


Рис. 62. Мембранный манометр:

1 и 2—мембраны, 3 и 4—каналы, 5—стрелка, 6—стекло, 7—шкала.

На рис. 63 представлены кольцевые весы для измерения разности давлений. Давление от исследуемых мест 1 и 2 действует на жидкость, находящуюся в двух коленах 4 и 5 кольца, разделенного перегородкой 6 на две части и могущего вращаться вокруг оси 3. Разность давлений вызывает перемещение уровней жидкостей на высоту h , в результате чего кольцо выходит из равновесия и поворачивает связанное с ним указывающее и пишущее перо 8 до тех пор, пока перемещение не уравнивается грузом 7. Перо 8 показывает на шкале 9 измеряемую разность давлений.

Измерение количества газа и воздуха

Для характеристики работы газогенераторов большое значение имеет количество получаемого газа. Его можно определить расчетом, но удобнее измерять специальными приборами (шайбами, соплами, трубами Вентури); приборы можно применять только при очищенном газе.

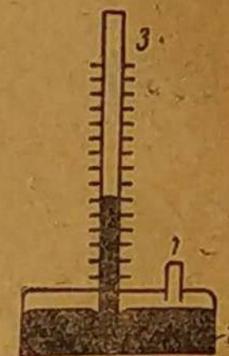


Рис. 61. Чашечный манометр.

Особенно желательно замерять количество газа, получаемого из каждого газогенератора. Сопоставив результат измерения с показателями по анализу или теплотворной способности и температуре газа, получают полное представление о работе газогенератора.

В случае горячего газа можно замерять количество воздуха, расходуемого на дутье, что также дает представление о производительности газогенераторов.

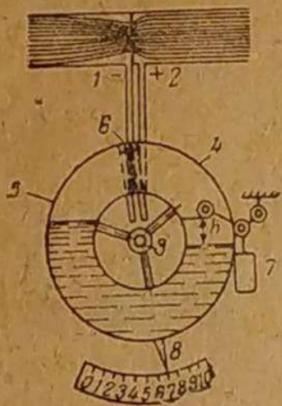


Рис. 63. Кольцевые весы.

Измерение скорости основано на определении напора, затраченного для сообщения газу большой скорости. Для этой цели сильно сужают отверстия в газопроводе и измеряют перепад давления. Для сужения отверстия применяются диафрагмы (шайбы), сопла и трубы Вентури (рис. 64). Диафрагмы вызывают значительную потерю давления, сопла—меньшую, а трубы Вентури—еще меньшую.

На рис. 63 показано, как измеряют кольцевыми весами разность давлений до и после шайбы. По разности давлений определяют скорость и количество протекающего газа.

Измерение температуры газа и дутья

По температуре газа возможно в известной степени судить о процессе в газогенераторе. С увеличением содержания углекислоты в газе температура повышается, что указывает на прогар или сгорание части газа, вследствие присоса воздуха, и требует принятия соответствующих мер. При увеличении производительности газогенератора температура газа повышается, при уменьшении—понижается. Непосредственно после загрузки топлива температура газа понижается, перед загрузкой—повышается.

По температуре газа за осушительным приспособлением можно определить степень осушки газа, т. е. количество оставшейся в газе влаги, а по температуре паровоздушной смеси можно определить количество вводимого водяного пара.

Данной температуре воздуха (или газа), насыщенного водяными парами, соответствует определенное содержание в нем водяного пара. Достаточно измерить температуру паровоздушной смеси, чтобы по таблице (или рис. 45) определить содержание в ней влаги.

Для измерения температуры применяют ртутные термометры и электрические приборы.

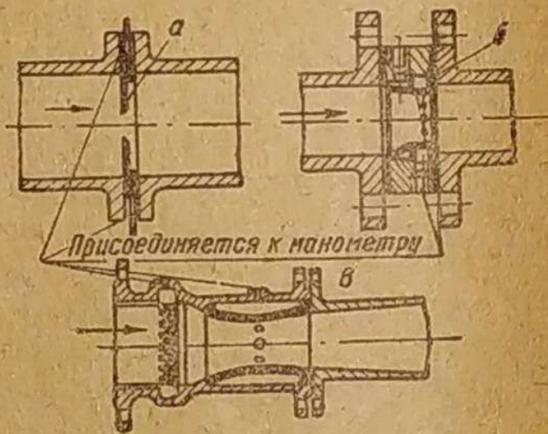


Рис. 64. Дроссельные приборы: а—диафрагма, б—сопло, в—труба Вентури.

Температуры до 500° измеряют ртутными термометрами, термометрами сопротивления и термоэлектрическими пирометрами, а выше 500°—только термоэлектрическими пирометрами.

Электрические приборы особенно удобны тем, что их показания можно передавать на расстояние и дублировать, т. е. наблюдать показания и одновременно регистрировать их в нескольких местах, например, наблюдать показания у газогенератора и регистрировать в центральной аппаратной и в помещении дежурного инженера.

Анализ газа

Зная состав газа, можно получить достаточно полное представление о ведении процесса газификации, качестве и ценности получаемого газа.

Наиболее показательно содержание в газе углекислоты, кислорода и окиси углерода.

Пользуясь аппаратом Орса, можно определить содержание в генераторном газе CO_2 , O_2 и CO . Для определения содержания CH_4 и H_2 применяют газоанализаторы Норзе, ТИ и др., снабженные приспособлениями для сжигания горючих составных частей пробы газа.

При необходимости определить содержание в газе этилена добавляют поглотительный сосуд с соответствующим реактивом или наполняют им сосуд, предназначенный для поглощения окиси углерода, а CO , CH_4 и H_2 определяют сжиганием.

Содержание H_2S в газе определяется специальными методами.

Существуют автоматические регистрирующие газоанализаторы, с помощью которых непрерывно определяют и регистрируют содержание в газе отдельных составных частей. Распространены сравнительно простые аппараты для автоматического определения содержания в газе CO_2 . Реже устанавливают сложные и дорогие аппараты для определения содержания CO_2 , H_2 и CO .

Применение на газогенераторной станции автоматического регистрирующего газоанализатора, хотя бы только на CO_2 , следует считать обязательным.

Пробы газа отбирают из газовых штуцеров газогенераторов и из коллектора. Присоединение к аспиратору или автоматическому газоанализатору должно быть устроено так, чтобы газопроводные трубки возможно меньше забивались смолой и их легко было прочистить. Диаметр трубок должен быть не менее 12 мм.

Для определения содержания влаги в газе, которое в известной степени характеризует качество газа и режим газогенератора, служат специальные аппараты, из которых наиболее распространены психрометры. Влажный термометр показывает температуру более низкую, чем сухой, так как с его поверхности испаряется влага, на что затрачивается тепло. В зависимости от содержания влаги в газе испарение идет более или менее интенсивно, т. е. чем суше газ, тем более низкую температуру покажет мокрый термо-

метр. Разность показаний термометров дает возможность определить влажность газа по соответствующим данным.

Для определения влажности газа можно также применять вещества, поглощающие влагу, или выделять ее сильным охлаждением газа. Однако при этом вместе с влагой выделяется смола и требуется измерять объем просасываемого газа и взвешивать поглощающее вещество или конденсат. Если газ содержит смолу, необходимо отделить влагу от смолы.

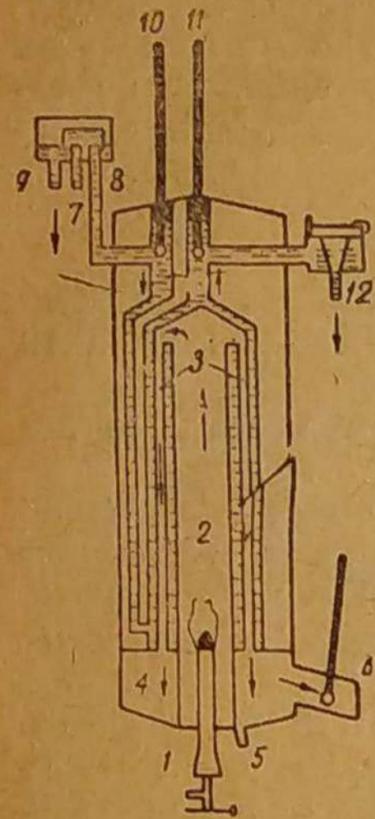


Рис. 65. Газовый калориметр:

1—газовая горелка, 2—камера сгорания, 3—трубки для продуктов сгорания, 4—сборная камера для охлажденных продуктов сгорания, 5—трубка для отвода конденсата, 6—термометр для отходящих газов, 7—трубка, подающая воду в уравнительный сосуд, 8—трубка, подающая воду в калориметр, 9—трубка, отводящая лишнюю воду, 10—термометр для входящей воды, 11—термометр для отходящей воды, 12—трубка, отводящая воду из аппарата.

а также количество и температуру входящей и выходящей воды.

При газификации топлив, содержащих много смолистых веществ (торф, дрова, бурый и каменный уголь), переходящих в газ, а также мелких и легко распадающихся топлив, которые дают много пыли, уносимой газом, определение содержания в газе смол и пыли представляет большой интерес для оценки процесса газификации и качества работы очистных приспособлений.

Если в газе присутствует только пыль (антрацит, кокс), содержание ее определяют, просасывая определенный объем газа через сосуд, наполненный стеклянной ватой. Зная количество осевшей пыли и объем прошедшего газа, определяют содержание пыли в единице объема газа, например, в 1 м^3 или в 1 л .

Если в газе наряду с пылью содержится смола, то взвешиванием и соответствующей обработкой фильтра определяют количество осевших смолы, пыли и влаги.

Определение теплотворной способности газа

Теплотворная способность газа—очень важный показатель работы газогенератора и, кроме того, он характеризует пригодность газа для тех или иных нужд. Теплотворную способность газа определяют с помощью калориметра или расчетом по составу газа.

В калориметре (рис. 65) газ сжигается и выделенное тепло отдается воде, омывающей прибор. Измеряют количество газа,

Замеренный объем газа подается в горелку 1 и сгорает в полости калориметра 2. Продукты сгорания опускаются по трубкам 3 в камеру 4, охлаждаясь водой, омывающей трубки 3. Температура уходящих газов, которые охлаждаются до очень низкой температуры, измеряется термометром 6. Вода подается в аппарат трубкой 8. Частично она сливается через трубку 9, поддерживающую неизменный уровень, а следовательно, и давление воды. Часть воды трубкой 8 подается в калориметр. Температура входящей воды измеряется термометром 10, а выходящей—термометром 11. Нагретая вода отводится трубкой 12, и количество ее измеряется. Влага, выделившаяся из продуктов сгорания газа, вытекает по трубке 5. Показания прибора можно регистрировать.

Расчет теплотворной способности газа производится по формуле: $Q = 30,18 \text{ CO} + 25,79 \text{ H}_2 + 85,63 \text{ CH}_4 + 140,18 \text{ C}_2\text{H}_4 + 55,30 \text{ H}_2\text{S}$, (14), где: CO, H₂, CH₄, C₂H₄ и H₂S—содержание соответствующих компонентов в генераторном газе в процентах.

Исследование очажных остатков

Для оценки работы газогенератора и показателей режима имеет значение внешний вид выгреба и содержание в нем горючих составных частей.

Получение газа высокого качества может быть результатом не только хорошего хода газогенератора, но и большой потери горючего в очажных остатках, так как при этом увеличивается относительное содержание продуктов сухой перегонки в газе.

Потерю горючего в шлаке и степень шлакования обычно характеризуют по внешнему виду шлака (крупный, мелкий, содержит несгоревшее топливо и т. д.) и данным лабораторного исследования. Последнее дает возможность установить количество горючего в шлаке, а также его плавкость.

Содержание горючего в шлаке не должно превышать 5—10%.

Исследование топлива

Для суждения о составе топлива отбирают среднюю пробу из ряда местных проб, возможно более тщательно учитывая неоднородность топлива, и определяют состав горючей массы, зольность, влажность, теплотворную способность, выход и состав летучих и свойства кокса.

Большое значение имеет температура плавления золы. Чем она выше, тем благоприятнее протекает процесс газификации.

Для оценки топлива очень важно произвести его ситовой анализ. Часто определяют следующие размеры кусков: больше 50 мм, 25—50 мм, 12—25 мм, 5—12 мм и меньше 5 мм.

Ситовой анализ дает возможность судить о необходимости отсева мелочи и сортировки топлива на фракции, например

10—25 и 25—50 мм. Сортировка позволяет с успехом использовать дешевые мелкие и рядовые сорта топлива.

Автоматическое регулирование генераторного процесса

В зависимости от потребления газа, размера кусков топлива, периодичности загрузки, характера обслуживания, шлакования и других причин давление газа может сильно колебаться. Так как от давления газа зависит поступление его к потребителю, возможность присоса воздуха и т. д., необходимо соответствующим образом регулировать процесс. Так же необходимо регулировать и температуру паровоздушной смеси, от

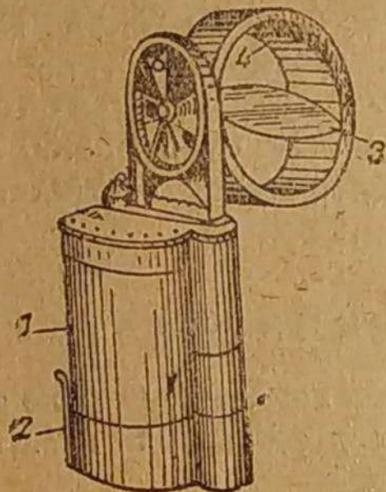


Рис. 66. Колокольный регулятор давления прямого действия: 1—колокол, 2—вливающая трубка, 3—дроссельный клапан, 4—трубопровод.

которой зависит подача пара в газогенератор. Ручное регулирование зависит от опытности и внимания обслуживающего персонала и часто производится с опозданием. Поэтому во многих случаях и главным образом в больших установках применяют автоматические регуляторы.

Различают автоматические регуляторы прямого и косвенного действия. В регуляторе прямого действия изменение состояния непосредственно вызывает регулирующее действие, а в регуляторе косвенного действия оно приводит в действие вспомогательную силу, которая производит регулирование. Вспомогательной силой могут быть воздух, масло, вода, находящиеся под давлением, электрическая энергия и т. д.

Регулирование давления газа в газопроводе к потребителю производится путем изменения количества воздуха, подаваемого

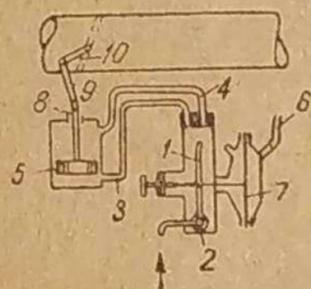


Рис. 67. Мембранный регулятор давления косвенного действия с гидравлическим усилением: 1—струйная трубка, 2—ось вращения трубки, 3 и 4—трубки для масла, 5—поршень, 6—вливающая трубка, 7—мембрана, 8—шток поршня, 9—рычажное приспособление для перестановки дроссельного клапана, 10—дроссельный клапан.

в газогенератор, или отдачи газа с помощью перестановки клапана (дросселя).

На рис. 66 представлен регулятор с колоколом. Пространство под колоколом 1 соединяется с помощью вливающей трубки 2 с тем местом, где давление должно поддерживаться постоянным. При изменении давления колокол перемещается вверх и вниз, благодаря чему происходит перестановка дроссельного клапана 3 в трубопроводе 4 и меняется количество протекающего газа или воздуха до тех пор, пока не восстановится нужное давление.

Если на регулятор действует давление газа, а дроссель 3 помещен в воздухопроводе, то при падении давления газа дроссель открывает воздухопровод и увеличивает приток воздуха. При повышении давления газа дроссель прикрывает воздухопровод и уменьшает приток воздуха.

На рис. 67 представлен мембранный регулятор косвенного действия с гидравлическим усилением. Усиление осуществлено при помощи струйной трубки 1, вращающейся вокруг полой оси 2. Через ось и струйную трубку под давлением в несколько атмосфер подается масло. Оно поступает по трубкам 3 и 4 с обеих сторон рабочего поршня 5 и давит на него равномерно. Перемещения поршня при этом не происходит. Если же под влиянием изменения давления в регулируемом месте, передаваемого трубкой 6, и перемещения мембраны 7 струйная трубка отклонится, то к одной стороне поршня масло будет притекать под большим давлением, поршень переместится и его шток 8 переставит с помощью рычажного приспособления 9 дроссельный клапан 10 в газопроводе. Если на мембрану 7 действует давление газа, а дроссельный клапан стоит в воздухопроводе, то при падении давления газа дроссель открывает воздухопровод, а при повышении давления—прикрывает его.

Во избежание образования разрежения регулирование давления газа в сети производится с помощью регуляторов, установленных на газопроводе, или же соединения газопроводов до и после вентилятора обводным газопроводом и установки на нем регулятора (рис. 68). В обоих случаях импульс берется от газопровода до газового вентилятора. При падении давления в первом случае регулятор прикрывает газопровод и уменьшает отдачу газа, во втором случае клапан обводного газопровода открывается и часть газа возвращается из нагнетательного газопровода во всасывающий.

В регуляторах температуры паровоздушной смеси обычно прибор, реагирующий на изменение температуры, приводит в движение рычаг, переставляющий паровой вентиль, благодаря чему поддерживается неизменная температура.

На рис. 69 представлена схема установки измерительной аппаратуры и регулятора давления на газогенераторе.

Измеряемые величины	Место измерения	Измерительный прибор	Цель измерения
Содержание CO_2 , H_2 и CO	В коллекторе газа	Регистрирующие приборы на CO_2 , CO и H_2 . Пределы измерения: CO_2 до 15%, H_2 до 20%, CO до 35%	Контроль качества газа
Полный анализ газа	В отводном патрубке или коллекторе газа или газопроводе к потребителю	Ручной газоанализатор	То же
Теплотворная способность газа	Газопровод к потребителю	Газовый калориметр	То же

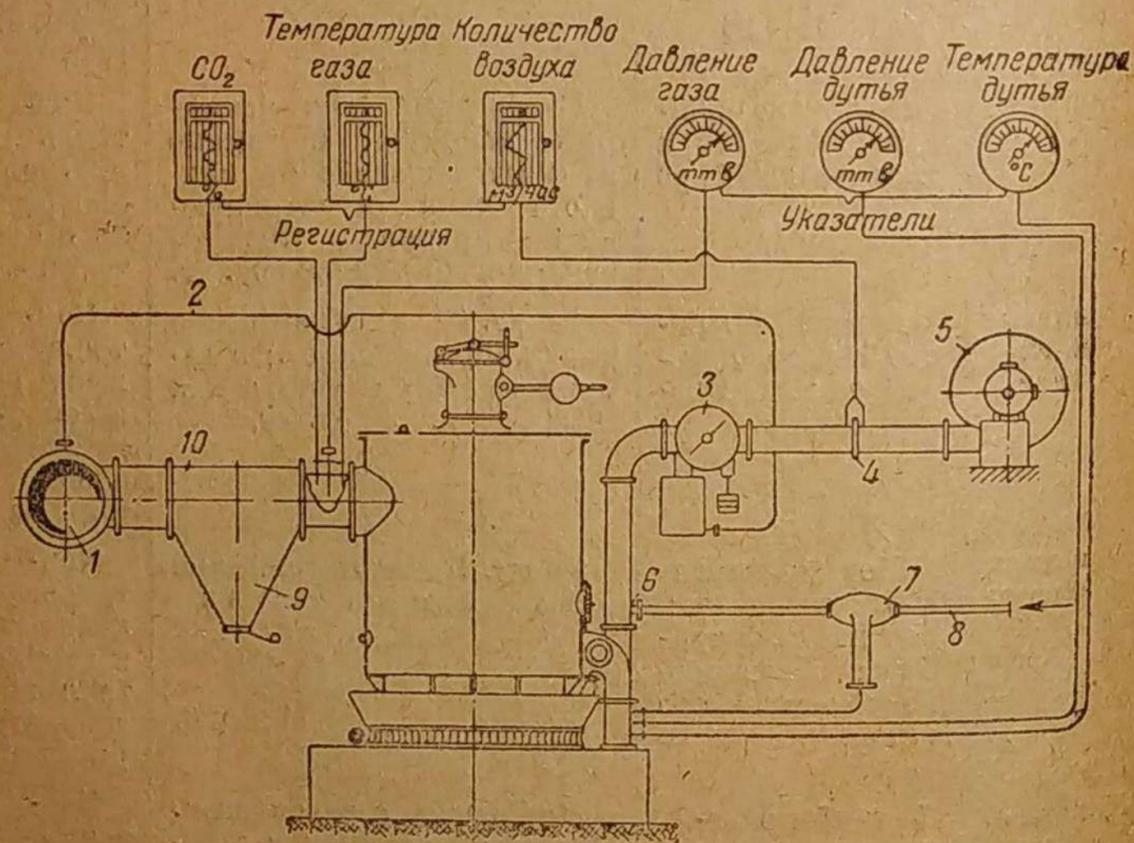


Рис. 69. Схема установки контрольно-измерительной аппаратуры и регулятора давления:
 1—коллектор газа, 2—импульсный трубопровод, 3—регулятор давления, 4—дрессельшайба, 5—воздуходувка, 6—смесительное сопло, 7—регулятор подачи пара, 8—паропровод, 9—пылеуловитель, 10—место отбора проб газа.

Показатели давления		Причина	Следствие	Мероприятие
газа	воздуха			
→	→	Нормальный ход процесса газификации		
→	↓	Низкий слой золы	Большой недогар, сгорание колосников, накаливание фартуна	Увеличить подачу пара, повысить слой золы
→	↑	Слишком высокий слой золы Зашлакование	Недостаток газа Ухудшение качества и повышение температуры газа	Понизить слой золы Шуровать слой и увеличить подачу пара
→	↑			
↓	↑	Недостаток воды в чаше Засорение газопроводов и клапанов	То же Много летучей пыли	Долить воду в чашу Очистить газопроводы
↑	→			
↑	↑	То же	Недостаток газа	Очистить газопроводы

Примечание. Давление: ↑—повышается, ↓—понижается, ↕—колеблется, →—остается неизменным.

Централизованное управление

При пуске и выключении отдельных частей больших газогенераторных станций, а также при нормальной эксплуатации необходимо координировать работу механизмов и быстро приводить их в действие, что можно осуществить посредством диспетчерского управления. Диспетчеризация служит для передачи распоряжений и их подтверждения на расстоянии и осуществляет текущее оперативное управление процессами производства. Диспетчерский пункт помещается в центральной аппаратной. Руководствуясь сообщениями и сигналами с различных участков станции, а также показаниями контрольно-измерительных приборов, диспетчер руководит работой станции как путем непосредственной отдачи приказаний, так и с помощью сигналов.

В больших установках настолько велико число операций по обслуживанию, которые часто должны выполняться согласо-

ванно и быстро, что помимо диспетчерского руководства требуется центральное управление механизмами, которое осуществляет дежурный. В помещении дежурного сосредоточены приборы, контролирующие работу основных участков, в том числе, иногда, табло, фиксирующие движение и направление газовых потоков, воздуха и пара и состояние клапанов и аппаратов.

Руководствуясь показаниями приборов, дежурный включает и выключает отдельные аппараты и регулирует их работу. Дежурный также выполняет функции диспетчера, обеспечивая связь с работниками участков станции и со смежными цехами. К централизованному управлению можно отнести также управление отдельной группой аппаратов и клапанов, например, в установках водяного газа. При централизованном управлении клапаны и моторы можно заблокировать во избежание неточной последовательности и неправильного их действия.

Автоматическое управление

В больших установках паровоздушного газа и среднего размера и больших установках водяного газа управление очень сложно. При авариях, самовыключении агрегатов, внезапном снятии напряжения с моторов и т. д. необходимо быстро отключать соответствующие участки или агрегаты. Для этой цели служит автоматическое управление. Персонал только наблюдает за работой механизма и обслуживает его. В подобных установках предусматривается электрический привод клапанов и отдельные аппараты, клапаны и моторы блокируют между собой. В частности, например, блокируют моторы агрегатов, моторы агрегатов с моторами клапанов, автоматизируют привод клапанов от определенного импульса и выключение подачи тока в электрофильтрах при падении давления ниже определенного предела.

В случае самовыключения одного из работающих воздушных или газовых вентиляторов, автоматически включается запасной вентилятор и перекрываются клапаны—у выключенного закрывается, а у включенного открывается.

При выключении всей группы воздушных вентиляторов автоматически выключаются все газовые вентиляторы с соответствующим перекрытием клапанов, и наоборот.

При падении давления в отдельных участках ниже определенного предела, автоматически закрываются клапаны соответствующих участков. Системы автоматических управлений разделяют по роду движущей силы на механические, гидравлические, электрические и пневматические. В небольших установках для получения водяного газа клапаны приводятся в движение с помощью электромеханической системы; при этом управление шиберами осуществляется с центрального пульта с помощью механических тяг и рычагов, обслуживаемых мотором. Такое устройство мало

пригодно для больших установок с тяжелыми частями и не решает полностью вопроса контроля и регулирования.

Пневматическая и чисто электрическая системы управления не получили до сих пор осуществления, электрическая—вследствие толчков и ударов, а пневматическая—вследствие больших утечек при высоких давлениях. При гидравлической системе задвижки переставляются с помощью жидкости—масла или воды, находящейся под давлением. Гидравлическая система сравнительно проста и дешева, легко позволяет получить большие движущие усилия и дает плавный ход. Контроль и регулирование чисто гидравлической системы производятся обслуживающим персоналом. Наиболее распространена гидроэлектрическая система, в которой привод клапанов осуществляется с помощью гидравлической силы, а контроль и регулирование—электрическим путем. Эта система сложна и дорога, но более совершенна. Она дает возможность плавно перекрывать клапаны.

Признаки состояния газогенератора

Состояние газогенератора можно установить по накалу поверхности слоя топлива, внешнему виду газа и его пламени и по давлению газа. При помощи специальных приспособлений исследуют высоту слоя топлива и отдельных зон, определяют состав газа, топлива и шлака и измеряют температуры и давления газа и дутья.

При газификации влажных топлив (древесина, торф, бурый уголь) поверхность слоя темная, вследствие низкой температуры газа, и невозможно определить ее состояние путем осмотра.

При сухих топливах (антрацит, кокс и каменный уголь) поверхность топлива имеет красную окраску и на ней равномерно распределены куски свежезагруженного топлива.

При прогаре всего газогенератора вследствие недогрузки топлива, поверхность слоя становится равномерно светлокрасной, а при еще большем прогаре образующееся непрозрачное пламя препятствует наблюдению слоя.

При высоком содержании летучих газ буровато-желтый, а при очень малом—прозрачный с голубоватым оттенком. При большом содержании влаги газ имеет беловатый цвет.

При прогаре повышается температура в газогенераторе и вследствие разложения смол выделяется много сажи. Газ приобретает темную окраску и загорается при выходе из отверстия.

Хороший газ горит желтым пламенем. Пламя газа из топлив с низким содержанием летучих более прозрачно и имеет золотистый отлив. Пламя газа с низким содержанием горючих частей—красноватое. Горючий газ, содержащий много сажи, горит темным пламенем с искрами.

Указанные признаки позволяют получить довольно полное представление о состоянии газогенератора и о нужных мероприятиях.

тиях. Наблюдение показаний контрольно-измерительных приборов по температуре, давлению дутья и газа и составу газа с учетом внешних признаков состояния газогенератора позволяет составить полное представление о его работе.

Горячий ход газогенератора

При горячем ходе получается генераторный газ с высокой температурой.

Причинами горячего хода газогенератора могут быть низкий слой топлива и недостаточная добавка пара.

Для исправления режима нужно уменьшить подачу дутья, загрузить одну-две коробки топлива, хорошо прошуровать газогенератор и постепенно увеличить высоту слоя. Если небольшая высота слоя топлива обусловлена недостаточным выгребом остатков и подъемом зоны газификации, усиливают выгреб остатков.

При недостаточной подаче пара температура газа и слоя топлива повышается и происходит шлакование. Во избежание ухудшения работы газогенератора в этом случае необходимо увеличить добавку пара.

Прогары

При излишнем снижении высоты слоя топлива температура газа повышается и увеличивается содержание в газе углекислоты, условия разложения которой с образованием окиси углерода ухудшаются. Накал поверхности усиливается и газ иногда загорается при выходе из отверстия. Возникает прогар всего слоя.

При местном прогаре воздух проходит в отдельных частях слоя, сжигая газ. Прогар вызывается шлакованием и спеканием топлива и неравномерной загрузкой.

При образовании крупных комьев шлака воздух распределяется неравномерно и проходит в слое по каналам. Шуровкой разбивают комья шлака, заделывают прогары, а для уменьшения шлакования увеличивают добавку пара.

Каналы образуются и при спекании топлива. При возникновении спекания понижают высоту слоя топлива, производят шуровку и в ряде случаев смешивают спекающийся уголь с неспекающимся.

Иногда топливо неравномерно распределяется по сечению газогенератора. Причиной этому может быть повреждение конуса загрузочной коробки и одностороннее распределение им топлива или же неравномерная засыпка топлива в коробку. При этом воздух проходит преимущественно в тонкой части слоя и сжигает газ. Производительность газогенератора понижается вследствие плохой работы остальной части слоя. В этом случае необходимо хорошо разравнять слой.

Прогар может возникнуть также вследствие неравномерности кусков топлива и большого содержания в нем мелочи. При загрузке

мелкое топливо падает в середину шахты, а крупное откатывается к стенкам.

Вследствие меньшего сопротивления крупного топлива воздух проходит преимущественно у стен, сжигая газ и вызывая прогар. Для уничтожения прогара нужно уменьшить подачу дутья, хорошо прошуровать газогенератор и выравнять поверхность слоя топлива.

Прогар может явиться следствием искривления шлаковой подушки. Если эта неравномерность наблюдается у стен газогенератора или в доступном для обслуживания участке, ее можно устранить, удалив вручную золу и шлак из тех участков, где они находятся в излишке. Иногда удается выравнять перекося шлаковой подушки вращением чаши.

Холодный ход газогенератора

При холодном ходе температура в газогенераторе понижается, производительность его падает и состав газа ухудшается вследствие недостаточного разложения углекислоты и водяного пара.

Холодный ход газогенератора является следствием недостаточной подачи дутья, излишнего ввода водяного пара, слишком большой высоты слоя топлива, сползания раскаленной зоны и плохого розжига газогенератора.

При очень малой подаче дутья уменьшается количество выделяемого тепла, температура газа падает и производительность газогенератора снижается. Причинами недостаточной подачи дутья в газогенератор могут быть: зашлаковывание газогенератора, большая высота слоя золы, применение мелкого топлива, засорение газопровода, неисправность вентилятора, засорение воздухопровода и утечка воздуха.

Если производительность газогенератора низка, а давление под колосниками нормальное или даже увеличилось при неизменном давлении газа, это свидетельствует о высоком слое золы, зашлаковании или засорении газогенератора мелочью. Нужно удалить золу, произвести шуровку или отсортировать топливо.

Если давление под колосниками повышается и одновременно еще больше возрастает давление газа вверху газогенератора, это свидетельствует о засорении газопровода.

При излишней добавке пара в газогенератор температура раскаленного слоя падает, качество газа и производительность газогенератора снижается.

Причиной холодного хода может быть также излишний выгреб золы и шлака, отчего раскаленная зона опускается в водяной затвор и затухает. В результате ухудшается качество газа и уменьшается производительность газогенератора. Признаками опускания зоны газификации, помимо слабого нагрева штанг, является разогрев или накал фартука и присутствие несгорев-

неравномерном распределении топлива и удалении шлака по сечению. При спекании топлива или зашлаковании его возможно зависание слоя (рис. 70д), образование в слое или под слоем полости, не заполненной топливом.

При неоднородном (по размеру кусков или влажности) топливе возникает также явление «полосатости зон» (рис. 70г). На рис. 70е показано состояние слоя при прогарах.

При сильном нагреве отдельных частей шахты в разогретые участки засыпают дополнительные порции топлива. Для этой цели регулируют распределение топлива с помощью конуса загрузочной коробки или же вставляют в загрузочные коробки специальные щитки. Кроме того, с перекосом зон и односторонним ходом борются путем шуровки газогенератора.

Чистка газогенератора

Чистка газогенератора заключается в удалении из него золы и шлака. В газогенераторах с неподвижной решеткой чистка производится после того, как слой золы достигнет высоты 200—500 мм.

Периодическая чистка газогенератора, неизбежная при ручном золоудалении, неблагоприятно отражается на ходе газогенератора, вызывая ухудшение состава газа и понижение его теплоотворной способности вследствие нарушения состояния зон. Нарастание слоя золы способствует однобокому ходу и шлакованию. Чистку следует производить регулярно.

Нормальный состав газа после чистки газогенераторов с неподвижной решеткой восстанавливается через 2—3 часа. Ухудшение качества газа значительнее, если газогенератор перед чисткой находился в плохом состоянии, раскаленная зона была слишком низка или при чистке было удалено много раскаленного угля.

Во избежание значительных колебаний в качестве газа чистку газогенераторов следует производить не одновременно, а в известной последовательности.

Способ чистки зависит от конструкции колосниковой решетки. При искусственном дутье в газогенераторах с сухим золоудалением дутье выключают; в газогенераторах с мокрым золоудалением чистка обычно производится на ходу без выключения дутья.

В газогенераторах с неподвижной решеткой золу и шлак из зольников и водяных затворов удаляют с помощью штанг-гребков. В случае шлакования куски шлака разбивают ломом и сбрасывают с колосников.

В газогенераторах со ступенчатой решеткой комья шлака разрушают шуровкой ломом через прозоры между ступенями и отверстия в своде и выгребают золу и шлак снизу. При этом нужно следить, чтобы вместе с золой и шлаком не удалить несгоревшее топливо и чтобы раскаленное топливо не попадало на колосники.

В случае сильного шлакования в газогенераторах с комбинированной решеткой (ступенчатой или наклонной и горизонтальной), во избежание излишней потери горючего со шлаком и для ускорения и облегчения чистки, применяют следующий способ. Закладывают над горизонтальными колосниками вспомогательные колосники шириной 100 мм, толщиной 15—20 мм и длиной 1—1,6 м и вытаскивают нижние колосники. Шлак и часть угля (кокса) вываливаются и их заливают водой. Прочистив газогенератор, вставляют нижние колосники и убирают вспомогательные. Кокс отделяют от шлака и вновь загружают в газогенератор.

В газогенераторах с крышеобразной решеткой шлак разрушают через отверстия в стенах, дверках и своде. Дутье перед чисткой выключается.

При открытых дверках можно хорошо осмотреть решетку по всей ее длине и удалить шлак в отдельных участках, не захватывая раскаленного топлива и не обнажая колосников от золы. При этом слой топлива обычно опускается под действием собственного веса. Если топливо не опускается самостоятельно, производят шуровку через верхние отверстия.

Если слой топлива в газогенераторах Моргана не опускается равномерно, выгребают золу и шлак у краев гидравлического затвора, оставляя нетронутой среднюю часть слоя, после чего осаживают слой несколькими ударами лома через шуровочное отверстие. После удаления остатков газогенератор шуруют, чтобы топливо заполнило все пустоты. Если топливо не опускается при шуровке, нужно нащупать «козлы» и разбить их.

Если при чистке газогенератора выключают дутье, а в коллекторе в это время имеется значительное положительное давление, через открытый зольник может выбить газ и обжечь обслуживающего. Поэтому газогенератор нужно предварительно отключить от коллектора. Кроме того, чтобы избежать выбивания из-под колосников продуктов сухой перегонки, нужно приоткрыть пусковую трубу.

Чистку газогенератора с неподвижной решеткой производят один-два раза в смену.

В газогенераторах с вращающейся решеткой измельчение шлака и удаление остатков происходит механически; требуется только дополнительная шуровка через отверстия в своде.

Часто решетку включают на короткие промежутки времени по достижении слоем золы высоты в 400—500 мм, что вызывает некоторое ухудшение режима. Лучше включать решетку на более длительное время и с меньшей скоростью, чем на короткие промежутки времени, но с большой скоростью.

Если требуется только измельчать шлак, то можно допустить вращение чаши с решеткой при поднятом ноже.

Золу и шлак сбрасывают из вращающейся чаши в вагонетку или в карман (копильник), из которого остатки периодически выгружают в вагонетки. На больших станциях зола и шлак из вращаю-

щихся чаш поступает на механический транспортер или в ковш, отвозимый тельфером.

На небольших станциях золу и шлак доставляют на свалку тачками, вагонетками и носилками. На многих больших станциях золу и шлак транспортерами или вагонетками подают в шлаковую яму и далее грейфером, элеватором и т. п. нагружают в железнодорожный вагон.

Шуровка слоя топлива

Назначение шуровки—создать в слое топлива такие условия, чтобы движение дутья и газа происходило равномерно по всему сечению газогенератора.

При шуровке производят следующие операции: 1) равномерно распределяют топливо по сечению газогенератора, 2) заделывают прогары, 3) измельчают комья шлака, 4) разрушают спекшиеся куски топлива и 5) сбивают шлаковые настывы со стен шахты.

Состояние слоя топлива и наличие в его основании шлака следует регулярно проверять, наблюдая поверхность слоя топлива и прокалывая его легкой штангой.

Если в топливе образуется канал, воздух проходит по нему и сжигает газ, вследствие чего в этом месте выбивает факел пламени или сноп искр. Место прогара следует прошуровать. Особенно трудна шуровка при сильно шлакующихся и спекающихся топливах.

Для облегчения вытягивания штанг из слоя топлива желательно устраивать у каждого газогенератора подъемные приспособления.

Наличие автоматических шуровочных приспособлений весьма облегчает шуровку верхней части слоя и повышает равномерность работы газогенератора.

Регулирование давления дутья

Регулирование подачи дутья производится вручную с помощью задвижки.

Давление дутья должно быть тем выше, чем больше сопротивление слоя топлива и давление вверху газогенератора, которое необходимо для преодоления сопротивления газопроводов и аппаратуры, находящейся за газогенератором. Сопротивление слоя топлива тем больше, чем он выше, меньше размер кусков, сильнее шлакование и выше производительность газогенератора.

Не следует излишне увеличивать давление дутья во избежание усиления прогаров, шлакования, уноса пыли и выбивания газа через отверстия. Наименьшее допустимое давление под колосниками должно быть таково, чтобы вверху газогенератора давление было положительным. В этом убеждаются по показаниям приборов или выбиванию газов из смотровых отверстий. В случае

падения давления ниже атмосферного к газу присасывается воздух, который в смеси с ним может образовать взрывчатую смесь.

Давление газа может упасть в результате повышения слоя шлака, уменьшения размера кусков топлива, увеличения потребления газа, зашлакования газогенератора, засорения газопровода и т. п. (см. табл. 18).

Для повышения давления вверху газогенератора увеличивают давление дутья и устраняют причину повышения сопротивления слоя топлива. Если давление дутья недостаточное или газогенератор самодувный, в случае падения давления уменьшают отдачу газа потребителям с таким расчетом, чтобы давление вверху газогенератора и в газопроводе стало положительным.

Если при неизменном потреблении газа или уменьшении его давление газа вверху газогенератора повышается, это свидетельствует о засорении газопровода.

Понижение давления дутья под решеткой ниже нормального при том же давлении и количестве газа может быть вызвано слишком малой высотой слоя золы над головкой решетки. Это может привести к сгоранию решетки и попаданию в чашу большого количества горючего. Если слой золы слишком низок, нужно прекратить ее удаление.

Газогенераторная установка должна подавать газ в соответствии с потребностью в нем. В установках с мокрой очисткой газа подача его регулируется одновременно воздушным клапаном и клапанами, установленными за аппаратами, нагнетающими газ (газовыми вентиляторами и дезинтеграторами).

Регулирование добавки пара

Регулирование добавки пара производится вручную паровым вентилем.

Нельзя добавлять слишком много пара, так как с понижением температуры раскаленной зоны углекислота и водяной пар в большом количестве остаются неразложенными, вследствие чего качество газа ухудшается.

При очень небольшой добавке пара наблюдается горячий ход газогенератора: штанга для замера зон быстро нагревается добела и перегорает; газогенератор зашлаковывается и количество получаемого газа уменьшается. Футеровка газогенератора при этом сильно разрушается приплавляющимся шлаком.

Количество добавляемого пара характеризуется температурой паровоздушной смеси. Чем она выше, тем больше пара в смеси. Температуру смеси повышают с увеличением шлакования и уменьшают при отсутствии шлакования. С начала работы газогенератора устанавливают несколько более высокую температуру смеси, чем предположительная, например, $58-60^{\circ}$, а потом постепенно снижают ее. Нормально температура паровоздушной смеси составляет $45-58^{\circ}$; при очень влажном топливе она ниже. Если при

понижении температуры наблюдается сильное шлакование, ее повышают на 2—3°.

В случае применения паровых инжекторов обычно в газогенератор вводится больше пара, чем нужно для поддержания хорошего режима. Несомненным усовершенствованием является замена инжекторов вентиляторами с самостоятельным регулированием добавки пара.

Чистка затворов

В местах перехода одних газопроводов в другие или в местах присоединения отдельных аппаратов располагают гидравлические затворы, позволяющие отключать и включать отдельные части установки и аппараты. Через эти же затворы удаляют осадки и промывную воду. Гидравлическими затворами снабжают также сливные трубы аппаратов, отводящие конденсат или промывную воду.

В гидравлических затворах собираются пыль и смола, образуя вязкие осадки, называемые фусами. Легкие загрязнения всплывают, тяжелые оседают на дне. При газификации бессмольного топлива (антрацита, коксика) осадки состоят только из пыли, оседающей на дне. При газификации смолистого топлива угольная пыль, смешанная с сажой и смолой, оседает на дне, а легкие масла всплывают.

Розжиг газогенератора

Кладка вновь выстроенного или отремонтированного газогенератора влажная и ее необходимо подсушить. Для этой цели у основания газогенератора разводят костер, загрузочное приспособление закрывают и продукты горения, смешанные с воздухом, отводят через выдувные (пусковые) трубы газогенераторов.

Сушку начинают с очень малого огня, постепенно усиливая его. Приток воздуха к костру должен быть достаточен во избежание образования горючей смеси. Обогрев ведут круглые сутки, до окончательного высыхания кладки.

Перед пуском газогенератора нужно проверить все оборудование. Футеровка газогенератора должна быть чистой и без трещин. Газоотводное отверстие газогенератора, колосники и воздухопроводы должны быть хорошо прочищены. Проверяют также крепление колосников. Из газогенератора необходимо удалить все посторонние предметы, которые могут сломать нож (или фартук) при вращении решетки. Поддувало, или пространство под решеткой (дутьевая камера) должно быть чистым, дверки и клапаны плотны и хорошо промазаны. Инструмент для обслуживания запасают в достаточном количестве, а контрольно-измерительную аппаратуру проверяют. Загрузочная коробка или питатель и пусковая труба должны быть вполне исправны и плотны.

Необходимо проверить исправность оборудования для подачи

дутья, топлива, пара и воды, привод чаши, очистные приспособления, газопроводы, клапаны, вентили, соединения и т. п. Охлаждающий кожух необходимо заполнить водой до нормального уровня. Запас топлива должен обеспечивать бесперебойную работу.

Вращающуюся решетку при розжиге покрывают слоем сортированного шлака размером в кулак, чтобы предохранить ее от прогара, и затем пускают во вращение на несколько часов для уплотнения шлака и проверки механизма привода.

На слой шлака высотой 200—300 мм над головкой загружают слой стружек, а на них мелкие сухие дрова или древесный уголь слоем высотой 150—300 мм. В газогенераторах со ступенчатой и горизонтальной решеткой слой стружек и дров загружают непосредственно на колосники.

Дрова или уголь поджигают в нескольких местах, наблюдая, чтобы засыпка разгоралась равномерно. Впредь до получения газа хорошего качества образующиеся газы отводят в атмосферу через пусковую трубу или загрузочную коробку, если пусковая труба отсутствует.

Когда засыпка разгорится, можно понемногу добавлять хорошее сухое топливо. Как только слой топлива достигнет значительной высоты, необходимо заполнить водой водяной затвор и пустить воздушное дутье. При достаточной высоте раскаленной зоны можно пускать пар.

При розжиге наблюдают за цветом пламени газа, поджигая его каждые 10 мин. Если раскаленный слой достаточно высок, газ хорошо горит и содержит меньше 0,6% кислорода, газогенератор можно включать в сеть.

При пуске газа в газопровод нужно следить за тем, чтобы не образовалась взрывчатая смесь газа с воздухом, находящимся в газопроводах. Если газопроводы не особенно велики и правильно расположены, воздух можно вытеснить газом в трубу, находящуюся на конце газопровода.

Воздух можно безопасно удалить струей пара. Для этого пар впускают у самого высокого места газопровода и через контрольные отверстия наблюдают места его выхода. Когда пар покажется у самых низких отверстий, можно пускать газ.

При соединении газогенератора с выдувной трубой воздух из газопровода вытесняется продуктами горения. Для этого приоткрывают в конце газопровода выдувную трубу, а в газопроводе крайнего газогенератора раскладывают костер и пускают на него газ из газогенератора, понемногу увеличивая подачу так, чтобы газ горел сильным факелом. Люк, через который раскладывается костер, понемногу закрывают, чтобы уменьшить подачу воздуха. Продукты сгорания газа отсасываются в трубу, заполняя газопровод. Когда газопровод заполнится, прикрывают и замазывают люк и пускают газ в газопровод.

При холодном очищенном газе воздух обычно вытесняют газом

в выдвнутую трубу. В этом случае даже при наличии взрывчатой смеси взрыва не происходит, вследствие отсутствия источника тепла.

Выключение газогенератора

В случае кратковременной остановки газогенератор при слабой нагрузке соединяют с выдувной трубой, выключая дутье и открывая клапан на воздухопроводе, сообщающий его с окружающим воздухом (клапан естественной тяги). Если выдувной трубы нет, газ выпускают через шуровочные отверстия и поджигают его, во избежание отравления обслуживающего персонала.

Дровяные и торфяные самодувные газогенераторы при длительных остановках обычно пускают на прогар. В дутьевых газогенераторах прикрывают дутье, приоткрывают выдвнутую трубу для выпуска продуктов сухой перегонки и дают газогенераторам заглохнуть в течение нескольких дней.

При наличии ступенчатой решетки топливо можно выгрузить из газогенератора через щель, образующуюся при выемке ступеней, не дожидаясь его остывания.

Если угольные, антрацитовые и коксовые газогенераторы должны быть выключены на несколько дней, их можно пустить на малый ход, включив на пусковую трубу. Ступени в ступенчатых решетках при этом замазывают глиной.

По охлаждении топлива для разгрузки газогенератора вращающаяся решетка пускается на самый быстрый ход.

При остановках газ из газопроводов следует удалять, соблюдая меры предосторожности во избежание образования взрывчатой смеси. Если газопроводы расположены правильно и по размеру невелики, газ можно вытеснить воздухом. Вполне безопасно газ может быть вытеснен в выдвнутую трубу водяным паром. При этом следят (прикрывая выдвнутую трубу), чтобы давление в газопроводе оставалось положительным. Подача пара должна продолжаться до тех пор, пока он не будет выходить через верхние и нижние смотровые отверстия.

Газ из газопроводов можно вытеснить также продуктами горения. Для этой цели отключают потребителя газа и все газогенераторы за исключением крайнего, открывают люк у шибера крайнего газогенератора и поджигают выбивающийся газ. После этого приоткрывают в конце газопровода выдвнутую трубу, чтобы газ горел в канале, и понемногу опускают шибера у газогенератора. Продукты сгорания постепенно вытесняют газ из газопровода в выдвнутую трубу. В случае затухания газа люк для притока воздуха закрывают, вытягивают шибера газогенератора и газопровод снова заполняют газом. Проверив, что подоженный газ горит хорошо, операцию повторяют.

Холодный очищенный газ обычно вытесняют воздухом в выдвнутую трубу.

Чистка и прожиг газопроводов

В газогенераторных установках, не имеющих приспособлений для мокрой очистки газа, газопроводы с течением времени засоряются. При газификации более молодых топлив (древесины, торфа и бурого угля) в газопроводах осаждаются смола и пыль, а при газификации каменных углей—сажа, пыль и смола. Газ из антрацита и кокса дает отложения пыли.

Чистка газопроводов производится периодически, обычно не чаще одного раза в месяц, а при целесообразном устройстве пылевых мешков и смоляных сборников—значительно реже.

Для чистки газопровод соединяют с дымовой трубой, открывают люки и отложения пыли и сажи выдувают струей воздуха или пара или же выскребают вручную.

Массу, оседающую в газопроводе для смолистого газа, которая состоит из смолы и сажи, выскребают и выжигают, поджигая ее стружкой. Выжигать можно только газопроводы, футерованные огнеупорным кирпичом.

При открывании горячих газопроводов сажа загорается и сильно газит.

Прожиг газопроводов производят частями, начиная с участков, более близких к вытяжной трубе. Одновременно очищают пылевые мешки, клапаны, люки и т. д.

Если газопровод мало доступен для чистки, например, расположен под землей, смолу иногда выжигают одновременно в ряде участков. При этом продукты сгорания и разложения смолы с чрезвычайно неприятным запахом выделяются в помещение, где расположен газопровод. Прожиг уменьшает прочность и плотность газопроводов.

Для быстрого проведения чистки своевременно и в соответствующем месте заготавливают инструмент, носилки, глину, очищают рабочие участки, инструктируют и расставляют людей.

Иногда пыль удаляют из газопроводов на ходу с помощью движущихся скребков или тележек, сбрасывающих пыль и сажу в колодцы или мешки.

Для удаления влаги и текучей смолы газопроводам придают уклон, и выделяющиеся вещества стекают в специальные горшки.

Иногда во избежание засорения и выключения для чистки газопроводы промывают на ходу сильной струей воды.

Газопроводы очищенного газа также могут с течением времени засориться. Чистка их производится через люки и лазы.

Ремонт газогенераторов

Проведение ремонта не должно нарушать питание газом потребителя и поэтому ремонты ведутся в плановом порядке. Различают текущий, капитальный и аварийный ремонты.

Текущий ремонт состоит в смене и исправлении частей, которые производят в разное время на ходу или при кратковременной остановке агрегата.

Капитальный ремонт заключается в единовременной смене или ремонте частей газогенератора, газопровода или очистного аппарата, сопровождающейся продолжительной остановкой (смена и ремонт футеровки, смена колосников вращающейся решетки, ремонт охлаждающей рубашки и т. д.).

Аварийный ремонт производят с целью ликвидации последствий аварий.

Текущий и капитальный ремонты должны производиться в плано-предупредительном порядке, для чего ремонтная группа составляет план проведения ремонта. В плане предусматриваются сроки, в пределах которых то или иное оборудование должно быть остановлено, просмотрено или заменено. При осмотре и ремонте составляется акт, в котором указывается состояние оборудования, а также объем ремонтных работ. Если оказывается, что данное оборудование не требует ремонта, это также отмечается в акте и должно служить одним из оснований для премирования обслуживающего персонала.

В специальной книге ремонтов отмечают время и характер ремонтов. На каждой станции должны быть установлены сроки службы отдельных частей и инструмента и, в зависимости от этого, должен иметься запас их.

Периодически, в заранее обусловленные сроки, иногда же по особым причинам, оборудование осматривают и фиксируют обнаруженные недочеты.

Каждую смену газовщики осматривают клапаны, задвижки, люки, газопроводы, воздухопроводы, паропроводы и канализацию, проверяют циркуляцию воды в охлаждаемых водой частях механизмов, неисправность которых может вызвать серьезное нарушение режима или аварию. Реже проверяется плотность и состояние частей газогенераторов, газопроводов, аппаратов для очистки и прочего оборудования.

Составление материального баланса

В материальном балансе производится сопоставление весовых количеств веществ, вводимых в газогенератор и выводимых из него. Обычно учет веществ ведется по элементам. Для составления материального баланса необходимо знать состав топлива и газа, состав и выход смолистых веществ и пыли и содержание горючего в остатках.

Определение содержания в газе отдельных элементов

Содержание отдельных элементов в газе можно подсчитать, исходя из того, что 1 кг-моль любого газа занимает объем 22,4 м³.

В 1 м³ CO, содержится:

$$\frac{12}{22,4} = 0,536 \text{ кг C}$$

и

$$\frac{32}{22,4} = 1,429 \text{ кг O.}$$

Если уточнить значения молекулярных весов и учесть опытные данные, получим следующие весовые содержания отдельных элементов в 1 м³ различных газов:

в 1 м ³ CO ₂ , CO, CH ₄ содержится	0,536 кг углерода
» 1 » C ₂ H ₄ »	2 × 0,536 » »
» 1 » O ₂ , CC ₂ , SO ₂ »	1,429 » кислорода
» 1 » CO, H ₂ C »	0,5 × 1,429 » »
» 1 » H ₂ , H ₂ S, H ₂ O »	0,0898 » водорода
» 1 » CH ₄ , C ₂ H ₄ »	2 × 0,0898 » »
» 1 » H ₂ S, SO ₂ »	1,429 » серы
» 1 » N ₂ »	1,251 » азота

Определение выхода газа, расхода воздуха и пара и влажности газа

Введем следующие обозначения:

C^m, H^m, O^m, N^m, S^m, A^m, W^m — содержание, соответственно, углерода, водорода, кислорода, азота, серы, золы и влаги в 1 кг топлива в кг;

CO₂^s, O₂^s, CO^s, CH₄^s, C₂H₄^s, H₂^s, H₂S^s и N₂^s — содержание, соответственно, углекислоты, кислорода, окиси углерода, метана, этилена, водорода, сероводорода и азота в 1 м³ сухого газа в м³;

C_ш — количество углерода в золе на 1 кг топлива в кг;

C_{с.м} — то же в смолистых веществах;

C_п — то же в пыли;

H_{с.м} — количество водорода в смолистых веществах, пыли и остатках на 1 кг топлива в кг;

V_{с.г} и V_{в.г} — выход соответственного сухого и влажного газа на 1 кг топлива в м³;

V_в — расход первичного воздуха на 1 кг топлива в м³;

W_п — расход пара на 1 кг топлива в кг;

H₂O — содержание влаги в газе на 1 м³ сухого газа в кг.

Расчетное определение выхода сухого газа производится обычно на основании баланса углерода и определения из него количества углерода, перешедшего в газ из топлива.

Из C^m кг углерода, содержащихся в 1 кг топлива, в газ переходит: C^m — (C_ш + C_{с.м} + C_п) кг.

В 1 м³ сухого генераторного газа содержится: 0,536 (CO₂^s + CO^s + CH₄^s + 2C₂H₄^s) кг углерода.

Если выход сухого газа V_{с.г}, то должно существовать равен-

ство $0,536 (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4) V_{c.g} = C^m - (C_{ш} + C_{с.м} + C_n)$, откуда выход сухого газа:

$$V_{c.g} = \frac{C^m - (C_{ш} + C_{с.м} + C_n)}{0,536 (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4)} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (15)$$

Расчетным путем влажность газа определяют обычно из баланса водорода.

Водород вносят: сухая часть топлива— H^m кг, влага топлива— $\frac{W^m}{9}$ кг и водяной пар дутья— $\frac{W_n}{9}$ кг. Переходит в сухой газ $0,0898 (H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_2H_4) V_{c.g}$ кг, в смолистые вещества и остатки $H_{с.м}$ кг и во влагу газа $\frac{H_2O \cdot V_{c.g}}{9}$ кг. Приравнявая приход расходу, получаем балансовое уравнение:

$$H^m + \frac{1}{9} (W^m + W_n) = 0,0898 (H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_2H_4) V_{c.g} + H_{с.м} + \frac{1}{9} H_2O \cdot V_{c.g},$$

откуда влажность газа в $\text{кг}/\text{м}^3$

$$H_2O = \frac{9 \left[H^m + \frac{1}{9} W^m + \frac{1}{9} W_n - 0,0898 (H_2 + 2CH_4 + H_2S + 2C_2H_4) V_{c.g} - H_{с.м} \right]}{V_{c.g}}. \quad (16)$$

Если известна влажность газа H_2O и неизвестно количество пара, вводимого в газогенератор W_n , его можно определить из предыдущего выражения.

При известной влажности газа можно определить выход влажного газа, как сумму объемов сухого газа и влаги газа:

$$V_{c.g} = V_{c.g} + \frac{H_2O \cdot V_{c.g}}{0,804} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (17)$$

Расход воздуха на процесс газификации можно определить по данным анализа из баланса азота.

Азота вводится топливом N^m кг и воздухом $0,79 V_a$ м³. В газе содержится азота $N_2^g \cdot V_{c.g}$ м³. Следовательно,

$$0,79 V_a = N_2^g \cdot V_{c.g} - \frac{N^m}{1,251},$$

откуда расход первичного воздуха равен:

$$V_a = \frac{N_2^g \cdot V_{c.g} - \frac{N^m}{1,251}}{0,79} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (18)$$

Пренебрегая малой величиной, $\frac{N^m}{1,251}$ получаем:

$$V_a = \frac{N_2^g \cdot V_{c.g}}{0,79} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (19)$$

По замеренному расходу воздуха и содержанию азота в газе можно определить выход сухого газа:

$$V_{c.g} = \frac{0,79 V_a + \frac{N^m}{1,251}}{N_2^g} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (20)$$

или

$$V_{c.g} = \frac{0,79 V_a}{N_2^g} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (21)$$

Данные о расходе пара и воздуха и выходе газа, смол и пыли при различных топливах приведены в табл. 14.

В зависимости от конструкции и режима газогенератора выход и состав смол может меняться. Выход пыли зависит от свойств топлива, интенсивности газификации и конструкции газогенератора. Ориентировочно можно указать следующие выходы пыли и сажи для топлив с небольшим содержанием мелочи: древесина—0%, торф—0—0,5%, бурый и каменный уголь—0,5—2%, каменный уголь в газогенераторах с автоматическими шуровочными приспособлениями—1—2%, антрацит—1—2% и кокс—0,3—1%.

Состав пыли влажных топлив близок к составу исходного сухого топлива. При сухих топливах пыль в связи с ее дококсованием в газоходах можно считать состоящей из углерода и золы.

Содержание горючего в провале зависит от содержания в топливе золы и ее плавкости, распределения дутья по сечению, равномерности размера кусков и режима газификации. При неблагоприятных режиме и свойствах золы или топлива или конструктивных недочетах решетки содержание горючего в провале составляет до 20—30% и даже больше. При благоприятных условиях содержание горючего в провале не превышает 5—10%. При отсутствии анализа горючее в провале можно считать состоящим из одного углерода. Обозначая содержание золы в топливе через А% и содержание углерода в остатках через С%, получаем вес остатков:

$$\frac{A}{100 - C} \cdot 100\%$$

и потерю углерода в остатках:

$$\frac{A \cdot C}{100 - C} \% \text{ веса топлива.}$$

Составление теплового баланса и определение коэффициента полезного действия

Статьи теплового баланса

В тепловом балансе учитывают и сопоставляют распределение тепла.

Тепловой баланс составляют или по высшей теплотворной способности топлива, учитывая во всех статьях тепло конденсации водяного пара, или по низшей, не учитывая этого тепла. Обычно расчет ведут по низшей теплотворной способности, что правильнее.

Приходными статьями теплового баланса являются потенциальное тепло топлива и теплота нагрева топлива, воздуха и водяного пара. Расходные статьи теплового баланса: потенциальное тепло и тепло нагрева газа, смолы, пыли и остатков, затрата тепла на получение пара в рубашке и потери в окружающую среду.

Теплотворная способность топлива может быть определена с помощью калориметра или расчетным путем. Теплота нагрева топлива обычно мала и ею часто пренебрегают. Удельная теплоемкость топлива: древесины 0,6, торфа и угля — 0,3 и кокса — 0,2 кал/кг°С. Теплота нагрева воздуха и пара, подаваемых в газогенератор, определяется в соответствии с их температурой. При данном влагосодержании дутья температуру его можно определить по рис. 45.

В случае составления баланса по высшей теплотворной способности топлива в теплосодержании водяного пара учитывают также тепло его конденсации.

Полное теплосодержание 1 кг пара может быть приближенно определено по формуле:

$$Q_n = 595 + 0,48 t_n, \quad (22)$$

где:

Q_n — теплосодержание перегретого пара,

t_n — температура перегретого пара.

Для газогенераторов паровоздушного газа при учете тепла конденсации влаги теплота нагрева газа составляет до 5% прихода тепла, а для газогенераторов водяного газа несколько больше.

Теплотворная способность генераторного газа определяется с помощью калориметра или расчетным путем по составу газа и составляет 50—80%. При бессмольном топливе и хорошем ходе газогенератора она приближается к верхнему пределу, и наоборот.

Теплота нагрева сухого газа зависит от его температуры, которая связана с влажностью топлива, высотой слоя и режимом газогенератора. Эта статья составляет от 2 до 20%. Если расчет ведется по нижнему пределу, теплоту нагрева газа подсчитывают по составу влажного газа. При расчете по верхнему пределу теплосодержание влаги газа вычисляется отдельно (см. выше

формулу). В зависимости от влажности топлива, добавки и разложения пара эта статья при получении паровоздушного газа составляет 1,5—15%.

Температура смолистых веществ и пыли равняется температуре газа.

Удельная теплоемкость смолы составляет 0,5 кал/кг°С и скрытая теплота испарения 75—90 кал/кг; теплота нагрева смолы невелика и ею часто пренебрегают. Потенциальное тепло смолы для смолистых топлив составляет до 15% и даже больше.

Относительная величина потери в потенциальном тепле пыли и сажи зависит от количества пыли и сажи, доходя в неблагоприятных случаях до 7%. Величина теплоты нагрева пыли и сажи невелика. Теплоемкость пыли и сажи можно считать равной 0,3 кал/кг°С.

Величина потери с потенциальным теплом горючего в провале в неблагоприятных случаях доходит до 20% и даже больше.

Температуру золы и шлака в случае сухого золоудаления можно измерить. Она составляет 500—700°. В случае мокрого золоудаления замер ее затруднителен вследствие охлаждения золы водой и температуру золы можно считать равной 300—400°. Удельная теплоемкость золы и шлака составляет, примерно, 0,25 кал/кг°С. При удалении золы в твердом виде величина статьи — теплота нагрева остатков — не превышает 1%; при жидком золоудалении она больше.

Затрата тепла на получение пара в кожухе подсчитывается как разность между теплосодержанием полученного пара и питательной воды. Эта статья обычно не превышает 5%.

Потеря тепла в окружающую среду обычно определяется по разности между приходной и расходной частями теплового баланса и следовательно суммируется с невязкой в балансе, обусловленной неточностью и ошибками измерений и подсчетов. Она составляет обычно до 2—4% в газогенераторах с дутьем и до 10% — в самодувных газогенераторах с открытым зольником.

Примерное распределение статей теплового баланса при газификации топлив в газогенераторах различных конструкций дано в табл. 14.

Коэффициент полезного действия

Коэффициентом полезного действия газогенератора называется отношение полезно затраченного тепла к израсходованному. Различают несколько понятий о к. п. д. в зависимости от того, по каким статьям исчисляется затраченное и полезное тепло.

Если полезным считать потенциальное тепло газа из определенного количества топлива и затраченным — потенциальное тепло этого количества топлива, то их отношение, характеризующее переход потенциального тепла топлива в потенциальное тепло газа, называется химическим к. п. д. (η_x).

Значение η_x колеблется в пределах 65—80%, понижаясь для смолистых топлив и повышаясь для топлив, бедных смолами.

При исчислении термического к. п. д. (η_m) полезным считают все тепло, которое может быть использовано (потенциальное тепло и теплоту нагрева газа и смол, тепло, затраченное на получение пара в кожухе), и затраченным—потенциальное тепло и теплоту нагрева топлива и дутья. Термический к. п. д. характеризует использование всего введенного тепла во всех могущих быть полезными статьях.

Величина η_m колеблется в пределах 85—95%.

Иногда под термическим к. п. д. понимают величину, при определении которой полезным считают тепло, использованное в установке, а внесенным также тепло, затрачиваемое на получение пара и электроэнергии, которые расходуются в установке.

Если обозначить:

Q^m —теплотворная способность топлива в кал/кг,

Q^g —теплотворная способность газа в кал/м³,

$V_{с.г}$ —выход сухого газа в м³/кг,

$Q^{см}$ —потенциальное тепло и теплоту нагрева смолистых веществ, получаемых на 1 кг топлива, в кал/кг,

Q_1^g —теплоту нагрева газа, полученного на 1 кг топлива, в кал/кг,

Q_0 —теплоту нагрева первичного воздуха, вводимого в газогенератор на 1 кг топлива, в кал/кг,

Q_n —теплосодержание пара, вводимого в газогенератор на 1 кг топлива, в кал/кг,

Q'_n —теплосодержание пара, полученного в охлаждающем кожухе на 1 кг топлива, в кал/кг,

то химический к. п. д.

$$\eta_x = \frac{V_{с.г} Q^g}{Q^m} 100\% \quad (23)$$

и термический к. п. д.

$$\eta_m = \frac{V_{с.г} Q^g + Q_1^g + Q^{см} + Q'_n}{Q^m + Q_0 + Q_n} 100\% \quad (24)$$

Пользуются также понятием о практическом к. п. д. При его определении полезным считают действительно используемое в каждом отдельном случае тепло—обычно потенциальное тепло газа и определенную долю теплоты нагрева газа и потенциального тепла смол.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

РАСЧЕТ СОСТАВА ГАЗА И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Определение количества газогенераторов

Расход топлива определяется по формуле:

$$B = \frac{Q \cdot 100}{\eta Q^m} \quad (25)$$

где: B —расход топлива в кг/час,

Q —расход тепла потребителем в кал/час,

η —коэффициент использования потребителем тепла, вносимого топливом, в %

Q^m —теплотворная способность топлива в кал/кг.

Число газогенераторов определяется по формуле:

$$Z = \frac{B}{kF} + n, \quad (26)$$

где: k —интенсивность газификации в кг/м² час,

F —площадь сечения газогенератора в м²,

n —число резервных газогенераторов (примерно до 7 шт.—1, до 15—2 и до 25—3).

Данные об интенсивности газификации в газогенераторах различных систем приведены в табл. 15, а данные о высоте слоя топлива в табл. 16.

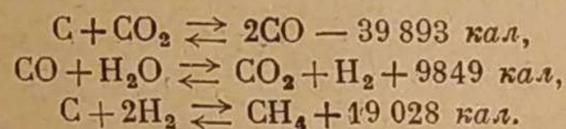
Наиболее распространенные размеры площади сечения прямоугольных газогенераторов следующие: для дров в виде поленьев длиной 0,7—1 м 1,6—1,8×2,5—3 м (при одной загрузочной коробке) и 2×4,5 м (при двух загрузочных коробках); для бурого и каменного угля и антрацита в случае газогенераторов с крышеобразной решеткой—1,5—2×2 м и более и для торфа в этих же газогенераторах—2,2×2,5 м. При газификации каменного угля в прямоугольных газогенераторах площадь решетки составляет 1—2×1,5—2 м. Круглые газогенераторы без вращающихся решеток для всех топлив обычно имеют диаметр до 2,6 м и с вращающимися решетками до 3,6 м. Высота газогенератора принимается в соответствии с высотой слоя топлива.

Расчет состава газа по идеальным уравнениям

В генераторном газе содержатся углекислота, окись углерода, метан, водород, азот и водяные пары. Сероводород, этилен и аммиак обычно присутствуют в небольших количествах.

Возможен чисто теоретический расчет состава газа. Если составить шесть уравнений, связывающих указанные шесть составляющих смесь газов, можно рассчитать состав генераторного газа.

В процессе газификации за счет паровоздушной или парокислородной смеси протекают обратимые реакции, положение равновесия которых зависит от температуры и состава исходной газифицируемой смеси. Из этих реакций можно выбрать три, положение равновесия которых определяет состав генераторного газа. Так, например, можно взять следующие реакции:

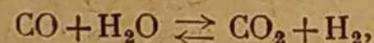


Три из требуемых шести уравнений могут служить уравнения констант равновесия этих реакций, четвертым и пятым — равенства соотношений кислорода и азота и водорода и кислорода в исходной и получаемой смеси и шестым уравнением — равенство суммы парциальных давлений отдельных газов общему.

Состав газа зависит от температуры и соотношения исходных веществ и от давления. Расчеты показывают, что при высоком давлении в газе должно получаться много метана и углекислоты, что подтверждает опыт.

Обычно на практике чисто теоретическим методом расчета состава газа не пользуются, так как ни в одной части газогенератора полное равновесие не успевает установиться.

Вместе с тем опыт показывает, что в условиях высокой температуры зоны газификации и большой скорости протекания реакций устанавливается частичное равновесие реакции водяного газа:



или, во всяком случае, значение величины:

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

приближается к равновесному при температуре зоны газификации.

Полученный газ, попадая в зону с более низкой температурой, незначительно меняет свой состав вследствие того, что в области низких температур скорость реакций замедлена.

Расчет состава газа и размеров газогенератора по практическим параметрам газификации

В газогенераторе различают зоны золы и шлака, газификации, сухой перегонки и подсушки. Последние две объединяют под названием «зона подготовки».

Слой золы и шлака (50—200 мм) предохраняет колосниковую решетку от прогара и распределяет дутье по сечению газогенератора.

В зоне газификации интенсивно протекают реакции взаимодействия углерода с кислородом и водяным паром, а также между продуктами реакций и разложения топлива. При достаточно высокой температуре слоя и равномерном обтекании кусков топлива газами производительность газогенератора не ограничивается скоростью реакций восстановления и высота зоны газификации не превышает 400—500 мм при любой интенсивности дутья. Температурной границей зоны газификации для активных топлив (древесины, торфа, бурого угля) можно считать температуру газов 800—900° и для менее активных (каменного угля, антрацита) — 1000—1100°.

В зоне подготовки происходят подсушка, сухая перегонка и нагрев топлива. Размеры зоны подготовки зависят от влажности и величины кусков топлива. При полной подготовке топлива в зону газификации поступает кокс с температурой, близкой к температуре газа, выходящего из зоны газификации и содержащий минимальные количества Н и О. При неполной подготовке в зону газификации поступают элементы горючей массы и влага топлива.

Неполная подготовка наблюдается при влажных и крупнокусковых топливах (древесина, торф), а также в случае такого высокого содержания влаги в топливе, при котором полная подготовка обуславливает получение газа с температурой ниже 70—75°. При этом происходят конденсация смол и влаги на поверхности топлива и приглушение газогенератора. Поэтому высоту слоя топлива ограничивают максимумом, определяющим получение газа с температурой не ниже 80—100°. Часть влаги топлива при этом поступает в зону газификации.

Таким образом, для учета в целом процессов в газогенераторе следует рассматривать процессы в зоне подготовки (подсушки и сухой перегонки) и в зоне газификации.

Если показатели газификации топлива хорошо известны, используют практические данные по составу газа. Выход газа, расход воздуха и др. параметры определяют по формулам (15)—(21).

Состав и количество газов, выходящих из зоны газификации

Состав и выход газа в зоне газификации можно определить по Доброхотову, исходя из уравнений балансов углерода, водорода и азота и теплового баланса всего газогенератора, а также

приняв по опытным данным значение соотношения компонентов газовой смеси на выходе из зоны газификации:

$$\frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2} = 2. \quad (27)$$

Образованием метана в зоне газификации пренебрегаем вследствие низкого содержания его в смеси газов при высоких температурах и нормальном давлении.

Вводим обозначения для зоны газификации:

$W_{\text{жс}}$ —количество жидкой влаги, поступающее с топливом, в мол/моль С;

H'_2 —количество водорода, поступающее с топливом, в мол/моль С;

O'_2 —количество кислорода, поступающее с топливом, в мол/моль С;

W_n —количество пара, вводимое с дутьем, в мол/моль С;

$\text{CO}, \text{H}_2, \text{CO}_2, \text{H}_2\text{O}, \text{N}_2$ количества соответствующих газов, получаемые в зоне газификации, в мол/моль С;

b —количество тепла, теряемое в окружающую среду, в кал/моль С;

V_2 —выход газов, в мол/моль С;

t_k —температура кокса, поступающего в зону газификации, в ° С;

t_2 —температура газа на выходе из зоны газификации в ° С;

t_n —температура паровоздушного дутья в ° С;

$c_k, c_{\text{ж}}, c_{\text{CO}}, c_{\text{CO}_2}, c_{\text{H}_2}, c_{\text{N}_2}, c_{\text{H}_2\text{O}}$ —теплоемкость соответственно кокса (в весовом количестве, получаемом на 1 моль С), а также воздуха и газов, указанных индексом, в кал/моль ° С.

Для определения состава газа в зоне газификации служат следующие пять уравнений:

1) баланс углерода:

$$\text{CO}_2 + \text{CO} = 1; \quad (28)$$

2) баланс водорода:

$$\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = W_{\text{жс}} + W_n + \text{H}'_2; \quad (29)$$

3) баланс кислорода:

$$2\text{CO}_2 + \text{CO} = \frac{\text{N}_2}{1,9} + \text{H}_2 - \text{H}'_2 + 2\text{O}'_2; \quad (30)$$

$$4) \frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2} = 2 \quad (27)$$

$$27\,757(\text{CO} - \text{H}_2 + \text{H}'_2) - 30\,044(\text{H}_2 - \text{H}'_2) + 95\,407\text{CO}_2 + c_k t_k - 10800W_{\text{жс}} + \frac{c_{\text{ж}} t_n \text{N}_2}{0,79} = \text{CO} \cdot c_{\text{CO}} \cdot t_2 + \text{CO}_2 \cdot c_{\text{CO}_2} t_2 + \text{H}_2 c_{\text{H}_2} t_2 + \text{H}_2\text{O} c_{\text{H}_2\text{O}} t_2 + \text{N}_2 c_{\text{N}_2} t_2 + b; \quad (31)$$

уравнение (31) является тепловым балансом зоны газификации.

Если размеры слоя топлива достаточны для полной подготовки топлива $\text{H}'_2 = 0$; $\text{O}'_2 = 0$ и $W_{\text{жс}} = 0$. В этом случае состав газа, выходящего из зоны газификации, можно определить в соответ-

ствии с методом Доброхотова по уравнениям (27—30), а также по уравнению теплового баланса всего газогенератора, согласно которому:

теплотворная способность топлива плюс теплосодержание топлива и паровоздушной смеси минус теплотворная способность и теплосодержание газов сухой перегонки, смол, уноса и провала, потеря в окружающую среду и затрата тепла в охлаждающем кожухе равняется теплотворной способности и теплосодержанию газов, получаемых по основному генераторному процессу.

При этом теплосодержание газов отнесено к температуре газа при выходе из газогенератора и температурой газа необходимо задаваться. Высота слоя топлива принимается по практическим данным.

Если размеры слоя топлива недостаточны для полной подготовки или влажность топлива настолько велика, что полная подготовка топлива вообще невозможна, для расчета состава газа, может быть использован метод автора (13). Последний учитывает поступление в зону газификации неподготовленной части топлива.

Подготовка топлива

Под влиянием нагрева происходит сухая перегонка топлива. По данным Доброхотова, можно принять следующие выходы продуктов сухой перегонки:

1. **Водяные пары.** В продукты сухой перегонки кроме механически и коллоидально связанной влаги топлива переходят также в виде водяного пара приблизительно 50% всего связанного кислорода и эквивалентное ему количество водорода топлива. При быстром ходе газогенератора во влагу переходит 40% всего связанного кислорода, при очень медленном—60%. Некоторое количество влаги упорно удерживается топливом и выделяется в зоне газификации, даже при благоприятных условиях для подготовки топлива.

2. **Углекислый газ.** В углекислый газ переходит при сухой перегонке торфа 40%, древесины—30%, бурого угля—20% и каменного угля, антрацита и кокса—10% всего кислорода.

3. **Метан.** Количество водорода, переходящего в метан, составляет для древесины и торфа 15—20%, бурого угля—25% и каменного угля—35% всего содержания водорода в топливе.

4. **Этилен.** В этилен переходит 5% всего водорода топлива.

5. **Смола.** Данные о выходе и составе смол приведены в табл. 12 и 14. Для газогенераторов без швельшахт и при доста-

точно быстром ходе газогенератора можно пользоваться мнемоническим правилом Доброхотова: «В смолу уходит по весу столько углерода, сколько находится в топливе водорода». Зная состав смолы, можно рассчитать ее выход.

6. Пыль. Данные о выходе пыли приведены в табл. 14 и на стр. 183.

7. Уксусная кислота и древесный спирт. В уксусную кислоту и древесный спирт (в дальнейшем названо уксусом) переходит следующее количество элементов топлива (в процентах по весу):

	С	Н	О
древесина хвойной породы . . .	3,52	5,67	5,33
торф	1,76	3,67	3,78

8. Азот. При обычных расчетах можно пренебречь выходом аммиака и принять, что азот целиком переходит в газ в виде газообразного азота.

9. Сера. Приблизительно 20% серы остается в золе, остальные 80% переходят в генераторный газ в виде сероводорода— H_2S .

10. Водород. Водород, оставшийся за вычетом ушедшего на продукты сухой перегонки, переходит в газ в виде свободного водорода.

11. Окись углерода. Кислород, оставшийся за вычетом перешедшего в продукты сухой перегонки, переходит в газ в виде окиси углерода.

12. Углерод в золе. Учитывается в соответствии с данными, приведенными на стр. 183 и в табл. 14.

13. Газифицируемый углерод. Оставшийся углерод подвергается воздействию водяного пара и воздуха.

Подготовка топлива зависит от теплообмена в зоне подготовки и характеризуется следующими равенствами:

$$Q_m (1 - f_0) BF = \alpha_r V \Delta t; \quad (32)$$

$$\alpha_r V \Delta t = \alpha_r H_1 F \Delta t; \quad (33)$$

$$Q_m (1 - f_0) B = \alpha_r H_1 \Delta t, \quad (34)$$

где: G —количество газифицируемого топлива в кг/час;

$B = \frac{G}{F}$ —интенсивность газификации в кг/м² час;

F —площадь сечения шахты в м²;

V —объем зоны подготовки в м³;

Δt —средняя разность температур газов и топлива в °С;

Q_m —количество тепла, необходимое для возможной полной подготовки топлива, в кал/кг;

f_0 —неполнота подготовки топлива сравнительно с возможной полной, в долях единицы;

H_1 —высота зоны подготовки топлива в м;

α_r —коэффициент теплоотдачи в слое в кал/м² час°С.

Требуемая высота зоны подготовки для практически возможной подготовки топлива по данным автора (13) характеризуется рис. 71—74. Для дров учтена зависимость от влажности, размера кусков и интенсивности газификации; для щепы и торфа—от влажности и интенсивности газификации и для углей, антрацита и кокса—от интенсивности газификации.

Высота топливного слоя над решеткой газогенератора складывается из высот слоя золы и шлака (~100 мм), зоны газификации (~400 мм) и зоны подготовки. Высота зоны подготовки определяется условиями теплообмена.

Интенсивность газификации дров в газогенераторах с естественной тягой принимается в пределах 100—150 кг/м² час и в газогенераторах с искусственным дутьем 100—300 кг/м² час. Нижний предел относится к дровам крупным и с высоким содержанием влаги и верхний—к мелким и с малым содержанием влаги.

Что касается соотношения размеров сечения шахты и площади решетки газогенератора, то нужно учитывать следующие соображения. Уклон заплечиков должен быть не меньше 50°, а отношение площадей сечений

решетки и шахты должно составлять 1:2,5÷3,0. Увеличение площади сечения газогенератора за счет увеличения и длины и ширины сечения нежелательно, так как дрова не могут плотно заполнять газогенератор по ширине. Значительное увеличение ширины необходимо компенсировать одновременным значительным увеличением высоты газогенератора.

Увеличение размеров дровяных газогенераторов должно идти в направлении длины. Ширина шахты не должна превышать 1600—1800 мм. При большой длине шахты необходимо устанавливать две загрузочные коробки.

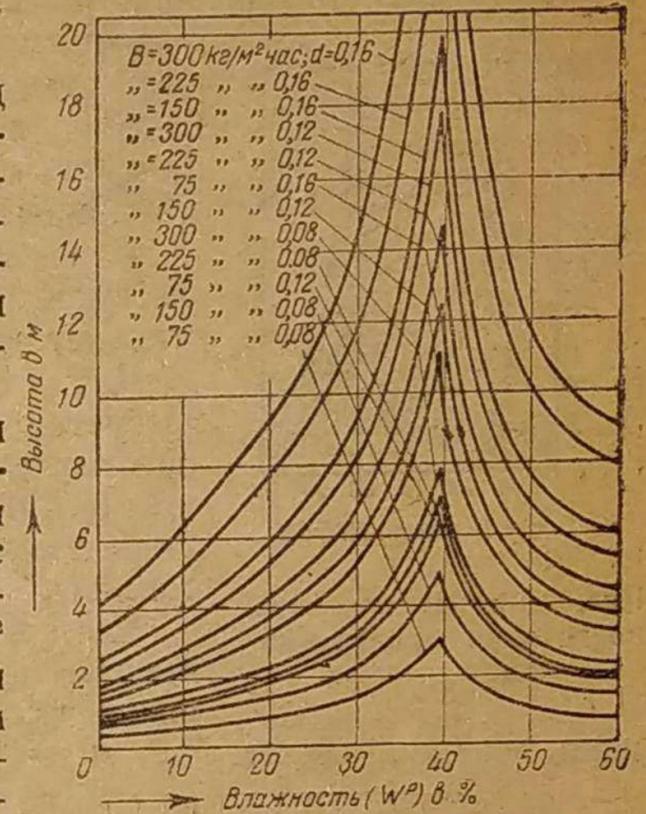


Рис. 71. Высота зоны подготовки при газификации дров.

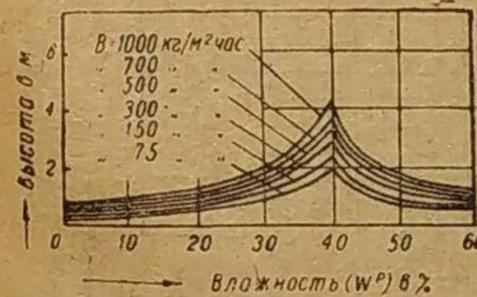


Рис. 72. Высота зоны подготовки при газификации щепы.

Интенсивность газификации щепы обычно не превышает $700 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$. При большей интенсивности наблюдается вынос кусков древесины.

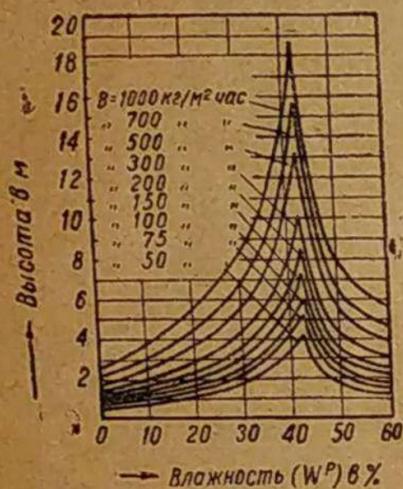
Материалы исследований и результаты их обработки позволяют заключить, что для газификации щепы в очень высоком слое нет оснований.

При торфе интенсивность газификации в газогенераторах с ручным золоудалением и искусственным дутьем составляет $100\text{--}200 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$. Сечение газогенераторов—круглое или прямоугольное, с соотношением длины и ширины $1,3\text{--}1,0 : 1$.

В газогенераторах с вращающейся решеткой интенсивность газификации составляет $300\text{--}500 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$.

Для газогенераторов со швельшахтой требуется некоторое дополнительное по отношению к показанной на рис. 73 увеличение высоты слоя подготовки, вследствие повышенной скорости схода в ней топлива.

Рис. 73. Высота зоны подготовки при газификации торфа.



Если вычисленная по формуле (34) высота зоны подготовки $H \text{ м}$, площадь швельшахты $F_{ш} \text{ м}^2$ и диаметр ее $d_{ш}$, площадь основной шахты $F_{осн} \text{ м}^2$ и диаметр ее $d_{осн}$, а принимаемая

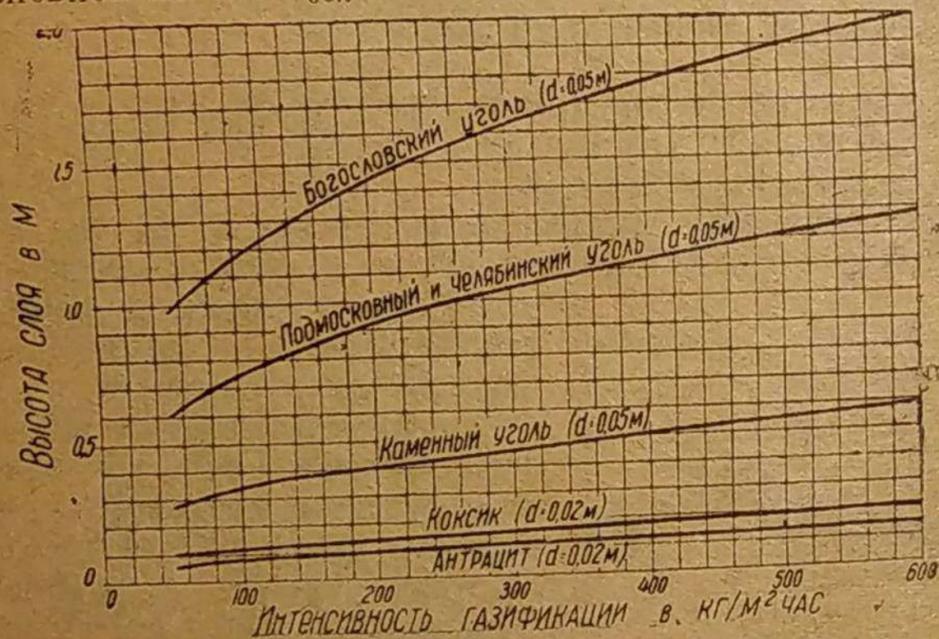


Рис. 74. Высота зоны подготовки при газификации угля, антрацита и кокса.

высота слоя топлива в швельшахте $h_{ш} \text{ м}$, то требуемую высоту основной шахты можно определить из выражения:

$$h_{осн} = H - h_{ш} \left(\frac{F_{ш}}{F_{осн}} \right)^{0,5} = H - h_{ш} \frac{d_{ш}}{d_{осн}} \quad (35)$$

Опыт подтверждает данные теоретических расчетов, согласно которых при газификации бурого угля не требуется высокий слой топлива. Излишняя высота слоя ухудшает условия обслуживания и ход газогенератора. Интенсивность газификации в современных газогенераторах с вращающейся решеткой принимается в пределах $200\text{--}500 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$.

В соответствии с малой влажностью каменного угля, антрацита и кокса количество тепла, затрачиваемого на его нагрев, невелико. Даже при невысоком слое топлива подготовка полная или почти полная. Интенсивность газификации принимается в пределах $100\text{--}500 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$.

Во всех практических случаях газификации каменных углей, антрацита и коксика высота слоя достаточна для подготовки топлива. Ухудшение состава газа объясняется прогарами и шлакованием.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Специфическими опасностями, угрожающими персоналу газогенераторной станции, являются выделение ядовитого и легко воспламеняющегося генераторного газа и образование взрывчатой смеси газов.

Окись углерода, входящая в состав генераторного газа в значительном количестве, не имеет запаха, бесцветна, безвкусна и не вызывает каких-либо заметных раздражений. Поэтому присутствие ее в воздухе часто обнаруживается лишь после того, как началось отравление. При остром отравлении окисью углерода появляются головокружение, головная боль и тошнота. Возможен смертельный исход.

В случае применения автоматических загрузочных и шуровочных приспособлений и механизмов для золоудаления уменьшается опасность отравления персонала генераторным газом.

При ручной засыпке топлива и шуровке избегают выделения газа или уменьшают его, снабжая завесами загрузочные коробки и шуровочные затворы.

Если аппаратура находится под положительным давлением, газ выделяется через любые неплотности, трещины и швы. Кроме того, он выносится наружу вращающимися барабанами автоматических загрузочных приспособлений. Поэтому необходимо тщательно следить за плотностью дверок, затворов, коробок, автоматических питателей, предохранительных клапанов и других деталей газогенераторов и газопроводов. Отдельные части следует тщательно уплотнять путем хорошей обработки, применения прокладок, гидравлических затворов и т. д.

Особенно опасны в смысле отравления кирпичные газопроводы, из которых легко выделяется газ. Применение их для подачи бессмольного газа недопустимо. Клапаны и гидравлические затворы необходимо поддерживать в исправности и чистоте.

Если газогенераторы не снабжены пусковыми трубами, то при розжиге продукты горения выпускают через загрузочную коробку в помещение, что вызывает отравление персонала. Газогенераторы следует, как правило, снабжать пусковыми трубами.

Так как даже небольшие количества окиси углерода вредны для человеческого организма, то в целях предупреждения отрав-

лений помещения для газогенераторов следует оборудовать достаточно мощной естественной или искусственной вентиляцией.

Генераторный газ легче воздуха и при выделении в большом количестве скапливается в верхних частях зданий. Для удаления его в помещениях для газогенераторов устраивают фонари и вытяжные трубы. Если позволяют климатические условия, иногда для лучшего проветривания оставляют помещения частично открытыми с боков. При выделении газа усиливают естественную вентиляцию, открывая окна и фрамуги, а также включают искусственную вентиляцию.

В местах, где возможно присутствие окиси углерода, работа должна производиться с принятием мер предосторожности.

При осмотре изнутри остановленного газогенератора клапан, отделяющий газогенератор от коллектора, должен быть хорошо уплотнен, а газогенератор тщательно провентилирован.

При осмотре изнутри кирпичной шахты, смежной с рабочей, подлежащая осмотру шахта должна быть тщательно проветрена.

Чистку газопроводов следует производить лишь после прекращения подачи газа и продувки газопровода, по возможности выдувая пыль и сажу сжатым воздухом или паром в дымовую трубу. В крайнем случае нужно применять чистку вручную скребками через люки.

Замазывание и уплотнение люков, клапанов и дверец, находящихся под газом, должно производиться в спасательных аппаратах двумя рабочими под руководством технического надзора.

Проникать внутрь газопровода разрешается лишь после полного удаления из него газа и очистки, а также герметичного отключения от смежных участков, находящихся под газом. Во время производства работ надземный газопровод необходимо вентилировать от специальной установки, а подземный — путем соединения с дымовой трубой. Работы внутри газопровода должны производиться не менее, чем двумя рабочими, связанными веревками с рабочими, находящимися снаружи. При проведении работ обязательно присутствие руководящего технического надзора и работника спасательной станции. Газогенераторы и газопроводы должны освещаться внутри только взрывобезопасными аккумуляторными лампами.

В случае отравления пострадавшего необходимо вынести на свежий воздух, во избежание потери сознания и даже смерти. В особо тяжелых случаях отравления дают вдыхать кислород, подушка с которым должна обязательно иметься на станции.

Одной из причин, могущих вызвать аварию, является взрыв.

При смешении холодных горючего газа и воздуха горения не происходит, но получается смесь, способная взрываться. Достаточно в любом месте нагреть эту смесь до воспламенения, чтобы она мгновенно сгорела. Вследствие моментального по-

вышения температуры объем газовой смеси увеличивается во много раз, т. е. происходит взрыв.

Взрыв происходит только в том случае, когда воздух и газ находятся в смеси в определенных соотношениях. Если газа в смеси больше или меньше количества, вызывающего взрыв, то при воспламенении смеси происходит медленное горение.

Если предохранительные клапаны при взрыве своевременно не выпустят наружу образовавшуюся смесь, происходит разрушение аппарата или газопровода. Поэтому клапаны должны быть всегда в полной исправности, не заделаны наглухо и снабжены специальными грузами.

Особенно опасна смесь газа с воздухом в условиях работы электрофильтров, так как она находится под воздействием искр и тока высокого напряжения.

При холодном очищенном газе источником тепла, поджигающим смесь газа и воздуха, является печь, в которую подают газ. В случае горячего газа смесь может воспламениться также вследствие нагрева газа или попадания в нее раскаленных частиц топлива или сажи из газогенератора.

Проникновение воздуха в газопровод вызывается различными причинами. Присос воздуха через неплотности в кладке, клапанах и загрузочных коробках и образование взрывчатой смеси могут произойти при нахождении отдельных участков под разрежением. Поэтому следует избегать работы под разрежением и по возможности уплотнять кладку, газопроводы и оборудование.

При пуске установки воздух, находящийся в аппаратах и газопроводах, часто вытесняют газом. При этом может получиться взрывчатая смесь, которая при соответствующих условиях, например, при попадании в нее искры, способна взорваться. Взрывчатая смесь может получиться и при выключении установки и вытеснении газа воздухом. Поэтому при пуске и выключении установок горячего газа следует тщательно продувать газогенераторы и аппараты паром или продуктами горения согласно специальной инструкции. При очищенном газе нужно следить за тем, чтобы в смесь газов не попала искра или смесь не проникла к источнику тепла.

Взрывчатая смесь также может образоваться в воздухопроводе при падении в нем давления. В этом случае газ из газогенератора движется в воздухопровод. Падение давления в воздухопроводе может произойти вследствие выключения вентилятора. Возможно повышение давления в системе за газогенератором, в частности повышение давления в газопроводе, например, в случае обрыва газовых клапанов, завала обмуровки или сажи в газопроводе и выделения из топлива летучих продуктов после выключения газогенератора. Получившаяся смесь, поступив из воздухопровода в газогенератор, воспламеняется и может произойти взрыв. Во избежание попадания газа воздухопровод снабжают обратными

клапанами, отключающими его при падении в нем давления и превышении давления газа над давлением воздуха; таким образом, газ может смешаться с воздухом лишь на участке от обратного клапана до колосниковой решетки.

Участок воздухопровода между обратным клапаном и колосниковой решеткой всегда может оказаться заполненным взрывчатой смесью, поэтому у колосниковой решетки устанавливают предохранительный клапан. При соединении воздухопровода и колосниковой решетки с помощью водяного затвора последний выполняет роль предохранительного клапана. Необходимо, чтобы затвор был заполнен водой.

Перед пуском воздуха в газогенератор необходимо продуть воздухопровод на специальный клапан, или трубу.

Следует твердо усвоить следующие правила эксплуатации, предупреждающие возможность образования взрывчатой смеси.

В случае неудачного пуска газогенератора и затухания разожженного костра вторичное разжигание можно производить после тщательной продувки газогенератора воздухом и проверки плотности его отключения от коллектора, находящегося под газом.

Газ из газогенератора может быть подан в сеть, заполненную газом, или из сети к потребителю лишь по проверке его качества (отсутствие кислорода или ничтожное содержание его). В случае пуска воздушного вентилятора воздухопровод должен быть провентилирован до включения подачи воздуха в газогенератор, так как в воздухопроводе может находиться генераторный газ.

При выключении газогенераторов следует открыть выдувную трубу, отключить газогенераторы от коллектора, прекратить подачу дутья и открыть клапан, подающий воздух в газогенератор из атмосферы (клапан естественной тяги).

В установках, работающих под давлением, в случае падения давления ниже определенного предела, следует уменьшить отдачу газа потребителю во избежание возникновения разрежения в системе и присоса воздуха снаружи.

При повышении давления газа в газопроводе сверх установленного максимума уменьшают подачу дутья и открывают пусковую трубу для выпуска газа.

Причиной взрыва может быть также воспламенение топливной пыли, смешанной с воздухом. Такая смесь может образоваться в местах транспорта и хранения топлива—в галлереях транспортных устройств топливоподачи, в надбункерном помещении газогенераторного здания, в вентиляционных устройствах, отсасывающих топливную пыль из помещений. Во избежание этого галлереи и помещение топливоподачи необходимо очищать от угольной пыли.

На современных больших газогенераторных станциях, особенно снабженных аппаратурой для очистки газа, оборудование столь сложно, что ручное управление затруднительно и ненадежно, так как результаты изменения режима проявляются

раньше, чем наблюдающий успеет принять надлежащие меры или даже заметить его.

Поэтому установки снабжают автоматическими регуляторами, из которых наибольшее распространение получили регуляторы давления газа, автоматически поддерживающие постоянное давление и выправляющие режим.

Помимо регуляторов на станциях предусматривают звуковую, световую и иную сигнализацию, которая указывает обслуживающему персоналу на происходящие или могущие произойти изменения режима: нежелательное изменение давления или температуры, выключение тока, прекращение подачи воды, аварии, пожар, несчастный случай и т. д.

Опасность представляют ожоги персонала. Воспламенение генераторного газа может произойти, например, при чистке газогенераторов, когда под влиянием давления в коллекторе или вверху газогенератора газ выделяется из отверстия, служащего для очистки, и воспламеняется. Во избежание этого газогенератор при чистке отключают от коллектора и включают на пусковую трубу.

Весьма тяжелы условия работы на газогенераторах с ручным золоудалением при сильном шлаковании топлива. В этом случае от рабочего требуется большое физическое усилие в условиях высокой температуры и выделения газа. Условия работы можно облегчить, если улучшить обслуживание газогенератора: поддерживать требуемую температуру паровоздушной смеси, своевременно шуровать газогенератор, подобрать требуемый набор инструмента и т. д.

Во избежание ожогов шуровку газогенератора следует вести в рукавицах и вынутые из газогенератора шуровочные штанги откладывать в сторону. При опускании слоя топлива в газогенераторах Моргана не следует выгребать слишком много шлака во избежание выплескивания воды и загорания газа, которое сопровождается хлопком или даже взрывом. Необходимо принять меры предосторожности на случай загорания газа, взрыва или ожога водой. Выгребаемый из газогенератора шлак или уголь, во избежание ожогов, следует немедленно заливать водой.

Все оборудование газогенераторной установки должно удовлетворять требованиям техники безопасности, т. е. иметь ограждения для движущихся частей, защитные кожухи и приспособления для безопасного обслуживания.

Обслуживающий персонал должен знать и безоговорочно выполнять правила, имеющие целью обеспечить безопасные и безвредные условия работы.

Особых предосторожностей требует обслуживание электрофильтров, работающих под высоким напряжением, опасным для жизни. Персонал, обслуживающий электрофильтры, должен твердо знать и тщательно исполнять установленные инструкции.

Предохранительные средства—противогазы, асбестовые рука-

вицы и др., а также средства для подачи первой помощи (подушка с кислородом и др.) при отравлениях, ожогах, ранениях, ушибах—всегда должны находиться на определенном месте.

В помещении газогенераторной станции должны иметься исправные и заправленные фонари «Летучая мышь» или аккумуляторные фонари на случай отсутствия электроэнергии. Рабочие должны знать правила тушения пожара и правила обращения с огнетушителями, пожарными рукавами и сигналами для быстрого использования этих средств в случае пожара.

На каждой газостанции, в соответствии с установленным оборудованием и методами работы, должны иметься инструкции по эксплуатации, пуску, обслуживанию, выключению, действиям при авариях, несчастных случаях и т. д. Эти инструкции должны быть хорошо усвоены персоналом и вывешены на видном месте.

ЛИТЕРАТУРА

1. Д. Б. Гинзбург. Газификация топлива и газогенераторные установки, части I и II. Гизлегпром, 1937—1938.
2. Д. Б. Гинзбург. Газогенератор в керамической промышленности. Стройиздат, 1933.
3. А. И. Карелин. Состав и качество топлив СССР, НКЭС, ГЭИ 1940.
4. Инструктивные материалы по переводу предприятий черной металлургии на твердые и местные виды топлива. Металлургиздат, 1943.
5. Н. В. Шишаков. Основные характеристики газификации советских топлив. ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1940.
6. З. И. Каждан. Современные проектные технологические схемы и оборудование газогенераторных станций водяного газа из тощих топлив. ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1941.
7. Инструкция по обслуживанию газогенераторных станций НКЧМ СССР. Metallurgizdat, 1944.
8. А. И. Поплюйко. Газогенераторное дело для мартеновщика. ОНТИ НКТП, ДНТБУ, 1937.
9. Г. С. Вольпе. Тепловой контроль газогенераторной станции. ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1940.
10. В. А. Гордон. Автоматические системы регулирования на газогенераторных станциях. ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1940.
11. М. Е. Раковский. Аппаратура теплового контроля и регулирования на газогенераторных станциях. ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1941.
12. Б. В. Сварцевич. Организация планово-предупредительного ремонта на газогенераторных станциях, ВНИТОЭ, Комитет газификации, 1941.
13. Д. Б. Гинзбург. Влияние влажности и крупности кусков топлива на качество газа и производительность газогенератора, журнал «Стекольная и керамическая промышленность», 1947, № 9.
14. А. В. Кавадеров. Промышленные индивидуальные газогенераторы. Metallurgizdat, 1945.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

Глава первая. ТОПЛИВО

Твердое топливо	3
Древесина	10
Торф	11
Бурый уголь	14
Каменный уголь	16
Антрацит	21
Кокс	22
Сланец	23
Жидкое топливо	23
Газообразное топливо	24

Глава вторая. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВ В СТЕКОЛЬНОЙ И КЕРАМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

30

Глава третья. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

Сущность процесса газификации	38
Зона подсушки	40
Зона сухой перегонки	40
Зона газификации	41
Зона золы и шлака	42
Воздушный газ	42
Водяной газ	44
Паровоздушный газ	46
Иные виды генераторных газов	47

Глава четвертая. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ОТ СВОЙСТВ ТОПЛИВА

Размер кусков	49
Влажность	50
Зольность и свойства золы	51
Свойства при нагревании	53
Реакционная способность коксового остатка	55

Глава пятая. ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Газогенераторы с неподвижными колосниковыми решетками	56
Газогенераторы с вращающимися колосниковыми решетками	60
Устройство шахт	64
Загрузочные приспособления	67
Приспособления для предупреждения выбивания газа	72
Шуровочные приспособления	73
Газогенераторы водяного газа	76
Газогенераторы двойного водяного газа	78

Устройства для карбюрации газа	78
Газогенераторы с получением смол повышенного качества	79
Газогенераторы с разложением смол	81
Газогенераторы с жидким шлакоудалением	82
Газогенераторы для мелкозернистого топлива	84
Газогенераторы высокого давления	86

Глава шестая. ПОДАЧА ТОПЛИВА, ВОЗДУХА И ПАРА И ХРАНЕ- НИЕ ГАЗА

Подача топлива	87
Подача воздуха	87
Инжекторы и вентиляторы	88
Воздухопроводы	89
Получение и подача пара	90
Хранение газа	94

Глава седьмая. ГАЗОПРОВОДЫ И КЛАПАНЫ

Газопроводы	97
Клапаны	100

Глава восьмая. ОЧИСТКА ГАЗА

Сухая очистка газа	103
Мокрая очистка газа	105
Осушка газа	106
Улавливание смолы	110
Улавливание уксусной кислоты и фенолов и очистка сточных вод	114
Очистка газа от сероводорода	115

Глава девятая. ГАЗИФИКАЦИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВ

Газификация древесины	118
Газификация торфа	124
Газификация бурого угля	130
Газификация каменного угля	136
Газификация антрацита	144
Газификация кокса	145
Газификация сланца	149
Показатели работы газогенераторов	151

Глава десятая. КОНТРОЛЬ РЕЖИМА И ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Аппаратурный контроль	154
Измерение давления	154
Измерение количества газа и воздуха	155
Измерение температуры газа и дутья	156
Анализ газа	157
Определение теплотворной способности газа	158
Исследование очажных остатков	159
Исследование топлива	159
Автоматическое регулирование генераторного процесса	160
Централизованное управление	165
Автоматическое управление	166
Признаки состояния газогенератора	167
Горячий ход газогенератора	168
Прогары	168
Холодный ход газогенератора	169
Зашлакование газогенератора	170
Загрузка топлива и высота слоя и зон	170
Чистка газогенератора	172

Шуровка слоя топлива	174
Регулирование давления дутья	174
Регулирование добавки пара	175
Чистка затворов	176
Розжиг газогенератора	176
Выключение газогенератора	178
Чистка и прожиг газопроводов	179
Ремонт газогенераторов	179
Составление материального баланса	180
Определение содержания в газе отдельных элементов	180
Определение выхода газа, расхода воздуха и пара и влажности газа	181
Составление теплового баланса и определение коэффициента полезного действия	184
Статьи теплового баланса	184
Коэффициент полезного действия	185

Глава одиннадцатая. РАСЧЕТ СОСТАВА ГАЗА И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Определение количества газогенераторов	187
Расчет состава газа по идеальным уравнениям	188
Расчет состава газа и размеров газогенератора по практическим параметрам газификации	189
Состав и количество газов, выходящих из зоны газификации	189
Подготовка топлива	191

Глава двенадцатая. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Литература	201
----------------------	-----

Державна
наукова бібліотека
ім. Короленка
м. Харків

№ 78/832

5

IV

1006021

Редактор И. А. Смирнова

Техн. редактор Л. Я. Панова

Сдано в произв. 29/V—1948 г. Подписано к печати 23/XII—1948 г.
Объем 12,75 п. л. Уч. изд. 14,5 л. Формат бумаги 60×92¹/₁₆. Л143451
Тираж 2000. Зак. 464

16-я тип. треста «Полиграфкнига» ОГИЗа при Совете Министров СССР,
Москва, Трехпрудный, 9.