

Н. В. ШИШАКОВ

К 176
164

ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

*Допущено Министерством высшего образования СССР
в качестве учебника для энергетических вузов*



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1948 ЛЕНИНГРАД

Рецензент член-кор. АН СССР А. Б. Чернышев
 Редактор проф. Н. А. Семенов

Книга является учебником для энергетических вузов. В ней изложены основы теории процессов и технологии производства по термической переработке твердого топлива, при которых горючий газ получается в количествах, достаточных для использования его в качестве промышленного газообразного топлива. Наряду с этим в книге дается энергетический анализ как самих пирогенных процессов, так и технологических схем, по которым эти процессы осуществляются в промышленных условиях. Книга знакомит также с методами обработки и канализацией газов и с основными элементами газового хозяйства современных заводов.



49-780

Технический редактор А. Д. Чаров

Сдано в пр-во 17/VII 1948 г. Подписано к печати 15/XI 1948 г.
 30 п. л. 31,2 уч.-авт. л. 41600 тип. знаков в 1 п. л.
 А-11205. Тираж 5000. Формат бумаги 60×92¹/₁₆. Заказ № 1207.

Типография Госэнергоиздата МЭС. Москва, Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Книга предназначена для студентов энергетических вузов, специализирующихся в области вопросов промышленной теплоэнергетики.

Задача курса — ознакомление студентов с теми видами термической переработки твердого топлива, где горючий газ является целевым или побочным продуктом и где он получается в количествах, позволяющих использовать его в качестве промышленного газообразного топлива.

Как известно, газообразное топливо является в настоящее время основным видом технологического топлива и единственно возможным заменителем жидкого горючего в энергетике.

Особенно важную роль газообразное топливо играет в топливном балансе современных металлургических комбинатов. Во многих случаях топливный баланс таких комбинатов может быть построен исключительно на газообразном топливе с завозом угля лишь на коксование. В других случаях (при отчуждении части или всего коксовального газа на сторону) исключительное значение на металлургическом комбинате приобретают генераторные газы.

В силу изложенного будущий заводской энергетик не может быть несведущим в вопросах производства, распределения и потребления газообразного топлива.

Однако, инженер-энергетик на металлургическом заводе, например, по отношению к различным видам переработки твердого топлива занимает не одинаковое положение. В отношении коксового и доменного производств он является лицом, ведающим только организацией распределения и потребления коксовального и доменного газов. Вопросы технологии этих производств остаются вне поля его зрения.

Наоборот, в производстве генераторных газов заводской энергетик является, кроме того, и руководителем производства этих газов. Здесь, следовательно, роль его значительно шире.

В соответствии с указанным и предлагаемый студентам учебный материал подается в различных планах. Коксование и доменное дело освещаются настолько, насколько это необходимо для понимания общих основ этих производств. Во-

просам производства генераторных газов отводится большее место. Наряду с изложением теории процессов и технологии производства генераторных газов в курсе предусматривается освещение также и вопросов, связанных с эксплуатацией газогенераторных станций, с рационализацией их работы.

В отличие от аналогичных курсов, преподаваемых в химико-технологических вузах, в данном курсе акцентирована энергетическая сторона процессов. Эта особенность курса находит свое отражение как в подборе сообщаемого студентам материала, так и в характере освещения этого материала.

Учебник и курс, излагаемый в учебнике, создаются впервые. Для автора совершенно ясно, что книга не может не иметь ряда существенных пробелов, и если, тем не менее, автор решается выпустить ее в свет, то только потому, что в данный момент, при отсутствии более совершенных руководств по такому курсу, она все же не должна оказаться бесполезной.

В заключение автор считает своим приятным долгом выразить благодарность члену-корреспонденту Академии наук СССР проф. А. Б. Чернышеву и профессору, доктору технических наук Н. А. Семененко, ценными советами которых автор пользовался при выполнении своей работы.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	9

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

СУХАЯ ПЕРЕГОНКА ТОПЛИВА

<i>Глава первая. Общие сведения о процессе сухой перегонки топлива</i>	28
1. Полукоксование и коксование	28
2. Зональность и тепловой эффект процесса	30
<i>Глава вторая. Полукоксование</i>	33
3. История развития полукоксования	33
4. Печи для полукоксования	34
А. Печи с внешним обогревом	36
а) Ретортные неподвижные печи	36
б) Печи с тонким слоем	36
Б. Печи с внутренним обогревом	38
а) Шахтная печь Главгазтоппрома	38
б) Шахтная печь с подводом теплоносителя внутрь слоя	40
5. Схема установок полукоксования	42
6. Материальный и тепловой балансы полукоксования	46
7. Продукты полукоксования, их характеристика и применение	51
8. Сырье для полукоксования	58
<i>Глава третья. Коксование</i>	59
9. История развития коксования	59
10. Современные конструкции коксовых печей	64
А. Классификация коксовых печей	64
Б. Наиболее употребительные конструкции коксовых печей	68
В. Размеры и производительность коксовых печей	75
11. Гидравлический и тепловой режимы коксования	77
12. Материальный и тепловой балансы	80
13. Схемы коксохимического завода. Схема конденсации Гипрококса	88
14. Сухое тушение кокса	92
15. Продукты коксования	96
а) Кокс	97
б) Газ	97
в) Надсмольная вода	100
г) Смола	101
д) Бензол	101

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Глава четвертая. Схема газогенератора и газогенераторного процесса	102
Глава пятая. Воздушный газ	106
16. Химические основы процесса	106
17. Тепловой эффект химических реакций	108
18. Реакция $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO} \pm 38\,790 \text{ ккал}$. Обратимые реакции	110
19. Исследование реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO}$	116
20. Идеальный и практический воздушный газ	121
21. Применение воздушного газа	127
Глава шестая. Водяной газ	129
22. Сущность процесса	129
23. Исследование процесса	132
24. Идеальный и практический водяной газ	134
25. Условия ведения фаз воздушного и парового дутья	140
26. Структура рабочего цикла	143
27. Водяной газ из битуминозных топлив	151
28. Применение водяного газа	153
Глава седьмая. Смешанный генераторный газ	154
29. Сущность процесса	154
30. Исследование процесса смешанного генераторного газа	156
а) Общие замечания	156
б) Зависимость расхода пара от характера топлива	160
в) Влияние удельного расхода пара на степень его разложения и на показатели газификации	161
31. Показатели газификации на смешанный генераторный газ	166
а) Факторы, влияющие на показатели газификации	166
б) Теплотворная способность и состав газа	167
в) Выход газа	170
г) Потери топлива	172
д) Тепловые потери при газификации	175
е) Тепловой баланс процесса	178
32. Применение смешанного генераторного газа	179
Глава восьмая. Коэффициент полезного действия процессов газификации. Возврат тепловых потерь	181
33. Коэффициент полезного действия процессов газификации	181
34. Возврат тепловых отходов	184
Глава девятая. Интенсивность процессов газификации и производительность газогенераторов	187
Глава десятая. Сырье для производства генераторных газов	198
35. Условия протекания нормального генераторного процесса в слое и физико-химические свойства твердого топлива	198
36. Классификация топлив СССР как сырья для получения генераторных газов	203
Глава одиннадцатая. Конструкции газогенераторов	210
37. Классификация газогенераторов	210
38. Бесколосниковые газогенераторы	212
39. Газогенераторы с неподвижными колосниками	214
а) Газогенераторы с плоской колосниковой решеткой	216
б) Газогенераторы со ступенчатой колосниковой решеткой	218
в) Газогенераторы с крышеобразной колосниковой решеткой	219
г) Газогенераторы с круглой колосниковой решеткой и дутьевым колпаком	220

40. Газогенераторы с вращающимися колосниками	222
а) Шахта	227
б) Колосниковое устройство	229
в) Опоры и механизм вращения колосников	235
г) Шлакоудаление	237
д) Загрузочное устройство	240
е) Шуровочные отверстия	246
ж) Механизированные газогенераторы	248
41. Газогенераторы с получением смолы	253
42. Газогенераторы с разложением смолы	256
43. Устройства для получения пара:	
а) Пароводяные рубашки	259
б) Газогенераторы-котлы	261
в) Газогенераторы с насытителем и испарителями	265
г) Теплоутилизирующие устройства, не связанные с газогенераторами	266
Глава двенадцатая. Доменный процесс	267
44. Общие сведения	271
45. Превращение материалов	273
46. Газообразование в домне	277
47. Тепловой баланс доменной печи	280
48. Доменная печь как газогенератор. Доменная плавка на торфе	280
Глава тринадцатая. Расчеты показателей газогенераторных процессов	285
49. Общие замечания	285
50. Пример расчета показателей газификации торфа на смешанный генераторный газ	287
51. Схема расчета показателей процесса водяного газа	300

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ОБРАБОТКА ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Глава четырнадцатая. Охлаждение и осушка газов	303
52. Цели и значение охлаждения и осушки газов	303
53. Аппараты для охлаждения и осушки газа	307
54. Расчет скрубберов	314
Глава пятнадцатая. Очистка газа от пыли	322
55. Сухая очистка газа от пыли	322
а) Осадительные камеры	323
б) Циклонные пылеуловители	327
в) Электрофилтры	332
56. Мокрая очистка газа от пыли	332
а) Скрубберы	333
б) Центробежные пылеочистители	334
Глава шестнадцатая. Очистка газа от смолы и смолоулавливание	334
57. Механические смолоуловители	334
58. Электростатическая очистка газа	336

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ

ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ СТАНЦИИ

Глава семнадцатая. Схемы газогенераторных станций	342
59. Газовые заводы и газогенераторные станции	342
60. Станция горячего газа	349
61. Станция холодного газа	354
62. Станция холодного газа с получением товарной смолы	354
63. Станция водяного газа	357

Глава восемнадцатая. Контроль работы станций	364
64. Аппаратурный и лабораторный контроль работы газогенератора	364
а) Количество топлива	366
б) Качество топлива	366
в) Количество газа	366
г) Давление дутья	367
д) Количество пара	367
е) Температура газа	367
ж) Давление газа	368
з) Качество газа	368
и) Состояние зон в газогенераторе	369
к) Содержание горючих в шлаке (выгребе)	370
65. Контроль работы газоочистной и газопроводящей системы	371
66. Расчетный контроль	372
а) Выход газа	373
б) Расход и степень разложения пара	374
в) Выходы шлака и уноса	375
г) Тепловой баланс	377
Глава девятнадцатая. Эксплуатация газогенераторных станций	378
67. Предпусковой и пусковой периоды станции. Розжиг газогенераторов	378
68. Ведение процесса газификации	381
69. Остановка газогенераторов и газогенераторной станции	386
70. Техника безопасности	388
Глава двадцатая. Элементы газового хозяйства заводов	391
71. Аварийный склад топлива	391
72. Подача дутья и газа	393
73. Газопроводы	396
74. Газгольдеры	403
75. Смесительные и повысительные станции	408
76. Смоло-водяное хозяйство	414

ЧАСТЬ ПЯТАЯ

НОВЫЕ МЕТОДЫ ГАЗИФИКАЦИИ

Глава двадцать первая. Новые методы наземной газификации	420
77. Общие тенденции в развитии техники газификации	420
78. Газификация кускового топлива на парокислородном дутье	423
а) Применение парокислородного дутья в обычных газогенераторах	425
б) Применение кислородного и парокислородного дутья в газогенераторах с жидким шлакоудалением	428
в) Газификация на парокислородном дутье под высоким давлением	433
79. Газификация пылевидного и мелкозернистого топлива	445
а) Газификация во взвешенном слое	446
б) Газификация в «кипящем» слое	449
в) Схема газогенераторной станции для газификации в «кипящем» слое	453
г) Показатели газификации в «кипящем» слое	455
Глава двадцать вторая. Подземная газификация углей	458
80. История и значение подземной газификации углей	458
81. Методы подземной газификации и конструкции подземных газогенераторов	461
82. Применение газов подземной газификации	471
Литература	473
Алфавитный указатель	478

ВВЕДЕНИЕ

Переработка топлива и промышленная теплоэнергетика

Основная масса добываемого в настоящее время твердого топлива используется в качестве источника тепла и сжигается в своем первоначальном натуральном виде, подвергаясь лишь механической обработке — грохочению, сортировке, размолу. Наряду с этим значительное количество топлива подвергается переработке с целью получения либо более квалифицированного искусственного топлива, либо сырья для химической промышленности. Часто обе эти задачи ставятся одновременно.

Из производств по переработке твердого топлива, имеющих в наше время промышленное значение, следует указать на следующие: 1) брикетирование; 2) полукоксование; 3) коксование; 4) газификация; 5) гидрирование.

Первые три вида переработки топлива имеют целью производство облагороженного твердого топлива — брикетов, полукоксованного, кокса; газификация предназначена для получения газообразного топлива (генераторный газ); гидрирование — жидкого топлива (бензин, другие горючие и смазочные масла).

Однако, некоторые из этих производств могут иметь и иное целевое назначение. Например, полукоксование может быть ориентировано на получение смолы, идущей на переработку в жидкое топливо путем дистилляции и гидрирования. Полукоксы при этом остаются «побочным», а не целевым продуктом, не теряя, однако, своего значения как квалифицированное твердое топливо. Газификация топлива может преследовать цели получения газа, предназначенного не для непосредственного сжигания, а для химического синтеза жидкого горючего (синтича) или для синтеза других важных химических продуктов (метанола, аммиака и пр.). Коксовые заводы в некоторых случаях строят ради получения газа для бытового потребления.

Простейшим видом переработки твердого топлива является брикетирование. Облагораживание топлива при этом достигается подсушкой сырого топлива и его агломерацией путем прессования, т. е. придания ему крупнокускового вида. Вещество угля при брикетировании не подвергается химическим изменениям.

Наоборот, остальные виды переработки сопровождаются коренным изменением химического состава исходного сырого горючего. Эти изменения обусловлены термической обработкой топлива в специальных условиях: например, нагреванием без доступа воздуха (полукоксование и коксование) или сжиганием в условиях специально организованного недостатка воздуха (газификация). При гидрировании обрабатываемое твердое топливо подвергается воздействию температуры и свободного водорода при высоком давлении.

Продукты, получающиеся при переработке твердого топлива, являются предметом потребления основных ведущих отраслей современной промышленности, транспорта и населения. Естественно поэтому, что с общим промышленным и культурным развитием и техническим прогрессом человечества соответственно развиваются и масштабы этих производств. Перед началом второй мировой войны эти масштабы характеризовались следующими цифрами (в % от мировой добычи):

1. Переработка каменного угля:	
Коксование	19%
Выработка светильного газа	4,5%
Газификация	3,5%
2. Переработка бурого угля:	
Брикетиrowание и газификация	54,5%
Полукоксование и среднетемпературное коксование	3,5%
3. Переработка торфа (брикетиrowание, полукоксование, газификация)	27,0%
4. Переработка сланцев (полукоксование и газификация)	72,0%

Таким образом, из 100 т добываемого каменного угля 26 т, т. е. значительная его часть, подвергались термической переработке на кокс и газообразное топливо. Для бурого угля доля перерабатываемого топлива составляла уже 58%, а для сланца даже 72%. Нетрудно заметить, что чем ниже качество топлива, тем меньшая его часть подвергается непосредственному сжиганию.

В дальнейшем, в годы второй мировой войны масштабы термической переработки твердого топлива (полукоксование, коксование и газификация) значительно увеличились. В Германии это было вызвано отсутствием натурального жидкого топлива и огромным поэтому развитием производства искусственного бензина, получаемого на базе бурых углей (через газификацию и полукоксование последних), в США — ростом металлургии, потребовавшей резкого увеличения производства кокса.

В СССР интенсивное развитие производств по переработке твердого топлива было замедлено второй мировой войной.

Вторгнувшиеся в пределы СССР гитлеровские орды оккупировали наши южные промышленные районы и разрушили крупнейшие коксо-химические заводы, газогенераторные станции и пр. Однако, уже к концу четвертой пятилетки восстановления довоенный уровень производства по переработке топлива не только будет восстановлен, но и превзойден. Так, в последний год этого пятилетия запроектировано производство 30 млн. т кокса. Это потребует переработки около 45 млн. т, т. е. 18%, угля, намеченного к добыче в этом году, и даст свыше 15 млрд. нм^3 коксовального газа. Далее, план четвертой пятилетки предусматривает производство в 1950 г. для коммунальных целей 1,9 млрд. нм^3 газа из угля и сланца, около 1 млрд. нм^3 газа подземной газификации, 900 тыс. т искусственного жидкого топлива методами гидрирования и синтеза из газов, что, в свою очередь, обусловит широкое развитие полукоксования и газификации.

К концу четвертой пятилетки будет пущено в действие 26 брикетных фабрик общей мощностью 10 млн. т брикетов. Основная масса брикетов предназначена для полукоксования и газификации.

Наконец, наша промышленность к концу четвертого пятилетия потребует около 20 млрд. нм^3 генераторных газов, для выработки которых потребуется около 10 млн. т угля, т. е. 4% от годовской его добычи.

Изложенное показывает, насколько велико значение производств по переработке твердого топлива в общей системе народного хозяйства современных государств вообще и СССР в частности.

Для некоторых из указанных производств характерно то, что их народнохозяйственное значение выходит далеко за пределы их прямых производственных целей. В самом деле, огромное значение коксования заключается в том, что кокс является основой современного доменного производства. Но в то же время получающиеся в большом количестве попутно с коксом другие — не целевые — продукты коксования связывают коксовое производство с рядом других важнейших отраслей промышленности. Двадцать пять — тридцать процентов (по весу) продукции коксового завода составляют смола, газ и другие продукты. Эти продукты, не требующиеся для доменного производства, являются ценнейшим сырьем химической промышленности и первоклассным топливом. Материальная ценность этих «побочных» продуктов может оказаться даже выше ценности основного продукта производства — кокса. Это обстоятельство крепкими узами связывает коксовое производство с химической промышленностью и с производствами, являющимися потребителями коксового газа как топлива. Чем прочнее эта связь, тем рентабельнее коксовое

производство, тем полнее полезное использование сырья — твердого топлива.

Коксовый завод в настоящее время часто превращается в коксовый цех металлургического комбината. Кокс этого цеха идет в домны, а газ используется в мартеновских и прокатных цехах в качестве топлива. Наличие в топливном балансе металлургического комбината коксовального газа решительно влияет на общую энергетiku завода. Коксовальный и доменный газы являются основой топливного баланса комбината.

Таковы многообразные связи коксового производства с другими отраслями промышленности.

Полукоксование по своим масштабам занимает значительно более скромное место, чем коксование. Его связи с другими отраслями промышленности пока еще менее сложны и разнообразны. Тем не менее, если не сейчас, то в перспективе можно ожидать мощного развития этого производства и тесного срастания его с другими производствами и, особенно, с энергетикой.

Полукоксование, когда прямой его целью является производство смолы для переработки ее в жидкое топливо, в качестве «побочного» продукта имеет полукокс и газ. Этот газ при всем своем высоком качестве чаще всего потребляется в собственном производстве на обогрев печей полукоксования. Полукокс, выход которого составляет 65—70% от веса перерабатываемого топлива, нуждается в сбыте. Вопрос сбыта полукокса является важнейшим вопросом, так как от его удачного разрешения зависит рентабельность и вообще возможность развития полукоксового производства. В Англии полукокс широко применяется как бездымное домашнее топливо. В Германии — стране с крупной промышленностью полукоксования — основным потребителем полукокса были районные электростанции. Эта связь полукоксования с производством электроэнергии и будет, повидимому, наиболее естественной и перспективной.

Продукт полукоксования — смола — является ценным химическим сырьем. Из полукоксовой смолы получают светлое жидкое горючее, смазочные масла и другие важные химические продукты. Именно ради смолы и организуется очень часто полукоксовое производство. И в то же время огромное количество сырого топлива вместе с содержащимися в нем ценнейшими химическими продуктами сжигается, например, в топках паровых котлов электростанций и пр. Не целесообразно ли топливо перед его сжиганием подвергать термической обработке, используя летучие продукты топлива как химическое сырье, а нелетучий остаток — как топливо? Так возникает идея энерго-химического использования топлива.

Этот вопрос в различных странах получил различное разрешение. Однако, несомненно, что с точки зрения общих интересов народного хозяйства каждое топливо должно быть использовано комплексно.

Существуют подсчеты, показывающие, что летучие вещества, заключающиеся в мировых запасах твердых минеральных топлив (угля), представляют собой потенциальный ресурс жидкого горючего, превышающий современные разведанные мировые запасы нефти в 5—6 раз; газообразная часть этих летучих в 150 раз превышает запасы природного газа. Таковы возможности комплексного энерго-химического использования твердого топлива.

Указанный принцип комплексного использования топлива не является новостью. Он твердо усвоен в отношении нефти. Когда-то высказанное Д. И. Менделеевым указание о недопустимости непосредственного сжигания нефти в наши дни реализуется почти полностью. Перед второй мировой войной свыше 90% мировой добычи нефти поступало в переработку на светлое моторное топливо, смазочные масла и ряд других ценнейших химических продуктов. Даже остаток от переработки нефти — мазут — и тот теперь в огромном количестве используется для крекинг-процесса с целью получения бензинов и других продуктов.

Наступает время, когда мысль Д. И. Менделеева нужно распространить и на сжигание летучей части твердого топлива.

Мы видим, таким образом, как производства по переработке твердого топлива переплетаются с энергетикой.

Третий метод термической переработки твердого топлива — газификация, т. е. производство генераторных газов, связан непосредственно с потребителем газа. Газогенераторная станция, производит ли она отопительный газ или газ для целей химического синтеза, организуется всегда в системе завода-потребителя газа в виде самостоятельного цеха или в виде отдельного устройства при других цехах.

Лишь гидрирование является, по-существу, производством самодавляющим. Целевой продукт гидрирования — жидкое топливо — является в то же время и конечным продуктом производства.

Коксовальный и генераторный газы занимают важное место в современной промышленной теплоэнергетике. Преимущества газообразного топлива перед твердым и даже жидким топливом ведут к тому, что эти последние виды горючего в топливных балансах заводов уступают место газу. Применение для отопления промышленных печей как жидкого топлива, так и твердого топлива, особенно при слоевом его сжигании, все более и более сокращается. Для многих произ-

водств газообразное топливо является единственно возможным.

Для промышленности наряду с коксовальным и генераторным газами важное значение имеет третий вид газообразного топлива — колошниковый газ доменных печей. На металлургических комбинатах этот газ применяется в смеси с коксовальным. В связи с наличием на таких комбинатах коксовального и доменного цехов, с одной стороны, и огромным разнообразием потребителей топлив, — с другой, возникает сложный вопрос организации газотопливного и полного энергетического балансов комбината. При составлении такого рода балансов, и вообще при организации рационального энергетического хозяйства, недостаточно исходить только из энергетической стороны тех или иных производств — потребителей газа. Необходимо также учитывать все особенности энергетики и технологии доменного и коксового производств.

Таблица 1

Продукты термической переработки твердого топлива и их промышленно-энергетическое значение

№ п/п	Наименование производства	Продукты производства	Целевой продукт производства	Продукты, имеющие промышленно-энергетическое значение вне данного производства	Удельное значение этих продуктов в % от теплопроизводительности исходного топлива
1	Полукоксование	Смола Полукокс Газ	Смола или полукокс	Полукокс, реже—газ	75—85
2	Коксование	Кокс Газ Смола	Кокс, реже—газ	Газ, в значительно меньшей мере—коксовая мелочь	Газ 17—20, коксовые отбросы 3—5
3	Газификация	Газ Смола	Газ	Газ, реже—смола	50—80
4	Доменное производство	Чугун Газ	Чугун	Газ	48—52

Общее промышленно-энергетическое значение продуктов термической переработки твердого топлива отражено в табл. 1. В этой таблице значится и доменное производство. Назвать доменный процесс термической переработкой топлива, вообще говоря, нельзя. Целью этого процесса является переработка руды для получения чугуна. Тем не менее домену можно рассматривать и как газогенератор — как по характеру протекающего в ней процесса, так и по одному из конечных его продуктов — колошниковому, доменному газу.

Последний по своему составу представляет собой одну из разновидностей генераторного газа. Более того, в мировой практике известны случаи, когда домы использовались для получения именно газа, а не чугуна. Чугун при этом играл роль побочного продукта. Наконец, как увидим далее, применение кислородного дутья в домне превращает ее в генератор качественного горючего газа.

Предмет курса

В настоящем курсе излагаются основы производств, целевым или побочным продуктом которых являются горючие газы, получающиеся в количествах, достаточных для использования их в качестве газообразного топлива. К таковым производствам, бесспорно, относятся газификация, коксование и доменный процесс. Сухая перегонка древесины, гидрирование и некоторые другие производства также дают в качестве побочного продукта горючие газы. Однако, количество этих газов невелико и они не могут играть сколько-нибудь значительной роли в качестве топлива вне собственного производства.

Полукоксование углей занимает особое положение. Современные масштабы этого производства таковы, что газы полукоксования не могут служить топливом для других производств. Их количество незначительно. В перспективе же, в условиях энерго-химического комбинирования и в других специальных случаях, эти газы могут отдаваться на сторону как высококачественное топливо.

Далее, полукоксование дает полукокс, уже сейчас имеющий заметное значение для энергетики.

Наконец, полукоксование как термический процесс сопровождает газификацию и коксование. Поэтому предварительное ознакомление с процессом полукоксования полезно для понимания этих последних.

Указанные мотивы послужили поводом к включению в настоящий курс и полукоксования.

Характеристика твердого топлива как сырья для термической переработки

Из изложенного следует, что рассматривать твердое (как и всякое другое) топливо лишь как источник тепловой энергии нельзя. Топливо представляет собой не только аккумулятор солнечной энергии, трансформированной в свое время хлорофилловыми зернами растений в энергию химическую, оно является также сложным химическим комплексом, даю-

щим при термической переработке начало целому ряду ценнейших химических продуктов.

Понятно поэтому, что и оценка всякого топлива должна быть двойной. С одной стороны, такая оценка должна характеризовать топливо с точки зрения энергетической. Поскольку, однако, при решении вопросов, связанных с термической переработкой топлива, одной энергетической характеристики топлива недостаточно, оказывается необходимым введение дополнительных оценок топлива как промышленного сырья.

Общими характеристиками топлива, как источника тепловой энергии, являются, как известно, следующие: теплотворная способность топлива; элементарный состав и технический анализ топлива.

Кроме того, с точки зрения технологии сжигания топлива существенное значение имеют: тигельная проба топлива, характеристика плавкости золы, помольная характеристика, сытовой анализ сырого топлива и пр.

Все эти характеристики (кроме помольной) являются одинаково важными и для технологической оценки топлива как сырья для термической переработки.

Дополнительными, чисто химико-технологическими характеристиками топлива являются: швель-анализ топлива, пластометрические координаты топлива, барабанная проба кокса и др.

Швель-анализ топлива является наиболее универсальным методом оценки топлива как сырья для термической переработки вообще. Пластометрические координаты являются характеристикой топлива с точки зрения применения его для коксования. Барабанная проба кокса является методом определения прочности кокса на истирание — характеристики очень важной для оценки кокса как доменного топлива.

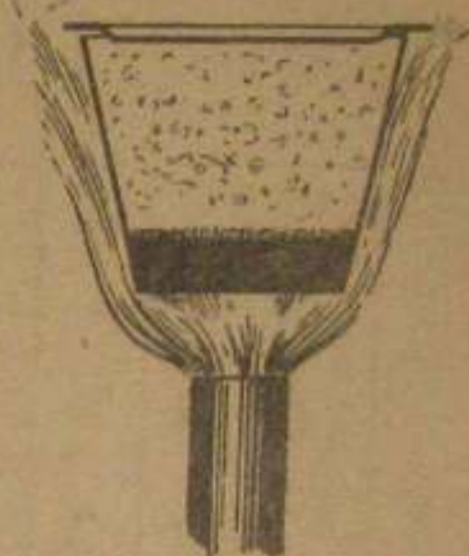
Значение перечисленных выше общих характеристик топлива как источника тепловой энергии известно из курса «Топливедение», где рассматривается также и методика определения этих характеристик. Поэтому здесь нет надобности освещать все эти вопросы за исключением одного из них — тигельной пробы, имеющей для термической переработки топлива специальное значение.

Тигельная проба ставит своей целью определение содержания в топливе летучих веществ и получение характеристики так называемого тигельного «королька» — коксового остатка.

В лаборатории тигельная проба производится нижеследующим способом.

Навеску мелкоизмельченного топлива помещают в платиновый тигель. Тигель закрывают крышкой и затем подвергают нагреванию на пламени газовой или спиртовой горелки (фиг. 1). Сначала под влиянием нагревания из на-

вески топлива выделится вода. Затем, по достижении более высокой температуры, топливо подвергнется пирогенетическому разложению (сухой перегонке). Часть вещества топлива в виде паров и газов улетучится из-под крышки тигля и сгорит в пламени горелки. При температуре 850° С все летучие из топлива выделяются и нагревание тигля прекращается. При этом в тигле остается нелетучий твердый остаток топлива — кокс, называемый «коксовым остатком» или «корольком».



Фиг. 1. Определение содержания в топливе летучих веществ.

Весовое количество летучих веществ (за вычетом влаги), выделяющихся при тигельной пробе, а также внешний вид коксового остатка (королька) являются важными характеристиками горючей части топлива, служащими основой для первичного суждения о топливе, как сырье для термической переработки.

Содержание в топливе летучих, поскольку оно характеризует горючую массу топлива, обычно относят к горючей его массе и обозначают символом V^z .

В случае необходимости пересчета содержания летучих с горючей массы V^z на рабочее топливо V^p пользуются формулой

$$V^p = V^z \frac{100 - (W^p + A^p)}{100} \%,$$

где W^p и A^p — соответственно содержание в рабочем топливе влаги и золы.

Содержание летучих в топливе зависит от происхождения и геологического возраста топлива.

Из данных, приведенных в табл. 2, отчетливо видна связь между содержанием в топливе летучих и кислорода: первое растет вместе в ростом второго.

Коксовый остаток в тигле у различных топлив имеет различный вид. У антрацитов, тощих каменных и бурых углей, а также у торфа и древесины коксовый остаток имеет вид порошка. Другие каменные угли дают королек спекшийся, сплавленный, слипшийся и т. д. Такой королек, имеющий вид более или менее вспученной или вовсе невспученной лепешки, обладает различной у различных углей механической прочностью.

Таким образом, тигельная проба является пробой топлива не только на содержание в нем летучих веществ, но и на спекаемость.

Таблица 2
Средние аналитические характеристики основных видов топлив СССР

	Рабочее топливо				Сухая масса		Горючая масса						Теплотворная способность рабочего топлива		Характер коксового остатка (королька)
	Вла-га	Зола	Сера	SP	Зола	Сера	Углерод	Водо-род	Азот	Кисло-род	Сера	Лету-чие	высшая	низшая	
Антрацит	5,0	10,2	1,7	11,0	1,8	93,5	1,7	1,0	1,8	2,0	2,0	2—7	6 820	6 710	Порошкообразный
Каменные угли:															
Тошый	5,0	18,0	0,8	19,0	0,8	90,0	4,1	2,0	3,2	0,7	0,7	7—10	6 590	6 390	То же
Газовый	5,5	14,0	3,1	15,0	3,3	81,0	5,4	1,5	8,3	3,8	3,8	35—44	6 575	6 305	
Длиннопламенный	13,0	12,0	3,6	13,5	4,0	76,0	5,5	1,6	12,2	4,7	4,7	38—46	5 740	5 440	Порошк или слп-шийся
Коксовый	3,5	16,0	2,5	17,0	2,7	87,0	4,8	1,5	3,6	3,1	3,1	18—26	5 880	5 600	
Бурые угли:															
Челябинский	18,0	19,0	1,1	23,4	1,2	72,0	5,1	1,7	19,5	1,8	1,8	33—44	4 325	4 050	Порошкообразный
Подмосковный	33,0	19,0	2,3	28,0	3,2	68,5	5,0	1,3	20,5	4,7	4,7	40—52	3 160	2 830	
Богословский	29,0	11,8	0,4	16,5	0,5	70,0	4,7	1,5	23,3	0,5	0,5	40—47	3 840	3 520	Порошкообразный
Торф	35,0	6,3	0,2	9,7	0,3	57,8	6,0	2,5	33,4	0,3	0,3	65—75	3 260	2 860	
Древесина (лиственная)	30,0	0,7	—	1,0	—	50,5	6,1	0,6	42,8	—	—	85	3 310	2 510	

Степень спекаемости угля имеет решающее значение для выбора метода термической переработки топлива. Как это будет видно из нижеизложенного, каждый метод термической переработки твердого топлива предъявляет к топливу свои требования в отношении его спекаемости.

При тигельной пробе зола топлива остается в коксовом остатке. Ясно, что чем больше летучих и влаги содержит определенное топливо, тем меньше величина коксового остатка и тем выше зольность коксового остатка.

Если через K^p обозначить величину коксового остатка в рабочем топливе в весовых процентах, то, очевидно,

$$W^p + V^p + K^p = 100\%$$

Если при этом зольность рабочего топлива составляет A^p , то зольность коксового остатка составит:

$$A_k = \frac{A^p \cdot 100}{100 - (W^p + V^p)} \%$$

Так, например, для торфа, состав которого приведен в табл. 2, имеем:

$$V^p = V^2 \cdot \frac{100 - (W^p + A^p)}{100} = 70 \cdot \frac{100 - (35 + 6,3)}{100} = 41,1\%$$

$$A_k = A^p \cdot \frac{100}{100 - (W^p + V^p)} = 6,3 \cdot \frac{100}{100 - (35 + 41,1)} = 26,3\%$$

Таким образом, зольность коксового остатка торфа в данном случае более чем в четыре раза превышает зольность сырого торфа.

Такой же расчет для антрацита с $W^p = 5\%$; $A^p = 10,2\%$ и $V^2 = 5\%$ определяет зольность коксового остатка равной $A_k = 11,2\%$, т. е. A_k очень мало отличается от зольности исходного антрацита.

Та часть углерода топлива, которая остается в коксовом остатке, называется нелетучим углеродом (C_k).

Из равенства

$$W^p + V^p + K^p = 100\%$$

имеем:

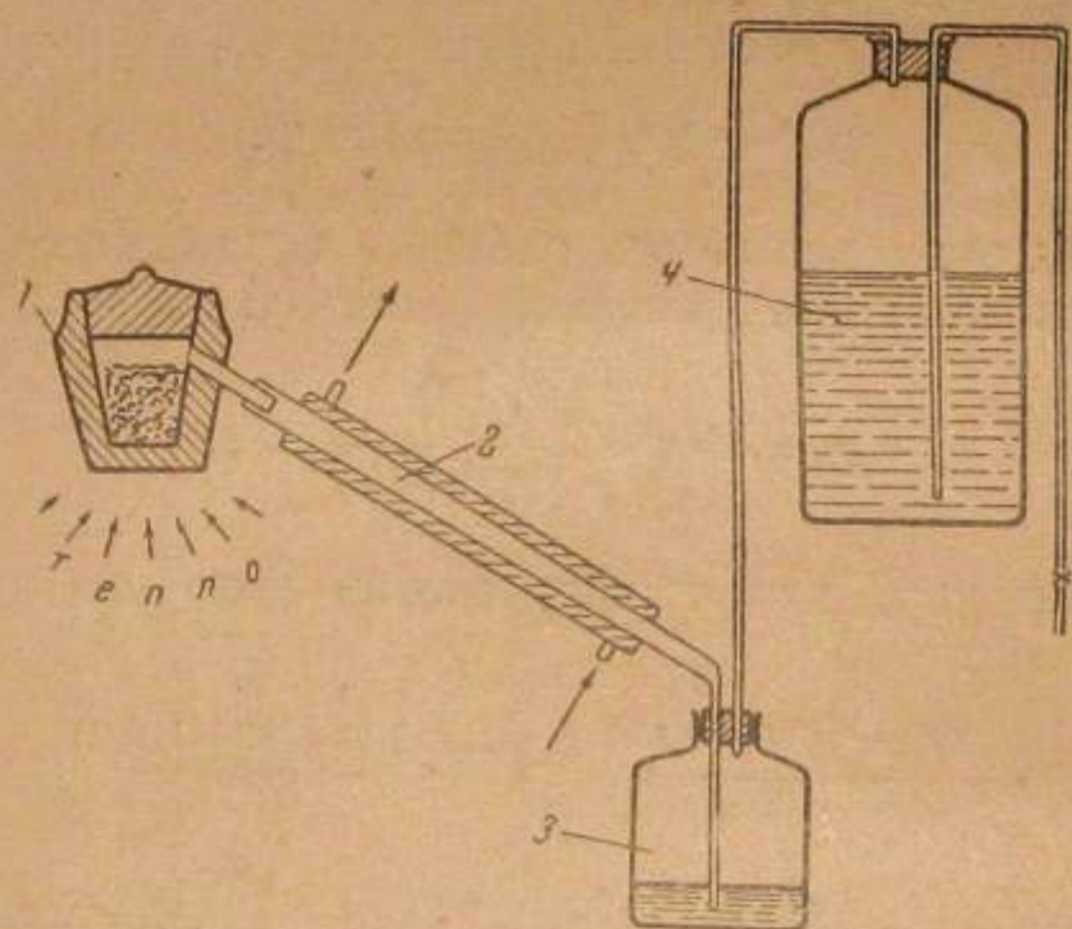
$$K^p = 100 - (V^p + W^p)$$

Содержание в рабочем топливе нелетучего углерода составит

$$C_k = K^p - A^p = 100 - (W^p + V^p + A^p)$$

Величины A_k и C_k имеют существенное значение при оценке некоторых важных параметров термической переработки топлива.

Тигельная проба топлива во многих случаях сразу решает вопрос о пригодности топлива для того или иного способа переработки топлива. Например, про топливо, дающее плотный сплавленный коксовый остаток в тигле, можно сказать, что оно непригодно для газификации, но может оказаться хорошим сырьем для получения кокса.



Фиг. 2. Схема лабораторной установки для швель-анализа топлива.
1—реторта; 2—холодильник; 3—приемник для конденсата; 4—газосборник.

По содержанию летучих в топливе можно приблизительно судить о вероятном качестве генераторного газа из него и о величине возможных выходов смолы и т. д.

Недостатком тигельной пробы является то, что она дает суммарный выход летучих из топлива, не позволяет судить о характере этих летучих. Указанный недостаток тигельной пробы устраняется при швель-анализе топлива. При швель-анализе определяются не только суммарный выход летучих, но и выход отдельных продуктов, входящих в состав летучих веществ, и их качество.

Схема лабораторной установки для швель-анализа представлена на фиг. 2.

Навеску испытуемого топлива (по ОСТ-20 г) помещают в алюминиевую реторту 1. Реторту плотно закрывают пробкой, присоединяют к системе конденсации и нагревают на газовой горелке или иным способом. Температура в реторте поддерживается на уровне 500—550° С.

Процесс, проводимый при такой температуре, называется швелеванием (полукоксованием). Отсюда и название метода — швель-анализ.

Получающиеся при термическом разложении топлива летучие вещества поступают в холодильник 2. Сконденсировавшиеся в холодильнике парообразные продукты стекают в смоллоприемник 3. Неконденсирующиеся газы, пройдя приемник 3, собираются в аспираторе 4.

Жидкие продукты в приемнике 3 расслаиваются на два слоя. Сверху располагается смола, снизу — подсмольная вода.

Подсмольная вода получается из влаги топлива и из водорода топлива. Последняя носит название пирогенетической влаги. Так как влажность испытуемого топлива определяется перед опытом, количество образующейся пирогенетической воды определяется вычитанием из всей воды подсмольной воды, содержащейся в топливе.

После взвешивания полученных при швель-анализе продуктов составляют материальный баланс процесса по схеме:

Получено: 1) смолы	$A^2 - a\%$
2) полукокса	$B^2 - b\%$
3) воды:	
внешней	$B^2 - b\%$
пирогенетической	$\Gamma^2 - \gamma\%$
4) газа	$D^2 - d\%$
	$K^2 - 100\%$

(K — навеска топлива).

Собранная в приемнике смола подвергается исследованию на фракционный состав, на содержание в ней кислых и основных соединений, фенолов и т. д.

Некоторые виды топлива дают при швель-анализе смолы с высоким содержанием легких фракций — керосиновых и бензиновых, другие — богаты фенолами.

Подсмольная вода содержит в себе ряд растворенных в ней органических соединений: фенолов, кислот, сернистых и азотистых соединений и т. д. Эти соединения при термической переработке топлива попадают в промывные сточные воды. Поэтому исследование подсмольной воды, получающейся при швель-анализе, помогает заранее предрешить вопрос о тех мероприятиях, которые нужно осуществить для очистки и обезвреживания этих сточных вод.

Собранный в аспираторе газ подвергается анализу на составляющие его компоненты. Следует подчеркнуть, что состав газов швелевания сильно колеблется в зависимости от природы топлива.

Твердый остаток лабораторного швелевания — полукокск — подвергается исследованию на прочность, спекание, содержание в нем летучих. В противоположность коксовому остатку

тигельной пробы, практически не содержащему летучих, твердый остаток швель-анализа — полукокс — содержит от 5 до 12—15% летучих.

Таким образом, швель-анализ является чрезвычайно важным лабораторным исследованием топлива для целей его использования в качестве сырья для термической переработки.

Швель-анализ часто называется также анализом топлива «по Фишеру» или «полукоксованием в алюминиевой реторте».

Других методов исследования топлива, упомянутых выше, здесь освещать не будем, так как эти методы имеют узко специфическое назначение.

Выходы продуктов при швель-анализе различных топлив СССР иллюстрируются данными табл. 7.

Газообразное топливо

Газообразное топливо является заменителем жидкого горючего. В этом его огромное народнохозяйственное значение. Кроме того, газификация дает возможность эффективного использования твердых низкосортных топлив. Такие топлива, как бурые угли, торф и пр., технологическое применение которых сильно ограничивается их низкой теплотворной способностью, легко превращаются в высококачественное газообразное топливо — генераторные газы.

Ряд преимуществ жидкого топлива перед твердым в равной мере свойственен и топливу газовому. Например, такие важные преимущества жидкого топлива, как легкость его сжигания и регулирования пламени, возможность сжигания с минимальным избытком воздуха, возможность использования для двигателей внутреннего сгорания, удобство передачи по трубопроводам, — все это присуще и газообразному топливу. Но газообразное топливо имеет преимущество и перед жидким. Это преимущество заключается в том, что газообразное топливо перед сжиганием может быть подогрето до высокой температуры. Последнее обстоятельство позволяет получить высокие температуры пламени, недостижимые при сжигании жидкого топлива. Наконец, газообразное топливо является наилучшим бытовым топливом. В этом случае с ним может конкурировать только электричество.

Различают газообразное топливо естественное и искусственное. К естественным видам принадлежит природный газ, выделяющийся из недр земли через нефтяные скважины вместе с нефтью. Существуют также чисто газовые месторождения, не связанные с наличием нефти. Примером такого месторождения является месторождение, расположенное близ Саратов, на базе которого организовано дальнейшее газоснабжение Москвы. Имеются и многие другие чисто газовые месторожде-

ния (в Приазовьи, близ Мелитополя, близ Львова, на Ухте, в Башкирии и во многих других точках СССР).

Искусственные горючие газы различаются по составу, методам получения и назначению. Не все горючие газы являются топливом. Такие, например, чистые газы, как водород, ацетилен, окись углерода, предназначены для сварки и резки металлов и для химических синтезов. Водород, кроме того, находит применение в воздухоплавании.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газовых компонентов. Количественное соотношение этих компонентов сильно меняется в зависимости от методов получения газообразного топлива и от применяемого для этого сырья. Сырьем является твердое топливо. Изменение в газовых смесях содержания различных компонентов и обуславливает собой все разнообразие видов искусственного газообразного топлива.

Перечень наиболее употребительных в настоящее время видов искусственного газообразного топлива приведен в табл. 3. Нетрудно видеть, что по теплотворной способности все виды газов разбиваются на три обособленные группы. Первую группу составляют газы с теплотворной способностью (Q_n) выше 3 600 ккал/м³. Характерным для этой группы газов является высокое содержание метана и низкое — азота. Это и обуславливает их высокую, по сравнению с другими видами газов, теплотворную способность. Особенности состава первой группы газов объясняются методами их получения. Все эти газы могут быть использованы как лучшее промышленное топливо. Кроме того, газы первой группы в силу малого содержания окиси углерода, достаточно высокой их теплопроизводительности отвечают стандарту на бытовой газ. Современное коммунальное газоснабжение в основном базируется на газах рассматриваемого типа.

Во вторую группу вошли газы с теплотворной способностью 2 200—2 800 ккал/м³. Эти газы, так же как и газы первой группы, содержат мало азота. Это указывает на то, что в образовании этих газов воздух не участвует. Как топливо, газы второй группы имеют меньшее значение. Применяются эти газы, главным образом, в качестве сырья химической промышленности, а также для резки и сварки металлов (водяной газ).

Обширную третью группу составляют газы низкой теплопроизводительности. Характерным для этих газов является высокое содержание в них азота, понижающего концентрацию в смеси горючих компонентов. Газы третьей группы являются основным технологическим топливом современных заводов. Некоторые из них применяются также и как топливо

Классификация искусственного газообразного топлива

Наименование газов	Примерный средний состав газов, объемных %							Теплотворная способность, ккал/м ³	
	CO ₂ +H ₂ S	O ₂	C _m H _n	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	высшая	низшая
Группа первая Газы высокой теплотворной способности:									
Газы полукоксования ¹	12—15	0,2—0,3	5,0—8,0	7—12	6—12	45—62	2—10	6 000—8 000	5 300—7 000
Коксовальный газ	2—3	0,7—1,2	1,6—2,3	4—8	53—60	19—25	7—13	4 200—4 500	3 700—4 000
Газ, получаемый при газификации под высоким давлением	2—4	0,2—0,3	0,5—0,7	14—22	54—58	16—20	2—6	4 050—4 250	3 600—3 800
Группа вторая Газы средней теплотворной способности:									
Двойной водяной газ	10—20	0,1—0,2	0,5—1,0	22—32	42—50	6—9	2—5	3 050—3 200	2 700—2 800
Водяной газ	5—7	0,1—0,2	—	35—40	47—52	0,3—0,6	2—6	2 650—2 750	2 400—2 500
Парокислородный газ: а) из кускового топлива	16—25	0,1—0,2	0,2—0,8	27—41	34—40	2,5—5,0	3—5	2 500—2 650	2 300—2 450
б) из мелкозернистого топлива	23—26	0,2—0,3	—	28—33	40—43	2,0—3,0	1—2	2 400—2 480	2 200—2 250
Группа третья Газы низкой теплотворной способности:									
Смешанный генераторный газ: а) из битуминозных топлив	5—9	0,1—0,3	0,2—0,4	25—30	12—15	1,5—3,0	46—54	1 470—1 670	1 390—1 550
б) из тощих топлив	5—7	0,1—0,3	—	24—30	12—14	0,5—0,7	52—55	1 230—1 280	1 150—1 210
Воздушный газ	0,5—1,5	—	—	32—33	0,5—0,9	—	64—66	1 000—1 050	990—1 030
Колошниковый газ: а) древесно-угольный	8—16	—	—	23—30	7—10	1—2,6	48—53	1 125—1 320	1 070—1 265
б) кокс вей	7—14	—	—	26—31	1,5—3,5	0,1—0,8	56—60	915—1 110	900—1 090
Газ подземной газификации ¹ Из каменных углей.	16—22	—	—	5—10	17—25	0,8—1,1	47—53	850—1 100	740—980

энергетическое (например, колошниковые газы, газы подземной газификации).

В настоящее время в СССР приступлено к широкому развитию добычи природных газов. Из эксплуатируемых газовых месторождений можно указать на Дешавское, расположенное в районе Львова, Саратовское и Бугурусланское. На базе этих месторождений организовано дальнейшее газоснабжение городов Львова, Станислава, Куйбышева, Москвы и др. Природный газ потребляется, главным образом, в быту.

Таблица 4

Состав и теплотворная способность природных газов СССР

Район добычи газа	Состав газа, объемных %						Теплотворная способность газа, ккал/м ³		
	CO ₂	H ₂ S	O ₂	H ₂	CH ₄	C _m H _n	N ₂	высшая	низшая
Саратовский	—	—	0,2	1,8	94,3	2,7	1,0	9 000	8 550
Куйбышевский	0,2	1,6	—	—	74,6	10,5	13,1	8 800	7 940
Дешавский (Зап. Украина)	0,1	—	—	—	98,0	0,7	1,2	9 320	8 450

Состав и теплотворная способность природного газа приведены в табл. 4, из которой видно, что природные газы характеризуются высоким содержанием метана и вследствие этого высокой теплотворной способностью.

Как видно из табл. 3 и 4, различные виды газообразного топлива представляют собой смеси следующих индивидуальных газов: углекислоты (CO₂), кислорода (O₂), азота (N₂), окиси углерода (CO), водорода (H₂), метана (CH₄), непредельных углеводородов (C_mH_n).

В газах содержится также некоторое количество сероводорода (H₂S). Обычно в ходе газового анализа в производственных условиях сероводород определяется совместно с углекислотой.

Углекислота, кислород и азот являются негорючими и составляют балласт газообразного топлива.

Состав газообразного топлива выражается в объемных процентах. Если процентное содержание отдельных компонентов в газовом топливе обозначить соответственно через CO₂; H₂S; O₂; C_mH_n; CO; H₂; CH₄; N₂, то, очевидно,

$$CO_2 + H_2S + C_m H_n + O_2 + CO + H_2 + CH_4 + N_2 = 100. \quad (1)$$

Газообразное топливо всегда содержит в себе водяные пары. Количество их, как увидим далее, зависит от характера топлива, методов получения газа и способов его охлаждения и очистки. Содержание влаги в газе определяется обычно в отдельном опыте, а не попутно с другими компонен-

тами, и выражается в весовых единицах на 1 нм^3 сухого газа. Если влагосодержание газа составляет z $\text{кг}/\text{нм}^3$, то содержание отдельных компонентов во влажном (рабочем) газе определится из выражения:

$$\text{CO}_2^p (\text{H}_2\text{S}^p, \text{CO}^p \text{ и т. д.}) = \text{CO}_2 (\text{H}_2\text{S}, \text{CO} \text{ и т. д.}) \cdot \frac{0,804}{0,804 + z} \quad (2)$$

Здесь 0,804 — вес 1 нм^3 водяного пара в кг.

Теплотворная способность газообразного топлива относится к единице объема при 0°C и 760 мм рт. ст. и определяется как сумма теплопроизводительностей горючих компонентов газа:

$$Q_g^c = 152,4 C_m H_n + 60,0 \text{H}_2\text{S} + 30,34 \text{CO} + 30,48 \text{H}_2 + 95,05 \text{CH}_4 \text{ ккал}/\text{нм}^3, \quad (3)$$

$$Q_n^c = 143,0 C_m H_n + 55,2 \text{H}_2\text{S} + 30,34 \text{CO} + 25,8 \text{H}_2 + 85,62 \text{CH}_4 \text{ ккал}/\text{нм}^3. \quad (4)$$

Здесь Q_g^c и Q_n^c — высшая и низшая теплотворная способность сухого газообразного топлива; $C_m H_n$; H_2S , CO и т. д. — процентное содержание соответствующих горючих компонентов; числовые коэффициенты в формулах (3) и (4) — теплопроизводительности отдельных газов, уменьшенные в 100 раз.

Теплопроизводительность непредельных углеводородов ($C_m H_n$) принимается условно по этилену, являющемуся основной частью этой группы газов. Ввиду незначительного содержания непредельных углеводородов в газообразном топливе такое допущение практически не отражается на величине его теплотворной способности. В коксовальном газе группа непредельных углеводородов включает в себе кроме этилена также примерно 20% бутилена и 5—10% бензола. Поэтому теплотворную способность группы $C_m H_n$ в коксовальном газе принимают более высокой, а именно 17 000 $\text{ккал}/\text{нм}^3$.

Теплопроизводительность и некоторые другие константы компонентов газообразного топлива приведены в табл. 5.

Теплотворная способность влажного (рабочего) газа может быть получена пересчетом из теплотворной способности сухого по формуле:

$$Q_g^p (Q_n^p) = Q_g^c (Q_n^c) \cdot \frac{0,804}{0,804 + z} \text{ ккал}/\text{нм}^3. \quad (5)$$

Все виды газообразного топлива, кроме указанных выше компонентов, содержат также некоторые примеси. Наиболее характерными из них являются пыль и смола. Газы коксовых печей содержат, кроме того, заметное количество бензола,

нафталина и аммиака. Количество примесей в газе выражается в весовых единицах на 1 нм^3 сухого газа.

Таблица 5

Вес и теплопроизводительность компонентов газообразного топлива¹

	Химическая формула	Молекулярный вес	Вес 1 нм^3 при 0°C и 760 мм рт. ст.	Теплотворная способность			
				ккал/ нм^3		ккал/кг моль	
				высшая	низшая	высшая	низшая
Водород	H_2	2,016	0,0899	3 048	2 580	68 330	57 805
Окись углерода	CO	28,00	1,250	3 045	—	68 220	—
Метан	CH_4	16,032	0,717	9 505	8 562	213 000	191 902
Этан	C_2H_6	30,05	1,341	16 923	15 510	379 250	347 603
Этилен	C_2H_4	28,03	1,261	15 239	14 297	341 500	320 402
Сероводород	H_2S	34,09	1,539	5 995	5 524	134 290	123 741
Кислород	O_2	32,00	1,429	—	—	—	—
Азот	N_2	28,02	1,251	—	—	—	—
Воздух	—	28,95	1,293	—	—	—	—
Сернистый газ	SO_2	64,07	2,927	—	—	—	—
Углекислота	CO_2	44,00	1,977	—	—	—	—
Водяной пар	H_2O	18,016	0,804	—	—	—	—

¹Партигтон и Раковский, Курс химической термодинамики, 1932; Шварц, Теплота металлургических реакций, „Arch. für das Eisenhüttenwes.“, вып. 6, 1932.

Вес 1 нм^3 газообразного топлива при 0°C и 760 мм рт. ст. подсчитывается по формуле:

$$\gamma_{\text{газа}} = 0,01(1,977 \text{CO}_2 + 1,539 \text{H}_2\text{S} + 1,261 C_m H_n + 1,429 \text{O}_2 + 1,250 \text{CO} + 0,09 \text{H}_2 + 0,717 \text{CH}_4 + 1,251 \text{N}_2) \text{ кг}/\text{нм}^3, \quad (6)$$

где $\gamma_{\text{газа}}$ — вес 1 нм^3 газообразного топлива при 0°C и 760 мм рт. ст., $\text{кг}/\text{нм}^3$; числовые коэффициенты — веса 1 нм^3 соответствующих газовых компонентов, $\text{кг}/\text{нм}^3$; CO_2 , H_2S , $C_m H_n$ и т. д. — содержание компонентов в объемных процентах.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЦЕССЕ СУХОЙ ПЕРЕГОНКИ
ТОПЛИВА

1. Полукоксование и коксование

Твердое топливо при нагревании его до высокой температуры в закрытом пространстве без доступа воздуха претерпевает сложные внутренние изменения. Оно разлагается с образованием новых твердых, жидких и газообразных веществ. Этот сложный химический процесс термического разложения твердого топлива обозначается термином «сухая перегонка».

Процесс сухой перегонки с улавливанием всех продуктов разложения топлива в лабораторных условиях может быть осуществлен по схеме, изображенной на фиг. 2.

Количество и качество продуктов сухой перегонки зависят от характера топлива, а для одного и того же топлива — от температуры, при которой ведется процесс сухой перегонки; от того, как быстро производится нагрев топлива, и многих других причин, о которых будет сказано ниже.

В зависимости от температуры процесс сухой перегонки протекает следующим образом.

Гигроскопическая влага выделяется из топлива при температуре 100—150°С, а иногда и выше.

При 150—200°С выделяется углекислота, главным образом, адсорбированная топливом.

При 200—250°С начинается уже заметное разложение вещества топлива. Усиливается выделение углекислоты, в продуктах перегонки торфа и древесины появляется уксусная кислота; образуются, главным образом, кислородные соединения, в том числе и пирогенная вода.

Около 300°С появляются смоляные продукты.

Между 350—400°С происходит интенсивное разложение топлива. Резко повышается количество выделяющихся газов, которые в этот период уже становятся горючими, так как содержат, кроме углекислоты, значительное количество непредельных углеводородов, метана и водорода. В этом же температурном интервале наблюдается сильное смолообразование.

При 400—450°С имеет место максимум для выделения смолы. Затем выход смолы уменьшается и к моменту, когда температура достигнет 500—550°С, выделение ее прекращается.

Дальнейшее повышение температуры сухой перегонки сопровождается выделением лишь газовой фазы. Между 550° и 1000—1100°С выделяется газа в 4—5 раза больше, чем в диапазоне температур с 200 до 550°С. Газы эти содержат метан, водород и азот. При 1000—1100°С выделение газа прекращается и твердый остаток в реторте оказывается практически лишенным летучих.

Процесс сухой перегонки твердого топлива, осуществляемый при температуре 500—550°С, носит в технике наименование полукоксования. Иногда его называют также швелеванием и реже — низкотемпературным коксованием. Продукты полукоксования — смола и газ — носят наименование первичных. Первичными эти продукты называются потому, что, образовавшись при разложении топлива, на своем пути из реторты они не претерпевают дальнейших, вторичных, изменений. Это очень важное обстоятельство, так как именно первичная смола представляет собой наибольшую ценность для получения жидкого топлива и других химических продуктов: она является в значительной мере аналогом сырой нефти.

Твердый остаток полукоксования называется полукоксом.

В технике известен также процесс сухой перегонки угля, проводимый при температуре 900—1000°С. Этот процесс имеет своей целью получение прочного, лишенного летучих кокса и называется коксованием. Получающиеся при этом газ и смола именуется коксовальными.

Следствием высоких температур, применяемых при коксовании, является существенное изменение продуктов этого процесса. Смола и газы, выделяющиеся при разложении топлива, двигаясь по топливной загрузке и соприкасаясь с раскаленными стенками реторты (или печной камеры) или с раскаленной поверхностью уже образовавшегося кокса, перегреваются. При этом они претерпевают вторичные изменения. Первичная легкая смола разлагается (крекируется) с образованием постоянных газов, тяжелой смолы и смоляного кокса. Крекируются частично и первичные газы.

В результате этих вторичных явлений выход смолы при коксовании ниже, чем при полукоксовании. Качество смолы также изменяется, давая при разгонке меньше ценных легких погонов. Одновременно увеличиваются выходы газа и бензола. Теплотворная способность коксовального газа снижается вследствие, с одной стороны, частичного крекинга углеводородных его частей, а с другой, — по причине разбав-

ления газов полукоксования водородом, выделяющимся при температуре 550—1 000 °С.

Сравнительная характеристика продуктов полукоксования и коксования приведена в табл. 6.

Таблица 6

Сравнительная характеристика продуктов полукоксования и коксования

	Размерность	Полукоксование	Коксование
Температура процесса . . .	°С	500—550	900—1 100
Твердый остаток			
Выход от исходного угля . .	%	65—70	70—75
Содержание летучих	%	8—12	0,5—1,0
Механическая прочность . .	—	Рыхлый или недостаточно прочный	Прочный
Смола			
Выход от исходного угля . .	%	8—12	2,5—4,0
Удельный вес	кг/л	0,9—1,0	1,1—1,2
Выход фракций:			
0—170°	%	8—12	2—3
170—230°	%	12—15	10—12
230—270°	%	15—25	8—15
270—300°	%	5—8	15—20
Пек	%	50—60	40—50
Неконденсирующиеся погонь (бензин — бензол):			
Выход от исходного угля . .	%	0,3—0,5	1,0—1,2
Удельный вес	кг/л	0,75	0,98

2. Зональность и тепловой эффект процесса

Топливо, загруженное в реторту и нагреваемое извне, прогревается неравномерно. Вследствие плохой его теплопроводности проникновение тепла от стенок реторты к середине топливной загрузки идет медленно. Поэтому вначале обогрета разница между температурой слоя топлива, расположенного у стенок реторты, и температурой частиц топлива внутри загрузки достигает значительной величины. В толще топливной загрузки устанавливаются, таким образом, различные температурные зоны. В соответствии с этим и процесс сухой перегонки протекает зонально.

Схема расположения отдельных зон при коксовании показана на фиг. 3. У стенок реторты (или печной камеры), где температура поддерживается на уровне 1 000 °С, уголь быстро прогревается, превращаясь в кокс. Здесь расположена зона кокса. Далее, в глубь топливной загрузки, непосредственно за зоной коксования, пока температура топлива еще

не достигла температуры коксования, устанавливается зона полукоксования.

За зоной полукоксования располагается так называемая зона пластического слоя. Природа и происхождение этой зоны таковы.

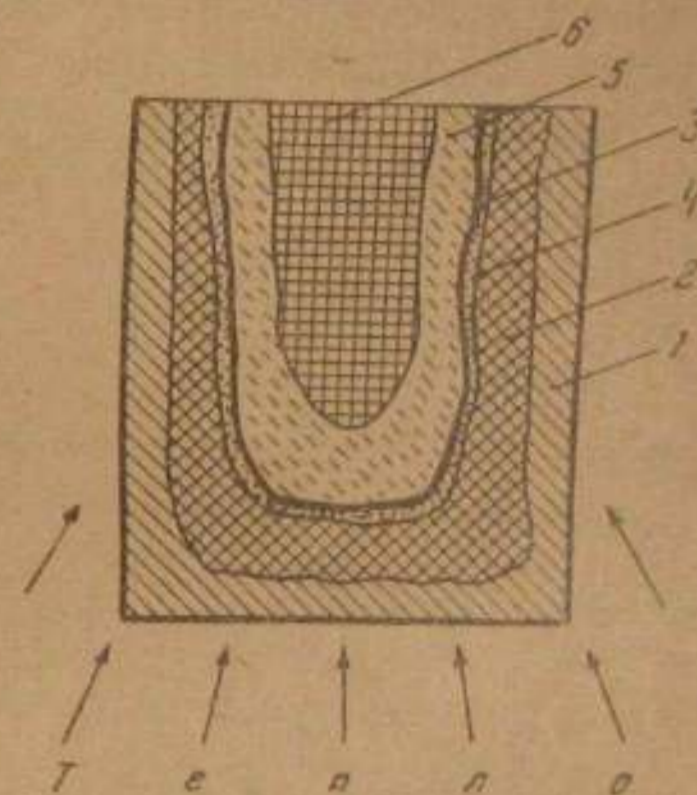
Многие угли, и именно угли, содержащие смолообразующие вещества — битумы, при нагревании до температур полукоксования проходят через особое пластическое состояние. При температуре начала интенсивного разложения вещества топлива (350—400 °С) битумы расплавляются и переходят в полужидкую форму. Твердые частицы топлива частично обволакиваются этой полужидкой массой, частично в ней растворяются и образуют, таким образом, особый пластический слой. При дальнейшем повышении температуры и связанной с этим дальнейшей потерей летучих пластический слой постепенно затвердевает, переходя в полукокс.

Далее, в глубь загрузки, располагаются зона подсушки и зона сырого топлива.

Указанная зональность может иметь место, очевидно, до тех пор, пока вся топливная загрузка не достигнет конечной температуры коксования (или полукоксования). По мере прогревания загрузки будут последовательно исчезать зона сырого топлива, зона сухого топлива, пластический слой.

Количество битумов, содержащихся в различных видах топлива, различно. Неодинаковы и качество и свойства битумов. В соответствии с этим для различных топлив различен и пластический слой и обусловленный им характер полукокса или кокса. Твердые продукты сухой перегонки могут быть спекшимися или неспекшимися, плотными или вспученными, сплавленными или порошкообразными.

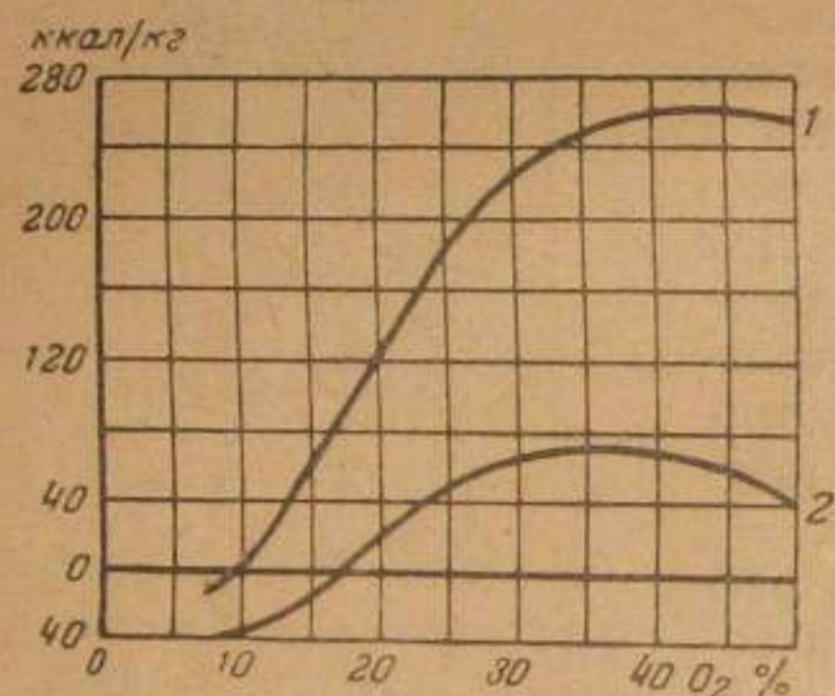
Указанная схема зональности при процессе сухой перегонки является условной. В действительности в реторте нет температурных скачков и изменение температуры от стенок к середине идет по плавной кривой. Поэтому и описанный переход топлива из одного состояния в другое в натуре происходит постепенно, через ряд промежуточных изменений.



Фиг. 3. Зональность в слое при сухой перегонке топлива.
1—кокс; 2—полукокс; 3—пластический слой; 4—жидкий битум; 5—подсушенное топливо; 6—сырое топливо.

Явление зональности, отмеченное для массы загруженного в реторту (или камеру) топлива, одинаково свойственно и отдельному куску топлива. Кусок топлива, нагреваемый снаружи, может оказаться хорошо ококсованным в наружных своих слоях и совершенно сырым в середине. Очевидно, что чем меньше размеры куска, тем быстрее и равномернее он прогревается, тем менее четко разграничиваются в нем отдельные зоны. Как увидим далее, величина кусков топлива имеет существенное значение для качества и количества продуктов, получаемых при сухой перегонке топлива.

Разложение органического вещества топлива при сухой перегонке есть совокупность химических реакций. Как и



Фиг. 4. Тепловой эффект процесса сухой перегонки.

1—тепло с учетом теплоты парообразования;
2—тепло без учета теплоты парообразования.

всякие химические процессы, реакции разложения топлива могут сопровождаться тем или иным тепловым эффектом. По данным ряда исследователей, изучавших тепловой эффект разложения целлюлозы, древесины и торфа, при температуре около 300° С процесс идет экзотермически, т. е. с выделением тепла. Указанные виды веществ, будучи нагреты до 300° С, разлагаются с бурным отделением газов без внешнего нагревания. Прекращение тепловыделения совпадает с окончанием или с резким сокращением выделения углекислоты. Для окончания процесса перегонки после этого требуется опять, как и в начале, внешний подвод топлива.

Тепловой эффект сухого разложения топлива зависит от содержания в последнем кислорода. Чем больше в топливе кислорода, тем, до известных пределов, выше тепловой эффект его разложения. При содержании кислорода в топливе около 17% реакции разложения топлива протекают термонейтрально, т. е. без поглощения и без выделения тепла, с нулевым тепловым эффектом. Кривые тепловыделения при процессе сухой перегонки показаны на фиг. 4. Верхняя кривая показывает полное тепловыделение на 1 кг горючей массы топлива, т. е. с учетом теплоты парообразования жидких продуктов перегонки; нижняя кривая — при условии отвода жидких продуктов в парообразном состоянии.

ГЛАВА ВТОРАЯ ПОЛУКОКСОВАНИЕ

3. История развития полукоксования

Полукоксование (сухая перегонка) дерева как промысел известно человечеству очень давно. Смолокурение, углежжение, а также дегтярный промысел издавна были распространены среди населения как нашей страны, так и за рубежом.

Полукоксование минеральных топлив возникло значительно позднее. В начале XIX в. получило значительное распространение полукоксование сланцев и смолистых углей для получения осветительного (гарного) масла, заменявшего дорогие восковые и сальные свечи.

Нефтяная промышленность, начавшаяся развиваться в начале 60-х годов прошлого века, нанесла первый удар полукоксованию. Осветительное масло из полукоксовой смолы было не в состоянии конкурировать с керосином и другими продуктами, получаемыми из нефти.

Возрождение полукоксования началось в начале 90-х годов. На этот раз полукоксование было вызвано к жизни иными потребностями, а именно — появившимся спросом на бездымное домашнее топливо. Основным источником дыма являются, как известно, летучие, содержащиеся в топливе. Полукок — топливо, лишенное летучих, и потому — не дающее при сжигании дыма. Как промышленное топливо, полукок в те времена не использовался из-за своей, сравнительно с углем, высокой стоимости.

Однако, уже в начале нашего века полукоксовая промышленность снова приходит в упадок. В европейских странах широко развивается коммунальное газоснабжение. Полукок в домашнем быту вытесняется газом.

Новое возрождение полукоксовой промышленности отмечается в период первой мировой войны (1914—1919 гг.), когда в некоторых воюющих странах ощутился недостаток жидкого топлива.

В рассматриваемый период целью полукоксования снова становится смола, но уже как источник моторного топлива и смазочных масел.

Однако, сейчас же после окончания первой мировой войны интерес к полукоксованию стал снова пропадать. Впрочем эта депрессия продолжалась недолго. Уже в начале 20-х годов кривая развития полукоксования начала снова подниматься. Проблема искусственного жидкого топлива, поставленная в это время в широком плане, потребовала изыскания новых методов производства этого топлива. Появляются гидрирование и крекинг тяжелых нефтей и смол. Эти два

новых метода производства искусственного моторного топлива, получившие столь широкое распространение в настоящее время, не помешали развитию полукоксования. Наоборот, гидрирование, одним из видов сырья для которого являются тяжелые погоны смолы полукоксования, стимулировало рост полукоксовой промышленности и усовершенствование техники производства.

Широкое развитие промышленности полукоксования поставило во всей остроте вопрос об использовании полукокса.

Современная крупная промышленность полукоксования, являющаяся источником жидкого топлива и сырья для производства этого топлива, организуется таким образом, чтобы был обеспечен сбыт всех продуктов производства и чтобы до минимума сократить неликвидные отходы. Для этого, очевидно, нужно, с одной стороны, повысить качество полукокса, а, с другой, — найти потребителя и для полукокса, недостаточно высокого качества.

В настоящее время используются оба указанных пути. Применение для полукоксования угольных брикетов или брикетирование мелкозернистого полукокса позволяет получить крупнокусковой полукокс, являющийся хорошим топливом для очень широкого круга бытовых и промышленных потребителей. С другой стороны, организация полукоксования при электростанциях позволяет сбыть последним и мелкозернистый, менее качественный полукокс.

Но если полукоксовая смола является ценнейшим химическим продуктом, ради получения которого организуются крупные предприятия, и если при этом полукокс не утрачивает высоких качеств топлива, то не целесообразнее ли всякое предназначенное к сжиганию содержащее смолу топливо перед его сжиганием подвергнуть полукоксованию? Так возникает вопрос о комбинировании полукоксового производства с потребителями топлива.

Таким образом, в настоящее время для промышленности полукоксования характерными являются следующие черты:

а) полукоксование приобретает характер крупного производства;

б) целью полукоксования являются либо смола, либо полукокс, либо оба этих продукта одновременно;

в) полукоксование выступает как основной элемент в схемах комплексного энергохимического использования топлива.

4. Печи для полукоксования

Аппараты для полукоксования, именуемые обычно печами, должны удовлетворять следующим требованиям:

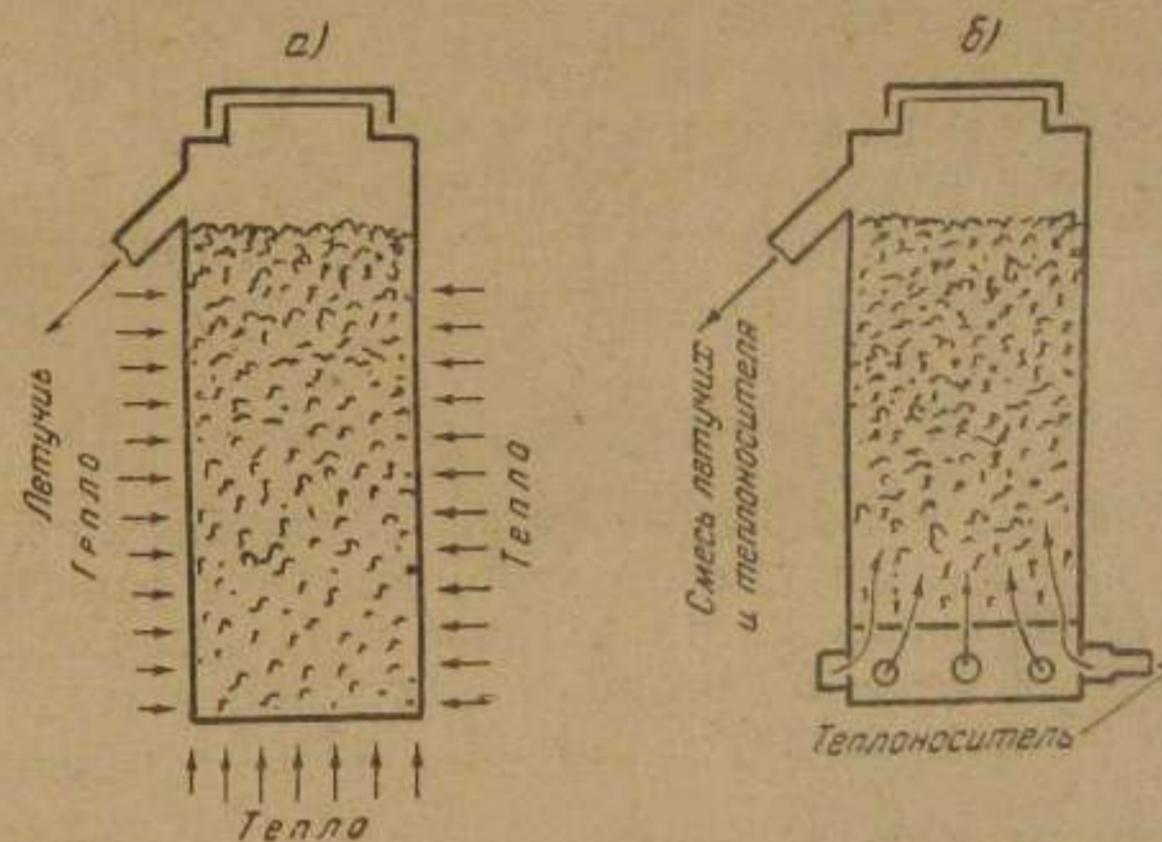
1) Они должны обеспечить максимальный выход первичной смолы высокого качества.

2) Полукокс должен быть обожжен равномерно; он не должен содержать недопала.

3) В печах должно быть обеспечено равномерное нагревание всей массы угля.

Выполнение третьего требования обусловливает собой получение высококачественных продуктов полукоксования — смолы и полукокса.

4) Расход тепла на полукоксование должен быть минимальным.



Фиг. 5. Схема подвода тепла к топливу в печах для полукоксования. а — внешний обогрев через стенку; б — внутренний обогрев теплоносителем.

5) Печи должны обеспечить высокую производительность процесса.

6) Печи должны быть несложны в эксплуатации.

Три последних требования диктуются экономичностью производства.

За время существования полукоксовой промышленности запатентованы сотни различных конструкций печей для полукоксования, в той или иной мере отвечающих указанным требованиям. Многие из них никогда не были осуществлены, другие — получили практическое опробование. Здесь нет необходимости останавливаться на всех ныне принятых конструкциях. Достаточно рассмотреть наиболее типичные из них.

Несмотря на все многообразие печей для полукоксования, их можно разбить на несколько принципиально однородных групп. Так, если в основе классификации печей положить главнейший фактор процесса — способ обогрева печей, — то все печи можно будет разбить на две большие группы: печи с внешним обогревом и печи с внутренним обогревом.

Принципиальная разница этих двух методов обогрева заключается в том, что в первом случае тепло к перерабатываемому топливу подводится через нагреваемую стенку печи, во втором — тепло подводится теплоносителем непосредственно к поверхности кусочков обогреваемого топлива (фиг. 5).

В первом случае тепло от стенки к топливу передается, главным образом, путем теплопроводности; во втором случае главную роль в теплопередаче играет конвективный теплообмен.

По характеру загрузки топлива и удалению полукокса печи можно разбить также на две группы: печи с периодической выдачей полукокса и печи с непрерывной выдачей полукокса.

Конструктивно отличаются друг от друга печи для неспекающегося и спекающегося топлива.

А. Печи с внешним обогревом

а) Ретортные неподвижные печи. Простейшими и старейшими печами с внешним обогревом являются ретортные неподвижные вертикальные печи. Такие печи представляют собой группу в 4—6—8 вертикальных реторт (труб), заделанных в общую кладку и имеющих общую отопительную систему.

Недостатком неподвижных ретортных печей является их малая производительность. Кроме того, они требуют относительно большой траты металла. В настоящее время такие печи очень мало распространены.

Плюсом ретортных печей, как и всех прочих печей с внешним обогревом, является то, что они дают повышенные выходы ценных бензинов. Объясняется это частичным крекингом смолы, неизбежным при внешнем обогреве печей.

б) Печи с тонким слоем. Чтобы улучшить условия теплопередачи и обеспечить равномерный нагрев топлива, в некоторых конструкциях печей предусматривается работа на тонком слое топлива.

Одной из таких конструкций является печь, изображенная на фиг. 6.

Эта печь состоит из цилиндра 1 с волнистой поверхностью, выполненного из жароупорного чугуна. Цилиндр укреплен на роликах и может вращаться со скоростью одного оборота в 2—3 мин. Вращение осуществляется двигателем.

Вращающийся цилиндр находится внутри другого неподвижного, также чугунного или стального, цилиндра 2. По внутренней поверхности цилиндра 2 расположены направляющие кольца 3, образующие с поверхностью волнистого цилиндра узкую кольцевую щель 4 для прохода топлива.

Цилиндр 2 окружен кожухом 5 из шамотного кирпича.

Внутри печи по ее оси располагается камера сгорания 6 цилиндрической формы, переходящей в конус. Она выполняется из шамота.

Снизу в эту камеру подведена газовая горелка.

Мелкий уголь (класс 0,5—12 мм) влажностью 15—20% из загрузочной коробки поступает на коническую поверхность 7, откуда равномерно спускается в щель шириной 30—40 мм между металлическими цилиндрами. Вращение волнистого цилиндра благоприятствует хорошему сходу и перемешиванию угля.

Топочные газы поднимаются по шамотному цилиндру, переливаются через его верхний край и направляются вниз, омывая изнутри поверхность волнистого цилиндра. Внизу дымовые газы поворачиваются обратно, вступают в кольцевой канал между неподвижным цилиндром и шамотной стенкой и отсюда выводятся в дымовую трубу.

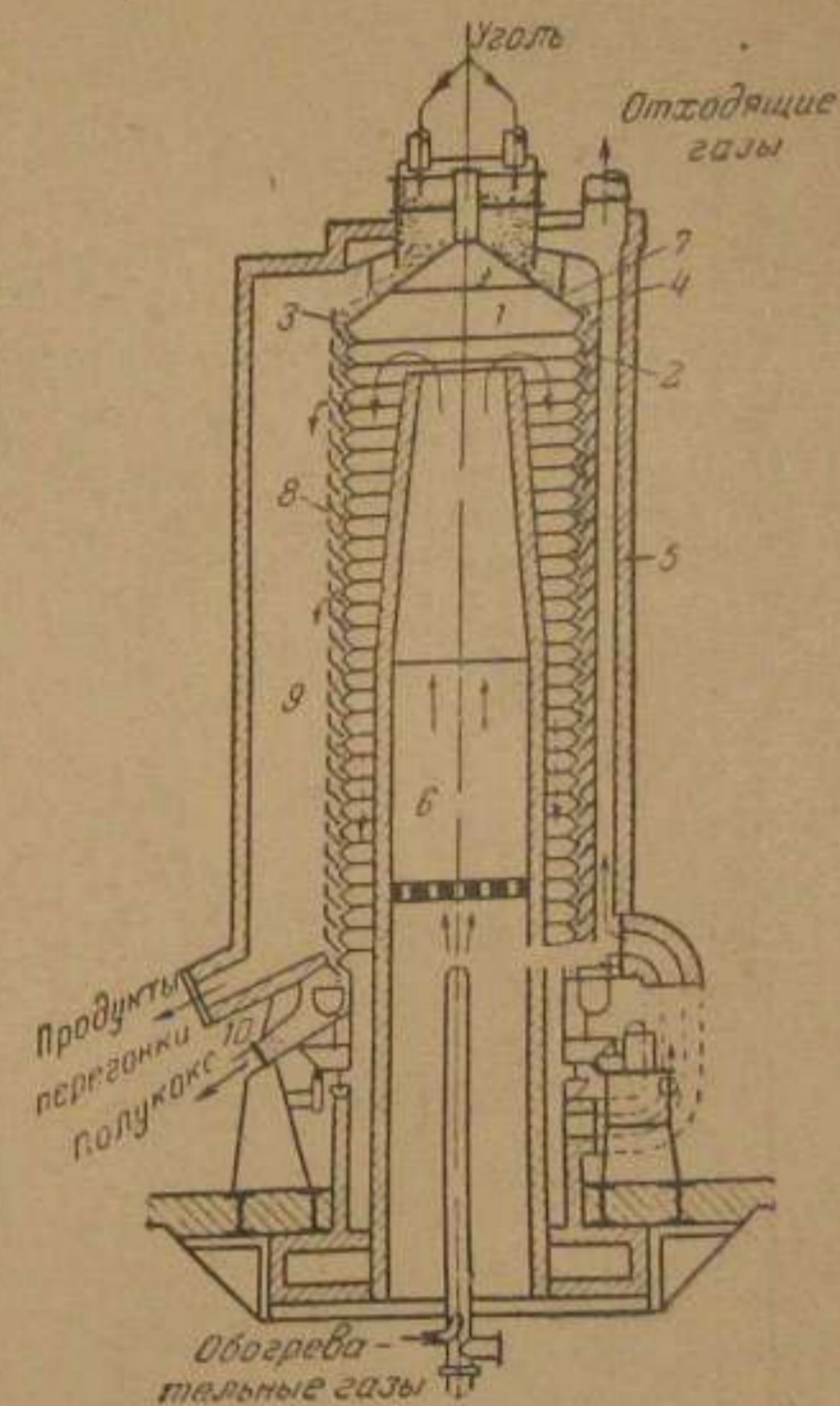
Паро- и газообразные продукты швелевания через отверстия 8 неподвижного металлического цилиндра и камеру 9 отсасываются из печи

и направляются в систему охлаждения и конденсации. Для отопления печи употребляется собственный швельгаз, прошедший очистку, или генераторный газ от специального газогенератора.

Полукоксы удаляются через окно 10.

Загрузка и выгрузка полукокса осуществляется непрерывно.

На этих печах удается получить достаточно высокую производительность; при диаметре 2,2 м и высоте 10 м пропускная способность печей этого типа составляет от 80 до 120 т/сутки в зависимости от вида перерабатываемого топлива.



Фиг. 6. Печь для полукоксования топлива в тонком слое.

Б. Печи с внутренним обогревом

Основной принцип устройства печей с внутренним обогревом заключается в том, что необходимое для полукоксования тепло подводится к топливу не через нагретую стенку печи, а непосредственно к кусочкам топлива. Теплоносителем может быть генераторный, полукоксовальный и инертный дымовой газ, а также смесь газов, не содержащая свободного кислорода и способная принимать нагрев до $500-700^{\circ}\text{C}$ без химического взаимодействия с обрабатываемым топливом.

Для установления нормального прогрева слоя топлива необходимо, чтобы теплоноситель равномерно пронизывал слой. Поэтому для печей с внутренним обогревом нельзя употреблять мелкозернистое и спекающееся топливо, в слое которого равномерно распределить теплоноситель невозможно. Печи с внутренним обогревом, как правило, для спекающихся углей непригодны. Исключения из этого правила редки, и касаются очень ограниченного числа конструкций.

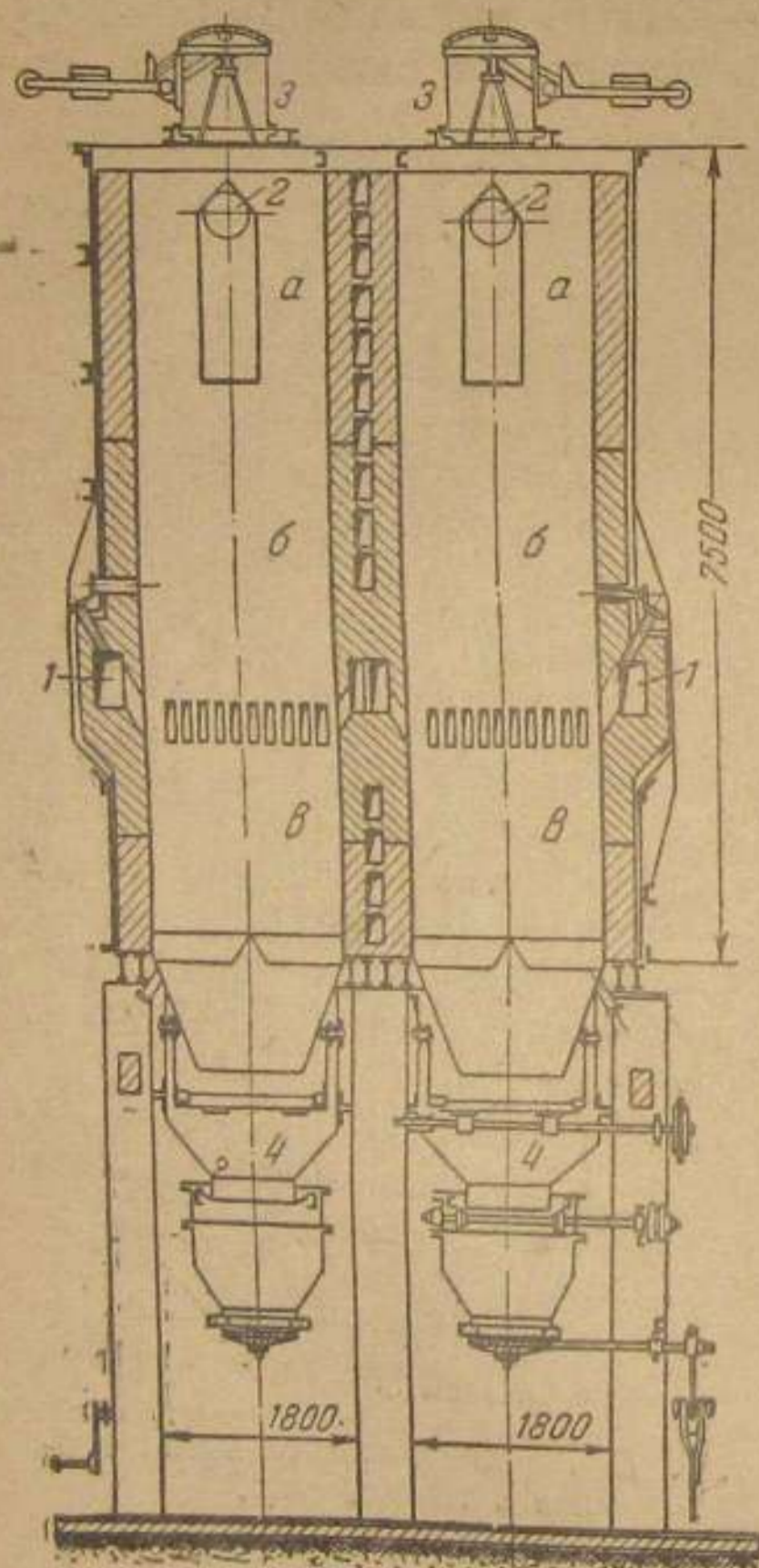
а) Шахтная печь Главгазтоппрома.

Типичной шахтной печью для полукоксования является конструкция, изображенная на фиг. 7. В настоящее время эта печь принята Главгазтоппромом как типовая для оборудования некоторых сибирских заводов полукоксования углей.

Печь состоит из двух рядом стоящих и параллельно работающих шахт, заключенных в общий металлический кожух.

В горизонтальном сечении шахты имеют квадрат со стороной 800 мм.

В соответствии с протекающим в шахте процессом по вы-



Фиг. 7. Шахтная печь Главгазтоппрома.

соте шахты можно разбить на три зоны: а) подготовки топлива; б) собственно полукоксования и в) охлаждения полукокса. Общая высота рабочих зон (т. е. зон подготовки и полукоксования) составляет 7,5 м, зоны охлаждения — около 2 м.

В зоне полукоксования шахта выложена из шамота. В остальных своих частях она выполняется из обычного красного кирпича.

Нагретый в рекуператоре теплоноситель подводится к шахте по футерованному газопроводу. По сечению шахты теплоноситель распределяется фурменным кольцом 1, в котором расположены 40 отверстий (окон) размером каждое 55×375 мм.

Пронизывая слой топлива снизу вверх, теплоноситель швельдует его. Поднимаясь выше в зону подготовки (подсушки), смесь газа-теплоносителя и газов полукоксования производит подсушку топлива. Смесь газов и водяных паров из зоны подсушки покидает шахту через патрубок 2. Далее эта смесь поступает в систему холодильников и смолоуловителей, где охлаждается и очищается от смолы.

После холодильников и смолоуловителей холодный газ разделяется на три потока.

Один поток направляется в рекуператоры и оттуда с температурой $550-630^{\circ}\text{C}$ — в шахту печи.

Второй поток (холодный газ) предназначается для охлаждения полукокса и подводится в нижнюю часть шахты. Нагревшись за счет тепла полукокса до $500-550^{\circ}\text{C}$, второй поток газа поднимается к фурменному кольцу, примешиваясь здесь к первому потоку.

Циркуляция газа по кругу: газоотводный патрубок — система охлаждения и очистки газа — рекуператор — шахта осуществляется эксгаустером, устанавливаемым перед рекуператором.

По мере работы печи количество циркулирующего газа увеличивается, так как в цикл непрерывно поступает выделяющийся из топлива швельгаз. Поэтому возникает необходимость непрерывного сброса газа. Этот сбрасываемый из цикла газ (охлажденный и очищенный) образует третий газовый поток. Он может быть направлен либо в топку рекуператора, либо потребителю.

В случае нехватки швельгазов для отопления рекуператоров при печах предусматривается установка газогенератора. Газогенераторный газ используется также при запуске установки, когда в цикле не скопилось еще нужное количество швельгаза.

Схема рассматриваемой установки приведена на фиг. 10.

Топливо в печи загружается через загрузочную коробку 3 (фиг. 7).

Устройство для выгрузки полукокса 4 состоит из двух расположенных один над другим бункеров, разделенных друг от друга задвижкой.

Полукоксы выгружаются в вагонетки и тушится водой, охлаждаясь до 100—150° С.

Конденсат (вода и смола) из холодильников и смолоотделителей поступает в специальные ямы — приемники. Отстоявшаяся в ямах смола откачивается насосами в цистерны и отвозится на заводы для переработки.

Описанная шахтная печь с внутренним обогревом применяется для всяких неспекающихся топлив. У нас такие печи работают на каменных неспекающихся углях и торфе. Пригодны они и для сланцев. Однако, эти печи, как и всякие другие с внутренним обогревом, не применимы для спекающихся и мелкозернистых топлив. Спекающиеся массы угля, как и сильно уплотняющиеся мелкозернистые топлива, не позволяют распределить теплоноситель равномерно по всему сечению шахты.

Достоинством печей подобного типа является сравнительно высокая производительность, доходящая до 100 т угля в сутки, считая на одну шахту, или около 200 т на двухшахтную печь.

Печи эти дешевы и просты в изготовлении.

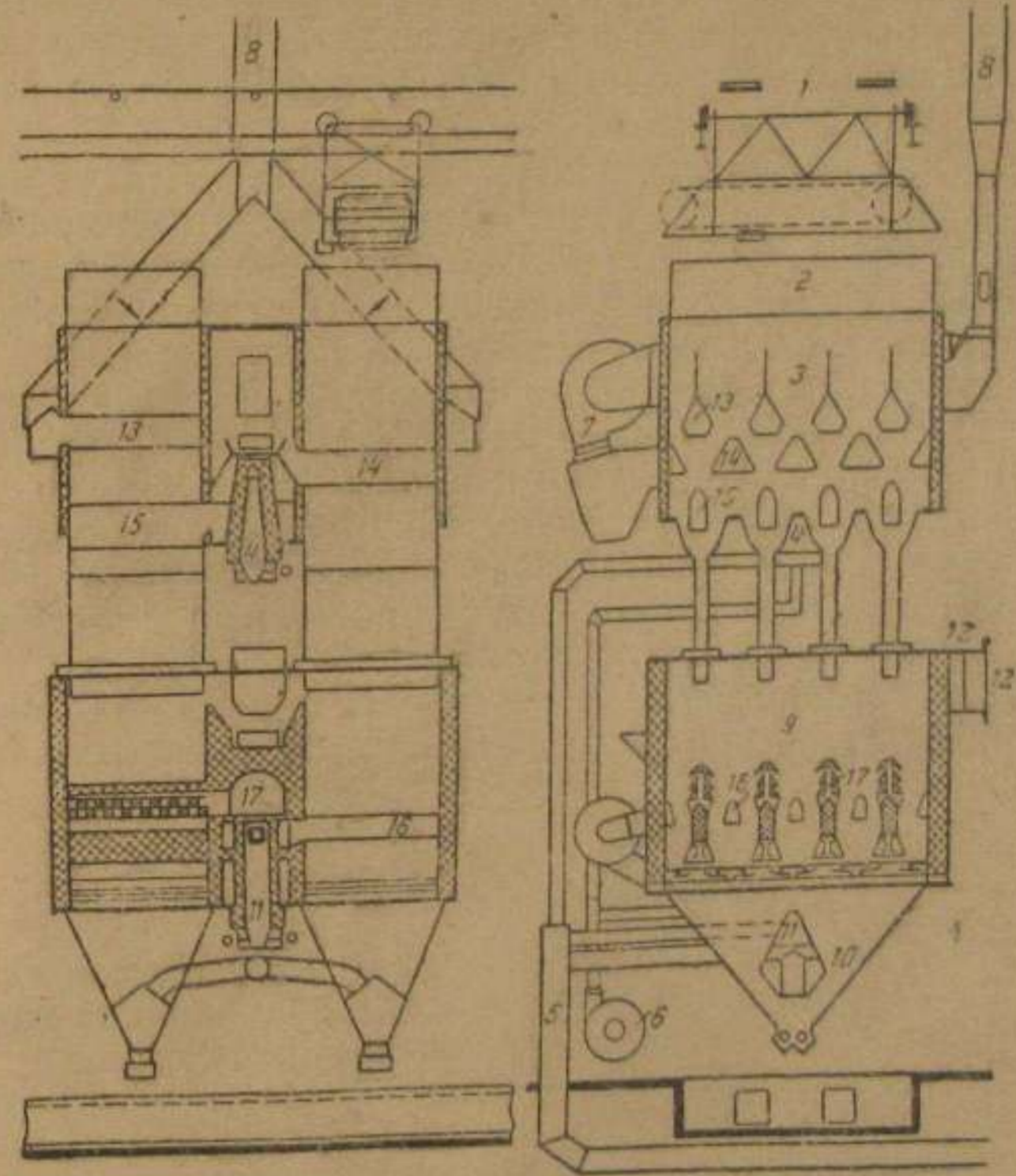
Выход смолы на печах с внутренним обогревом выше, чем при работе на печах с внешним обогревом. Однако, качество смолы ниже, так как в ней содержится меньше легких бензиновых погонов и ароматических углеводородов.

б) Шахтная печь с подводом теплоносителя внутрь слоя. Чем больше площадь поперечного сечения шахтной печи, тем выше ее производительность. Однако, при той системе подвода теплоносителя к обрабатываемому топливу, какая применена в печах Главгазтоппрома, увеличивать сечение шахты выше определенного предела оказывается затруднительным, а иногда и невозможным. При увеличении сечения шахты трудно довести теплоноситель до кусочков топлива, расположенных в центральной, осевой части слоя. Эти кусочки остаются непрошвелеванными.

Указанное затруднение может быть устранено подводом теплоносителя не с периферии, а в самую толщу слоя. Такой способ подвода теплоносителя позволяет распределить его на большее сечение и, следовательно, обеспечить производительность печи более высокую, чем в ранее рассмотренных конструкциях.

Разрез такой печи показан на фиг. 8. Загружаемое топливо (брикеты) распределяется между отдельными печами загрузочной машиной 1. Топливо загружается в бункер 2. Нижняя часть этого бункера 3 является сушильной камерой.

В качестве теплоносителя применяются дымовые газы, получаемые от сжигания в топке 4 чистого швельгаза, подводимого от трубы 5. Воздух для сжигания газа подается вентилятором 6. Циркуляция газа в слое осуществляется эксгаустером 7. Излишки скапливающегося в цикле газа вместе с парами воды из топлива непрерывно выбрасываются в атмосферу через трубу 8.



Фиг. 8. Шахтная печь с подводом теплоносителя внутрь слоя.

сферу через трубу 8. Количество подаваемого в топку 4 газа дозируется так, чтобы температура циркулирующего теплоносителя стояла на уровне 200—250° С.

Подсушенное указанным способом топливо по трубам спускается в камеру швелевания 9. В этой же камере, в нижней ее части 10, производится и охлаждение полукокса.

Для охлаждения полукокса через трубу 5 подается очищенный и охлажденный газ. Этот газ, нагретый за счет тепла полукокса, поднимается в зону швелевания. Сюда же подводятся дымовые газы из топки 11. В топке сжигается часть чистого газа.

Газы, прошедшие зону швелевания, отсасываются из камеры через патрубок 12, включенный в систему конденсации эксгаустером. Теплотворная способность этих газов 1 800—2 000 ккал/нм³.

Таким образом в этой печи предусматривается два независимых друг от друга циркуляционных газовых потока: один для подсушки топлива, другой для швелевания топлива и охлаждения полукокса. Такая организация процессов сушки и швелевания делает систему гибкой и удобной для регулирования обоих процессов.

Следующее преимущество рассматриваемой печи заключается в том, что пары воды, выделяющиеся из топлива, не перемешиваются со швельгазом. Это сокращает количество газов, проходящих конденсационную и очистную систему, и соответственно уменьшает объемы аппаратуры.

Шахтные печи рассмотренного типа в настоящее время являются наиболее мощными. Их производительность (по сырью) достигает 350 т/сутки и выше¹.

Описанные здесь печи с внутренним обогревом далеко не исчерпывают всего разнообразия их конструкций. Кроме шахтных печей для полукоксования применяются так называемые туннельные печи, напоминающие собой печи подобного типа, применяемые к керамической промышленности; печи камерные, родственные по конструкции коксовым, и многие другие.

5. Схема установок полукоксования

В том случае, если получаемая при полукоксовании смола перерабатывается на том же заводе, завод состоит из трех основных цехов: а) печного; б) конденсационного и в) цеха переработки смолы. Однако, в большинстве случаев сложное производство по переработке смолы, с его подчас большим ассортиментом выпускаемых продуктов, оказывается более целесообразным организовать в виде отдельного завода. Тогда завод полукоксования складывается из двух цехов — печного и конденсационного.

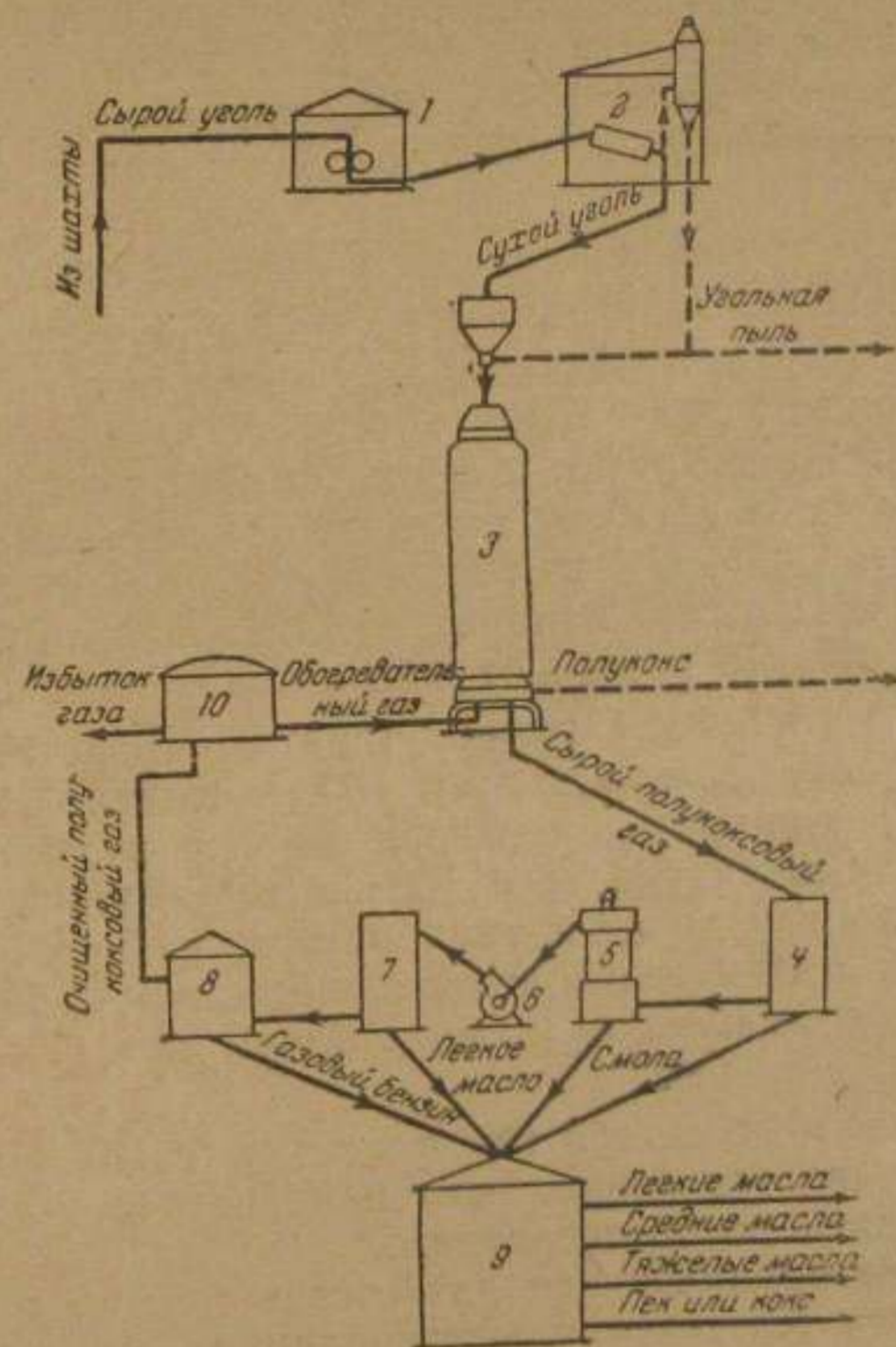
Если перерабатываемое топливо перед загрузкой в печи требует специальной подготовки, предусматривается еще цех топливоподготовки.

Характер технологической схемы и отдельных аппаратов такого завода зависит от типа печей, какими завод оборудован, от способа нагревания теплоносителя, от характера перерабатываемого топлива и получаемых продуктов переработки и т. д.

¹ При влажности перерабатываемых брикетов 15%.

а) Для больших полукоксовых заводов, оборудованных печами с внешним обогревом, типична схема, представленная на фиг. 9.

Как видим по схеме, топливо, прежде чем поступить в печь (в данном случае — в печь для полукоксования в тон-



Фиг. 9. Схема установки для полукоксования в тонком слое: 1—дробилка для угля; 2—сушилка; 3—печь для полукоксования в тонком слое; 4—предварительный холодильник; 5—смолоочиститель; 6—эксгаустер (газодувка); 7—конечный холодильник; 8—аппарат для улавливания бензина (адсорбер); 9—смолоперегонное отделение; 10—газоохранилище (газгольдер).

ком слое), проходит подготовку. Оно подсушивается и измельчается. Попутно от топлива отделяется пыль.

Выгружаемый из печи полукокс вывозится из печного цеха и вместе с пылью направляется в ТЭЦ. Если полукокс предназначен для продажи или брикетирования, он направляется на склад, где просеивается, освобождаясь от мелочи.

Отсасываемый эксгаустером швельгаз, содержащий в себе пары воды и смолы, а также примесь пыли, направляется в цех конденсации.

В конденсационном цехе парогазовая смесь, несущая с собой частицы полукокса (пыль), проходит последовательно ряд аппаратов, назначение которых охладить газ и очистить его от смолы, пыли и других примесей (например, от сероводорода).

Характерным для завода, оборудованного печами с внешним обогревом, является то, что количество отводимых из печей газов невелико. Небольшие, следовательно, и объемы аппаратов, назначение которых охладить газ и очистить его от примесей.

Количество и тип аппаратов, которыми оборудуется конденсационный цех, зависят от способов обработки газов.

На рассматриваемой схеме сырой, т. е. неочищенный, швельгаз по выходе из печи вступает в предварительный холодильник. Здесь путем охлаждения газа до $80-150^{\circ}\text{C}$ выделяют из него грубые тяжелые смолы. Вместе с ними осаждаются и пыль. Смесь тяжелой смолы и пыли носит название фусов. Поэтому аппарат, устанавливаемый сейчас же после печей, иногда называют фусоотделителем.

Следующим по ходу газа аппаратом является смолоотделитель (электрофильтр и пр.). В нем выделяется основная масса смолы. Аппараты, устанавливаемые в этой точке, работают при температуре газа 80°C . Поэтому, если почему-либо охладить газ до этой температуры в предварительном холодильнике оказывается нецелесообразным, между предварительным холодильником и смолоотделителем устанавливают еще один холодильник.

После смолоотделителя газ настолько свободен от смолы, что его оказывается возможным направить в эксгаустер без риска засмолить ротор последнего.

Эксгаустер предназначен для отсоса газа из печей и прососа его через аппаратуру, установленную между эксгаустером и печами. Таким образом, вся система от печи до эксгаустера находится под вакуумом, который стремится свести до минимума во избежание засоса атмосферного воздуха.

После эксгаустера газ проходит конечный холодильник, где выделяется легкое масло, не осевшее в смолоотделителе.

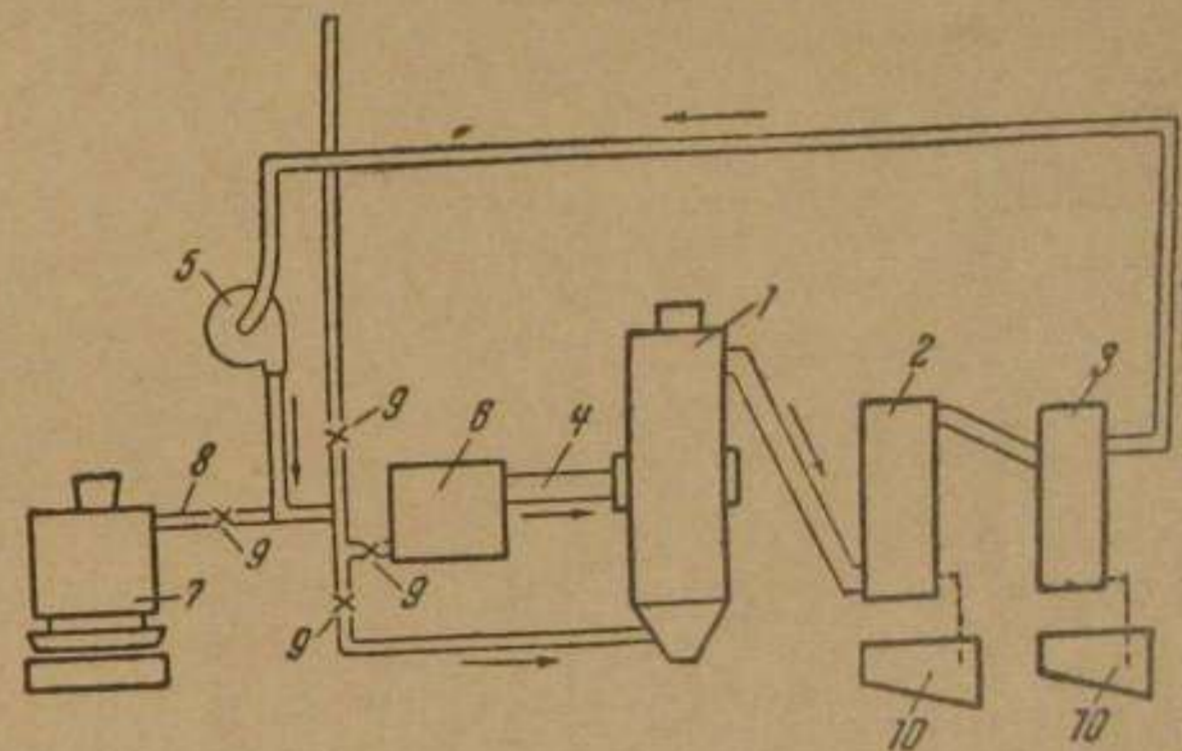
После конечного холодильника в газе остаются еще легкие смоляные фракции, углеводороды (бензин), не конденсирующиеся в холодильнике. Для улавливания этих ценных погонных на пути газа устанавливается специальный аппарат для улавливания газового бензина. Этот аппарат работает на принципе адсорбции и носит наименование адсорбера.

Очищенный в перечисленных аппаратах газ нагнетается эксгаустером в газогольдер. Отсюда газ идет или в топку печи, или, если это более целесообразно, используется по

другому назначению. В этом последнем случае для отопления печей подводится генераторный газ.

Собранные из отдельных аппаратов смолы и масла направляются для переработки.

б) Типичной схемой полукоксового завода, оборудованного печами с внутренним обогревом, когда теплоноситель нагревается в рекуператоре, является схема, изображенная на фиг. 10.



Фиг. 10. Схема установки для полукоксования с подогревом теплоносителя в рекуператоре.

1 — печь; 2 — холодильник; 3 — смолоотделитель; 4 — трубопровод для теплоносителя; 5 — эксгаустер; 6 — рекуператор; 7 — газогенератор; 8 — газопровод от газогенератора; 9 — задвижки; 10 — сборник конденсата.

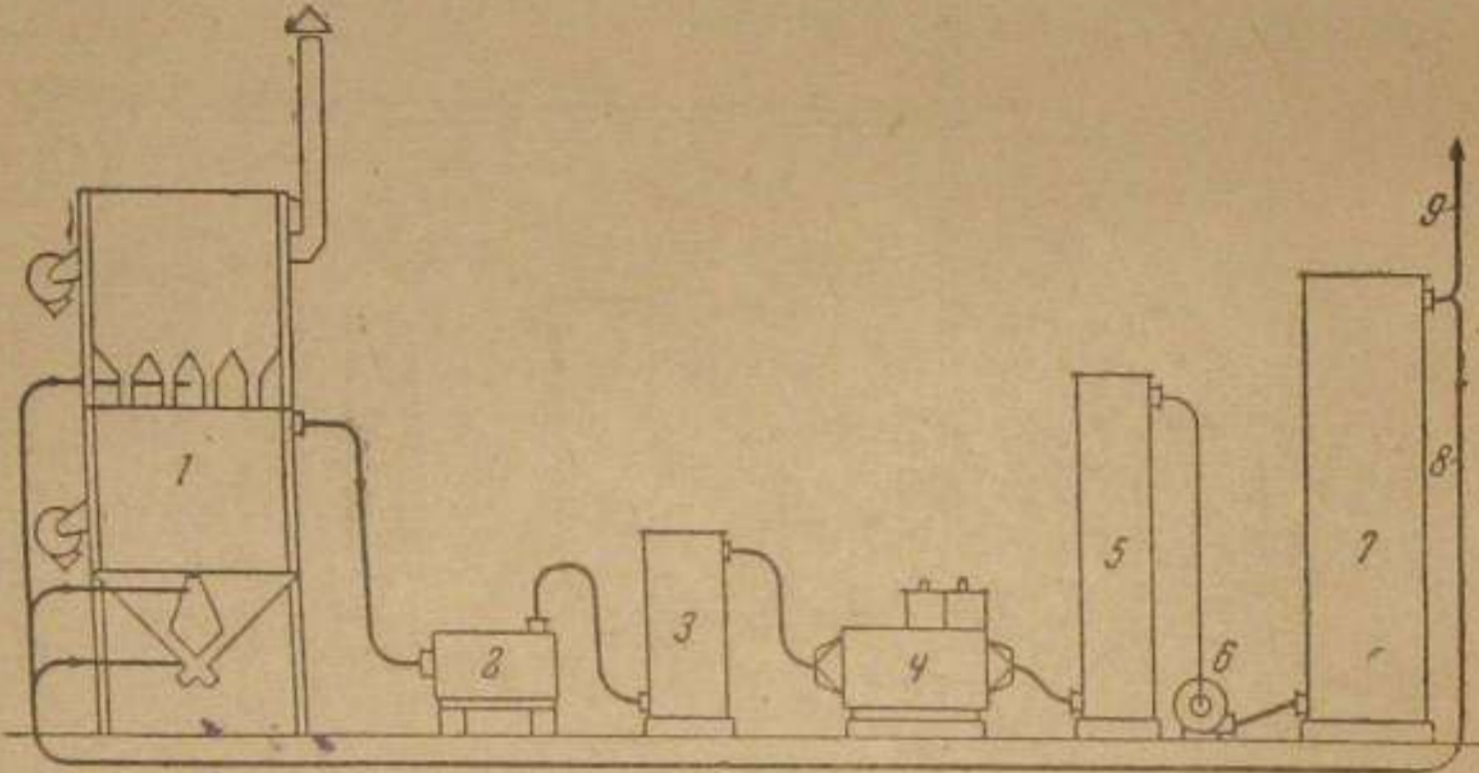
Особенностью этой схемы является следующее: 1) в схеме имеется рекуператор для подогрева теплоносителя; 2) очищенный швельгаз расчленяется на три потока; 3) количество циркулирующего через конденсационную систему швельгаза значительно превышает количество швельгаза, выделяющегося из топлива. Поэтому объемы очистной аппаратуры при этой схеме больше, чем при предыдущей.

В остальном эти схемы аналогичны. Это, однако, не относится к цеху топливоподготовки, не показанному на фиг. 10. Для шахтных печей нет надобности дробить топливо до величины зерна $0,5-0,15\text{ мм}$. Наоборот, для них требуется более крупное, равномерное по механическому составу топливо. Однако, для этих печей не идет и крупнокусковое и очень влажное топливо.

При обеих рассмотренных схемах заводы могут отчуждать чистый, ничем не разбавленный швельгаз высокой теплотворной способности.

в) На фиг. 11 дана общая схема завода с отдельными циклами подсушки и полукоксования.

От рассмотренных схем эта схема отличается следующим: 1) в ней предусмотрены два независимых друг от друга газовых цикла: цикл подсушки топлива и цикл швелевания; 2) в ней отсутствуют рекуператоры для нагрева теплоносителя в циклах, так как нагрев достигается путем сжигания части швельгаза и смешением горячих дымовых газов в одном случае (цикл сушки) с водяными парами, в другом (цикл швелевания) — с несгоревшим швельгазом; 3) ввиду того, что водяные пары и дымовые газы из зоны подсушки не



Фиг. 11. Схема установки для полукоксования с отдельными циклами подсушки и полукоксования.

1—печь; 2—пылеуловитель; 3—скруббер; 4—электрофильтр; 5—поверхностный холодильник; 6—эксгаузер; 7—адсорбер (улавливание бензина); 8—очищенный газ—теплоноситель; 9—очищенный газ, сбрасываемый из системы.

подмешиваются к газам из зоны швелевания, объем газов, отводимых в конденсационную систему, лишь немногим превышает объем выделяющихся швельгазов; 4) отводимые из печей швельгазы смешаны с дымовыми газами. Поэтому теплотворная способность этих газов всегда ниже, чем газов, отводимых из печей в двух ранее рассмотренных схемах.

Во всех трех схемах предусматриваются смолоотстойники и смолохранилища, а также система охлаждения воды, прошедшей холодильник.

Наконец, при организации завода полукоксования чрезвычайно важным является вопрос о ликвидации подсмольных вод. Как увидим далее, вопрос этот имеет несколько решений.

6. Материальный и тепловой балансы полукоксования

Характеристикой количественных материальных превращений при процессе полукоксования является материальный баланс. Правильно составленный материальный баланс имеет тройное значение.

Во-первых, он показывает, как распределяется вещество перерабатываемого топлива между отдельными продуктами полукоксования.

Во-вторых, он является основой тепловых балансов как самого процесса полукоксования, так и отопления печей.

В-третьих, материальный баланс является методом проверки полноты и правильности эксплуатационного учета продуктов полукоксования.

Структура материального баланса, т. е. ассортимент получающихся при полукоксовании продуктов и их удельное значение, зависит от характера перерабатываемого топлива, от типа печей и режима работы последних. Выше указывалось, что, например, при полукоксовании топлива в печах с внешним обогревом получают меньшие выходы смолы, зато увеличиваются выходы газа, полукокса и бензина.

Влияние на ассортимент продуктов и их удельный выход характера топлива отражено в табл. 7. Она показывает, какие и в каком количестве получают продукты полукоксования из различных видов топлива.

Таблица 7

Материальный баланс полукоксования каменных углей Сибири и торфа в шахтной печи с внутренним обогревом (в % в расчете на сухой уголь)

Наименование статей баланса	Виды топлива			
	Торф	Журиинский уголь	Черногорский уголь	Байкальский уголь
I. Приход				
1. Топливо	100,0	100,0	100,0	100,0
II. Расход				
Получено:				
1. Полукокса	41,0	70,0	71,9	69,9
2. Смолы	11,0	8,8	8,8	10,2
3. Фусов		1,0	0,9	1,0
4. Газового бензина		0,5	0,4	0,4
5. Уксусной кислоты	1,3	—	—	—
6. Пирогенной воды	17,5	5,7	4,9	6,0
7. Газов	28,5	12,0	8,3	11,1
Итого	99,3	98,0	95,2	98,6
8. Невязка баланса (потери, ошибки учета и пр.)	0,7	2,0	4,8	1,4
Баланс	100,0	100,0	100,0	100,0

Из приведенной таблицы видно, что из богатого летучими торфа получаются большие выходы смол, зато меньшие, чем из углей, выходы полукокса. По тем же причинам длиннопламенный журицкий уголь дает полукокса меньше, чем газовый черногорский. Зато из черногорского угля получается меньше газа — всего 8,3% от веса сухого топлива.

В балансе для торфа значится уксусная кислота, отсутствующая в других балансах.

Балансы составлены на абсолютно сухое топливо. Поэтому в расходной части баланса показана только пирогенная вода и отсутствует вода, содержащаяся в исходном топливе. Отнесение выходов продуктов к сухому топливу более удобно, потому что влажность топлива является величиной переменной. Однако, в практических случаях бывает важно знать выход всей подсмольной воды. В этих случаях, очевидно, к влаге пирогенной следует прибавить внешнюю влагу топлива, пользуясь для этого выражением:

$$W_{\text{подсм}} = \frac{W_{\text{пир}}(100 - W^p)}{100} + W^p, \dots \quad (7)$$

где $W_{\text{подсм}}$ — выход всей подсмольной воды в % от рабочего топлива;

$W_{\text{пир}}$ — выход пирогенной воды в % от абсолютно сухого топлива;

W^p — влажность рабочего топлива, загружаемого в печь в весовых процентах.

Кроме продуктов, указанных в балансах табл. 7, при полукоксовании некоторых видов топлива получается ряд других продуктов, например аммиак, метиловый спирт и пр. В таблице они не отражены, так как удельное значение их в материальном балансе невелико.

Последняя статья баланса — невязка — характеризует полноту и точность произведенных замеров продуктов. Значительность невязки баланса для черногорского угля показывает, что учет продуктов при полукоксовании этого угля велся недостаточно тщательно. Часть продуктов, вероятно, не попала в учет. Например, некоторая часть газа могла потеряться через неплотности системы; вследствие неудовлетворительной работы холодильников часть смолы могла не конденсироваться и остаться в газе, миновав учет.

Для характеристики печей полукоксования как теплотехнического агрегата служит тепловой баланс отопления печи. В табл. 8 приведен такого рода баланс для шахтной печи типа Главгазтоппрома при работе ее на торфе с влажностью около 30%. Структура этого баланса остается действитель-

Таблица 8

Тепловой баланс отопления шахтной печи типа Главгазтоппрома при работе на торфе с влажностью около 30%

Приход тепла		Расход тепла	
	%		%
1. Теплотворная способность газа, расходуемого на отопление рекуператора	97,8	1. Тепло, уносимое из печи полукоксом	1,4
2. Физическое тепло отопительного газа	0,3	2. Тепло, уносимое газом	1,6
3. Физическое тепло воздуха для сжигания газа	0,8	3. Тепло, уносимое смолой и уксусной кислотой	1,0
4. Физическое тепло загружаемого в печь топлива	1,1	4. Тепло, уносимое пирогенной влагой	15,9
		5. Тепло, уносимое влагой топлива	32,4
		6. Тепло, уносимое дымовыми газами	27,8
		7. Потери тепла лучеиспусканием и конвекцией:	
		а) рекуператором	11,8
		б) печью	8,1
Итого	100,0	Итого	100,0

ной и для всякой другой печи с внутренним или внешним обогревом, равно как и для всякого другого топлива. Различие будет заключаться в количественном значении отдельных статей баланса.

Приведенный тепловой баланс составлен с учетом теплот испарения жидких продуктов процесса.

Как видно из баланса, основной приходной его статьей является теплотворная способность топлива, сжигаемого в рекуператоре для подогрева до 600°С теплоносителя. Другие тепловые слагающие приходной части баланса имеют лишь принципиальное, а не практическое значение.

Такое же положение имеет место в балансах для печей всех других систем.

Расходная часть баланса, наоборот, оставаясь более или менее постоянной в отношении перечня отдельных статей, в отношении удельного значения этих статей сильно зависит от типа печи и вида перерабатываемого топлива.

Для теплового баланса шахтной печи с внутренним обогревом при работе на влажном топливе характерны большие тепловые затраты на испарение воды и перегрев водяных паров, а также на покрытие потерь тепла рекуператором и с дымовыми газами.

Если первый вид потерь обусловлен видом топлива, то потери тепла через стенки рекуператора и с дымовыми газами присущи системе отопления печей. Для того, чтобы обес-

печить в рекуператоре подогрев теплоносителя до температуры 600°, дымовые газы приходится выпускать из рекуператора с высокой температурой. В других системах печей этот вид тепловых потерь сильно сокращается. В печах типа Лурги эти потери устранены полностью. Там, как выше указывалось, дымовые газы, служащие для нагревания теплоносителя, вместе с последним поступают в печь. Тепло их, следовательно, полезно используется для подсушки и полукоксования топлива. Кроме того, и количество дымовых газов там значительно меньше.

Потери тепла во внешнюю среду в печах Лурги также сокращены. Это сокращение достигнуто, с одной стороны, за счет меньшей, чем у рекуператора, внешней поверхности камеры, где сжигается газ, а с другой стороны, обуславливается более высокой производительностью печей.

Полезно использованным теплом в балансе, представленном в табл. 8, можно считать тепло, затраченное на нагрев продуктов полукоксования, т. е. статьи 1—5 расходной части баланса. Коэффициент полезного действия отопления печи в данном конкретном случае выразится величиной: $1,4 + 1,6 + 1,0 + 15,9 + 32,4 = 52,3\%$. Количество тепла в газе, смоле и пирогенной влаге зависит от выхода этих продуктов и температуры, с которой они покидают печь. При работе на влажных топливах эта температура равна 120—150°С. При полукоксовании сухих углей она достигает 300°С и выше.

Расход тепла на полукоксование складывается из следующих отдельных тепловых затрат:

- на испарение гигроскопической влаги топлива;
- на нагрев топлива до температуры начала разложения (200—220°С);
- на нагрев угля от температуры разложения до температуры окончания процесса (550°С);
- на испарение и перегрев паров пирогенной воды и смолы и на нагрев газов до температуры, при которой они выходят из печи;
- на покрытие потерь в окружающую среду.

Таким образом, расход тепла на полукоксование Q выразится как сумма:

$$Q = a + b + v + z + d \text{ ккал.} \quad (8)$$

Для определения Q необходимо знать материальный баланс полукоксования и температуру покидающих печь продуктов.

Практически расход тепла на полукоксование зависит от вида топлива и системы печей. Для торфа влажностью около 30% эта величина составляет около 365 ккал на 1 кг перерабатываемого топлива, не считая потерь в рекуператоре.

Последние составляют 250—260 ккал/кг. Расход тепла на полукоксование каменного угля с влажностью порядка 5—7% составляет 300—310 ккал/кг.

7. Продукты полукоксования, их характеристика и применение

Зависимость выхода и качества продуктов полукоксования от характера исходного топлива отражена в табл. 7. Кроме того, в табл. 9 даны результаты лабораторного полукоксования различных видов топлива.

Таблица 9

Выходы продуктов полукоксования некоторых видов советского топлива

№ п/п.	Виды топлива	Баланс швелевания в % на сухое топливо				Объемный выход газа, м ³ /т	Полукокс	
		Полукокс	Смола	Пирогенная влага	Газ и потери		Зольность, Ас	Общая характеристика
1	Оленекские сапропели (Арктика)	25	60	5	10	75	4	Плотный Рыхлый, мелкий
2	Подмосковный богхед	35	35	19	11	60	35	
3	Кизеловский уголь Скального месторождения	70	22	2	6	65—70	20	Прочный
4	Ленинский уголь Серебряниковского пласта	73	15	4	8	75—85	12	Прочный
5	Ленинский уголь Журинского пласта	71	12	8	9	75—85	9	Слабоспекшийся
6	Черемховский уголь, шахта № 8	74	13	6	7	55—75	17	Достаточно прочный
7	Подмосковный уголь	72	8	9	11	65—85	32	Мелкий, рыхлый
8	Райчихинский уголь	71	4	9	16	80	11	Порошок
9	Сулюктинский уголь	81	0,3	5	14	70	15	Порошок
10	Антрацит	96	—	1,5	2,5	10—15	4—10	Прочный или порошок

Первичная смола служит сырьем для получения ряда продуктов, аналогичных тем, которые получаются из нефти: бензина, керосина, смазочных масел. Так как наиболее ценными являются бензин и керосин, то и ценность первичной смолы определяется выходом этих легких продуктов. Более тяжелые фракции первичной смолы являются сырьем для гидрирования, преследующего цели получения тех же легких горючих материалов.

Лабораторной характеристикой первичной смолы является ее фракционный состав, определяемый разгонкой с холо-

дильником. При разгонке отбираются и замеряются фракции в тех температурных интервалах, которые характерны для товарных продуктов переработки природной нефти.

Как велика может быть разница в выходах отдельных фракций при разгонке первичной смолы, можно усмотреть из следующих данных:

	Артемовский бурый уголь	Кизеловский каменный уголь Скаль- ного место- рождения
Выход смолы в % от сухого угля	10,0	22,0
Разгонка по фракциям в %:		
До 170°C	6,3	7,0
170—230°	19,5	11,3
230—270°	17,1	9,8
270—300°	14,2	5,6
Свыше 300°	51,7	65,3
Потери	1,2	1,0
	100%	100%

Из этого примера видно, что путем простой отгонки из первичной смолы артемовского бурого угля можно получить больше легких фракций, чем из смолы кизеловского каменного угля. С точки же зрения общего количества смолы, как сырья для получения моторного топлива методом прямой отгонки и методом гидрирования, кизеловский уголь Скального месторождения представляет больший интерес.

Кроме фракционной разгонки смолы, отдельные фракции исследуются еще на содержание в них кислот, оснований, фенолов и пр., а также на удельный вес, вязкость и т. д.

Первичная смола, в отличие от смолы коксовой, характеризуется отсутствием или очень малым содержанием в ней ароматических углеводородов (бензола).

Менее существенную, чем первичная смола, роль в материальном балансе полукоксования играет первичный газ. Выход его из различных видов топлива составляет 55—85 нм^3 на тонну перерабатываемого топлива. Для некоторых каменных углей эта цифра поднимается до 110—120 $\text{нм}^3/\text{т}$.

Теплотворная способность швельгаза (табл. 10) в зависимости от вида топлива колеблется в широких пределах. Для молодых топлив она ниже, для более старых каменных углей—выше. Для некоторых каменных углей она превышает 8000 $\text{ккал}/\text{нм}^3$.

Для газов из бурого угля, торфа, древесины, т. е. для топлив, органическая масса которых богата кислородом, характерно высокое содержание кислородсодержащих соединений, особенно углекислоты. Менее богатые кислородом каменные

Таблица 10

Состав и теплотворная способность газов полукоксования

№ п/п.	Наименование топлива	Состав газа в объемных процентах						Теплотворная способность, $\text{ккал}/\text{нм}^3$	
		$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$	$\text{C}_m \text{H}_n$	CO	H_2	CH_4	N_2	высшая	низшая
1	Тквибульский уголь	14,9	6,7	7,3	6,7	59,1	5,3	7 050	6 275
2	Черемховский уголь	14,3	7,2	10,3	11,2	55,0	2,0	7 000	6 320
3	Журицкий уголь	13,6	5,1	11,2	10,0	46,5	13,6	5 950	5 280
4	Подмосковный уголь	50,0	3,5	7,8	9,0	28,0	1,7	3 715	3 355
5	Райчихинский уголь	44,5	2,0	16,5	11,3	25,0	0,7	3 530	3 210
6	Сулюктинский уголь	59,7	1,7	10,4	9,3	17,0	1,9	2 480	2 250
7	Торф	41,3	1,7	16,0	20,0	19,5	1,5	3 250	2 900

угли дают швельгаз с высоким содержанием углеводородов, особенно метана и его гомологов.

Швельгаз на полукоксовых заводах обычно используют для отопления печей полукоксования. В некоторых случаях этого газа даже нехватает для отопления собственных печей. Тогда недостаток возмещают генераторным или иным газом. В отдельных редких случаях швельгаз полностью передается в сеть бытового газоснабжения, печи же переводятся полностью на генераторный газ.

Следующим продуктом полукоксования является подсмольная вода. Количество подсмольной воды зависит от влажности топлива и содержания в топливе кислорода. Подсмольная вода содержит в себе целый ряд воднорастворимых соединений: фенолов, кислот, аммиака, сернистых соединений и т. д. Растворенные в воде вещества придают ей ядовитые свойства, препятствующие сбросу ее в водоемы. Поэтому подсмольные воды перед спуском их в реки, озера и т. д. подвергаются очистке от указанных выше растворимых соединений. Ввиду того, что эти соединения являются ценными химическими веществами, очистка подсмольной воды одновременно с санитарными целями преследует и цели экономические. Очищенная и охлажденная вода может быть использована в производстве, например для орошения холодильников и скрубберов, для тушения полукоксовки при выдаче его из печи.

Наряду со смолой главным продуктом полукоксования

является полукокс, весовой выход коего колеблется от 40 до 70%.

Полукокс в основном используется как топливо. В зависимости от качества полукокса он применяется для домашнего отопления, для получения генераторных газов и, наконец, и это — самое главное — в качестве топлива для промышленных котельных и котельных электростанций.

Последнее обстоятельство, т. е. использование полукокса в котельных, является решающим фактором в вопросах комплексного энергo-химического использования топлива.

Качество полукокса есть прямая функция от качества исходного топлива.

Угли бурые дают при полукоксовании мелкозернистый полукокс с большим содержанием пыли.

Длиннопламенные угли дают кусковатый полукокс (если кусковатым был исходный уголь), неспекшийся или очень слабо слипшийся. В одних случаях куски полукокса достаточно прочны (черемховский полукокс), в других — рыхлы, легко разрушаются в мелочь (жури́нский полукокс).

Слабоспекающиеся угли при полукоксовании дают кусковатый достаточно плотный полукокс, обладающий высокой прочностью. Таков, например, полукокс, выжженный из черноморского угля (Минусинский район).

Спекающиеся угли типа марок ПЖ, К и ПС, как ценное и нередко дефицитное сырье для коксовой промышленности, для полукоксования применяются редко. Они дают плотный и прочный полукокс.

Зерновые характеристики советских каменноугольных и немецких буроугольных полукоксов приведены на фиг. 12. Как показывают эти характеристики, советские каменноугольные полукоксы более крупнозернисты, чем немецкие полукоксы из буроугольных брикетов.

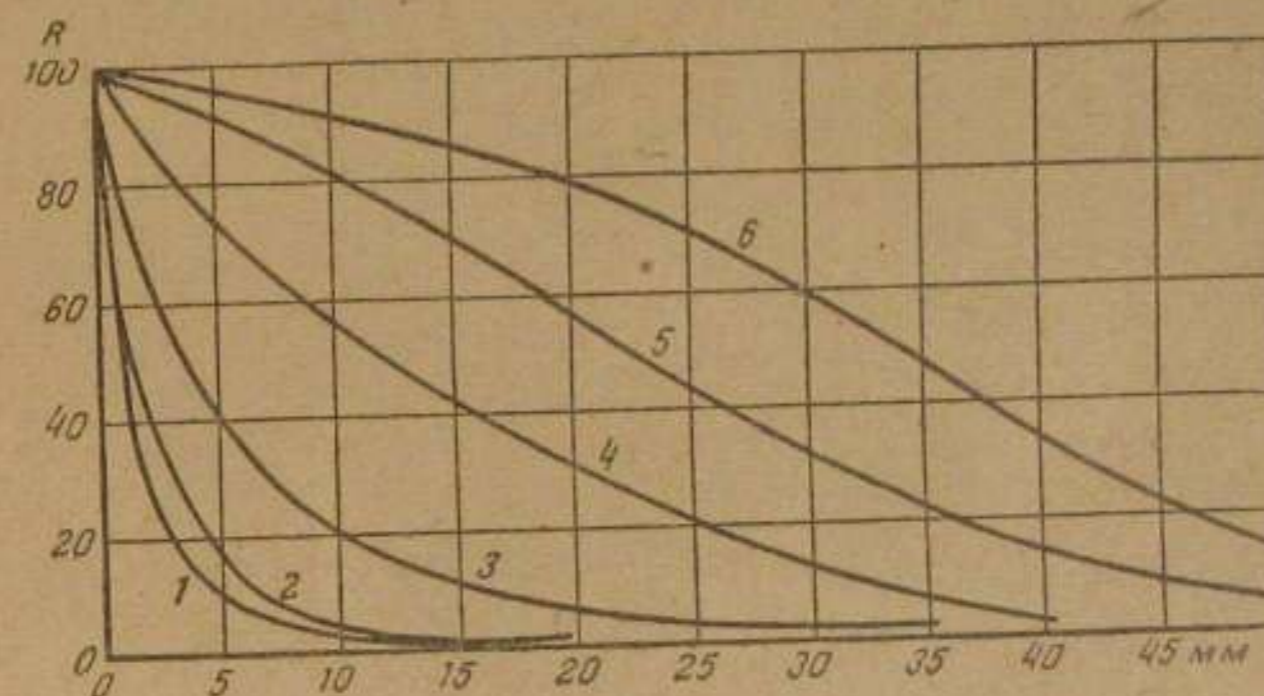
Характерной особенностью полукокса является его высокая пористость, малый насыпной вес. Так, для черемховского полукокса он составляет 500—510 кг/м³, для жури́нского 490—500 кг/м³. Для некоторых других советских полукоксов он достигает 600 кг/м³.

Теряя при полукоксовании летучие, уголь обогащается золой. Зольность полукокса всегда выше зольности исходного угля.

Влажность полукокса зависит от вида исходного угля и от способа тушения полукокса при его выдаче из печи. Полукокс из бурого угля имеет влажность от 12 до 20%, из каменных углей 4—10%. Влажность буроугольного полукокса всегда ниже влажности исходного бурого угля; влажность каменноугольного полукокса может быть и ниже и выше влажности сырого угля.

Содержание летучих веществ в горючей массе полукокса редко превышает 13—15%. Обычно оно колеблется в пределах 5—8%.

Полукокс обладает высокой реакционной способностью. Он легко загорается и устойчиво горит коротким пламенем. Это позволяет при камерном сжигании полукокса использовать его в угрубленном помоле и иметь устойчивое горение при низких нагрузках котла.



Фиг. 12. Кривые зернового состава полукокса.
1—2—полукокс немецкого бурого угля; 3—4—полукокс из буроугольных брикетов;
5—жури́нский полукокс; 6—черемховский полукокс.

Изменения при полукоксовании состава и теплотворной способности горючей массы длиннопламенных углей черемховского и жури́нского иллюстрируются данными табл. 11.

Бездымность сгорания полукокса делает его очень удобным топливом для домашнего отопления и для заводов, расположенных в больших городах.

Полукокс является также прекрасным топливом и для газогенераторов как стационарных, так и транспортных.

Для повышения качества и обеспечения сбыта полукокса иногда прибегают к предварительному брикетированию исходного угля с последующим полукоксованием брикетов. При этом удается получить крупнокусковой полукокс, находящий применение для быта и газификации в нормальных генераторах с неподвижным слоем. Впрочем следует отметить, что предварительное брикетирование угля иногда вызывается не только заботами о получении крупнокускового полукокса, поскольку многие современные полукоксовые печи могут дать высокую производительность только при работе на крупнокусковом материале. Мелкозернистый полукокс может использоваться в котельных топках или в специальных газогенераторах с кипящим слоем.

Таблица 11

Сравнительная характеристика состава угля и полукокса, полученного из этого угля

	Черемховский уголь	Полукокк из черемховского угля	Журиинский уголь	Полукокк из журиинского угля
Влага W^p	11,8	10,0	9,2	10,0
Зола A^c	15,5	20,3	5,2	7,6
Горючая масса				
C^2	78,0	91,2	80,8	90,6
H^2	5,9	2,6	5,4	2,7
S^2	1,1	1,0	0,2	0,1
N^2	2,0	2,3	2,1	2,7
O^2	13,0	2,9	11,5	3,9
Летучие V^2	44,5	7,7	42,0	9,1
Теплотворная способность:				
Q_a^2	7 750	8 215	7 695	8 050
Q_n^2	5 400	5 720	6 283	6 474

Комбинирование полукоксования с котельными электростанций радикально решает проблему использования наиболее дешевого мелкозернистого полукокса.

Применение полукокса в качестве котельного топлива показало, что полукокк может быть с успехом использован в различных топочных устройствах, как при слоевом, так и при камерном сжигании.

Мелкозернистый полукокк в раскаленном состоянии крайне текуч. Угол естественного откоса у него не более 10—13°. Поэтому наклонно-переталкивающие решетки для него непригодны. Возможно лишь применение переталкивающих решеток с горизонтальным положением зеркала горения.

Для предупреждения большого провала для мелкозернистых полукоксов применяют решетки беспровального типа с живым сечением 5—10%.

Полукокк — топливо активное. При слоевом его сжигании наблюдается значительный вынос окиси углерода. С другой стороны, вследствие малого удельного веса полукокса имеют место потери с механическим недожогом в уносе.

В связи с этим для улучшения к. п. д. топок применяют вторичное острое дутье поверх слоя.

Горение полукокса протекает с малым избытком воздуха, что ведет к уменьшению тепловых потерь с отходящими газами. При сжигании полукокса эти потери значительно мень-

ше, чем при сжигании бурого угля, из которого полукокк приготовлен.

В табл. 12 приведены для примера данные испытания топок двух котельных, работавших на мелкозернистом полукоксе. Как видно из приведенных цифр, на переталкивающих решетках устанавливается удовлетворительный режим с теплонапряжением 620 т ккал/м² час при напряжении объема топки 277 т ккал/м³ час. Для цепных решеток эти цифры составляют соответственно 1 060 т ккал/м² час и 210 т ккал/м³ час.

Таблица 12

Результаты сжигания буроугольного полукокса на механических решетках

	Переталкивающая решетка	Цепная решетка
Поверхность решетки, м ²	21,4	28,4
Объем топки, м ³	48	144
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	4 825	5 781
Теплонапряжение решетки, ккал/м ² час	620 тыс.	1 060 тыс.
Теплонапряжение объема, ккал/м ³ час	277 тыс.	210 тыс.
К. п. д., %	82,8	86,9
Потери с уходящими газами, %	9,4	7,3
Прочие потери, %	7,8	5,8
Влажность топлива, %	22,4	9,5
Зольность топлива A^c , %	15,6	16,1
Содержание летучих, %	9,5	16,0

Коэффициент полезного действия установки колеблется в пределах 83—87%.

Более широкое распространение получило сжигание полукокса в виде пыли.

Сопrotивление помолу у полукоксов больше, чем у исходного угля.

Тем не менее пылеприготовление является вполне освоеной операцией и осуществляется в настоящее время с высокой экономичностью. Для размола более твердых сортов полукокса применяются шаровые мельницы. Мягкие полукоксы сжигаются в шахтно-мельничных установках.

Твердые советские полукоксы (черемховский, липовецкий) по размолоспособности близки к антрацитовому штыбу. Для их размола целесообразно применять шаровые барабанные мельницы. Мягкие полукоксы, например, журиинский, байкаимский, могут молотиться и сжигаться в шахтно-мельничных установках.

Сжигание полукоксовой пыли затруднений не встречает и является в настоящее время также вполне освоеной. Сто-

рание пыли протекает устойчивым факелом и с высокой полнотой. Применяются полностью экранированные топки.

Теплонапряжение топки может быть получено в пределах до $260 \text{ т ккал/м}^3 \text{ час}$ при к. п. д. котельной 86—87%.

8. Сырье для полукоксования

Для того, чтобы полукоксовое производство было технически и экономически целесообразно, перерабатываемое топливо должно удовлетворять некоторым требованиям.

Многие печи полукоксования работают по принципу внутреннего обогрева. Для нормальной работы такого рода печей важно, чтобы циркулирующий в печи теплоноситель пронизывал равномерно всю толщу топливной загрузки. Это невозможно осуществить, если топливо спекается или если оно имеет неравномерный механический состав и содержит много мелочи и пыли. Таким образом, сырьем для печей с внутренним обогревом может быть только неспекающееся и крупнокусковое топливо.

Для печей с внешним обогревом мелкозернистость топлива не имеет такого значения. В специальных конструкциях этой группы печей возможно применение и сильноспекающихся углей. Однако, коксующиеся угли подвергать полукоксованию экономически нецелесообразно. Эти угли являются сырьем для коксовой промышленности.

Влажность топлива влияет на расход тепла на полукоксование и на объем конденсационной аппаратуры, т. е. на экономическую сторону процесса.

Зола топлива переходит в полукоксы. Поэтому зольность исходного топлива является важным фактором, определяющим качество полукоксовки и, следовательно, успешность его сбыта. На ход процесса полукоксования зола топлива существенного влияния не оказывает.

Выход смолы в большинстве случаев является решающим фактором при выборе сырья для полукоксовых установок. И тем не менее при выборе сырья следует учитывать и качество полукоксовки, который при этом будет получаться.

Для оценки топлива, как такового, пользуются общеизвестными его теплотехническими характеристиками, т. е. содержанием в нем влаги, золы, серы и летучих; составом его органической массы и теплопроизводительностью. Эти характеристики используются и для суждения о топливе, как сырье для полукоксования. Однако, одних теплотехнических характеристик в этом случае оказывается недостаточно. Для того, чтобы судить о вероятных выходах продуктов полукоксования, пользуются, кроме того, швель-анализом топлива, рассмотренным выше.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

КОКСОВАНИЕ

9. История развития коксования

Под коксованием разумеется процесс сухой перегонки твердого топлива, проводимый при температуре $900—1100^\circ \text{C}$. Основным назначением коксования является получение металлургического кокса, пригодного для доменной плавки руд. В некоторых специальных случаях коксование может преследовать также цели получения бытового газа. В этих случаях коксовый завод превращается в коксо-газовый завод.

Разновидностью коксования является ретортный процесс, осуществляемый для получения бытового (светильного) газа на коммунальных газовых заводах. Получаемый на этих заводах кокс, так называемый «газовый кокс», для металлургических целей не пригоден.

В 1735 г. впервые была проведена доменная плавка на коксе, выжженном из каменного угля. С тех пор развитие техники и масштабов коксового производства шло параллельно с развитием металлургии. Древесный уголь, который был до этого единственным видом доменного топлива, с ростом металлургической промышленности не мог удовлетворить возросшим потребностям производства.

Первоначальная техника коксования угля была позаимствована из углежжения. Для выжига каменноугольного кокса применялся кучный способ. Уголь насыпался в конические кучи высотой до 1 м и диаметром до 5 м. Сверху кучи покрывались землей. Уголь поджигался в центре. Чтобы улучшить условия циркуляции газов внутри кучи, употреблялся уголь, освобожденный от кусков ниже 25—30 мм.

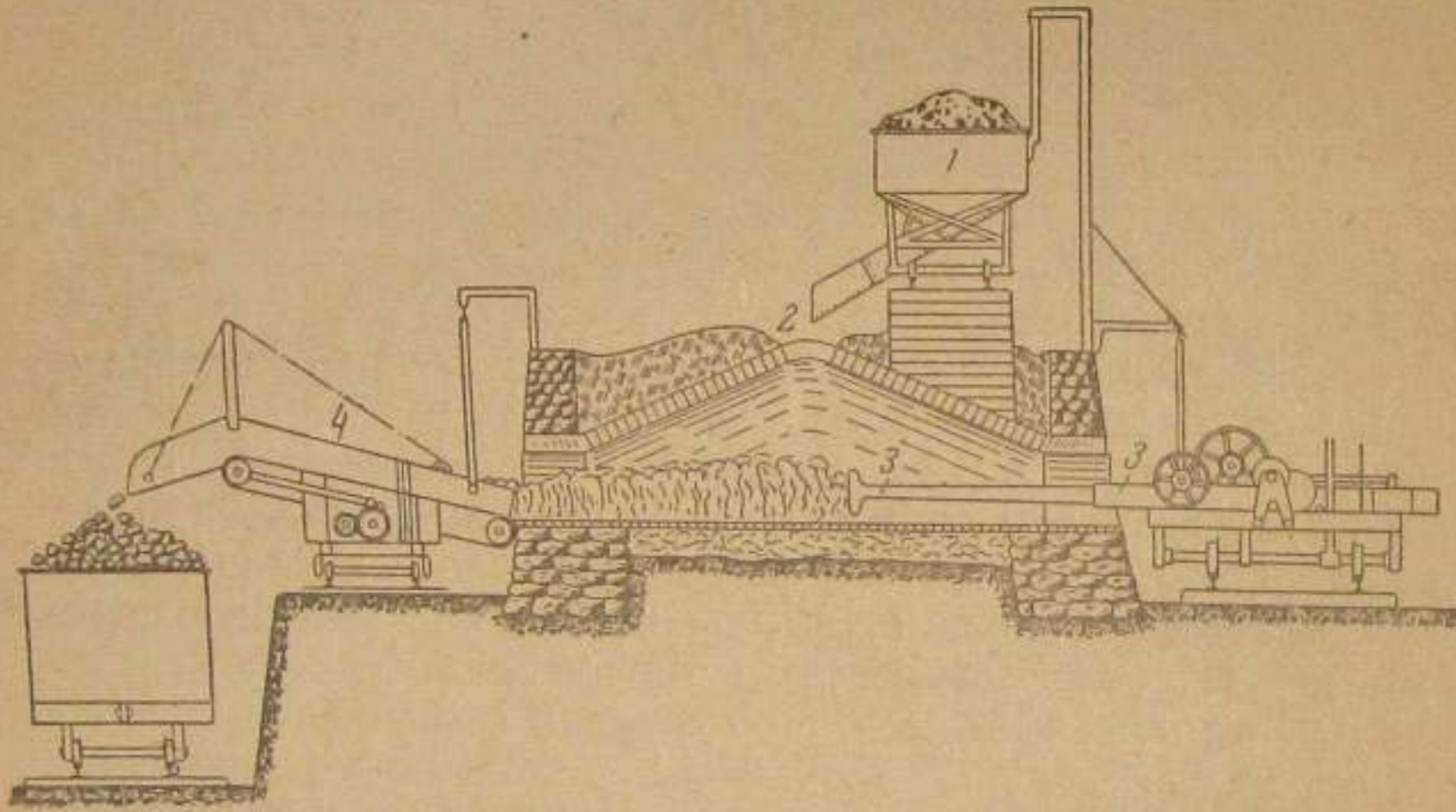
Шагом вперед было введение в практику коксования угля так называемых «стойловых» печей. Эти печи представляли собой две каменные, расположенные параллельно одна другой стены длиной от 8 до 22 м и высотой до 1,7 м. Расстояние между стенами составляло от 1,5 до 2,3 м. С торцов стены замыкались сложенными насухо стенками, разбирающимися при выгрузке кокса. Под печи выкладывался из кирпича. Образовавшееся между стенами пространство заполнялось углем. Сверху уголь покрывался утрамбованной землей. Для розжига внутри угольного слоя при укладке угля предусматривались каналы. В толстых стенах печи предусматривались горизонтальные каналы для подвода в печь воздуха и вертикальные каналы — для отвода газов. Процесс коксования в этих печах продолжался 6—7 суток. Средняя производительность печи составляла 2 т кокса в сутки.

И костры и стойла являются устройствами открытыми.

Изоляция коксуемого угля в них от атмосферного воздуха достигается постройкой из земли или дерна и глины. В 30-х годах XIX века появились в практике закрытые печи.

В более поздних конструкциях этого типа, сохранивших обогрев за счет частичного сжигания загруженного угля, операции загрузки и выгрузки кокса были механизированы (фиг. 13).

Дальнейшее развитие конструкций печей и улучшение процесса коксования шли в следующих направлениях: а) осуще-



Фиг. 13. Ульевая печь с механизированной загрузкой угля и выгрузкой кокса.

1 — вагон с углем; 2 — люк для загрузки угля; 3 — коксовыталкиватель; 4 — транспортер для погрузки кокса в вагон.

ствление процесса коксования за счет тепла, подводимого извне, а не за счет сгорания кокса; б) возможность более гибкой регулировки температурного режима коксования; в) повышение производительности процесса и г) максимальная механизация рабочих операций.

В 50-х годах XIX века появляются конструкции, в которых коксование производится за счет тепла, получающегося при сжигании выделяющегося при коксовании газа.

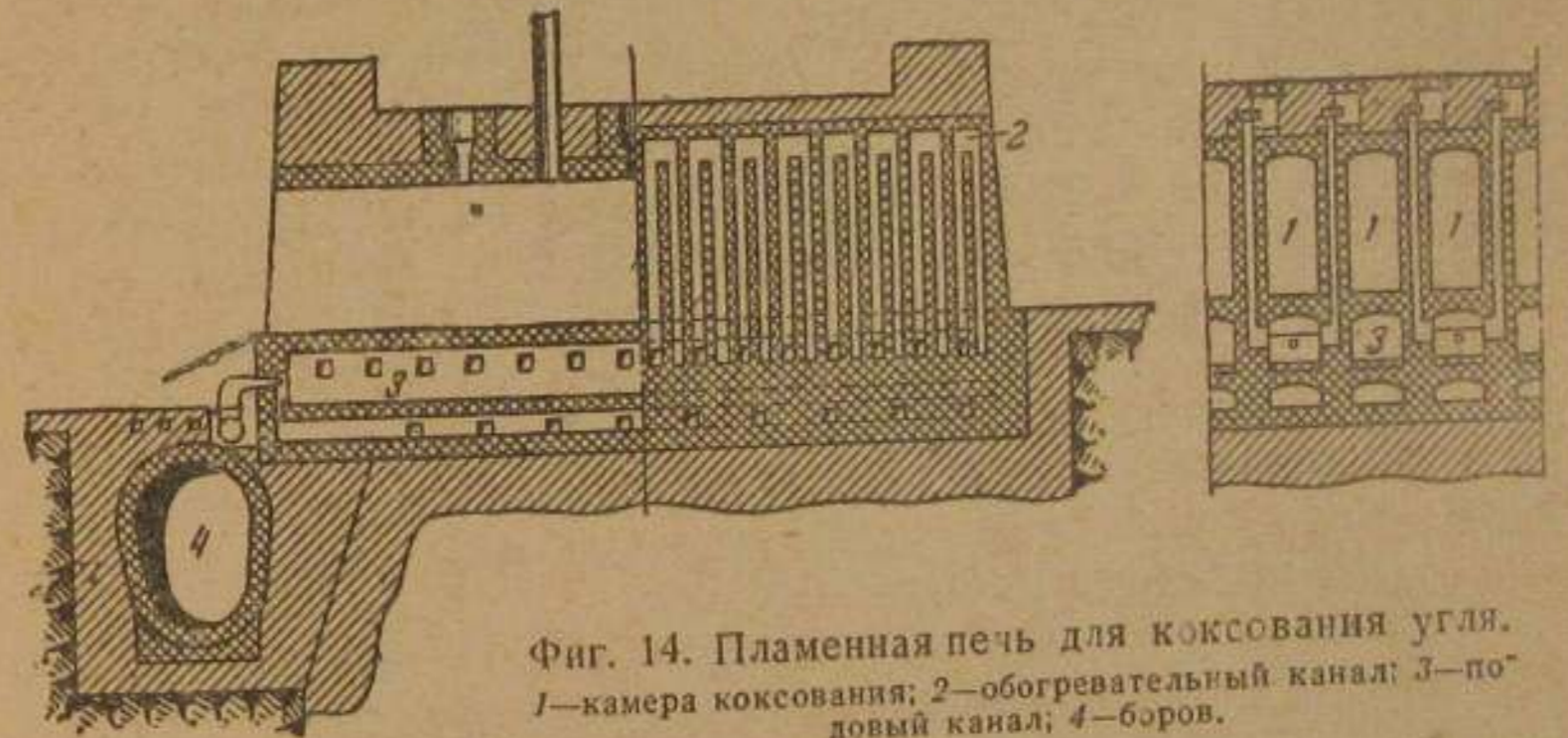
Эти конструкции представляли собой закрытую кирпичную горизонтальную или вертикальную камеру, в стенках которой были устроены отопительные каналы. В каналах сжигался коксовальный газ.

Одна из печей этого типа, являющаяся прототипом современных конструкций этого рода, показана на фиг. 14.

Эта печь представляла собой узкую высокую камеру, загружаемую углем через 2—3 отверстия, расположенные в

своде камеры. С торцов камера закрывается чугунными дверцами, открываемыми при выгрузке кокса. Такие камеры строились одна возле другой, образуя батарею коксовых печей.

Газообразные и парообразные продукты сухой перегонки каменного угля из камеры коксования поступали в вертикальные отопительные каналы, расположенные в обогревательном простенке печей. Сюда же через отверстия в перекрытии засасывался воздух, необходимый для сгорания газа. Из вертикального канала горящие газы направлялись в канал, расположенный под подом печи (подовый канал). Из подового канала горячие дымовые газы поступали в сборный бор. Газы отсасывались дымовой трубой. Так как дымовые газы содержали большой избыток несгоревшего коксовального



Фиг. 14. Пламенная печь для коксования угля.
1 — камера коксования; 2 — обогревательный канал; 3 — подовый канал; 4 — бор.

газа, последний загорался объемистым пламенем при выходе из дымовой трубы. Поэтому печи подобного типа носили название «пламенных» печей. Нередко «жар-газ» пламенных печей направлялся в топку паровых котлов, где и дожигался.

В каждую камеру загружалось 7—8 т угля. Продолжительность коксования составляла 35—50 час.

Параллельно с развитием коксования для получения металлургического кокса развивалось также коксование для получения бытового (светильного) газа.

Чтобы передать газ с завода потребителю по трубам, необходимо было его очистить от смолы и прочих примесей, вредных для здоровья людей. На газовых заводах устанавливается аппаратура для конденсации смоляных и водяных паров, а также для очистки газа от сероводорода, циана и нафталина.

Развитие химической науки в XIX веке привело к открытию в смоле и подсмольной воде газовых заводов целого ряда химических продуктов, являющихся исходными для синтеза

многих ценных химических соединений (анилин, ализарин, красители) и имеющих самостоятельное значение (масла, фенолы, аммиак).

Таким образом возникла идея улавливания этих летучих продуктов и их рационального использования. В связи с этим в 1867 г. появляются первые коксовые печи с улавливанием побочных продуктов.

В подобных печах камера коксования полностью разобщается от отопительных каналов. Получающиеся при коксовании летучие продукты направляются не в отопительные каналы, а через особые чугунные трубы (стояки), установленные в своде каждой камеры, в газовый коллектор—барильет, расположенный вдоль коксовой батареи. Из барильета газ отсасывается эксгаустером и направляется в систему аппаратов, где из него извлекаются смола, бензол и прочие содержащиеся в нем примеси. Очищенный газ возвращается в отопительные каналы коксовой печи. Воздух, необходимый для сжигания, в отопительные каналы нагнетался вентилятором или засасывался дымовой трубой.

Подобная организация производства позволила регулировать подачу газа на отопление печей, а не сжигать его полностью, как раньше. Таким путем удавалось сэкономить до 20% коксовального газа. Этот излишек газа с конца XIX века нашел применение для отопления мартеновских и других печей металлургических заводов.

Применение коксовального газа в качестве топлива для металлургических печей явилось новым стимулом к дальнейшему усовершенствованию коксовых печей. Возник интерес к сокращению расхода коксовального газа на отопление коксовых печей и вообще к улучшению теплотехнической стороны дела. Это привело к постройке коксовых печей с регенерацией тепла отходящих дымовых газов. Одна из первоначальных конструкций этого типа показана на фиг. 15.

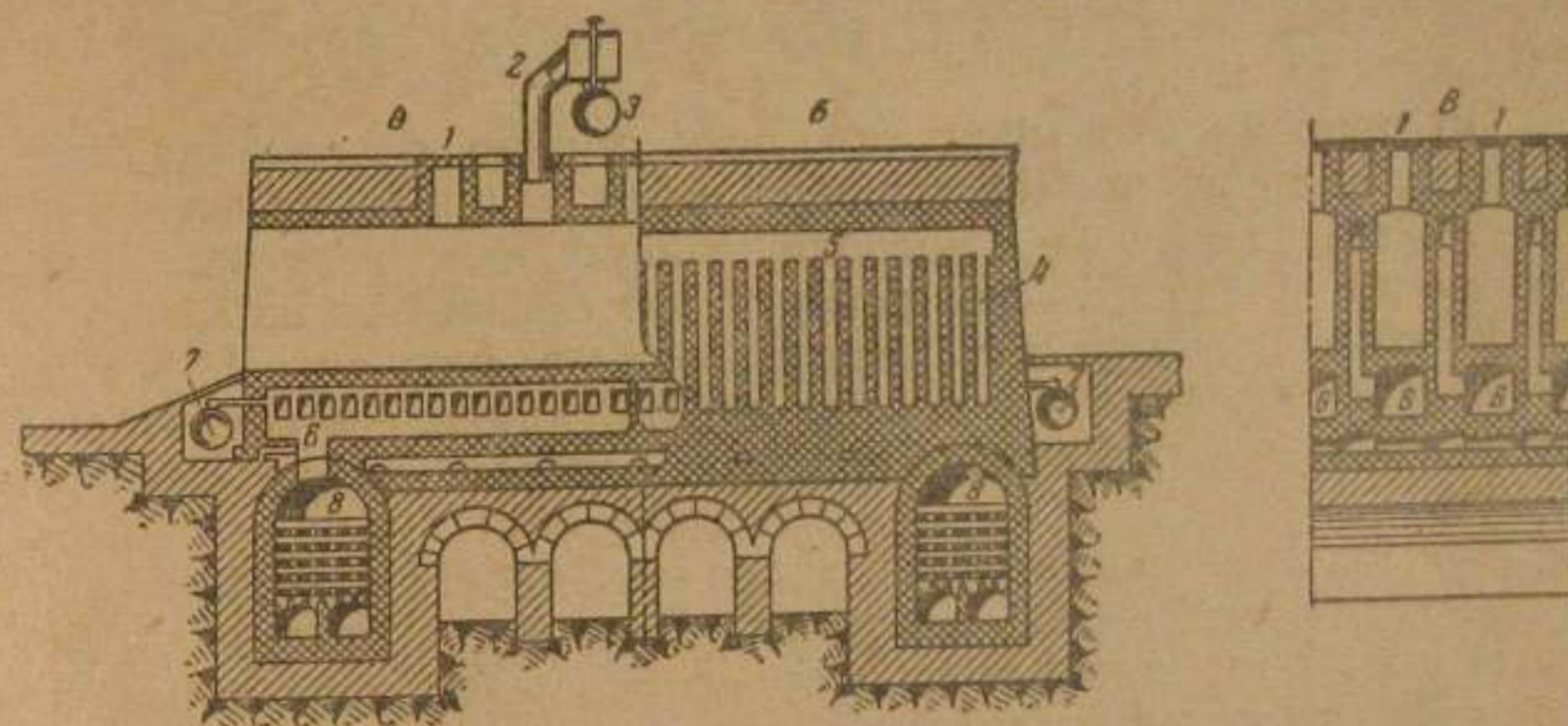
В регенеративных печах отопительные каналы (их называют вертикалами) всего обогревательного простенка разделяются на две группы. Вертикалы одной группы посредством особых каналов соединены с одним регенератором, вертикалы другой группы — с другим. Когда в вертикалах одной группы происходит горение газа (восходящий поток), по вертикалам второй группы горячие дымовые газы спускаются в регенератор (нисходящий поток). Через определенный промежуток времени (от 15 до 30 мин.) путем переключения особых клапанов (кантовка) направление потоков меняется на обратное.

При прохождении дымовых газов с температурой 1 200—1 350° С по регенератору насадка последнего нагревается за счет тепла этих газов, а сами газы охлаждаются и уходят в

боров с температурой 270—340° С. После кантовки воздух, проходя через нагретый регенератор, отнимает от него тепло, нагреваясь при этом до 900—1 000° С.

Коксовальный газ в вертикалы подводится через горелочные каналы, так называемые корнюры, проложенные в кладке под вертикалами. Эти каналы соединены с газопроводом коксовального газа через патрубки, снабженные кантовочными кранами.

Устройство регенераторов позволяет сильно сократить расход коксовального газа на отопление печей. Современные



Фиг. 15. Регенеративная печь для коксования угля.

А — разрез через камеру; В — разрез через обогревательный простенок; В — разрез вдоль батареи (перпендикулярно оси камер). 1—люк для загрузки угля; 2—стояк; 3—барильет; 4—вертикалы; 5—сборный канал; 6—подовый канал; 7—газопровод; 8—регенераторы.

регенеративные печи расходуют на свое отопление около 45% вырабатываемого ими газа.

Коксовальный газ является очень ценным топливом для многих металлургических печей. Коксовые печи могут отапливаться другими более бедными газами, например доменным или генераторными. Целесообразно поэтому коксовые печи переводить на отопление бедными газами, передавая все количество коксовального газа для других более квалифицированных потребителей (металлургия, быт).

Эта задача разрешается в настоящее время путем устройства комбинированных печей—«компаунд». Такие печи могут отапливаться как коксовальным, так и более бедными газами. Для того, чтобы в вертикалах сохранить нужную температуру, в печах-компаунд подогревается не только воздух, но и газ. В случае перевода печей-компаунд на коксовальный газ воздушный и газовый регенераторы служат для подогрева воздуха.

10. Современные конструкции коксовых печей

А. Классификация коксовых печей

В настоящее время в коксовой промышленности применяется большое число разнообразных конструкций коксовых печей. Несмотря, однако, на это разнообразие, во многих случаях печи отличаются друг от друга только в деталях, оставаясь в основном похожими одна на другую.

Признаками, по которым классифицируют современные коксовые печи, являются: а) конструкция регенераторов и б) конструкция обогревательного простенка.

По первому признаку все печи можно разбить на две группы: одну из них составляют печи с продольными регенераторами, расположенными вдоль оси коксовой батареи и, следовательно, поперек оси печной камеры.

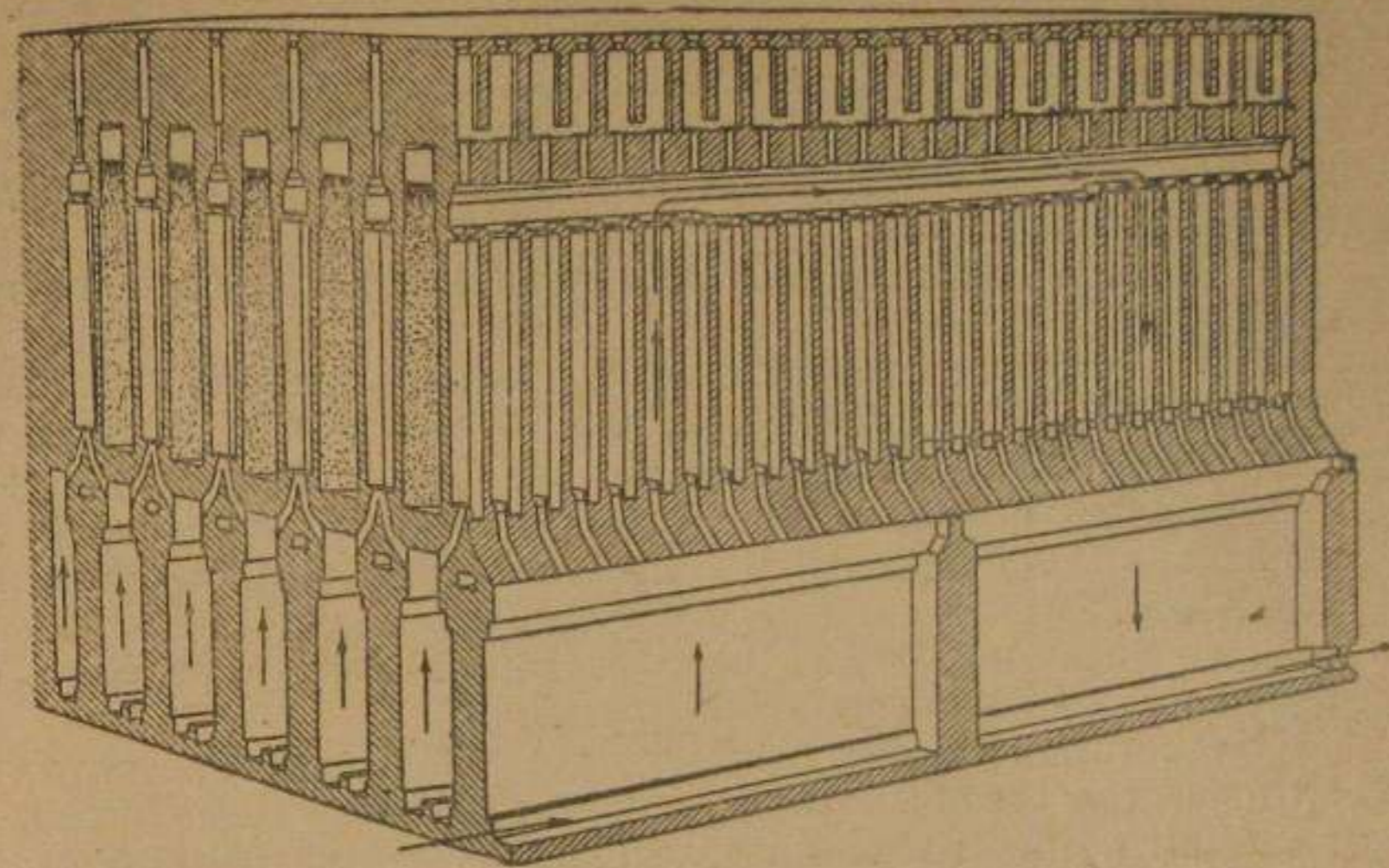
Вторую группу составляют печи с поперечными регенераторами. В этих конструкциях регенераторы расположены поперек оси коксовой батареи, вдоль печных камер.

Продольных регенераторов два — попеременно один под нагревом, другой — под воздухом. В печах с поперечными регенераторами каждый из них обслуживает один или два обогревательных простенка.

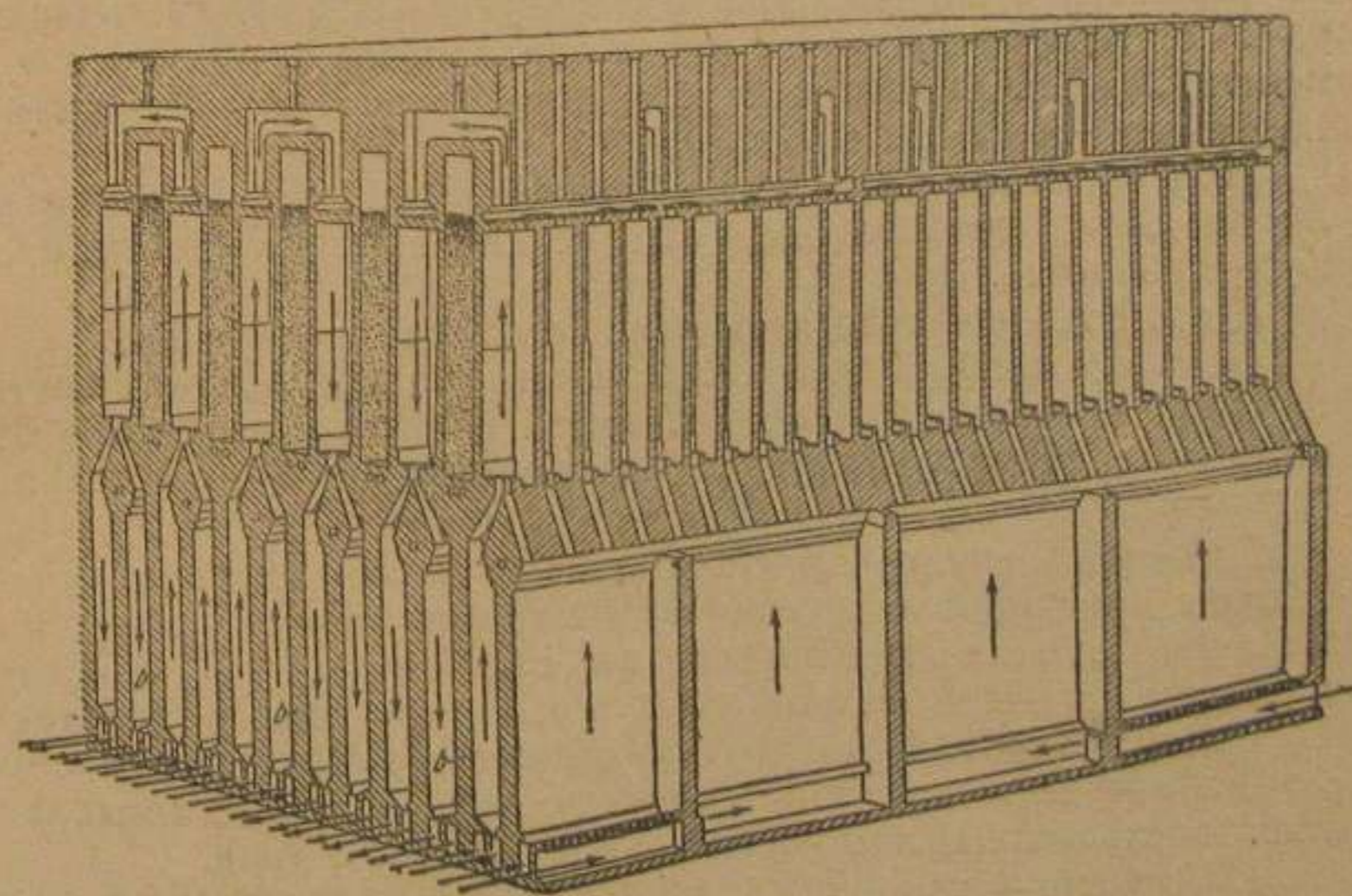
Последние годы в СССР строились печи исключительно с поперечными регенераторами. Такие конструкции имеют ряд преимуществ перед печами с продольными регенераторами. Главнейшими из этих преимуществ являются: 1) возможность выключать на ремонт любой регенератор, не останавливая всю батарею; 2) более легкая регулировка обогрева каждого отдельного простенка; 3) меньшее гидравлическое сопротивление регенераторов, оказываемое прохождению через них газов и воздуха.

На фиг. 16 представлена конструкция печи с поперечными регенераторами (насадка регенератора на чертеже не показана). В этой системе каждому простенку отвечает один регенератор, разделенный поперечной перегородкой на две части. Одна из этих частей находится под нагреваемой средой (стрелка вверх), другая (стрелка вниз) — под дымовыми газами. Через каждые 20—30 мин. направление потоков меняется на обратное.

В печах другой конструкции (фиг. 17) регенераторы разделены также на две половины, но продольной перегородкой, а не поперечной. Каждая половина находится под воздухом или под газом. Поперечные перегородки у этих печей служат, с одной стороны, для более равномерного распределе-



Фиг. 16. Печь с поперечными регенераторами (1-й тип) и с верхним сборным каналом для газов.



Фиг. 17. Печь с поперечными регенераторами (2-й тип) и с перевальными газовыми каналами.

ния газов по плоскости стенки, а с другой, — для увеличения прочности и устойчивости конструкции.

Искания в части конструкции обогревательных простенок коксовых печей обуславливаются также стремлением равномерного обогрева обогревательной стенки и придания ей достаточной прочности.

По этому признаку коксовые печи можно разбить на три группы:

Одну группу составляют печи, обогревательный простенок которых сконструирован так, что отопительные каналы по длине простенка разделяются на две группы (фиг. 16). В каналах одной половины простенка происходит сгорание газа, по каналам второй половины дымовые газы опускаются в регенератор. В этой системе необходимо наличие верхнего сборного канала, через который газы переходят от одной половины простенка к другой.

Недостатком такой системы отопления является то, что та половина стенки, которая в данный момент омывается восходящим потоком газов, всегда оказывается нагретой больше, чем та, которую омывают газы нисходящего потока. Кроме того, наличие верхнего сборного канала ослабляет устойчивость простенка.

Во вторую группу печей входят печи со сдвоенными отопительными каналами. Типичной для этой группы является конструкция, изображенная на фиг. 18. Каждая пара вертикалов образует здесь обособленный топочный элемент. Каждый вертикал в этой паре работает попеременно на воздухе и на дымовом газе.

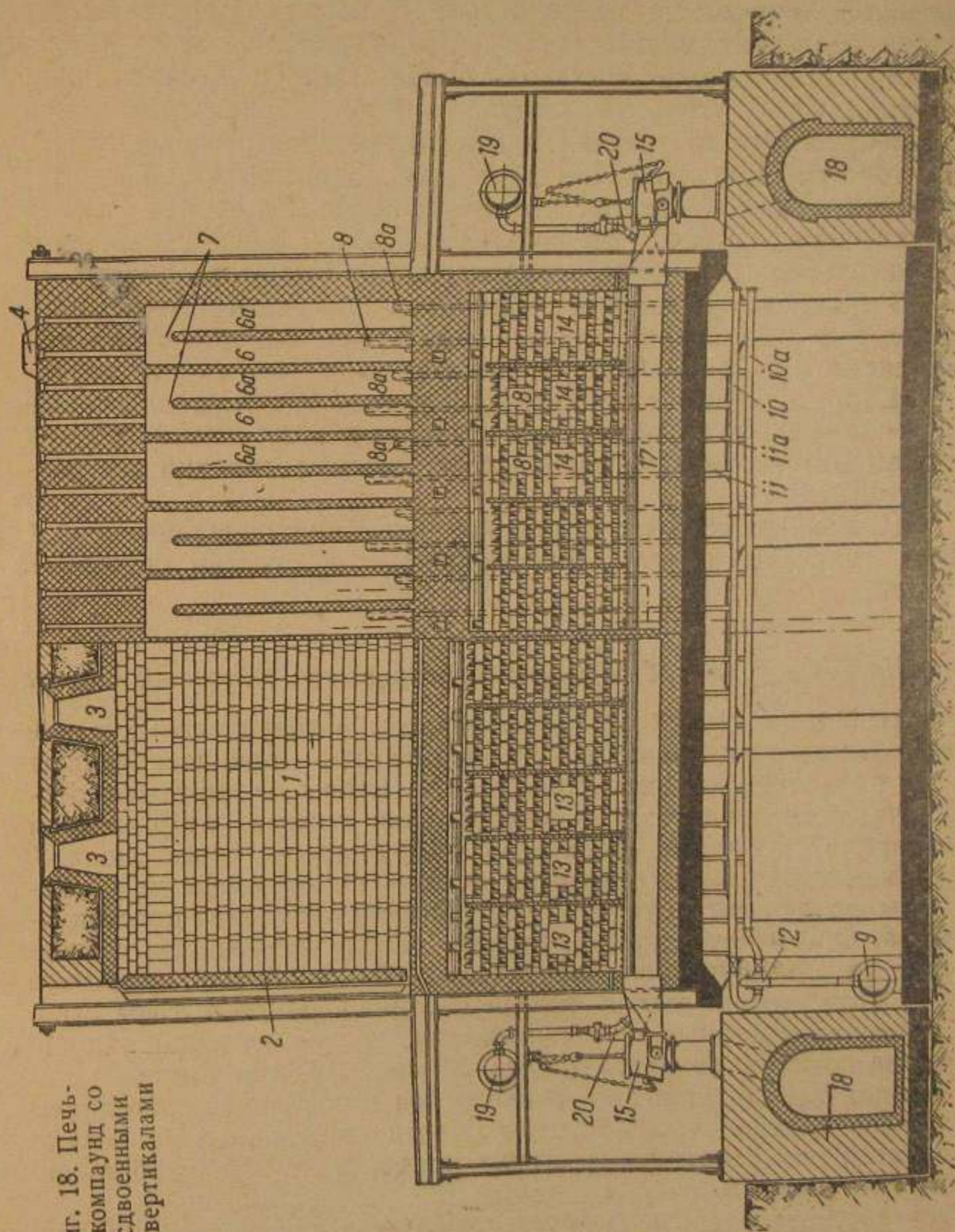
При сдвоенных каналах обогрев стенки по ее длине является более равномерным, сама же стенка приобретает большую прочность.

К этой группе относятся печи Мосгипрококка и др.

Печь системы Гипрококка (фиг. 17) использует третий принцип обогрева коксовой камеры. В этой системе все отопительные каналы простенка разбиваются на 5—6 отдельных групп.

Две такие группы, расположенные по обе стороны печной камеры друг против друга, соединяются между собой каналом, проложенным в своде печи. По этим перевальным каналам газы из одного простенка переходят в другой, по другую сторону камеры. Таким образом, в печах такого типа стенка по всей ее длине омывается либо восходящим, либо нисходящим потоком газа.

Применение сдвоенных вертикалов и перевальных каналов позволяет достичь известных успехов в отношении равномерности обогрева камеры по ее длине. Однако, эти мероприятия не решают задачи равномерности обогрева камеры



Фиг. 18. Печь-компаунд со сдвоенными вертикалами

по ее высоте. Высота коксовых камер современных коксовых печей часто превышает 4 м. При встрече воздуха и отопительного газа в нижней части вертикалов именно здесь развиваются наивысшие температуры. В верхнюю часть вертикалов поступает меньше тепла. Разница в температуре по высоте стенки может составить более 100°. По этой причине верхняя часть угольной загрузки будет прококсовываться медленнее. Это отставание в некоторых конструкциях достигает 2 час. При доведении верхушки до полной зрелости теряется время, т. е. понижается производительность печей, увеличивается расход отопительного газа и неизбежным оказывается перекал кокса в нижней части коксового пирога.

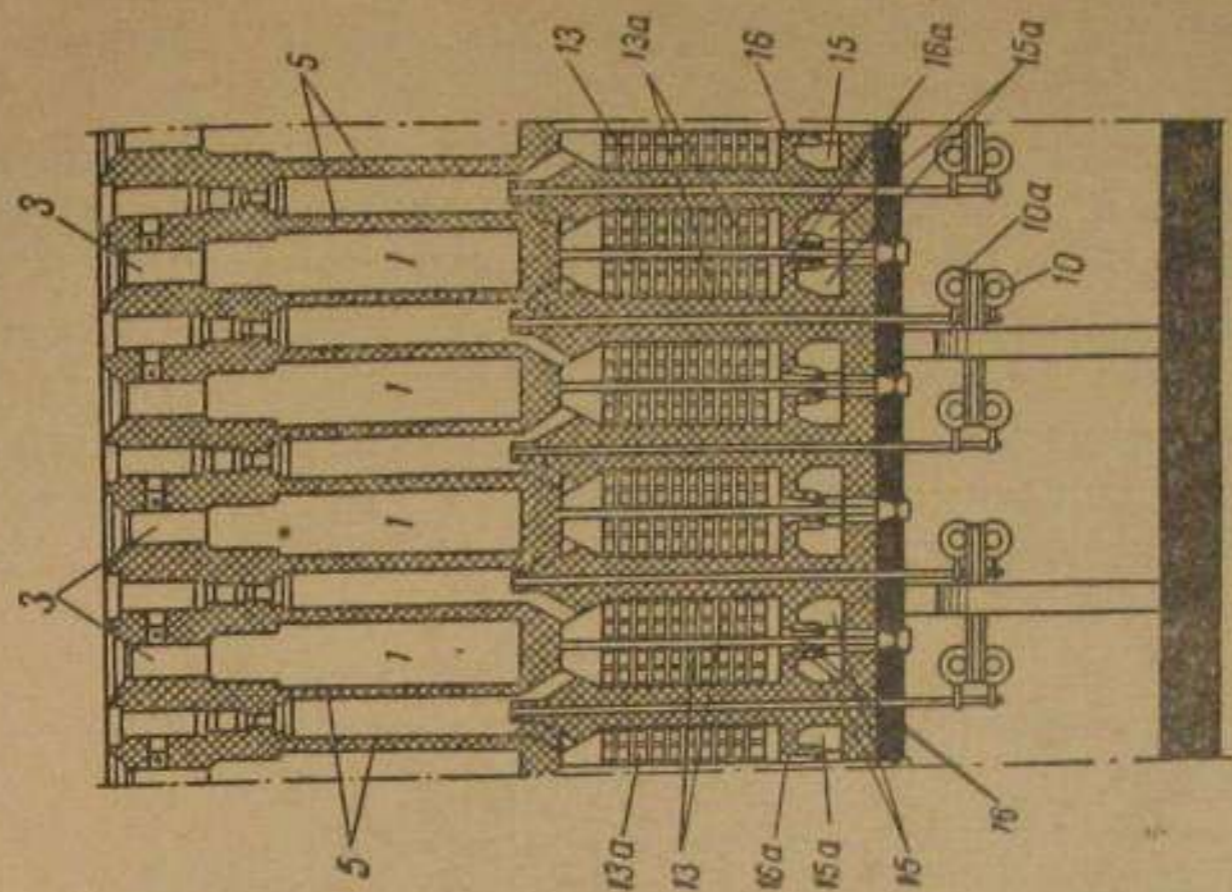
В целях выравнивания температуры по высоте стенки прибегают к следующим мерам: к сужению камеры в верхней ее части (см. фиг. 16); растягивают пламя по высоте вертикала, примешивая к отопительному газу инертные дымовые газы или подводя воздух для сжигания в нескольких точках по высоте вертикала; располагают газовые горелки на разных уровнях.

Подробнее об этом изложено ниже, при описании наиболее употребительных современных конструкций коксовых печей.

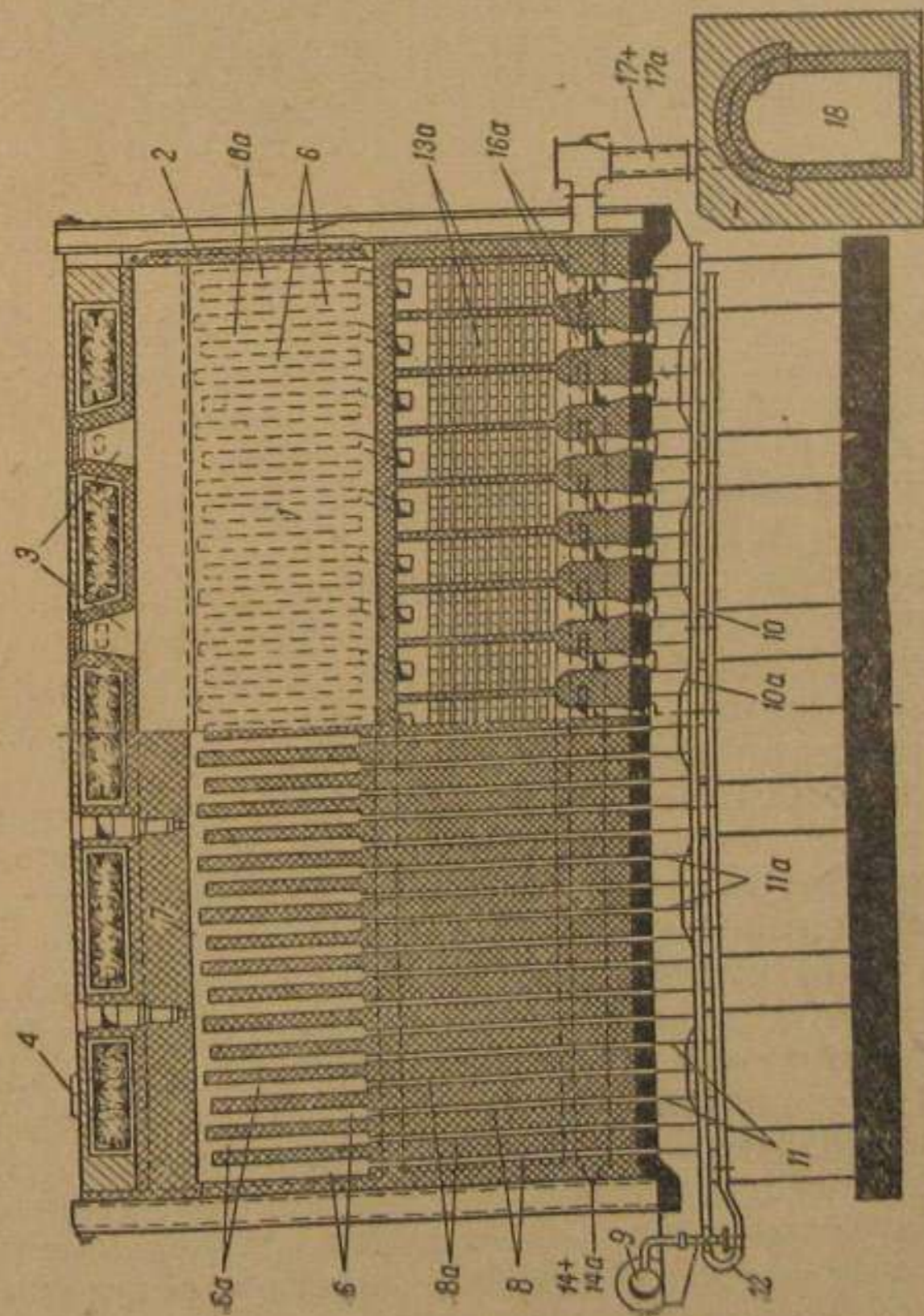
Б. Наиболее употребительные конструкции коксовых печей

а) На фиг. 19, 20, 21 даны разрезы регенеративных печей со сдвоенными вертикалами, предназначенных для отопления коксовальным газом. Цифры на чертежах обозначают следующее: 1 — коксовальная камера, закрываемая с торцов дверцами 2; топливо загружается через люки 3, а коксовальный газ отводится в стояк через отверстие 4. Камеры разделены друг от друга обогревательными простенками 5. Обогревательный простенок разбит на участки, состоящие из одного четного вертикала (6а) и одного нечетного (6). При подаче газа в четный вертикал дымовые газы отводятся через парный с ним нечетный. Путем кантовки направление потоков меняется (через 30 мин.). Канал 7 предназначен для наблюдения за горением газа и вообще за состоянием накала верхней части камеры. Иногда этот канал не делают и тогда обогревательная стенка приобретает вид, изображенный на фиг. 18.

Обогревательный (коксовальный) газ поступает в вертикалы попеременно по каналам 8 и 8а, проложенным в стенках, разделяющих регенераторы. К печам газ подводится по трубе 9. От этой трубы в подвальное помещение под каждый обогревательный простенок отводятся два распределительных газопровода 10 и 10а. Один из них питает газом горелки не-



Фиг. 20. Погледечный разрез печи.

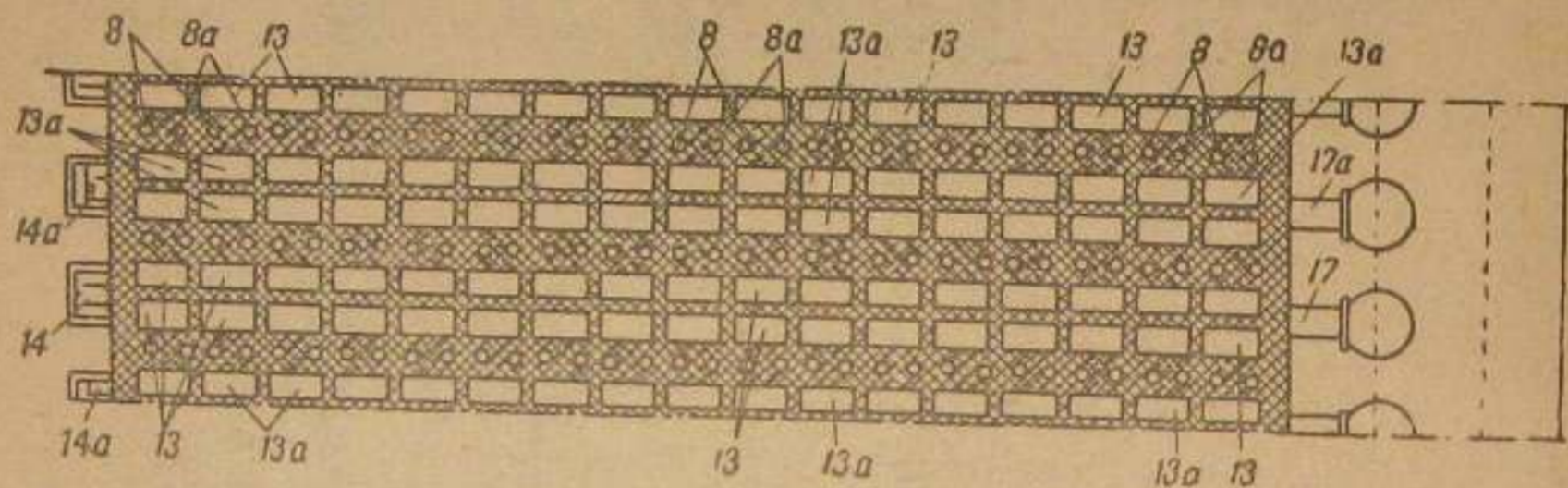


Фиг. 19. Печь со сдвоенными вертикалами для отопления коксовальным газом (разрез по камере и обогревательному простенку).

четных номеров 11, другой — четных 11а. Переключение горелок осуществляется краном 12.

Каждый вертикал простенка соединен косым каналом с регенераторами 13 или 13а. Воздух поступает в регенераторы через клапаны 14 и 14а, распределительные каналы 15 и 15а и отверстия 16. Дымовые газы, пройдя регенераторы и канал 15 или 15а, через клапаны 17 или 17а поступают в боры 18.

Комбинированная печь (компаунд) с обогревом коксовальным или бедным газом представлена на фиг. 18. Основное отличие этой конструкции от рассмотренной заключается в



Фиг. 21. Расположение регенераторов и горелочных каналов печей в плане.

устройстве регенераторов. Регенераторы здесь разделены двумя продольными стенками на три секции. При отоплении печей бедным газом, например, колошниковым, крайние секции служат для нагревания воздуха, средняя — для нагревания газа. При работе на коксовальном газе все три секции служат для нагрева воздуха.

Для выравнивания пламени по высоте стенки камеры в этой конструкции предусмотрен подвод газа в вертикалах на разной высоте. В одних, например четных, вертикалах устье горелки располагается на высоте 80 см над уровнем пода печи, в других вертикалах на высоте 20 см.

Как достоинство печей этой конструкции можно отметить следующее: а) применение сдвоенных каналов благоприятствует выравниванию температуры стенки камеры по ее длине; б) расположение горелок на разной высоте позволяет в значительной степени выравнивать температуру стенки коксовой камеры по ее высоте; в) устранение горизонтального сборного канала способствует сохранению прочности обогревательного простенка; г) расположением регенераторов, при котором газ и продукты горения никогда не находятся в смежных регенераторах, исключается возможность потерь газа путем просачивания его в регенератор, находящийся под продуктами горения; д) удобное для наблюдения, чистки и регулирования подачи газа расположение горелочных каналов.

Недостатком рассматриваемых печей является необходимость деления регенераторов на мелкие ячейки ($0,75 \times 0,75$ м), что делает их малодоступными для ремонта.

б) На фиг. 22 показана одна из конструкций коксовых печей, предназначенная для отопления и богатым и бедным газом (печи-компаунд). Это печь с круговым потоком газа.

Обогревательный простенок этих комбинированных печей выполнен также в виде сдвоенных вертикалов.

Однако, распределение тепла по высоте камеры в этой конструкции выполнено иначе. У основания стенки, разделяющей в сдвоенном канале восходящий и нисходящий потоки газа, имеется отверстие 1. Через это отверстие восходящий поток газа засасывает некоторое количество продуктов горения из соседнего парного вертикала. В результате отопительный газ разбавляется дымовым газом, вследствие чего горение его заземляется, а пламя растягивается во всю высоту стенки, обеспечивая при этом равномерный ее обогрев.

При отоплении печей коксовальным газом последний подводится к печам и подается в вертикалы с обеих сторон печи по газопроводам 2. Газ подается в один из корнюров 3 и распределяется этим корнюром, например по нечетным вертикалам всего обогревательного простенка. В это время в регенератор А поступает воздух. Часть нагретого воздуха поступает непосредственно в нечетные вертикалы, расположенные над регенератором А. Другая часть через подовый канал 4 проходит в нечетные вертикалы второй половины обогревательной стенки. Горение газа происходит, таким образом, по всему обогревательному простенку одновременно.

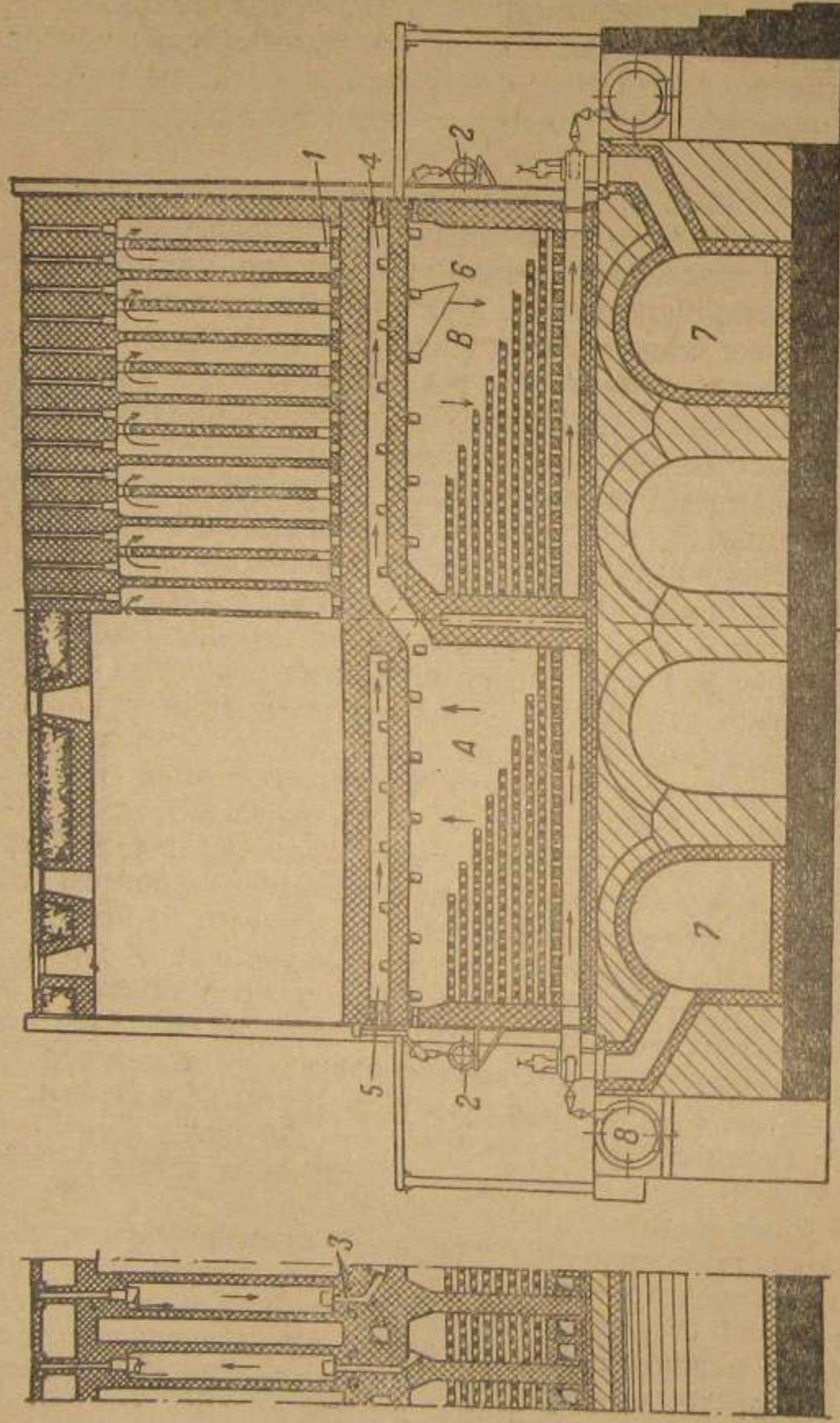
Продукты горения опускаются через четные каналы в одной половине простенка в канал 5, в другой половине простенка — по косым ходам 6 непосредственно в регенератор В, а из него — в боры 7 и в дымовую трубу. Подовые каналы 4 и 5 в середине перекрещиваются.

Через 20—30 мин. производится кантовка и под горение ставятся четные каналы.

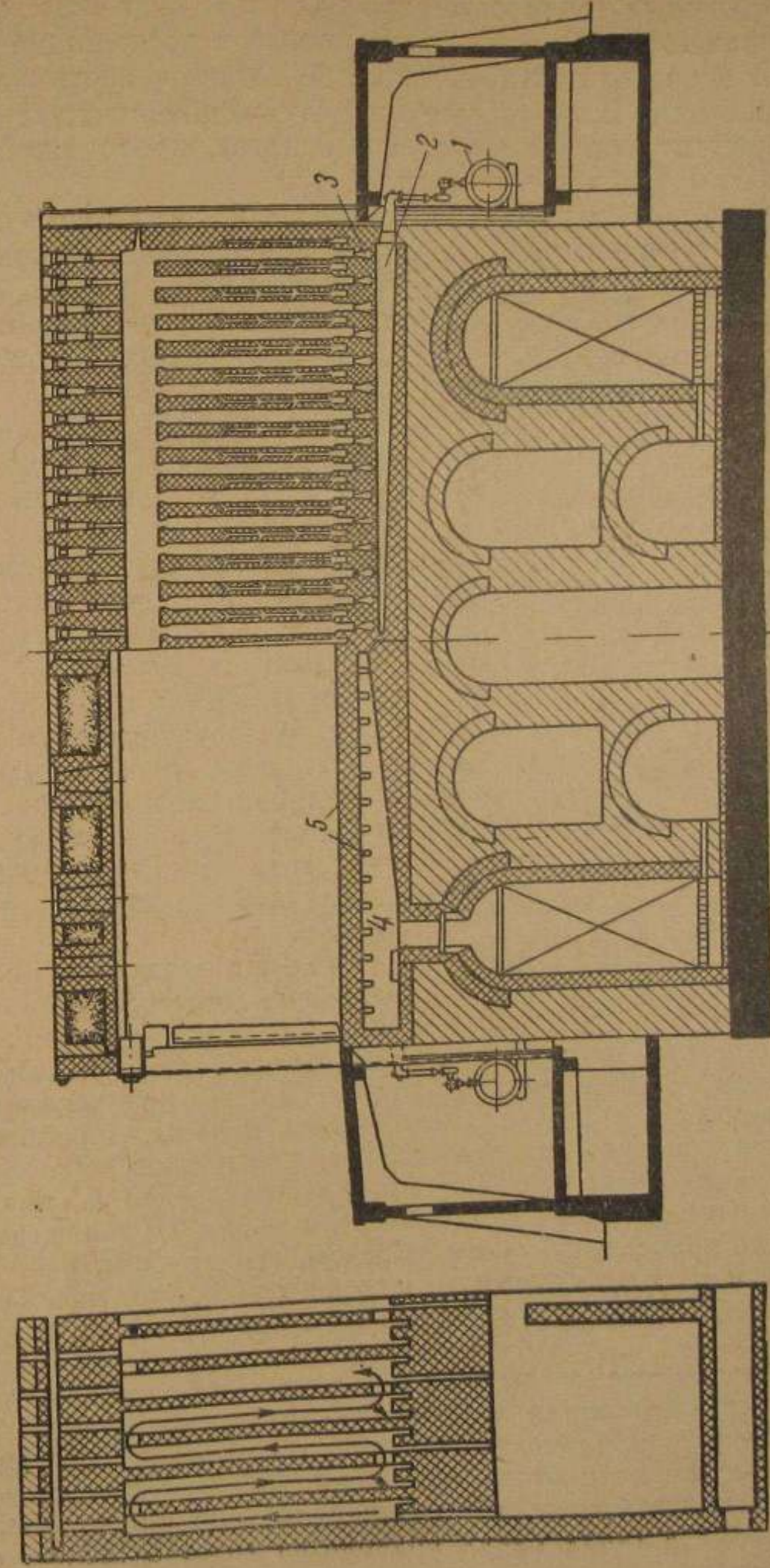
В том случае, если отопление печей производится колошниковым или генераторным газом, во всех половинах регенераторов с одной стороны батареи попеременно проходят в одном воздух, в другом — нагреваемый газ. По другим половинам в это время отводятся продукты горения. Газ в этом случае подается по газопроводам 8.

Достоинством рассмотренной конструкции является отсутствие продольных стенок, разделяющих регенераторы, находящиеся одновременно под газом и продуктами горения. Это устраняет просачивание газа в поток продуктов горения.

В других печах этого типа (Гипрококса) принцип рецир-



Фиг. 22. Печи с круговым потоком газа.

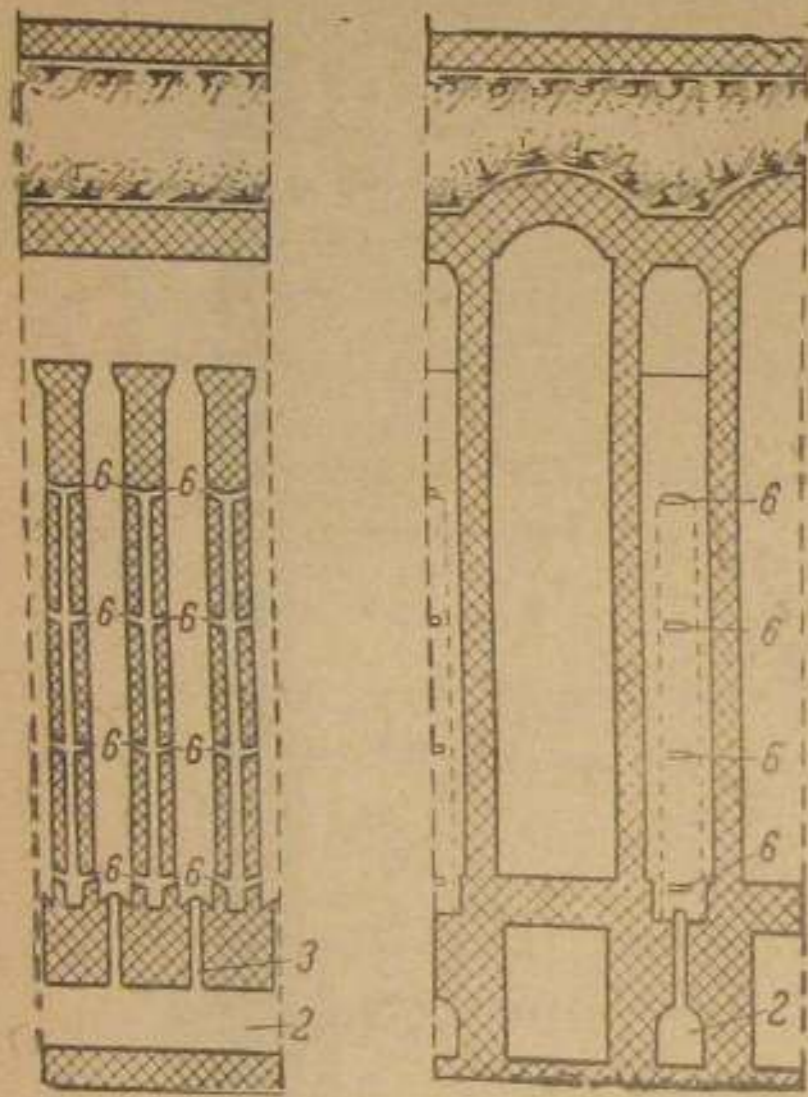


Фиг. 23. Отогревательный простенок печей Гипрококса.

Фиг. 24. Печь со ступенчатым сжиганием газа.

куляции дымовых газов осуществлен иначе (фиг. 23). Окна для эжекции газа из нисходящего потока в восходящий расположены в разделительной стенке не парного вертикала, а соседнего с ним. В результате циркулирующие продукты горения образуют как бы непрерывный поток, проходящий последовательно через все вертикалы.

в) На фиг. 24 и 25 представлена печь со ступенчатым обогревом. Печь предназначена для отопления



Фиг. 25. Подвод воздуха в печах со ступенчатым подводом газа.

коксом газом. Для подогрева воздуха она имеет два продольных регенератора.

Газ поступает к печам по газопроводам 1. Отсюда через специальные краны он подводится в распределительные каналы 2, расположенные под обогревательными простенками. Из этих каналов горелками 3 газ распределяется по вертикалам. Для равномерного распределения газа по длине простенка каналы 2 суживаются от места поступления в них газа из газопровода к последней (по ходу газа) горелке.

Подвод воздуха в отопительную систему выполняется так. Пройдя регенератор, воздух сначала поступает в распределительные каналы 4, расположенные под подом печей. Далее по косым ходам 5 воздух проникает в особые каналы, проложенные внутри разделительных стенок вертикалов. Из этих каналов через несколько (на фигуре — 4) щелей 6 воздух подводится в вертикал для смешения с газом. Сгорание газа в вертикалах происходит, таким образом, факелом, растянутым на несколько ступеней. Это дает возможность обеспечить равномерное обогревание стенки коксовой камеры.

Описанная система ступенчатого обогрева коксовой камеры позволила значительно увеличить высоту камеры, не нарушая равномерности ее обогрева. В настоящее время известны печи этого типа с высотой стенки камеры 6 м, тогда как в других системах печей она не превышает 4,3 м. Воздух в таких печах подводится через 6 щелей.

При обогреве печей бедным газом предусматривается не два, а четыре регенератора: два для нагрева воздуха, два для нагрева газообразного топлива.

В. Размеры и производительность коксовых печей

При современном массовом производстве кокса огромное значение имеет производительность коксовых заводов. Последняя определяется количеством коксовых печей (камер коксования) и производительностью каждой отдельной печи.

Количество печей (камер), входящих в завод, колеблется от нескольких десятков до сотен. Обычно группа из 30—70 печей объединяется в отдельную батарею. В зависимости от масштабов производства завод может представлять собой блок из двух, трех и большего числа батарей, расположенных в одну линию.

Производительность каждой коксовой печи (камеры) зависит от размеров камеры (ее емкости), температуры коксования и равномерности обогрева печи.

Выше указывалось о влиянии равномерности обогрева печи на ее производительность и на те меры, которые принимаются, чтобы добиться этой равномерности.

Высокая температура благоприятствует быстрому завершению процесса коксования. В современных быстроходных коксовых печах в камере коксования поддерживается температура в 1100°C . В обогревательных простенках в этих случаях устанавливается температура в $1350—1450^{\circ}\text{C}$.

Понятно, что для обеспечения длительной работы печей при таких высоких температурах необходимо, чтобы материал, из которого выкладываются печи, отвечал повышенным требованиям огнеупорности. Кроме того, этот материал должен обладать достаточной механической прочностью при высоких температурах, иметь высокую теплопроводность, малую пористость.

Наиболее полно этим требованиям отвечает диносовый кирпич, из которого и выкладываются наиболее ответственные части современных коксовых печей. Недостатком диноса является то, что он плохо противостоит резким колебаниям температуры и имеет значительный коэффициент объемного расширения.

Производительность печи зависит от ее емкости. Казалось бы, самым простым способом повышения производительности коксовых печей является линейное увеличение длины, высоты и ширины камеры коксования. Однако, существуют факторы, ограничивающие практические возможности увеличения этих величин известным пределом.

Длина камеры ограничивается длиной штанги коксовытальквателя и длиной планира.

Для выдачи из печи созревшего кокса применяется специальное устройство, передвигающееся вдоль фронта коксовых печей. Это устройство представляет собой горизонтально расположенную массивную стальную штангу, укрепленную на роликах. Штанга заканчивается головкой. При выдаче кокса штанга вдвигается в печную камеру и выталькивает из нее коксовый пирог. (Прообразом современного коксовытальквателя является конструкция, изображенная на фиг. 13).

Штанга коксовытальквателя, работающего к тому же в тяжелых температурных условиях, не может быть сколь угодно длинной из-за ее прогибания. Длинной ее ограничивается и длина печной камеры.

Несколько выше штанги коксовытальквателя и параллельно ей располагаются штанги планира. Назначение его — выравнивать верхний горизонт угольной засыпки сейчас же после заполнения камеры углем. Работает штанга планира в тех же условиях, что и штанга коксовытальквателя, и так же не позволяет увеличивать длину камеры выше определенного предела.

В современных печных конструкциях длина камеры коксования по указанным причинам не превышает 12—13 м.

Высота камеры, как об этом упоминалось, ограничивается практическими возможностями равномерного обогрева ее стенки. Максимальная высота камеры, достигнутая до настоящего времени в технике коксования, равняется 6 м. В большинстве случаев она колеблется в пределах от 3,5 до 4,3 м.

Ширина печной камеры, при прочих равных условиях, определяет собой продолжительность коксования угольной загрузки. Чем шире камера, тем больше времени требуется для завершения процесса коксования. Так, в печах с камерой шириной в 500 мм коксование заканчивается в 24 часа. При тех же условиях обогрева и для того же угля в камере шириной в 350 мм период коксования сокращается до 14,7 час.

Для приближенного определения продолжительности коксования в зависимости от ширины камеры и температуры существует следующая эмпирическая формула:

$$\tau = \frac{d^2}{1000} \cdot \frac{t + 2(t + t')}{t} \text{ час,} \quad (9)$$

где τ — продолжительность коксования, час.;

d — ширина коксовой камеры, м.;

t — температура в вертикалах, °С;

t' — то же в камере, °С.

Сокращение ширины коксовой камеры лимитируется возможностью проникнуть в нее взрослому рабочему на случай ремонта.

Минимальной шириной современных печей является 350 мм.

Отрицательной чертой узкокамерных печей является то, что они дают менее крупный кокс. Поэтому в последних конструкциях снова возвращаются к более широким камерам.

Размеры коксовых печей, работающих в СССР, даны в табл. 13.

Таблица 13

Основные размеры коксовых печей СССР

Полезная емкость, м ³	Вес загрузки в т сухой шихты	Полезная длина печи, м	Полезная высота камеры, м	Ширина камеры, мм	
				с машинной стороны	с коксовой стороны
20,0	14,7	12,8	3,9	370	430
18,7	14,0	11,9	3,9	380	420
19,6	15,0	12,1	4,0	Средняя	407
19,8	15,3	12,3	4,0	382	432
20,0	15,3	12,3	4,0	Средняя	406

Из таблицы видно, что ширина камеры с коксовой стороны несколько больше, чем со стороны коксовытальквателя. Делается это для облегчения выдачи кокса.

В результате стахановского движения, развернувшегося в свое время на наших коксовых заводах, продолжительность коксования в этих печах была сокращена до 13—14 час. против 16 час., с которой печи работали ранее. Это достигнуто было за счет повышения температуры в вертикалах до 1450°С. Понятно, что работа на таком нагреве требует очень тщательного ухода за печами, систематического и тщательного контроля температур.

11. Гидравлический и тепловой режимы коксования

Стенки коксовых печей выкладываются из динасового или шамотного припаса. При самой тщательной притирке и при применении шпунтованных фасонных кирпичей обеспечить надлежащую плотность кладки оказывается затруднительным. Поэтому всегда имеется угроза перетока и смешения газов, разделенных стенкой и находящихся при различных давлениях. Газы и вообще летучие продукты, выделяющиеся в ка-

мере коксования, могут проникать в каналы обогревательного простенка и смешиваться там с дымовыми газами. Сгорание этих просочившихся продуктов может повести за собой перегрев и даже оплавление регенераторов, не говоря о возникающей при этом потере части ценного газа. При наличии более высокого давления в обогревательном простенке дымовые газы и нагретый воздух проникают в камеру коксования. В результате сгорает часть кокса, разбавляются инертными газами продукты коксования и пропадает часть нагретого воздуха.

С другой стороны, вследствие недостаточной плотности стенок, разделяющих восходящий и нисходящий потоки газов в отопительной системе, возможны перетоки дымовых газов из каналов с большим давлением в каналы с меньшим давлением. Кроме того, нагретый воздух из воздушных регенераторов может проникать в регенераторы, работающие в данный момент на дымовых газах. При этом пропадает часть нагретого воздуха и бесполезно перегружается дымовая труба.

При отоплении печей бедным газом, кроме воздуха, в дымовые газы может попадать таким путем и нагретый отопительный газ, что дает еще большую потерю тепла.

Указанные явления отрицательно влияют на обогрев печей, на самый процесс коксования и на расход отопительного газа. Поскольку обеспечить герметичность стенок оказывается невозможным, прибегают к другим мерам, касающимся, с одной стороны, конструкции регенераторов, с другой, — регулирования гидравлического режима в камере коксования и в отопительной системе.

Основное мероприятие по предупреждению вредных перетоков газа в области конструирования заключается в максимально возможном сокращении площади соприкосновения пары регенераторов, работающих одновременно на дыме и воздухе или газе. С другой стороны, стремятся снизить до минимума гидравлическое сопротивление регенераторов и тем предупредить повышение давления внутри их.

Что касается регулирования гидравлического режима, то оно выражается в поддержании некоторого положительного давления в камерах коксования. Обычно оно составляет 2—3 мм вод. ст. в подсводном пространстве и поддерживается на этом уровне барильетом (гидравлическим клапаном).

При таком режиме просос газов в обогревательный простенок и обратно полностью не устраняется, но значительно сокращается.

Гидравлический режим отопительной системы регулируется дымовой трубой.

Представление о гидравлическом режиме отопительной системы дают следующие практические данные:

У входа воздуха в регенератор	—2 мм вод. ст.
Вверху регенератора, перед входом воздуха в вертикалы (на коксовой стороне)	—1
В верхнем сборном канале (восходящий поток)	от +0,1—до 0,5
В сборном канале (нисходящий поток)	от —0,1—до 0,5
При вступлении дыма в регенератор	—7
На выходе из регенератора	—10
В подсводном пространстве печи	от +2 до —3

Правильно отрегулированный и систематически контролируемый гидравлический режим в коксовых печах является необходимым условием установления нормального теплового их режима.

Тепловой режим печей является основным фактором, определяющим выход и качество продуктов коксования и расход отопительного газа. С другой стороны, нормальный режим отопления печей должен обеспечить сохранность печной кладки и наибольший срок службы печей.

Известно, что с повышением температуры коксования при прочих равных условиях растет производительность коксовых печей. Однако, перегрев уже созревшего кокса ведет к увеличению выходов мелких, неметаллургических сортов кокса и к ухудшению его качества.

В настоящее время весьма важными являются количество и качество получающихся при коксовании жидких продуктов. На эту сторону дела оказывает значительное влияние температура подсводного пространства в камере коксования. Она не должна превышать определенного предела (750—780° С), так как при перегреве верха печи парообразные продукты (смолы) претерпевают разложение (крекинг, пиролиз), в результате которого резко понижаются выходы некоторых ценных химических продуктов (гомологов бензола). Для смягчения температурных условий подсводного пространства и предотвращения разложения парообразных продуктов в подсводное пространство иногда подают водяной пар.

В современных условиях работы соответствующими инструкциями предусматриваются следующие температуры в наиболее ответственных точках печей:

В обогревательных простенках динасовых печей не выше 1450° С; в шамотных печах эта температура не должна превышать 1230—1250° С. В верхней части динасовых регенераторов — не выше 1320° С.

Специальными инструкциями регламентируется также и равномерность обогрева печей. Так, например, разность температур между соседними вертикалами не должна превышать

20° С. С другой стороны, рекомендуется температуру в вертикалах, в направлении от коксовой к машинной стороне, снижать таким образом, чтобы разность температур между двумя соседними вертикалами была 3—4° С. Этими мерами имеется в виду создать условия равномерного нагрева камеры коксования, несколько расширяющейся от машинной стороны к коксовой.

Температура продуктов горения на выходе из регенераторов не должна превышать 430° С.

В барельете, при орошении его надсмольной водой, поддерживают температуру не выше 100° С, а при орошении смолой — не выше 200° С. Назначение вбрызгиваемых в барельет воды и смолы — охлаждение поступающего из печей в барельет газа и частичное вымывание из него смоляных продуктов.

12. Материальный и тепловой балансы

Материальный баланс продуктов процесса коксования составляет обычно на 1 т загружаемого в печь угля.

Как мы упоминали выше, в камеру коксования через стенки камеры присасываются из обогревательного простенка воздух и продукты горения. Наличие присоса легко определить по составу газов. Газ, покидающий коксовую камеру, не может содержать свободного кислорода, так как при температурах, какие устанавливаются в камере, кислород, проникающий в камеру из обогревательного простенка, немедленно расходуется на сжигание газа или кокса. Поэтому, если анализы показывают наличие в газе свободного кислорода, то это значит, что присос воздуха в газопровод произошел где-то между печами и эксгаустером, отсасывающим газ из печей.

Для пересчета анализа газа на безвоздушный газ нужно исключить из него весь кислород и соответствующее ему количество азота.

Если содержание кислорода в газе составляет O_2 объемных процентов, то на 100 объемов газа вместе с O_2 объемами кислорода присосалось $3,76 O_2$ объема азота. Исключив эти количества из состава газа, остальные компоненты газа следует пересчитать на безвоздушный газ по формуле:

$$CO_2 [CO, H_2, CH_4 \dots] = CO_2' [CO', H_2', CH_4' \dots] \times \frac{100}{100 - 4,76 O_2} \text{ объемных } \%, \quad (10)$$

где $CO_2, CO, H_2 \dots$ — содержание компонентов в безвоздушном газе в объемных процентах;

$CO_2', CO', H_2' \dots$ — содержание компонентов в газе, содержащем воздух, присосанный между печами и эксгаустером, в объемных процентах.

В нормальном безвоздушном коксовальном газе содержится 1,5—2,0% азота. Этот азот поступает в коксовальный газ из угля (обычно около 40% содержащегося в угле азота переходит в газ). Если содержание азота в газе превышает указанное количество, это указывает на наличие подсоса воздуха и дыма из обогревательных каналов и через неплотности дверей камеры.

Весовое количество засосанных продуктов горения и воздуха k , отнесенное к 1 кг коксуемого угля, определится из выражения:

$$k = 1,25 \cdot v \cdot \frac{N_2 - N_2''}{z} \text{ кг}, \quad (11)$$

где v — выход безвоздушного (бескислородного) газа, $нм^3/кг$;

N_2 — содержание азота в безвоздушном газе в объемных процентах;

N_2'' — содержание азота в нормальном коксовальном газе ($N_2'' = 1,5 - 2,0\%$) в объемных процентах;

z — весовое содержание азота в засосанных продуктах ($z = 77 - 84\%$), %.

Приходная часть материального баланса коксования складывается, следовательно, из угля и засосанных в камеру коксования продуктов.

В результате процесса коксования получают следующие продукты: кокс, смола, газ, надсмольная (аммиачная) вода, бензол, аммиак. Весовые выходы этих продуктов, отнесенные к 1 т коксуемого угля, составят расходную часть материального баланса.

Методику составления материального и теплового балансов покажем на конкретном практическом примере.

Коксованию подвергается уголь следующего состава $W^p = 6,0$; $A^p = 5,8\%$; $C^p = 77,8\%$; $H^p = 4,3\%$; $N^p = 1,2\%$; $O^p = 4,9\%$. Содержание летучих $V^z = 22,2\%$.

Состав коксовального (безвоздушного) влажного газа:

$CO_2 \dots$	2,96	объемн. %	$CH_4 \dots$	25,50	объемн. %
$C_m H_n \dots$	1,96	" %	$N_2 \dots$	7,82	" %
$CO \dots$	3,96	" %	$H_2O \dots$	2,10	" %
$H_2 \dots$	55,50	" %			

Низшая теплотворная способность влажного газа	4015 ккал/ $нм^3$
Вес 1 $м^3$ коксовального газа	0,48 кг/ $нм^3$
Выход газа: на 1 т сухого угля	300 $нм^3$
на 1 т влажного угля	282 "

Количество засосанного в камеру коксования воздуха, вычисленное вышеуказанным способом, составляет 30,4 кг/т угля, или 8,5 $нм^3$ на 100 $нм^3$ газа.

Количество надсмольной воды составляет из влаги топлива и пирогенной влаги, образующейся при разложении угля.

Принимая, что половина содержащегося в угле кислорода переходит в пирогенную воду, общее количество полученной при коксовании воды будет (на 1 т угля):

$$60 + \frac{0,5 \cdot 49 \cdot 9}{8} = 87,5 \text{ кг.}$$

Часть этой воды будет унесена газом (влажность газа при 21°C), а именно:

$$0,0206 \cdot 282 = 5,8 \text{ кг.}$$

Остальные $87,5 - 5,8 = 81,7$ кг будут уловлены в конденсационной системе завода.

Надсмольная вода коксовых заводов содержит в себе аммиак, почему и носит название аммиачной.

Выходы остальных продуктов, которые практически определяются путем непосредственных измерений, примем такими (в расчете на влажный уголь):

Выход сухого крупного металлургического кокса	69,2%
• коксового орешка (15—25 мм)	3,8%
• коксовой мелочи (0—15 мм)	2,2%
• безводной смолы	2,26%
• сырого бензола	0,56%
• аммиака	0,24%

Пользуясь выписанными данными, составляем полный материальный баланс продуктов коксования (табл. 14).

Таблица 14

Материальный баланс процесса коксования

Приход			Расход		
	кг	%		кг	%
1. Уголь влажный	1 000,0	100,00	1. Кокс сухой	752,0	75,20
2. Засосанный воздух	30,4	3,04	В том числе:		
			а) Металлургический кокс 692 кг		
			б) Орешек 38 кг		
			в) Мелочь 22 кг		
			2. Смолы	22,6	2,26
			3. Аммиачная вода	81,7	8,17
			4. Газ	136,0	13,60
			5. Бензол	5,6	0,56
			6. Аммиак	2,4	0,24
			7. Потери (по разности)	30,1	3,01
Итого	1 030,4	103,04	Итого	1 030,4	103,04

Мы видим, таким образом, что основная масса вещества угля переходит в кокс, являющийся в данном случае основной целью производства. В тех случаях, когда коксование организуется ради получения газа (производство бытового газа), применяют угли с высоким выходом газа и соответственно меньшим выходом кокса.

Говоря о тепловом балансе коксовых печей, следует различать два вида балансов: тепловой баланс собственно процесса коксования и тепловой баланс отопления печей.

Первый из этих балансов имеет технологическое значение и дает представление о тепловых превращениях загружаемого в печи угля, о соотношении между тепловой энергией перерабатываемого топлива и энергией, заключенной в продуктах коксования.

Тепловой баланс отопления коксовых печей является основной характеристикой печей как тепловых агрегатов. Он показывает, насколько эффективно используется тепло, затрачиваемое для нагревания содержимого коксовых камер.

Структура теплового баланса отопления коксовых печей представляется в следующем виде:

В приходе:

1. Теплопроизводительность отопительного газа	Q_1
2. Физическое тепло отопительного газа, вносимое в систему	Q_2
3. Физическое тепло загружаемого в коксовые камеры угля	Q_3
4. Физическое тепло воздуха, поступающего в регенераторы	Q_4

В расходе:

1. Физическое тепло, уносимое выдаваемым из печей коксом	Q'_1
2. Физическое тепло, уносимое коксовальным газом	Q'_2
3. Физическое тепло, уносимое влагой угля	Q'_3
4. Физическое тепло, уносимое летучими продуктами коксования (пары аммиака, смолы и бензола)	Q'_4
5. Физическое и химическое тепло, уносимое дымовыми газами	Q'_5
6. Потери тепла лучеиспусканием и конвекцией	Q'_6

Уравнение теплового баланса:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 + Q'_4 + Q'_5 + Q'_6. \quad (12)$$

Определим перечисленные статьи баланса применительно к случаю, для которого выше составлен материальный баланс, принимая, что печи отапливаются коксовальным газом.

Приходные статьи баланса. Количество газа, расходуемого на отопление печей, будем считать величиной искомой. Обозначим ее через x нм³.

1. Теплопроизводительность отопительного газа, сжигаемого в отопительной системе печей, составит:

$$Q_1 = 4015 \cdot x \text{ ккал.}$$

2. При температуре газа 20°C и теплоемкости газа вышеуказанного состава, равной 0,35, количество физического тепла, внесенного отопительным газом, составит:

$$Q_2 = 20 \cdot 0,35 \cdot x = 7x \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло угля при теплоемкости сухой его части, равной 0,255 ккал/кг, будет равно (при $t = 20^\circ\text{C}$):

$$Q_3 = 60 \cdot 20 \cdot 1 + 940 \cdot 20 \cdot 0,255 = 5994 \text{ ккал.}$$

4. Физическое тепло воздуха, поступающего в регенераторы при $t = 20^\circ\text{C}$, зависит от количества воздуха. Количество воздуха, необходимое для сжигания 1 м^3 при коэффициенте избытка 1,25, составит:

$$\left(\frac{\text{H}_2}{2} + 2\text{CH}_4 + \frac{\text{CO}}{2} + 3\text{C}_m\text{H}_n \right) \frac{1,25}{21} = 5 \text{ нм}^3.$$

Количество тепла, вносимое воздухом на 1 т коксующего угля при теплоемкости воздуха 0,3, будет равно:

$$Q_4 = 0,3 \cdot 20 \cdot 5 \cdot x = 30,0 x \text{ ккал.}$$

Расходные статьи баланса

1. Физическое тепло, уносимое выдаваемым из печи коксом:

$$Q_1' = k \cdot c_k \cdot t_k,$$

где k — выход кокса;
 c_k — теплоемкость кокса;
 t_k — температура кокса.

Выход кокса составляет 75,2%, или 752 кг из тонны угля. Температура кокса, с которой он выдается из печи, $t_k = 1000^\circ\text{C}$.

Теплоемкость кокса

$$c_k = \frac{A_k \cdot c_a}{100} + \frac{B_k \cdot c_b}{100}, \quad (13)$$

где A_k — зольность кокса, %;
 c_a — теплоемкость золы;
 B_k — содержание горючей массы кокса;
 c_b — теплоемкость горючей массы.
 В рассматриваемом случае $A_k = 7,6\%$; $B_k = 92,4\%$; c_a (от 0° до 1000°C) = 0,254; $c_b = 0,382$.

$$Q_1' = 752 \cdot (0,382 \cdot 0,924 + 0,254 \cdot 0,076) \cdot 1000 = 278992 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло, уносимое из печи коксовальным газом,

$$Q_2' = v \cdot c_2 \cdot t_2,$$

где v — выход газа из 1 т влажного угля;
 t_2 — температура газа (750°C);
 c_2 — теплоемкость газа средняя от 0 до 750°C (0,4 ккал/нм³);

$$Q_2' = 282 \cdot 0,4 \cdot 750 = 84600 \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло, уносимое влагой угля,

$$Q_3' = W (i + c_w \cdot t),$$

где W — количество выносимой влаги, кг;
 i — теплосодержание пара при 100°C ;
 t — температура пара (предполагается, что вся влага, т. е. гигроскопическая влага угля и пирогенная влага, удаляется при температуре $100-300^\circ\text{C}$);
 c_w — теплоемкость водяных паров в интервале $100-300^\circ\text{C}$.

$$Q_3' = 86,4 [637 + 0,462 (300 - 100)] = 63020 \text{ ккал.}$$

4. Физическое тепло, уносимое летучими продуктами коксования. Тепло уносится парами аммиака, смолы и бензола. Температура, с которой эти продукты покидают печи, 750°C . Выход продуктов показан в материальном балансе. Полное теплосодержание этих продуктов определится из выражения:

$$Q_4' = A \cdot c_a \cdot t + C \cdot (i_c + c_c \cdot t) + B (i_b + c_b \cdot t), \quad (14)$$

где A, C, B — соответственно выходы аммиака, смолы и бензола;

c_a, c_c, c_b — теплоемкости аммиака, смолы и бензола;
 i_c, i_b — теплоты испарения смолы и бензола.

После подстановки $A = 2,4$; $C = 22,6$; $B = 5,6$; $c_a = 0,718$; $c_c = 0,6$; $c_b = 0,4$; $i_c = 85$; $i_b = 90$ получим:

$$Q_4' = 2,4 \cdot 0,718 \cdot 750 + 22,6 (85 + 0,6 \cdot 750) + 5,6 (90 + 0,4 \cdot 750) = 15567 \text{ ккал.}$$

5. Физическое и химическое тепло, уносимое дымовыми газами. Газ (коксовальный) сжигается с коэффициентом избытка воздуха 1,25. Неполнота горения отсутствует. Дымовые газы покидают регенератор с температурой $t_d = 300^\circ\text{C}$. Если количество дыма, получающееся при сжигании 1 нм^3

коксовального газа V_d , а теплоемкость дымовых газов при 300°C_d , то полное теплосодержание дымовых газов, получающихся от сжигания газа, расходуемого на коксование 1 т угля, составит:

$$Q_5' = V_d \cdot c_d \cdot t_d \cdot x \text{ ккал.}$$

При сжигании 1 нм³ коксовального газа с избытком воздуха 1,25 получается дымовых газов:

$$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{N}_2 + \text{O}_2 = 0,37 + 1,10 + 4,08 + 0,21 = 5,76 \text{ нм}^3.$$

Средняя теплоемкость газов этого состава в интервале температур $0 - 300^\circ \text{C}$ равняется $0,323 \text{ ккал/нм}^3 \text{ }^\circ \text{C}$.

$$Q_5' = 5,76 \cdot 0,323 \cdot 300 \cdot x = 558 \cdot x \text{ ккал.}$$

6. Потери тепла лучеиспусканием и конвекцией. Поверхностями, через которые теряется тепло, являются: двери печи с обеих сторон камер, свод печи, торцовые стены печи, наружные стены регенераторов.

При расчете теплотерь принимается:

а) Для дверей: площадь $(0,375 + 0,425) \cdot 4 = 3,2 \text{ м}^2$; температура -120°C .

б) Для свода: площадь $1,1 \cdot 12 = 13,2 \text{ м}^2$; температура 60°C ,

в) Для стенок: площадь $(0,725 + 0,675) \cdot 4 + (0,375 + 0,425) \cdot 1 = 6,4 \text{ м}^2$; температура 95°C .

г) Для стенок регенератора: $2 \cdot 1,1 \cdot 4,5 = 9,9 \text{ м}^2$; температура 55°C .

Общие (т. е. конвекцией и лучеиспусканием) теплотери могут быть определены по формуле

$$Q_6' = F (\alpha_a + \alpha_k) \cdot (t_1 - t_2) \text{ ккал/час,} \quad (15)$$

где F — площадь теплоотдачи, м^2 ;

α_a — коэффициент лучеиспускания $\text{ккал/м}^2 \text{час}^\circ \text{C}$;

α_k — коэффициент конвекции;

t_1 — температура поверхности, $^\circ \text{C}$;

t_2 — температура воздуха, $^\circ \text{C}$.

Коэффициент лучеиспускания α_a может быть подсчитан по формуле

$$\alpha_a = \frac{4 \left[\left(\frac{T_1}{150} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \right]}{T_1 - T_2} \text{ ккал/м}^2 \text{час}^\circ \text{C}$$

или взят из соответствующих справочно-расчетных таблиц. Коэффициент конвекции для рассматриваемого случая может быть определен как

$$\alpha_k = 5,0 + 3,4 \cdot w \text{ ккал/м}^2 \text{час}^\circ \text{C},$$

где w — скорость движения воздуха около стенки, оцениваемая в 4 м/сек .

Принимая во внимание все изложенное, будем иметь следующие величины теплотерь:

а) через двери $q_a = (5,0 + 3,4 \cdot 4 + 6,6) \cdot (120 - 20) \cdot 3,2 = 8064 \text{ ккал/час}$;

б) через свод $q_b = (5 + 3,4 \cdot 4 + 5) \cdot (60 - 20) \cdot 13,2 = 12461 \text{ ккал/час}$;

в) через стенки $q_c = (5 + 3,4 \cdot 4 + 6) \cdot (95 - 20) \cdot 6,4 = 11808 \text{ ккал/час}$;

г) через регенератор $q_d = (5 + 3,4 \cdot 4 + 5) \cdot (55 - 20) \cdot 9,9 = 8180 \text{ ккал/час}$.

Всего теплотерь

$$8064 + 12461 + 11808 + 8180 = 40513 \text{ ккал/час.}$$

Принимая вместимость печи $15,0 \text{ т}$ влажного угля, а продолжительность периода коксования в 15 час ., теплотери, отнесенные к 1 т загружаемого угля, выразятся величиной

$$40513 \cdot 15 : 15 = 40513 \text{ ккал/т.}$$

Потери тепла лучеиспусканием при открывании дверей и через теплопроводность в землю примем равными 10% от найденной величины, т. е. 4051 ккал .

Тогда

$$Q_6' = 40513 + 4051 = 44564 \text{ ккал.}$$

Составляем уравнение теплового баланса:

$$4015x + 7x + 5994 + 30x = 278992 + 84600 + 63020 + 15567 + 558x + 44564 = 137,5 \text{ нм}^3/\text{т.}$$

Расход тепла на коксование 1 кг влажного угля составляет:

$$4015 \cdot 0,1375 = 551 \text{ ккал/кг.}$$

Таким образом, на обогрев печей затрачивается

$$\frac{137,5 \cdot 100}{282} \approx 50\%$$

от всего получаемого газа. Эту цифру, следует считать нижним пределом расхода газа для коксования на многих современных коксовых печах. Вообще же она колеблется от 45 до 55% , что отвечает расходу тепла от 520 до 650 ккал на 1 кг влажного угля.

На удельный расход тепла на коксование существенное влияние оказывают повышенная влажность угля (свыше 6 и 8%), ширина коксовой камеры и температурный режим процесса.

Сводный тепловой баланс отопления коксовых печей приведен в табл. 15.

Таблица 15

Тепловой баланс отопления коксовых печей
(на 1 т угля влажностью 6%)

Приход			Расход		
	ккал	%		ккал	%
1. Теплотворная способность коксового газа	548 850	98,03	1. Тепло, уносимое коксом	278 992	49,82
2. Физическое тепло газа	957	0,17	2. Тепло, уносимое газом	84 600	15,10
3. Физическое тепло угля	5 994	1,07	3. Тепло, уносимое влагой угля	63 020	11,21
4. Физическое тепло воздуха	4 101	0,73	4. Тепло, уносимое летучими продуктами	15 567	2,78
			5. Тепло, уносимое дымовыми газами	76 279	13,66
			6. Потери тепла в окружающую среду, неучтенные потери и невязки	41 444	7,43
Итого	559 902	100,0	Итого	599 902	100,0

Как видно из таблицы, основной расход тепла при коксовании идет на нагревание выдаваемого из печей кокса. Этот расход составляет от 45 до 50% от всего затрачиваемого на коксование тепла. При организации так называемого «сухого» тушения кокса значительная часть этого тепла может быть возвращена.

Полностью теряется тепло уходящих в атмосферу газов и рассеиваемое обмуровкой в окружающую среду. Все остальное тепло сжигаемого топлива расходуется для нагревания угля и продуктов коксования до температуры коксования, т. е. тратится полезно. Коэффициент полезного действия отопления печей может быть выражен, таким образом, величиной $100 - (13,58 + 7,92) = 78,50\%$ (в данном случае). Вообще же к. п. д. колеблется в пределах от 70 до 78—79%; потери в окружающую среду от 7 до 12—13%; потери с отходящими газами — от 13 до 22%.

13. Схемы коксохимического завода. Схема конденсации Гипрококса

В настоящее время не строят коксовых заводов без улавливания побочных продуктов. Независимо от основной своей цели (производство металлургического кокса или бытового

газа) современный завод коксования организуется как коксохимический или как газохимический комбинат. Химия неразрывно связывается с коксованием. Стоимость химической продукции современных коксохимических заводов превышает 40% стоимости основного продукта — кокса.

С другой стороны, коксохимический завод сам, как производственная единица, в большинстве случаев комбинируется с другими видами производства. Наиболее распространенным видом такой комбинационной связи является связь с металлургическими заводами. Часто также коксохимические заводы организуются при шахтах, при химических заводах и пр.

В СССР коксохимические заводы являются одним из главных звеньев металлургических комбинатов.

В США в 1943 г. из 88 коксохимических заводов 46 заводов были при металлургических комбинатах. Остальные 42 завода входили в число коммунальных предприятий, лишь в единичных случаях — кооперировались с другими видами производства.

В Германии наблюдалась иная картина. В последнее время коксохимические заводы этой страны были связаны со следующими предприятиями: с шахтами — 53,3%; с металлургическими заводами — 28,7%; с химическими заводами (главным образом, синтез аммиака) — 14,8%; с прочими производствами и некооперированные коксохимические заводы — 3,2%.

Современный коксохимический завод СССР представляет собой комбинацию трех цехов:

- 1) производства кокса (коксовые печи);
- 2) улавливания побочных продуктов (цех конденсации);
- 3) переработки уловленных продуктов (химический завод).

Схема цеха конденсации Гипрококса представлена на фиг. 26.

По схеме Гипрококса движение газов происходит по следующему пути.

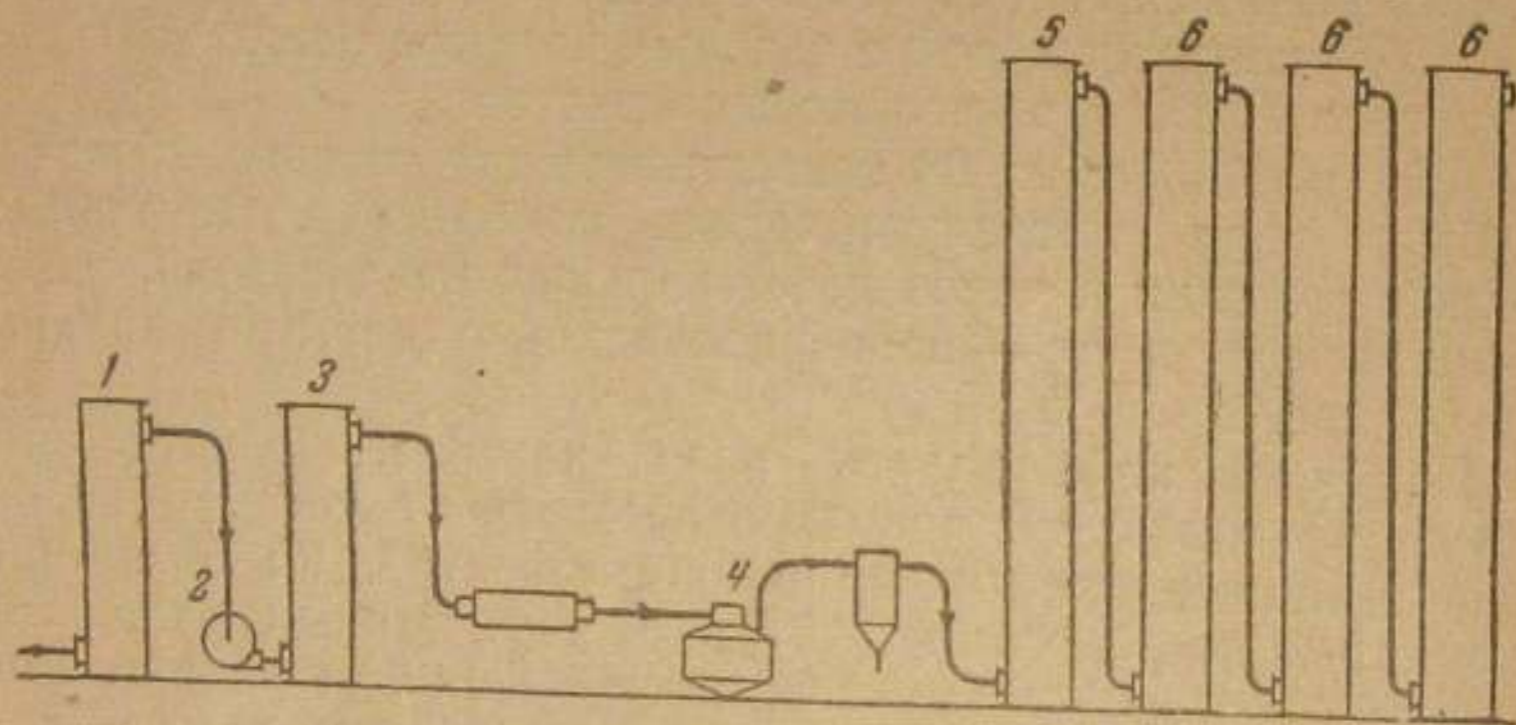
По выходе из печи 1 газ имеет температуру 750—800° С. При прохождении стояка 2 газ охлаждается на 250—300° С и с температурой 500—600° С поступает в барильет (гидравлик) 3. В барильет впрыскивается горячая надсмольная вода, подаваемая насосом через брызгала. Благодаря интенсивному испарению воды температура газа понижается до 80—82° С. При этом в барильете выпадают 50—60% смолы и содержащаяся в газе угольная пыль.

Из барильета газ по газопроводу 4 направляется к скрубберу 5. По пути газ охлаждается на 3—5° С и вступает в скруббер с температурой порядка 75—79° С. В скруббер подается холодная надсмольная (аммиачная) вода. Здесь газ охлаждается до 30—40° С и засасывается дальше эксгаустером 6.

Движение газа в системе осуществляется, таким образом, эксгаустером.

В скруббере 5 из газа выделяется не вся смола; часть ее в туманообразном состоянии остается в газе. В некоторых более поздних схемах между скруббером и эксгаустером предусматривается электрофильтр, который должен очищать газ от смолы полностью.

После эксгаустера газ проходит испаритель 7. В этот аппарат подается горячая аммиачная вода. Здесь газ нагревается до $65-70^{\circ}\text{C}$, насыщается при этой температуре и обо-



Фиг. 26. Схема улавливания побочных продуктов коксования.

гащается аммиаком. Назначение испарителя уменьшить количество подлежащей переработке надсмольной воды и отмыть от газа остатки смолы.

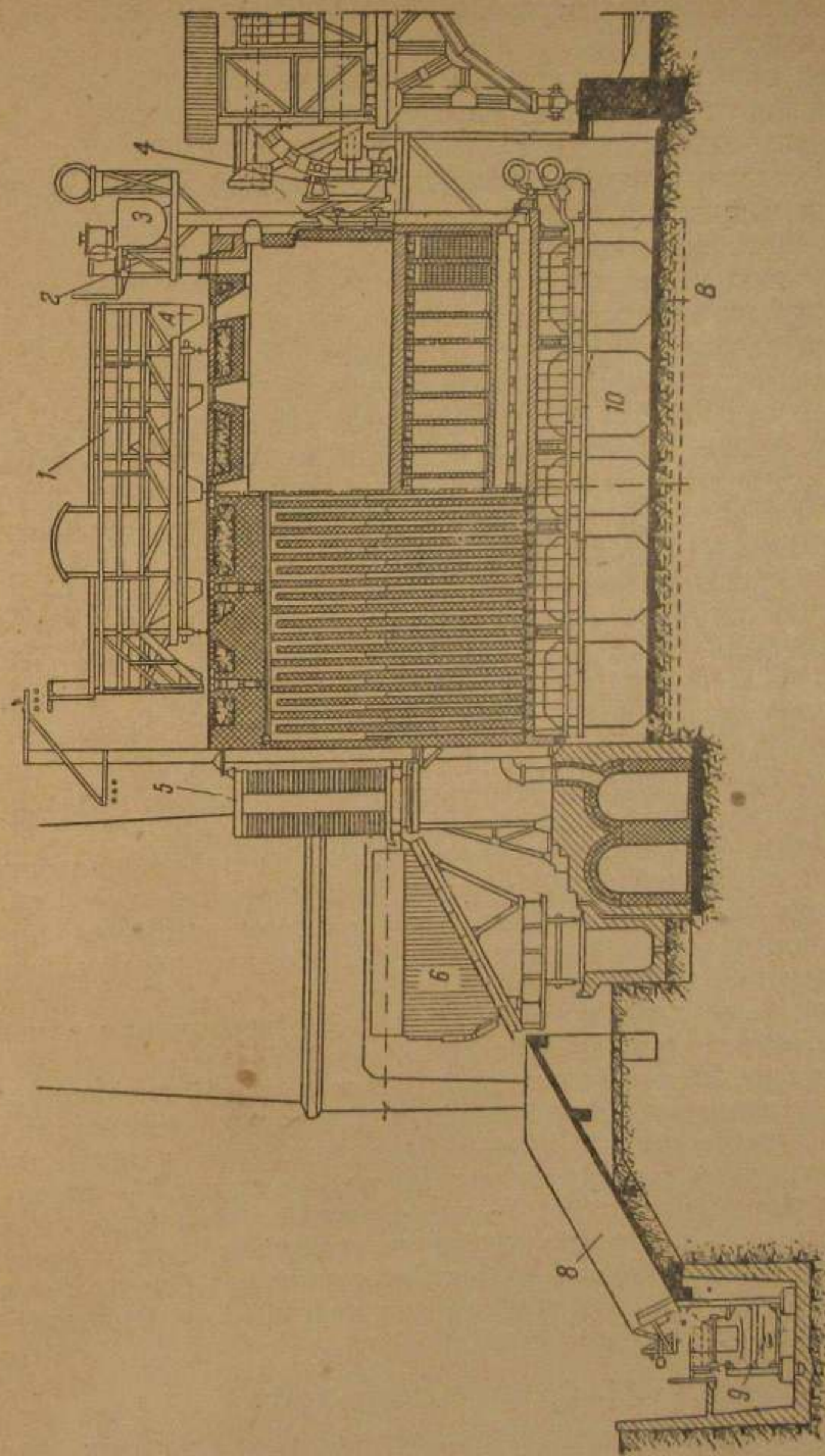
После испарителя газ поступает в сатуратор 8. Здесь газ промывается серной кислотой. В результате взаимодействия кислоты и аммиака получается сернокислый аммоний (сульфат аммония), являющийся товарным продуктом производства.

По выходе из сатуратора газ имеет температуру $75-80^{\circ}\text{C}$. Так как дальше газ должен направиться на отмывку бензола, которая проводится при температуре $20-25^{\circ}\text{C}$, то газ после сатуратора подвергается охлаждению чистой водой в скруббере 9.

После скруббера 9 газ проходит последовательно три скруббера 10 для поглощения бензола. Скрубберы орошаются коксовым или соляровым маслами.

Охлажденный и очищенный от смолы, аммиака и бензола газ носит наименование обратного газа. После бензольных скрубберов обратный газ направляется к потребителям и в газгольдер.

Вопросам очистки газа и улавливания содержащихся в газе примесей ниже посвящена особая глава. Описание и



Фиг. 27. Поперечный разрез коксовой батареи.

анализ работы цеха переработки выходят за пределы настоящего курса.

Цех производства кокса (он обычно называется просто «коксовые печи») состоит из следующих элементов:

- а) углеподготовки и транспорта угля к печам;
- б) коксовых печей с оборудованием для отвода газа и выдачи и тушения кокса;
- в) сортировки кокса.

Для получения кокса надлежащего качества в очень редких случаях используется какой-нибудь один сорт угля. Обычно для коксования применяется смесь углей, угольная шихта. Различные угли при коксовании дают кокс различного качества: плотный, рыхлый, вспученный, порошкообразный и пр. Смысл смешения углей заключается в том, чтобы путем введения в шихту углей тех или иных индивидуальных качеств получить в результате коксования шихты кокс, отвечающий поставленным требованиям при минимальном расходе наиболее дефицитных марок угля.

В коксовые печи загружается уголь, измельченный до величины зерна 0—3 мм. Дробление угля производится с целью получения однородной по составу и по плотности шихты.

Оптимальной влажностью шихты является влажность в 6—8%. В некоторых случаях может возникнуть необходимость шихту, содержащую меньшее количество влаги, увлажнить искусственно до указанного предела.

Таким образом, подготовка угля для коксования заключается в смешении, дроблении и иногда увлажнении угля.

Подготовленная надлежащим образом угольная шихта транспортером подается в находящийся над печами бункер (угольную башню, турму).

Коксовые печи представляют собой группу камер коксования, объединенных в батарею.

На фиг. 27 дан поперечный разрез коксовой батареи с указанием взаимного расположения отдельных устройств в момент выдачи кокса. Здесь: 1 — загрузочная вагонетка для загрузки угля сразу в четыре люка; 2 — стояк; 3 — барильет; 4 — коксовый талкиватель; 5 — двересъемное устройство коксовой стороны с направляющим устройством для коксового пирога; 6 — тушильный вагон; 7 — тушильная башня; 8 — коксовая рампа; 9 — транспортер для кокса; 10 — помещение управления отоплением печей.

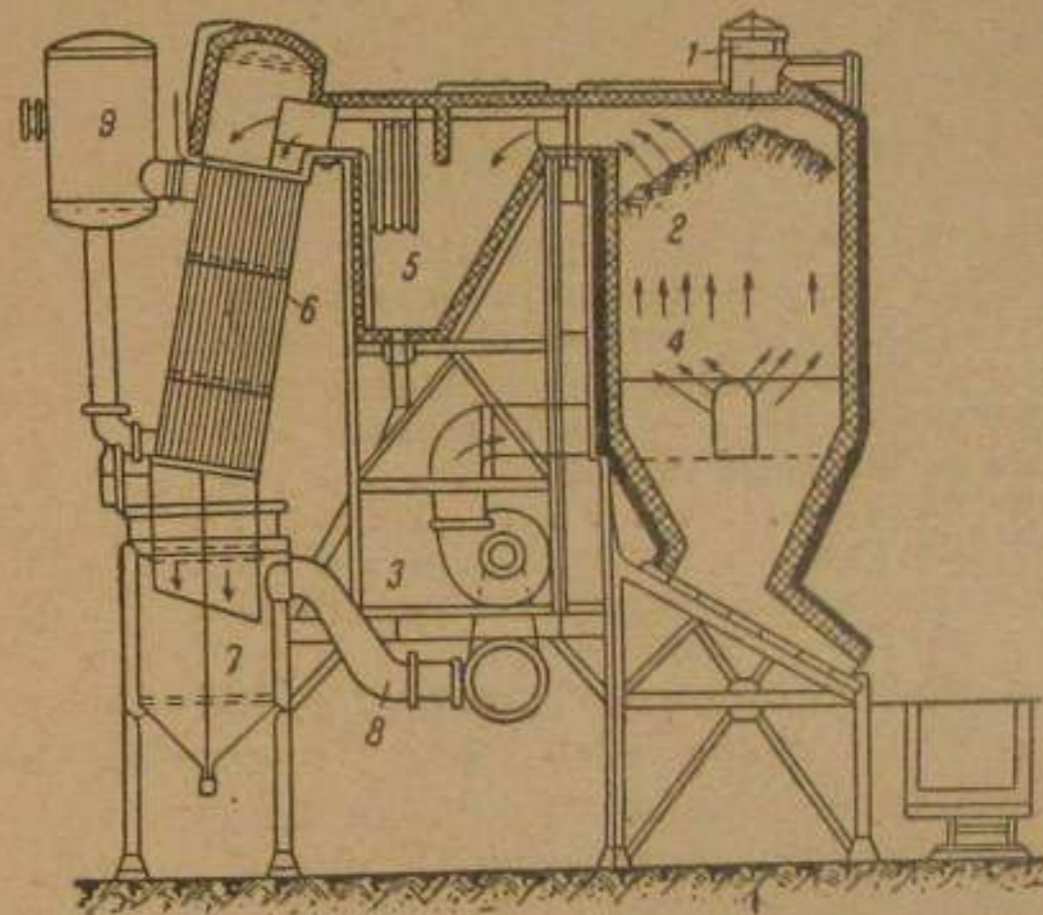
14. Сухое тушение кокса

Выданный из печей раскаленный кокс тушится водой. Этот способ охлаждения кокса является на современных печах общепринятым. Однако, он не является единственно возможным и вполне рациональным,

При тушении кокса водой теряется 250—300 тыс. ккал тепла на тонну кокса (см. табл. 16). Это составляет в среднем половину тепла, затрачиваемого на обогрев печей.

Значительная часть тепла, заключенного в нагретом коксе, может быть полезно использована при сухом тушении кокса.

Сухое тушение кокса производится инертными газами. На фиг. 28 представлена установка для сухого тушения кокса, не связанная непосредственно с коксовой батареей.



Фиг. 28. Установка сухого тушения кокса, не связанная с коксовой батареей.

Раскаленный кокс с температурой 950—1 000° С в тушильном вагоне или в вагоне другой аналогичной конструкции подвозится к скиповому подъемнику 1—2 установки. Подъемником кокс подается к загрузочному люку 3 тушильной реторты 4. Реторта футерована шамотным кирпичом и в нижней своей части имеет отверстие для периодического удаления из реторты порции охлажденного кокса. Кокс выдается в вагонетку или на ленту транспортера.

Вентилятором 5 осуществляется циркуляция инертных газов. Газы через распределитель 6 вступают в слой горячего кокса, нагреваясь за счет кокса до 750—800° С. С этой температурой газ поступает в пароперегреватель 7, где выпадает из газового потока вынесенная им из тушильной реторты пыль.

Двигаясь далее, газы проходят трубки вертикального дымогарного котла 8. Пройдя пылеотделитель 9 через патрубок 10, инертный газ, минуя водяной экономайзер (не пока-

крупной промышленности, как коксовая, должно получить широкое применение.

Тепловой баланс тушильной реторты в общей форме выражается следующим уравнением:

$$k \cdot t_k \cdot c_k = x_2(t_2 \cdot c_2 - t'_2 \cdot c'_2) + k \cdot t'_k \cdot c'_k + [F(\alpha_A + \alpha_K) \cdot (t_0 - t_s) + F'(\alpha'_A + \alpha'_K) \cdot (t'_0 - t_s) + F''(\alpha''_A + \alpha''_K) \cdot (t''_0 - t_s) + \dots]. \quad (16)$$

Здесь обозначают:

- k — часовое количество охлаждаемого кокса, кг;
- t_k — начальная температура кокса, °С;
- c_k — теплоемкость кокса при температуре t_k ;
- $t_2; c_2$ — температура (°С) и теплоемкость газа, нагревающегося за счет тепла кокса;
- $t'_2; c'_2$ — температура (°С) и теплоемкость газа, прошедшего котельную установку;
- $t'_k; c'_k$ — температура (°С) и теплоемкость кокса, выгружаемого из тушильной реторты;
- $F; F'; F''$ — участки площадей обмуровки реторты и котла с одинаковой температурой, м²;
- $t_0; t'_0; t''_0$ — температура поверхностей, отдающих тепло лучеиспусканием и конвекцией, °С;
- $\alpha_A; \alpha'_A; \alpha''_A$ — коэффициенты лучеиспускания;
- $\alpha_K; \alpha'_K; \alpha''_K$ — коэффициенты конвекции;
- t_s — температура воздуха около нагретых поверхностей, °С;
- x — часовое количество циркулирующего инертного газа, м³.

15. Продукты коксования

В результате коксования угля получают следующие основные продукты: кокс, газ, смола, надсмольная вода, содержащая аммиак и бензол.

Выходы каждого из этих продуктов и их качество зависят от характера угля, подвергающегося коксованию, и от режима работы коксовых печей.

Качество применяемого угля, в свою очередь, находится в зависимости от того, какие основные цели ставит себе коксование.

Если преследуются цели получения металлургического кокса, для коксования применяют хорошо спекающийся, не вспучивающийся уголь с умеренным содержанием летучих (20—25%). Эти требования к углю вытекают из необходимости получения наиболее высоких выходов плотного и проч-

ного кокса. Кроме того, уголь не должен содержать много золы, так как высокая зольность кокса, который из него получается, может сделать кокс непригодным для доменной плавки.

В тех случаях, когда коксование применяется как метод получения бытового газа, а кокс имеет подчиненное значение, требования к углю могут быть иными. Так как в рассматриваемом случае важно получить как можно больше газа, норма содержания летучих в исходном угле может быть повышена до 30 и даже до 40%.

Режим работы коксовых печей также влияет на выходы и качество продуктов. Так, кокс, выжженный при более высокой температуре, содержит меньше летучих. Задержка коксового пирога на некоторое время после окончания коксования благоприятно влияет на механические свойства кокса.

Чрезмерно высокая температура в подсводовом пространстве печи отрицательно влияет на выход бензола.

Неправильно отрегулированный гидравлический режим печей может повлечь за собой перетоки газов из камеры коксования в обогревательный простенок. В результате этого могут быть: уменьшение выходов газа и смолы или ухудшение качества газа и кокса.

Обратимся теперь к характеристике выходов и качества основных продуктов коксования, имея в виду нормальную работу коксовой установки.

а) Кокс. Главным потребителем кокса являются доменные печи. Поэтому дальнейшее изложено применительно к случаю производства металлургического кокса.

Выход кокса при коксовании, в зависимости от количества летучих в шихте, колеблется от 75 до 82%, считая на сухую угольную шихту. Получающийся рядовой кокс подвергается сортировке на три сорта: куски больше 25 мм составляют металлургический кокс, из остатка получают два сорта «орешек» 15—25 мм и мелочь 0—15 мм.

Выход металлургического кокса составляет 92—95% от его валового выхода, орешка 3—5%, мелочи 2—3%.

Коксовый орешек является хорошим сырьем для получения генераторных газов.

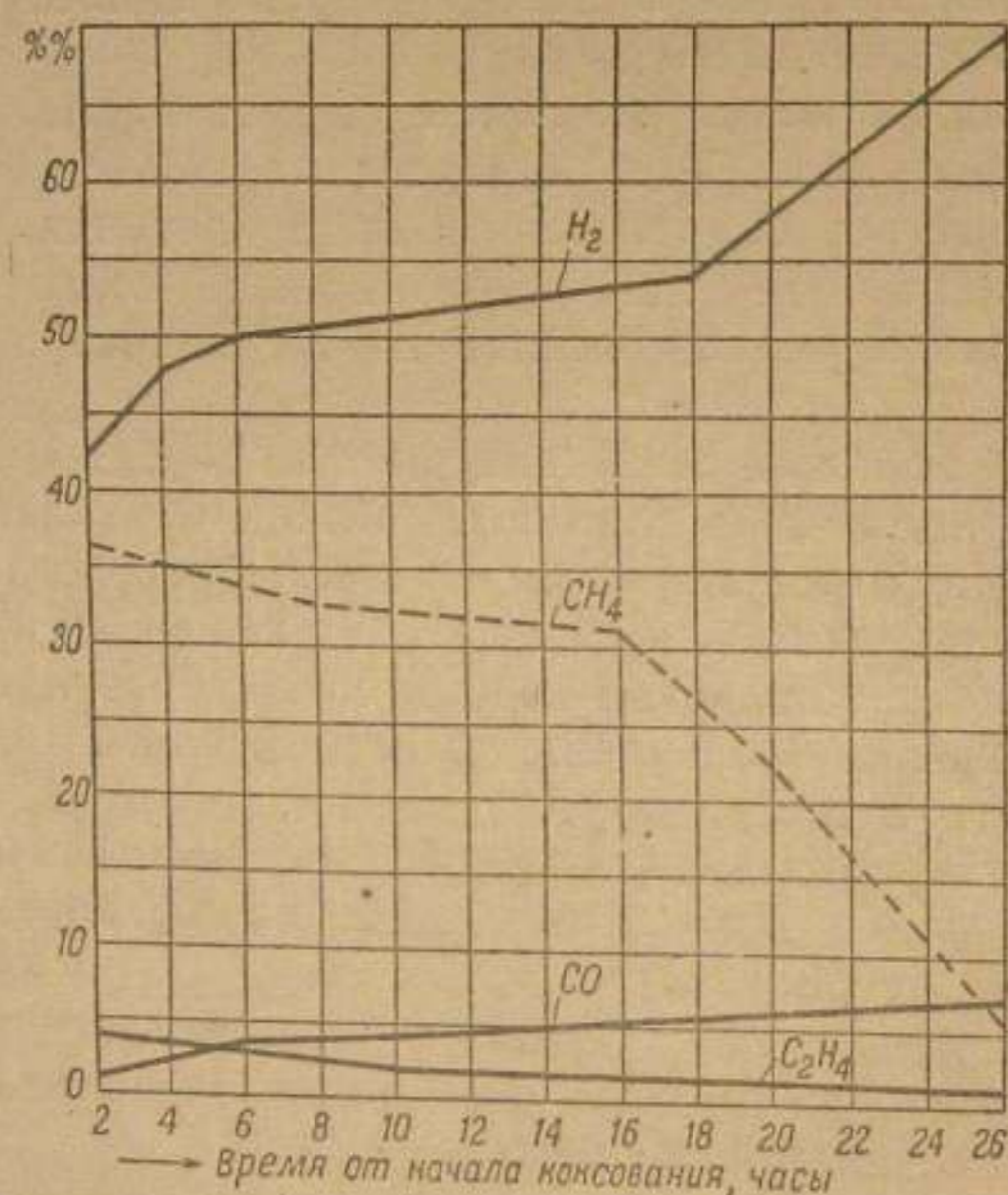
Коксовая мелочь сжигается в топках котельных. Иногда из нее отбирается фракция 6—15 мм, вполне пригодная для газогенераторов.

б) Газ. Выход сухого безвоздушного¹ газа составляет 300—350 м³ на тонну сухой шихты.

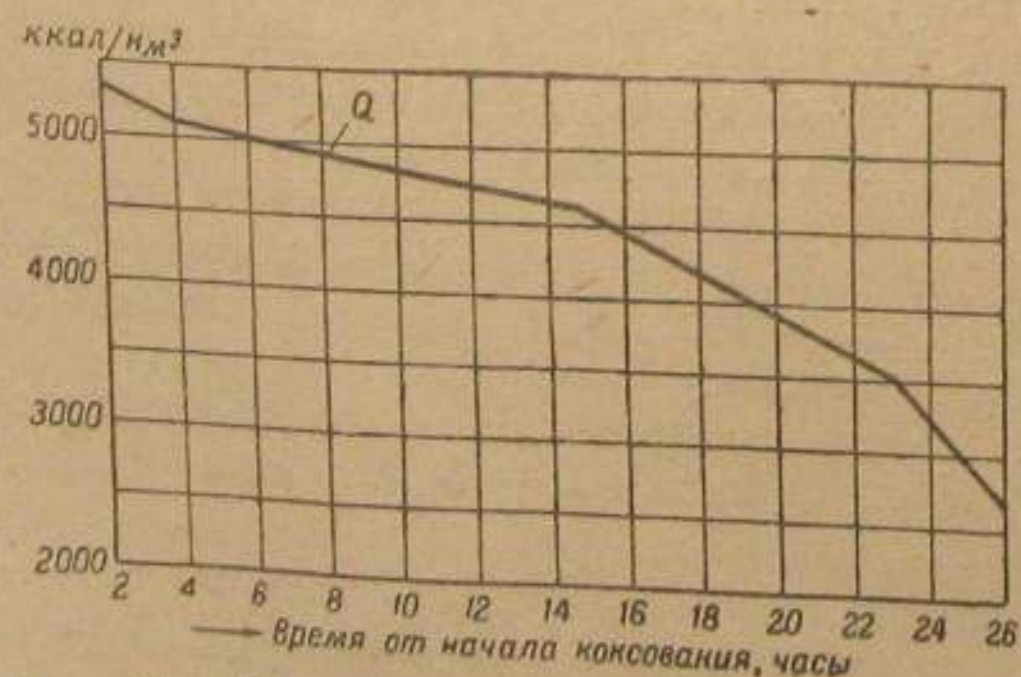
¹ Т. е. газа, из состава которого исключен засосанный воздух.

Состав газа и теплотворная способность меняются на протяжении всего периода коксования. Характер этого изменения хорошо виден из табл. 16 и диаграмм фиг. 30 и 31.

По мере прогрева угольной загрузки газ все более и более обогащается водородом и, наоборот, обедняется метаном. К концу периода коксования полностью исчезают непредельные углеводороды и в газе резко возрастает содержание



Фиг. 30. Изменение состава коксовального газа за период коксования.



Фиг. 31. Изменение теплотворной способности коксовального газа за период коксования.

Таблица 15

Изменение состава коксовального газа за полный период коксования

Время от начала коксования	Состав газа в объемных процентах						
	CO ₂	C _m H _n *	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂
Через 30 мин.	2,5	3,5	0,6	3,8	37,6	43,0	9,2
" 2 час. 00	3,3	3,0	0,8	3,6	38,1	34,0	17,2
" 3 " 00	3,4	2,8	0,4	3,3	42,6	32,5	15,0
" 5 " 35	3,0	2,2	0,4	3,4	43,0	30,0	18,0
" 7 " 30	4,8	1,8	0,6	3,4	39,5	25,1	25,2
" 15 " 30	5,8	1,7	0,3	4,8	40,6	21,8	25,0
" 20 " 00	5,2	1,6	0,4	4,8	43,4	22,9	21,7
" 23 " 30	5,0	1,2	0,4	5,0	49,0	21,0	17,4
" 27 " 30	3,8	0,3	0,4	4,5	62,0	14,3	14,7
" 29 " 30	3,8	0,0	0,3	5,3	65,3	10,9	14,4
" 30 " 45	5,3	0,0	0,3	5,2	44,1	5,3	42,8

* Включая и бензол.

азота за счет исчезновения других компонентов. Падает и количество выделяющихся газов.

При наличии в коксовой батарее нескольких десятков коксовых камер и при одновременности загрузки камер свежей шихтой состав газа в газопроводе от коксовых печей выравнивается и характеризует собой среднее качество газа за полный период коксования. Этот средний состав коксовального газа также колеблется в известных пределах в зависимости от ряда факторов, о которых говорилось выше.

В качестве средней характеристики состава и теплотворной способности обратного коксовального газа из современных коксовых печей можно принять следующие цифры:

CO ₂ .. 2,3%	CO .. 6,8%
H ₂ S .. 0,4%	H ₂ .. 57,0%
C _m H _n .. 1,9%	CH ₄ .. 23,0%
O ₂ .. 0,8%	N ₂ .. 7,8%

Теплотворная способность газа: высшая 4510 ккал/м³; низшая 3920 ккал/м³.

Коксовальный газ находит следующее применение: а) в качестве топлива для обогрева плавильных, нагревательных и прочих промышленных печей; б) в качестве бытового газа; в) в качестве сырья для химической промышленности.

Коксовальный газ относится к числу высококачественных газообразных топлив. Наличие этого и доменного газов в системе современных металлургических комбинатов позволяет

наиболее рационально и гибко построить их топливный баланс. Коксовальный газ в чистом виде и в смеси с доменным газом позволяет удовлетворить требованиям всех мыслимых потребителей такого рода комбинатов.

Высокая теплотворная способность коксовального газа позволяет транспортировать его по трубам на далекие расстояния. Это обстоятельство важно в том отношении, что оно позволяет расширять потребление коксовального газа далеко за пределы коксового завода.

По своему составу (низкое содержание окиси углерода и азота) и по теплотворной способности (выше 4 000 ккал/нм³) коксовальный газ удовлетворяет требованиям современных стандартов на бытовой газ и поэтому применяется для коммунального газоснабжения.

Здесь имеется в виду применение для быта газа не только от коксогазовых заводов, но и от коксовых заводов, производящих металлургический кокс и связанных с металлургическими заводами или с угольными копями.

Применение коксовального газа в химической промышленности началось с тех пор, когда возникла потребность в больших количествах водорода для синтеза аммиака и гидрирования топлива. Водород из коксовального газа получается методом глубокого охлаждения и компримирования. В результате такого рода обработки коксовального газа получают водород, идущий для химической промышленности. Что же касается остаточного газа, получающегося из коксовального после извлечения из него водорода, то он используется как топливо. При этом теплотворная способность остаточного газа значительно повышается, так как он после удаления водорода оказывается сильно обогащенным метаном. Это видно из нижеследующего анализа остаточного газа:

CO ₂ ...0,7%	H ₂ ...6,1%
C _m H _n ...4,5%	CH ₄ ...50,6%
O ₂ ...1,1%	N ₂ ...23,8%
CO...13,2%	

Теплотворная способность: высшая 6 090 ккал/нм³; низшая 5 550 ккал/нм³.

Выход остаточного газа составляет 45—50% от количества исходного газа.

В технических условиях на коксовальный газ для производства водорода на заводах синтетического аммиака указывается, что этот газ должен содержать 57—61% H₂, не больше 8% N₂, не больше 1,2% H₂S и 0,8% O₂.

в) Надсмольная вода. В надсмольной воде содержится в растворенном состоянии целый ряд химических соединений.

Главнейшим из них, имеющим большое практическое значение, является аммиак.

Выходы аммиака составляют 0,25—0,35%, считая на сухую шихту. При этом аммиак в аммиачной воде составляет: летом 10—20%, зимой 25—50%; аммиак в газе: летом 80—90%, зимой 50—75%.

г) Смола. Выходы смолы составляют 2,5—4,0%, считая на сухую шихту. Коксовая смола вследствие перегрева, которому она подвергается в камере коксования, сильно отличается от полукоксовой смолы. Она тяжелее воды. В ней содержится ряд веществ, отсутствующих в полукоксовой смоле (бензол, нафталин, антрацен), и, наоборот, отсутствуют соединения, входящие в состав смолы полукоксования.

Сырая коксовая смола применяется в толевом производстве, для консервирования древесины, в производстве сажи и пр.

Однако, в настоящее время смола коксования или, как ее называют, каменноугольная смола, обычно перерабатывается на целый ряд продуктов. Эти продукты являются исходным сырьем ценных химических соединений.

д) Бензол. Бензол улавливается в бензольных скрубберах, где он поглощается орошающим насадку скруббера поглотительным маслом. В качестве поглотителя применяют каменноугольное масло, соляровое (нефтяное) масло и пр.

Насыщенное бензолом масло — «бензине» — направляется на дистилляцию, где из него отгоняется сырой бензол. Освобожденное от бензола масло — «дебензине» — возвращается на бензольные скрубберы.

Количество сырого бензола, улавливаемого из газа в скрубберах, в процентах от угля составляет 0,6—0,7%. Вместе с бензолом, растворенным в смоле и отогнанным от последней, выход бензола составит около 1%.

Сырой бензол является смесью нескольких химических веществ. Важнейшие из них: бензол, толуол, ксилол, сольвент-нафта и пр.

СХЕМА ГАЗОГЕНЕРАТОРА И ГАЗОГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА

Под термином «газификация топлива» понимают термохимический процесс, при котором углерод коксового остатка топлива с помощью свободного или связанного кислорода превращается в горючие газы.

Процесс газификации практически всегда совмещается с процессом сухой перегонки топлива. Поэтому к горючим газам, образующимся из коксового остатка топлива, всегда примешиваются продукты сухой перегонки (смола, швельгазы, уксусная кислота и пр.) топлива, подвергающегося газификации.

Конечным остатком процесса газификации должны являться зола и шлаки. Практически вместе с золой и шлаком остается неиспользованным некоторое количество топлива, составляющее потери при процессе.

Аппараты, применяемые для газификации твердого топлива, называются газогенераторами.

Газогенератор (фиг. 32) представляет собой вертикальную шахту, выполненную из листовой стали или (реже) из строительного кирпича, и футерованную изнутри огнеупором. Через отверстие, расположенное в верхней части газогенератора, в шахту загружается высоким (0,5—0,7 м и выше) слоем топливо. Слой топлива поддерживается колосниковой решеткой, под которую подается дутье. Получающийся в слое топлива генераторный газ отводится через отверстие, расположенное над слоем топлива в стенке газогенератора. Шлаки и зола, скапливающиеся на колосниках и проваливающиеся через прозоры колосников, удаляются через дверцы, вделанные в стенку шахты над и под колосниковой решеткой.

Загружаемое в газогенератор топливо благодаря непрерывному его расходованию постепенно опускается вниз. На встречу топливу снизу от колосниковой решетки поднимаются нагретые газы. В результате взаимодействия топлива и газового потока топливо все более обогащается золой. На колосники поступают зола и шлаки.

Подводимое под колосники дутье поступает сначала в шлаковую подушку, расположенную на колосниках. Здесь, за счет тепла шлаков, дутье несколько подогревается. Затем дутье проходит в слой горящего топлива, расположенного непосредственно над шлаковой подушкой. В этой части слоя свободный кислород дутья вступает в реакции с углеродом топлива, образуя, главным образом, углекислоту и некоторое количество окиси углерода.

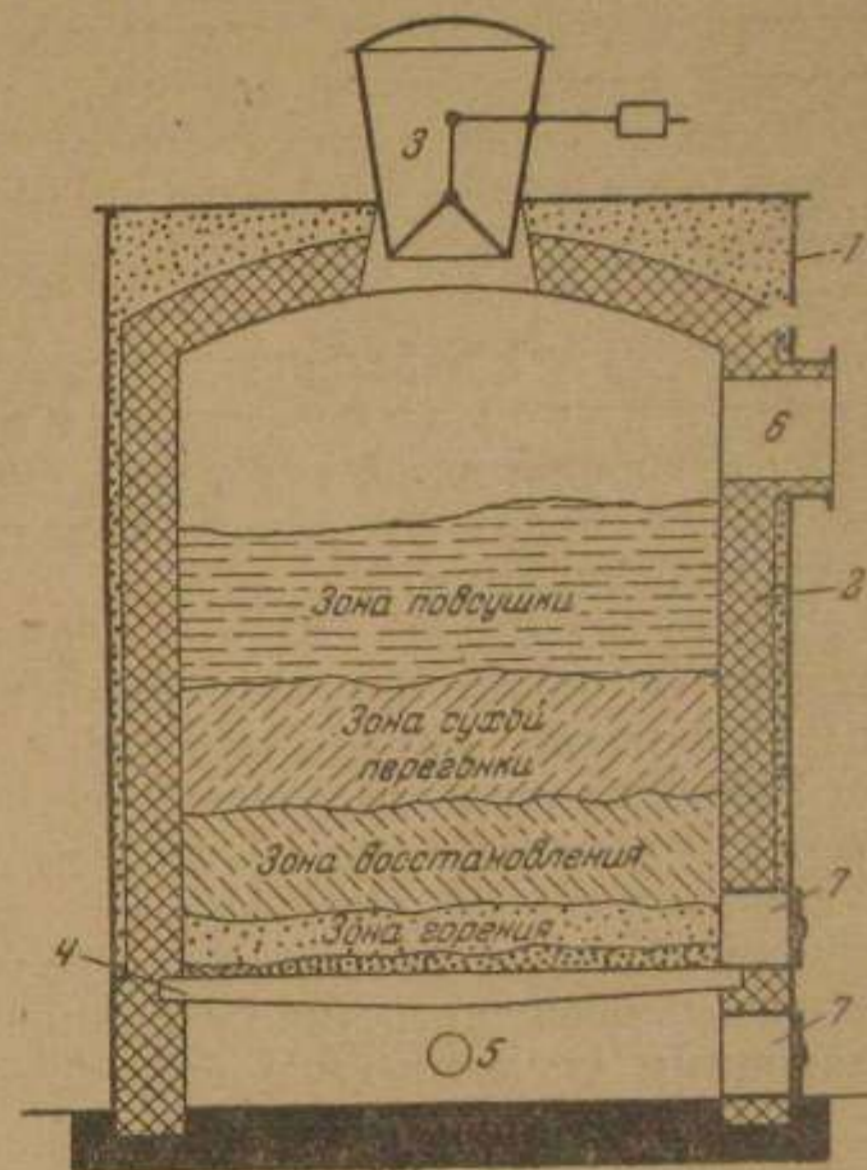
Поднимаясь выше и встречая на своем пути раскаленное топливо, углекислота, а вместе с ней и водяной пар, если он содержался в дутье, восстанавливаются углеродом, первая до окиси углерода, второй — до водорода.

При дальнейшем своем движении вверх раскаленные газы производят отгонку из топлива летучих веществ. В этой части слоя загруженное в газогенератор топливо постепенно превращается сначала в полукокс, а затем — в кокс. Поднимающиеся снизу газы смешиваются здесь с продуктами сухой перегонки.

Далее эта смесь газов, имеющая еще достаточно высокую температуру, омывает верхние горизонты топлива, производя подсушку его.

Таким образом, процесс образования газов в газогенераторе является процессом зональным. Схематически, в соответствии с описанным выше, весь слой топлива в газогенераторе можно разбить на следующие зоны: горения (или окисления), восстановления, сухой перегонки и подсушки.

Образующиеся в зоне горения газы характеризуются наличием в них свободного, неиспользованного еще кислорода, высокой концентрацией углекислоты и более низкой концентрацией окиси углерода.



Фиг. 32. Схема газогенератора и газогенераторного процесса.

1 — кожух шахты; 2 — футеровка шахты; 3 — загрузочное устройство; 4 — колосники; 5 — поддувальная труба; 6 — отвод газа; 7 — удаление золы и шлака.

В зоне горения устанавливается наивысшая температура. Все происходящие здесь реакции — экзотермические.

Зона восстановления — бескислородная зона. В ней происходит восстановление образовавшейся в зоне горения углекислоты. Здесь же осуществляется разложение водяного пара с образованием горючих газов — водорода и окиси углерода — в том случае, когда дутье содержит водяной пар. Зона восстановления потребляет тепло, вносимое в нее из зоны горения раскаленными газами.

Зоны горения и восстановления вместе часто называются также зоной газификации, так как именно в этих зонах протекают реакции образования собственно генераторных газов.

Зоны сухой перегонки и подсушки вместе носят название зоны подготовки топлива. Они работают по принципу сухоперегонной реторты с внутренним обогревом. Теплоносителем в данном случае является газ, поднимающийся из зоны газификации.

Нетрудно видеть, таким образом, что газогенераторный процесс в целом является комбинацией двух самостоятельных процессов — сухой перегонки и собственно газификации.

Значение процесса сухой перегонки в общем газогенераторном процессе сильно меняется в зависимости от характера применяемого для газификации топлива. При газификации топлив, богатых летучими, генераторный газ оказывается сильно обогащенным продуктами швелования топлива, повышающими теплотворную способность генераторного газа.

Такого четкого разграничения в газогенераторе отдельных зон, как мы это описали выше, в действительности не наблюдается. Практически одна зона частично может проникать в другую и вследствие этого описанные процессы в большей или меньшей части могут накладываться друг на друга. Тем не менее описанное схематическое представление о характере и последовательности протекающих в газогенераторе процессов при дальнейшем изучении этих процессов оказывается вполне целесообразным.

Позонные исследования генераторного процесса позволяют установить такую картину фактического распределения газов по высоте слоя топлива.

Реакция горения углерода протекает быстро и до конца. Поэтому величина (высота) зоны окисления невелика: кислород дутья успевает израсходоваться уже на небольшом расстоянии от колосников. Еще до полного израсходования кислорода в газе начинает уменьшаться количество углекислоты и появляется окись углерода. К моменту полного исчезновения кислорода содержание окиси углерода в газе оказывается уже значительным. Максимум оно достигает в восстанови-

тельной (т. е. бескислородной) зоне. Ввиду того, что температура зоны восстановления постепенно снижается и восстановление углекислоты замедляется, зона восстановления растягивается и по высоте намного превышает зону окисления.

В качестве дутья (газифицирующего реагента), подаваемого под колосники газогенератора, применяются: воздух, водяной пар, смесь воздуха с паром, технический кислород в смеси с паром, воздух, обогащенный кислородом, и пр.

В зависимости от применяемого дутья в технике различают следующие разновидности генераторных газов: воздушный газ, водяной газ, смешанный газ, газы парокислородные и пр. Наиболее промышленное значение в качестве топлива имеет смешанный газ, т. е. газ, получающийся при газификации на паровоздушном дутье. Обычно применяемый термин «генераторный газ» относится именно к смешанному газу.

Водяной и воздушный газы применяются, главным образом, как химическое сырье. Газы парокислородного дутья из-за высокой стоимости кислорода широкого распространения пока не получили.

Таблица 17

Классификация генераторных газов

Наименование газа	Газифицирующий реагент	Нижшая теплотворная способность газа, ккал/м ³	Основное назначение газа
Воздушный газ	Воздух	900—1100	Химическое сырье; топливо для печей и газовых двигателей
Смешанный генераторный газ	Воздух+умеренное количество пара	1200—1580	Топливо для печей и газовых двигателей
Водяной газ	Пар	2400—2700	Химическое сырье; резка и сварка металлов; добавка к бытовому газу
Двойной водяной газ	Пар	2800—3200	
Парокислородный газ	Кислород+пар	2400—2500	Химическое сырье; бытовое потребление

В табл. 17 дана классификация генераторных газов в зависимости от характера дутья, с указанием их теплотворной способности и назначения.

Все генераторные газы являются смесью горючих и негорючих составных частей. Сведения о различных константах этих газовых компонентов приведены в табл. 5.

Выше мы видели, что из зоны подготовки топлива в зону газификации спускается кокс того топлива, которое применяется для газификации. Так как горючая часть кокса всякого топлива состоит, в основном, из углерода, то очевидно, что и все реакции, протекающие в зоне газификации, суть реакции углерода со свободным или связанным кислородом дутья. В качестве связанного кислорода в реакциях газификации обычно участвует кислород водяного пара и углекислоты.

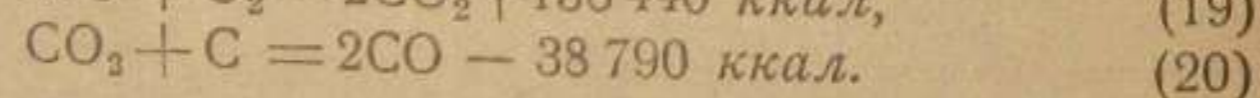
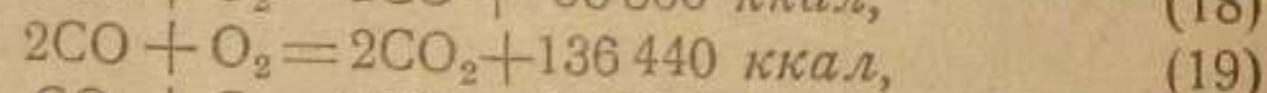
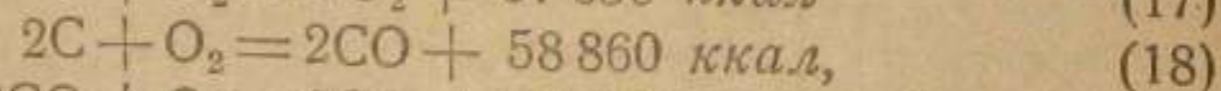
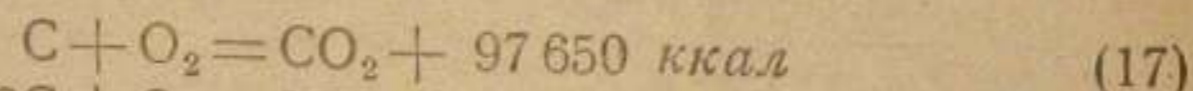
Изучение реакций газификации углерода сводится, таким образом, к изучению реакций этого элемента со свободным кислородом (воздух, технический кислород), паром и углекислотой.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ВОЗДУШНЫЙ ГАЗ

16. Химические основы процесса

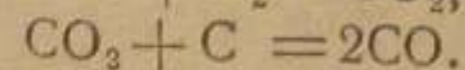
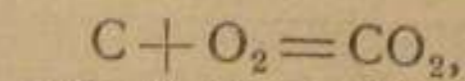
В том случае, когда в газогенератор в качестве дутья подается воздух, в зоне газификации возможно протекание следующих реакций:



Реакции (17) и (18) — реакции окисления углерода свободным кислородом. Вопрос о том, который из этих окислов является первичным и в чем заключается механизм горения углерода, в настоящее время не является окончательно решенным.

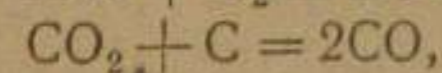
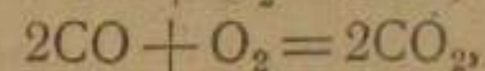
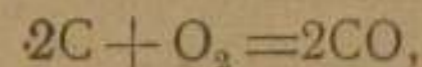
По мнению одних исследователей первичным продуктом окисления углерода является углекислота. Содержащаяся же в генераторном газе окись углерода является вторичным продуктом, получающимся в результате восстановления углекислоты углеродом топлива.

По этой теории, носящей наименование «редукционной теории газогенераторного процесса», образование окиси углерода происходит в две фазы по схеме:



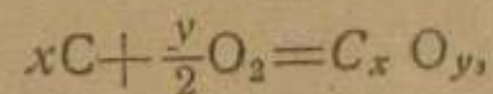
Ряд более поздних исследований процессов горения и газификации показал, что теория первичного образования углекислоты не является бесспорной и что первичным окислом

углерода является окись углерода. Так как, однако, в условиях избытка кислорода окись углерода является соединением неустойчивым, она мгновенно сгорает в углекислоту. Если принять эту теорию первичного образования окиси углерода, то последовательность реакций, протекающих в зоне газификации, представится в таком виде:

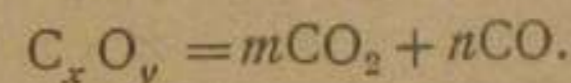


т. е. первично образующаяся окись углерода быстро сгорает до углекислоты, а затем уже эта последняя снова восстанавливается в окись углерода.

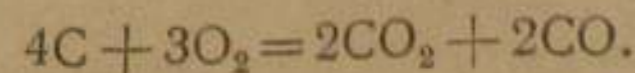
Третьей теорией горения углерода является теория образования первичного промежуточного углеродно-кислородного комплекса, образующегося при горении по уравнению:



и разлагающегося по уравнению

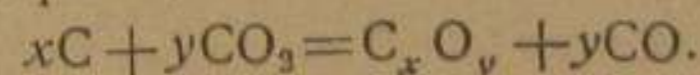


Таким образом, по этой теории горения углерода CO_2 и CO образуются одновременно. Количественное отношение CO_2 и CO зависит от температурных условий. Так, для температуры до $1300^\circ C$ отношение CO к CO_2 равно 1. При этом уравнение реакции может быть представлено в следующем виде:



При повышении температуры сверх $1300^\circ C$ соотношение $CO : CO_2$ увеличивается.

Другие исследователи, наоборот, полагают, что первичным продуктом распада комплекса является одна углекислота, окись же углерода получается как вторичный продукт, образующийся по реакции



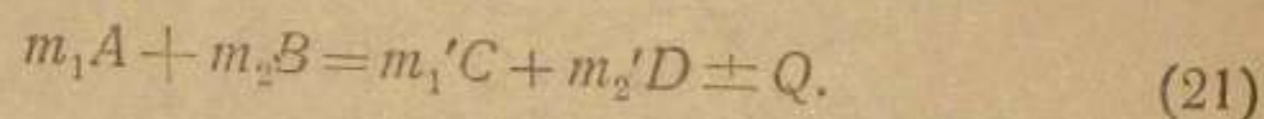
Теория образования промежуточного углеродно-кислородного комплекса наиболее успешно объясняет накопленный по вопросам горения материал и поэтому, в настоящее время она представляется наиболее приемлемой.

Из этого краткого изложения современных теорий горения углерода следует, что какую бы из них мы ни взяли за от-

правную, во всех случаях приходится считаться с наличием в окислительной части зоны газификации значительных количеств углекислоты. Для получения генераторного газа эту углекислоту необходимо восстановить до окиси углерода, что и возлагается на восстановительную часть зоны газификации. Поэтому восстановительная часть зоны газификации является основной рабочей и продуцирующей частью слоя топлива в газогенераторе, а реакция $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ — основной реакцией при процессе воздушного газа.

17. Тепловой эффект химических реакций

Химические реакции, протекающие в газогенераторе, сопровождаются определенным тепловым эффектом. Некоторые из них идут с выделением тепла (экзотермические реакции), другие — с поглощением тепла (эндотермические реакции). В общем виде это выражается так:



Приведенная запись уравнения означает, что при реакции между m_1 молями вещества A и m_2 молями вещества B образуются m_1' молей вещества C и m_2' молей вещества D и при этом выделяется (+) или поглощается (—) тепло в количестве Q калорий.

Из приведенного уравнения нетрудно видеть, что количество тепла, выделяемого или поглощаемого при реакции, составляет для любого вещества, участвующего в реакции:

$$\frac{Q}{m} \text{ ккал на 1 моль (ккал/моль),}$$

$$\frac{Q}{m \cdot \mu} \text{ ккал на 1 кг (ккал/кг),}$$

$$\frac{Q}{m \cdot 22,4} \text{ ккал на 1 нм}^3 \text{ (ккал/нм}^3\text{).}$$

Здесь обозначают: m — число молей данного вещества;
 μ — молекулярный вес вещества;
 $22,4$ — объем моля газа, нм³.

Например, по реакции (19) сгорания окиси углерода выделяется тепла:

$$\frac{136\,440}{2} = 68\,220 \text{ ккал/моль CO}$$

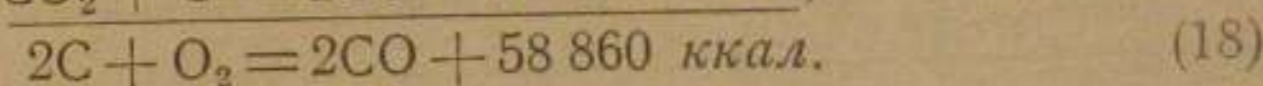
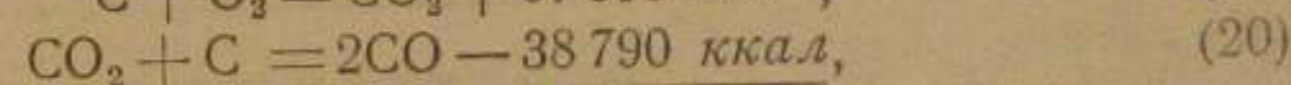
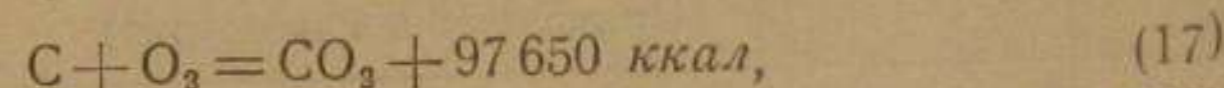
или

$$\frac{136\,440}{2 \cdot 22,4} = 3\,045 \text{ ккал/нм}^3 \text{ CO.}$$

По реакции (17) при полном сгорании углерода выделяется тепла: $97\,650 : 12 = 8\,137$ ккал на 1 кг углерода и $97\,650 : 22,4 = 4\,359$ ккал на 1 м³ образующейся углекислоты (здесь 12 — молекулярный вес углерода).

По закону Гесса тепловой эффект реакции не зависит от пути, по которому она протекает, а определяется начальным и конечным состоянием системы.

Поясним это частным примером. Окись углерода может образоваться или непосредственно при сгорании углерода, или в результате восстановления углекислоты. В обоих случаях тепловой эффект образования окиси углерода по закону Гесса должен быть одинаковым. В самом деле, сложив уравнения (17) и (20), получим:



Таким образом, каким бы путем ни шло образование окиси углерода, тепловой эффект образования этого газа остается одним и тем же.

Если температура в начале и в конце реакции остается постоянной, то разность между тепловым эффектом реакции при постоянном давлении и постоянном объеме определяется выражением:

$$Q_p - Q_v = 1,986 \cdot T \cdot \Delta m \text{ ккал}, \quad (22)$$

где Δm — приращение числа молей при реакции.

В настоящее время процесс газификации в практических условиях ведется обычно при атмосферном или близком к нему давлении, остающемся практически постоянным.

Тепловой эффект реакций зависит также и от температуры, при которой она протекает. Эта зависимость выражается следующей формулой:

$$Q_{pT''} = Q_{pT'} + \int_{T'}^{T''} (\sum m \cdot c_p - \sum m' \cdot c'_p) \cdot dT, \quad (23)$$

где $Q_{pT'}$ и $Q_{pT''}$ — теплоты реакций при температуре T' и T'' ;

$$p = \text{const};$$

$\sum m c_p, \sum m' c'_p$ — теплоемкость веществ, вступающих в реакцию и получающихся при реакции;

c_p и c'_p — истинные молекулярные теплоемкости;
 m и m' — число молей.

В выражение теплот реакций входит истинная теплоемкость газов при $p = \text{const}$. Зависимость ее от температуры выражается степенным рядом

$$c_{pT} = c_0 + aT + bT^2 + cT^3 \dots, \quad (24)$$

где c_0 — теплоемкость при 0°C ;
 a, b, c — некоторые постоянные для данного газа.

Для газов, встречающихся в реакциях газификации, в табл. 18 приведены истинные и средние молярные теплоемкости.

Таблица 18

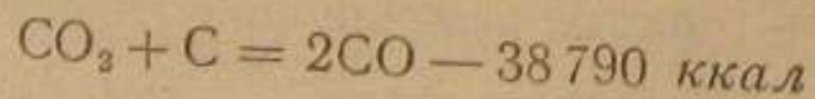
Молярные теплоемкости газов
 (по Партингтону и Раковскому)

Наименование газов	Истинная молярная теплоемкость
$\text{O}_2; \text{N}_2; \text{CO}$	$c_p = 6,50 + 0,001 T$
CO_2	$c_p = 7,0 + 0,0071 T - 0,00000186 T^2$
H_2O	$c_p = 6,50 + 0,0009 T$
CH_4	$c_p = 7,50 + 0,005 T$
Средняя молярная теплоемкость между 0° и T_0	
$\text{O}_2; \text{N}_2; \text{CO}$	$\bar{c}_p = 6,50 + 0,0005 T$
CO_2	$\bar{c}_p = 7,00 + 0,00355 T - 0,00000063 T^2$
H_2O	$\bar{c}_p = 8,81 + 0,00095 T - 0,00000074 T^2$
H_2	$\bar{c}_p = 6,50 + 0,00045 T$
CH_4	$\bar{c}_p = 7,50 + 0,0025 T$
Для графита:	$\bar{c}_p = 1,1 + 0,048 T - 0,0000012 T^2$
	$\bar{c}_p = 1,1 + 0,024 T - 0,0000004 T^2$

18. Реакция $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2 \text{CO} \pm 38790 \text{ ккал}$

Обратимые реакции

Реакции (17), (18), (19), (20) протекают с различной скоростью. Тогда как реакции окисления углерода в условиях газогенератора протекают практически мгновенно, реакция

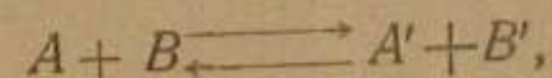


идет с измеримой скоростью и не до полного исчезновения углекислоты. В известный момент и при известных внешних условиях реакции останавливаются. При изменении этих внешних условий (температуры, концентрации, давления) реакция возобновляет свое течение. В зависимости от характе-

ра изменения течение реакции может возобновиться как в сторону образования окиси углерода, так и в сторону образования углекислоты.

Реакции, подобные рассматриваемой, носят название обратимых. Они протекают одновременно в двух направлениях. В том случае, когда скорости реакции в обоих направлениях одинаковы, в системе устанавливается равновесие и состав системы остается неизменным. Если же реакция в одном направлении течет с большей скоростью, чем в обратном, с внешней стороны представляется, что она протекает в одном направлении.

Система веществ, реагирующих обратимо, в общей форме записывается так:



т. е. вместо знака равенства символы вступающих в реакцию и образующихся веществ связываются знаком обратимости — двумя стрелками, обращенными своими остриями в противоположные стороны.

Скорость всякой реакции, по закону действующих масс, пропорциональна концентрации реагирующих веществ. Если концентрации веществ, выражаемые обычно числом молей на литр (объемно-молярная концентрация) обозначить через $c_1; c_2; c'_1; c'_2$, а константы скорости через k и k' , то скорость реакции, идущей слева направо, будет:

$$v = k \cdot c_1 \cdot c_2,$$

а скорость обратной реакции —

$$v' = k' \cdot c'_1 \cdot c'_2.$$

При установившемся равновесии $v = v'$ или

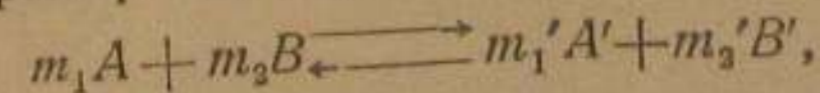
$$k \cdot c_1 \cdot c_2 = k' \cdot c'_1 \cdot c'_2,$$

откуда

$$\frac{c'_1 \cdot c'_2}{c_1 \cdot c_2} = \frac{k}{k'} = K_c. \quad (25)$$

Величина K_c , выражающая отношение произведений концентраций реагирующих веществ при равновесии, носит название константы равновесия.

Для реакции, в которой участвуют не по одной молекуле вещества, например для обратимой реакции



константа равновесия определяется из выражения

$$K_c = \frac{c_1^{m'_1} \cdot c_2^{m'_2}}{c_1^{m_1} \cdot c_2^{m_2}}. \quad (26)$$

Допустим, что давление в системе изменилось в n раз. Соответственно изменится и концентрация реагирующих веществ в равновесной смеси, а константа равновесия примет такой вид:

$$K_{cn} = \frac{(n \cdot c_1')^{m_1'} \cdot (n \cdot c_2')^{m_2'}}{(nc_1)^{m_1} \cdot (nc_2)^{m_2}},$$

или

$$K_{cn} = n^{\Delta m} \frac{c_1'^{m_1'} \cdot c_2'^{m_2'}}{c_1^{m_1} \cdot c_2^{m_2}} = n^{\Delta m} \cdot K_c.$$

Здесь $\Delta m = (m_1' + m_2') - (m_1 + m_2)$.

Если $\Delta m = 0$, т. е. если реакция протекает без изменения объема, то $K_c = K_{cn}$. Если же $\Delta m \geq 0$, то изменение давления поведет к нарушению равновесия системы. Реакция возобновит свое течение, в результате чего концентрация компонентов изменяется и наступит новое равновесие.

Таким образом, в случае, когда реакция протекает с изменением числа молей, участвующих в ней веществ, изменение давления системы влияет на состав равновесной смеси. В случае же, если число молей в правой и левой частях системы одинаково, состав равновесной смеси остается постоянным при любом давлении.

K_c выражена через объемно-молярную концентрацию веществ (число молей в литре). Если число молей компонента в смеси m_i , а общий объем смеси и давление ее V и p , то объемномолярная концентрация данного компонента будет:

$$c_i = \frac{m_i}{V}.$$

Практически состав газа выражается в объемных процентах. Поэтому K_c полезно бывает выразить через величины, пропорциональные процентным долям, например, через относительную молярную концентрацию и через парциальные давления отдельных компонентов (p_i).

Относительная молярная концентрация (молярная доля) компонента γ_i определится выражением

$$\gamma_i = \frac{m_i}{\Sigma m},$$

где Σm — число молей в системе.

Помножив и разделив это выражение на V , получим:

$$\gamma_i = c_i \frac{V}{\Sigma m},$$

где $\frac{V}{\Sigma m}$ — объем одного моля при условиях реакции. Поэтому можно написать:

$$p \cdot \frac{V}{\Sigma m} = RT,$$

откуда

$$\frac{V}{\Sigma m} = \frac{RT}{p}$$

и

$$\gamma_i = c_i \frac{RT}{p} \quad \text{или} \quad c_i = \frac{p}{RT} \cdot \gamma_i. \quad (27)$$

Такова зависимость между объемно-молярной и относительно молярной концентрациями компонентов в смеси.

Так как далее:

$$p_i = \gamma_i \cdot p,$$

то

$$c_i = \frac{p_i}{RT}.$$

Если в выражение для K_c величины c_i заменить найденными их значениями, то получим:

$$K_c = \frac{\gamma_1^{m_1'} \cdot \gamma_2^{m_2'}}{\gamma_1^{m_1} \cdot \gamma_2^{m_2}} \cdot \left(\frac{p}{RT}\right)^{\Delta m_i}$$

или

$$K_c = K_\gamma \left(\frac{p}{RT}\right)^{\Delta m_i},$$

откуда

$$K_\gamma = K_c \left(\frac{RT}{p}\right)^{\Delta m_i}.$$

Таким образом, в том случае, когда концентрации компонентов реакции выражаются через относительно-молярные концентрации, константа равновесия зависит от общего давления.

При замене в выражении для K_c концентраций c_i на $\frac{p_i}{RT}$ и после соответствующих преобразований связь между K_c и K_p выразится следующими уравнениями:

$$K_c = K_p (RT)^{-\Delta m} \quad \text{или} \quad K_p = K_c (RT)^{\Delta m}.$$

Если реакция протекает без изменения объема, то

$$\Delta m = 0 \quad \text{и} \quad (RT)^{\Delta m} = 1.$$

Уравнения констант равновесия

Реакция	Константа равновесия K_Y	Уравнения констант равновесия
$C + O_2 \rightleftharpoons CO_2$	$\frac{[CO_2]}{[O_2]}$	$\lg K_Y = \frac{20582,8}{T} - 0,302 \lg T + 0,000143 T - 0,000000024 T^2 + 0,622$
$2C + O_2 \rightleftharpoons 2CO$	$\frac{[CO]^2}{[O_2]}$	$\lg K_Y = \frac{11635,1}{T} + 2,1656 \lg T - 0,00094 T + 0,0000000876 T^2 + 3,394$
$2CO + O_2 \rightleftharpoons 2CO_2$	$\frac{[CO_2]^2}{[O_2] \cdot [CO]^2}$	$\lg K_Y = \frac{29530,5}{T} - 2,769 \lg T + 0,001225 T - 0,0000001356 T^2 - 2,15$
$CO_2 + C \rightleftharpoons 2CO$	$\frac{[CO]^2}{[CO_2]}$	$\lg K_Y = \frac{8947,7}{T} + 2,4675 \lg T - 0,0010824 T + 0,000000116 T^2 + 2,772$
$C + H_2O \rightleftharpoons CO + H_2$	$\frac{[CO] \cdot [H_2]}{[H_2O]}$	$\lg K_Y = \frac{6740,5}{T} + 1,5561 \lg T - 0,0001092 T - 0,000000037 T^2 + 2,554$
$C + 2H_2O \rightleftharpoons CO_2 + 2H_2$	$\frac{[CO_2] \cdot [H_2]^2}{[H_2O]^2}$	$\lg K_Y = \frac{4533,3}{T} + 0,6446 \lg T + 0,0003646 T - 0,0000001858 T^2 + 2,336$
$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$	$\frac{[CO] \cdot [H_2O]}{[CO_2] \cdot [H_2]}$	$\lg K_Y = \frac{2207,2}{T} + 0,9115 \lg T - 0,0009738 T + 0,0000001487 T^2 + 0,098$
$2H_2 + O_2 \rightleftharpoons 2H_2O$	$\frac{[H_2O]^2}{[H_2]^2 \cdot [O_2]}$	$\lg K_Y = \frac{25116,1}{T} - 0,9466 \lg T - 0,0007216 T + 0,0000001618 T^2 - 1,714$
$C + 2H_2 \rightleftharpoons CH_4$	$\frac{[CH_4]}{[H_2]^2}$	$\lg K_Y = \frac{3348}{T} - 5,957 \lg T + 0,00186 T - 0,0000001095 T^2 + 11,79$

В этом случае

$$K_c = K_p;$$

наконец,

$$K_p = K_Y \cdot p^{\Delta m} \text{ и } K_Y = K_p \frac{1}{p^{\Delta m}}. \quad (28)$$

Выведенные зависимости между K_c , K_p , K_Y необходимо учитывать при практических расчетах. Так как в практике состав газа выражается в объемных процентах, при расчетах удобнее пользоваться величиной K_Y .

Уравнения констант равновесия для реакций, встречающихся при процессе газификации, приведены в табл. 19.

Значения констант для некоторых температур даны в табл. 20.

Таблица 20

Логарифмы констант равновесия
($\lg K_Y$)

Реакция	500° К	1000° К	1500° К	2000° К
$C + O_2 \rightleftharpoons CO_2$	41,040	20,418	13,545	10,106
$2C + O_2 \rightleftharpoons 2CO$	32,063	20,673	16,815	14,830
$2CO + O_2 \rightleftharpoons 2CO_2$	50,017	20,163	10,275	5,382
$C + CO_2 \rightleftharpoons 2CO$	-8,977	0,255	3,270	4,724
$C + H_2O \rightleftharpoons CO + H_2$	-6,790	0,335	2,755	3,954
$C + 2H_2O \rightleftharpoons CO_2 + 2H_2$	-4,603	0,415	2,240	3,183
$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$	-2,31	0,20	0,40	0,62
$2H_2 + O_2 \rightleftharpoons 2H_2O$	46,643	20,003	11,305	6,923
$C + 2H_2 \rightleftharpoons CH_4$	3,312	-0,982	-2,351	-2,918

Высокое значение константы равновесия для реакций сгорания углерода показывает, что реакции эти протекают с огромной быстротой и идут практически до конца. Лишь при очень высоких температурах, когда начинается диссоциация углекислоты, константа несколько снижается. То же следует сказать и о реакции сгорания водорода.

Все вышесказанное относится к равновесию газовых фаз. В реакциях с участием твердых фаз, например, реакции восстановления углекислоты, твердые фазы на константу равновесия не влияют.

19. Исследование реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO}$

Константа равновесия обратимой реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO}$ определяется из выражения:

$$K_p = \frac{P_{\text{CO}}^2}{P_{\text{CO}_2}} \quad (29)$$

Будуар изучал условия равновесия при температурах 445—925°С и атмосферном давлении. Позднее изучением этой важной реакции занимались многие ученые — Майер, Фальк, Юшкевич и др. Их работы в основном подтверждают выводы Будуара.

В результате изучения реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO}$, для вычисления константы равновесия, Будуар принял следующее уравнение:

$$\ln K + \frac{42\,000}{2T} - 21,4 = 0. \quad (30)$$

Вычисленный по этому уравнению состав равновесной смеси в сопоставлении с составом, найденным из опыта, приведен в табл. 21.

Таблица 21

Состав равновесной смеси при реакции $\text{CO}_2 + \text{C} \rightleftharpoons 2\text{CO}$ (по Будуару)

(в объемных процентах)

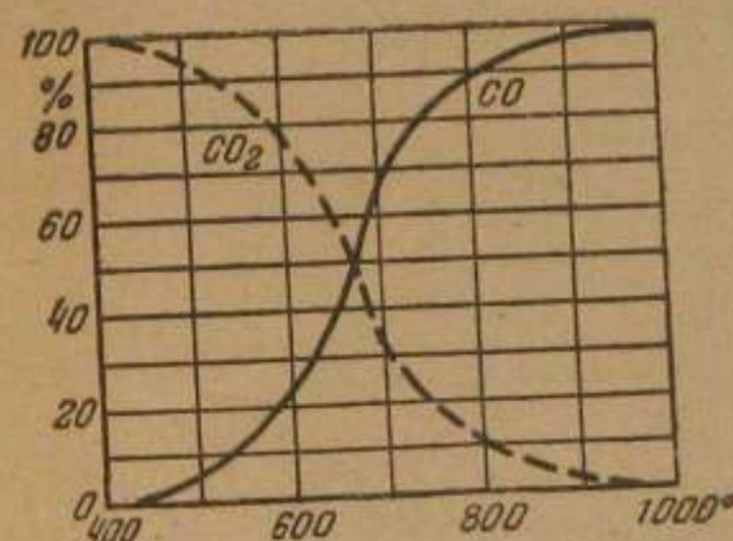
Температура, °С	При установившемся равновесии в опыте		Вычисленный по уравнению $\ln K + \frac{21\,000}{T} - 21,4 = 0$	
	CO	CO ₂	CO	CO ₂
445	0,6	99,4	—	—
550	10,7	89,3	11	89
650	39,8	60,2	39	61
800	93,0	7,0	90	10
925	96,0	4,0	97	3

На фиг. 33 приведены кривые, характеризующие состав равновесной смеси в системе $\text{CO}_2 - \text{C} - \text{CO}$ в зависимости от температуры.

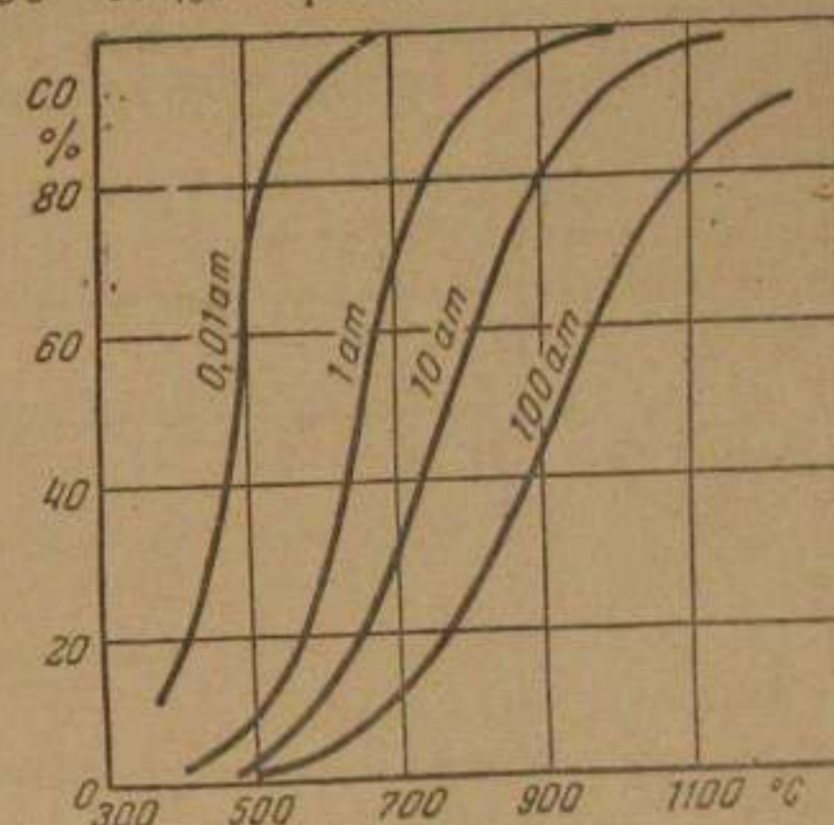
Изменение общего давления смеси $\text{CO}_2 + \text{CO}$ или парциального давления этой смеси ведет, как мы видели, к изменению равновесного состава смеси. Экспериментальные исследования и теоретические вычисления подтверждают это. На фиг. 34 приведены кривые, характеризующие состав равновесной смеси $\text{CO} + \text{CO}_2$ при температурах до 1 200°С и дав-

лении от 0,01 до 100 ат. Из диаграммы видно, например, что при 800°С равновесная смесь содержит окись углерода при атмосферном давлении около 92%, в то время как при давлении в 10 ат содержание CO в смеси падает до 58%, при 100 ат до 24%.

Наоборот, уменьшение давления до 0,1 ат ведет к повышению содержания окиси до 90—97%. При давлении 0,01 ат и температуре 800°С углекислота практически нацело восстанавливается в окись углерода.



Фиг. 33. Содержание в равновесной смеси CO и CO₂ в зависимости от температуры.



Фиг. 34. Состав равновесной смеси CO + CO₂ в зависимости от давления.

При подаче под колосники газогенератора воздуха смесь $\text{CO} + \text{CO}_2$ разбавляется азотом (воздушный газ). Вследствие этого парциальное давление суммы $\text{CO} + \text{CO}_2$ уменьшается. Это обстоятельство благоприятствует лучшему восстановлению CO_2 и обогащению газа окисью углерода.

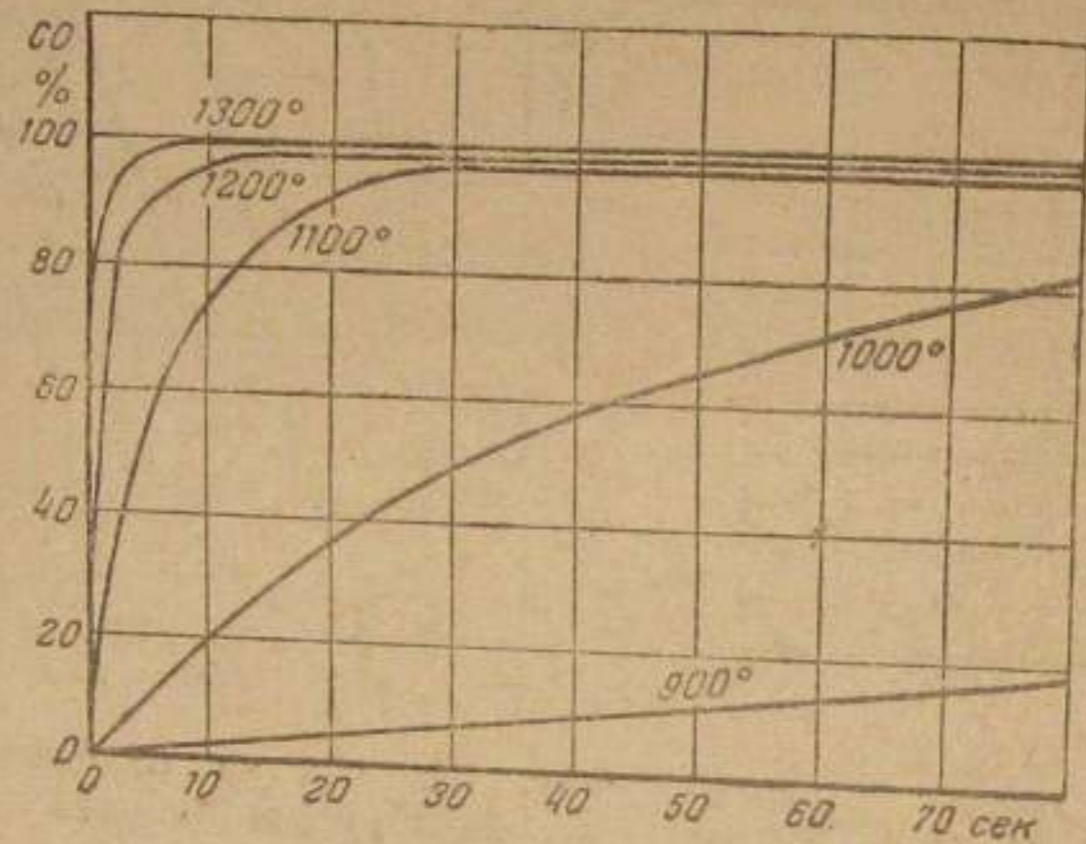
Таблица 22

Равновесный состав воздушного газа
(в объемных процентах)

Температура, °С	Состав воздушного газа			Состав безазотистой части газа	
	CO ₂	CO	N ₂	CO ₂	CO
400	20,6	0,9	78,5	95,6	4,4
500	17,1	6,4	76,5	72,8	27,2
600	10,1	18,1	71,8	35,8	64,2
700	3,1	29,4	67,5	9,5	90,5
800	0,6	33,7	65,7	2,0	98,0

В табл. 22 приведен состав равновесной смеси, разбавленной азотом, получающейся при газификации углерода воздухом (воздушный газ). Там же дан пересчет состава смеси $\text{CO} + \text{CO}_2$ на безазотистый газ.

Для установления равновесия требуется определенное время. Чем выше температура, тем быстрее устанавливается равновесие. При низких температурах установление равновесия затягивается на несколько минут и даже часов. В газогенераторах же время пребывания газов в зоне восстановления



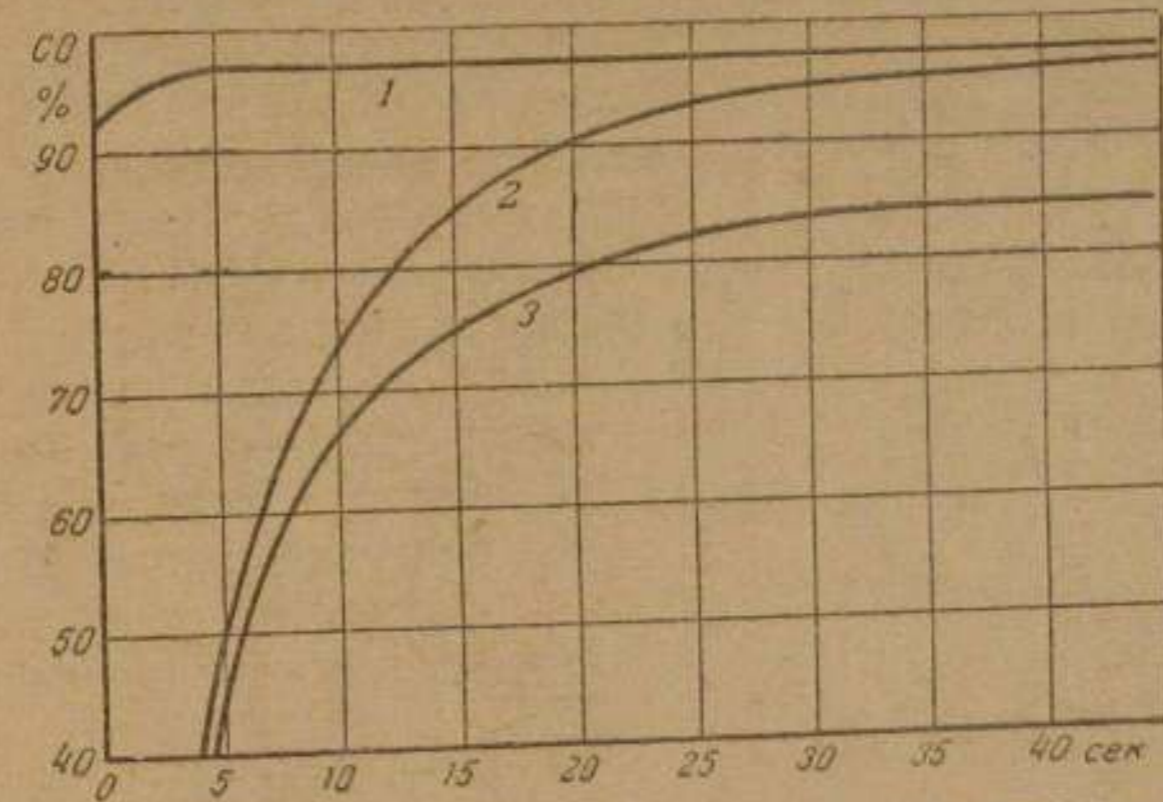
Фиг. 35. Скорость восстановления CO_2 в CO в зависимости от температуры.

ни не превышает нескольких (1—2) секунд. Поэтому в практических условиях газификации то конечное состояние равновесия, о котором шла речь, никогда не достигается. Генераторный газ всегда содержит углекислоты больше, чем это следовало бы по условиям равновесного состояния газовой смеси при температурах, устанавливающихся в газогенераторе.

Скорости восстановления CO_2 в CO , как указывалось, в сильной степени зависят от температуры. Она зависит также от природы применяемого для газификации топлива. Результаты изучения этих зависимостей могут быть иллюстрированы диаграммами, изображенными на фиг. 35, 36, 37.

Из диаграммы на фиг. 35 видно, что чем (при данной температуре) больше время контакта углекислоты с раскаленным углеродом, тем большее количество получается окиси углерода. С другой стороны, чем выше температура, при которой происходит восстановление, тем быстрее и полнее восстанавливается углекислота. Так, при температуре 1300°C уже через 5—6 сек. происходит полное превращение CO_2

в CO . При той же продолжительности контакта, но в условиях более низких температур— 1200° , 1100° , 1000° и 900°C —содержание окиси углерода в восстанавливаемых газах оказывается равным соответственно: 90, 50, 11, 2%. Как мы видели выше (табл. 21), при 925°C в смеси $\text{CO}_2 + \text{CO}$ содержание CO (при установившемся равновесии) достигает 96%. Из диаграммы же явствует, что даже после 5-минутного контакта содержание в смеси окиси углерода не достигает и 20%.

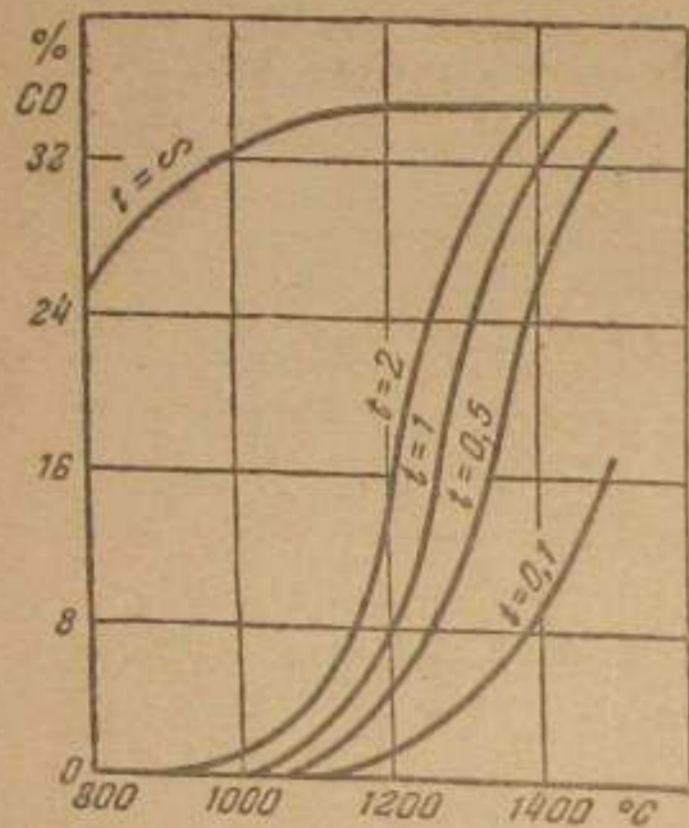


Фиг. 36. Скорость восстановления CO_2 в CO в зависимости от природы углерода при 1100°C .
1—древесный уголь; 2—кокс; 3—антрацит.

Кривые на фиг. 36 показывают, что скорость восстановления углекислоты зависит также от природы углерода, вступающего в реакцию с CO_2 . Способность топлива восстанавливать углекислоту носит название реакционной способности. Из рассматриваемых кривых мы видим, что реакционная способность антрацита значительно ниже, чем реакционная способность кокса и, особенно, — древесного угля. При температуре 1100°C древесный уголь восстанавливает углекислоту почти нацело через 5 сек. При пропускании углекислоты через раскаленный каменноугольный кокс, после пятисекундного контакта углекислоты с коксом, получающиеся газы содержат уже только 50% окиси углерода. Антрацит при той же продолжительности контакта с углекислотой совсем почти не дает окиси углерода.

Из изложенного следует, что при газификации антрацитов для получения удовлетворительных результатов температуру в зоне газификации следует держать значительно выше, чем это требуется при работе на коксе и особенно на древесном угле.

Кривые, изображенные на фиг. 37, показывают зависимость полноты восстановления углекислоты от температуры для времени контакта от $t=0,1$ сек. до $t=\infty$ (т. е. до полного установления равновесия). Данные, по которым построены эти кривые, получены при пропускании через раскаленный кокс смеси, состоящей из 21% CO_2 и 79% N_2 . Такой состав смеси отвечает составу идеальных дымовых газов, если бы такие могли получиться в зоне горения газогенератора. При полном восстановлении CO_2 21 объем углекислоты



Фиг. 37. Скорость восстановления CO_2 воздушного газа.

должен был бы дать 42 объема окиси углерода. При наличии в смеси 79 объемов азота максимальное содержание окиси углерода в газе должно составить $42 : (42 + 79) = 0,347$, т. е. 34,7%. Из диаграммы мы видим, что при времени контакта углекислоты с коксом в 1—2 сек. (как это имеет место в газогенераторах) полное восстановление CO_2 в CO может произойти только при температуре в газогенераторе 1 400—1 500° С.

Скорость газового потока в зоне восстановления определяет собой продолжительность контакта углекислоты с углеродом и, таким образом, влияет на конечный состав газа. При недостаточности высоких температурах, например, повышение скорости газового потока приводит к ухудшению восстановления углекислоты. Наоборот, при высоких температурах вследствие улучшения условий подвода углекислоты к реагирующей поверхности углерода восстановление углекислоты идет более интенсивно.

Тот же фактор скорости газового потока в условиях кислородной зоны имеет иное значение. По воззрениям Гродзовского и Чуханова образующаяся, как первичный продукт окисления, окись углерода в кислородной зоне обычного газогенератора очень быстро и полностью сгорает в углекислоту. Если, однако, вести процесс с очень большими скоростями дутья, значительно превышающими те, которые имеют место в обычном газогенераторе, то можно избежать сгорания первичной окиси углерода и добиться выноса ее из кислородной зоны. При этом чем выше скорости дутья, тем больший процент окиси углерода выносится из кислородной зоны и содержится в конечном газе. Так, при газификации кокса в лабораторных условиях при скоростях дутья 1 м/сек газ, выходя-

щий из слоя топлива, содержал около 30% окиси углерода и около 4% углекислоты.

Скорость дутья, необходимая для выноса окиси углерода, по данным Чуханова и Гродзовского зависит от величины кусков топлива, например:

при размере кусков	2—5 мм	скорость дутья составляет	0,50 м/сек
"	8—25 "	"	2,20 "
"	20—50 "	"	4,65 "
"	40—100 "	"	8,00 "

Скорости дутья здесь приняты условные. Они рассчитаны на холодное дутье и свободные сечения шахты газогенератора.

Современные газогенераторы работают при скорости дутья всего лишь 0,10—0,25 м/сек.

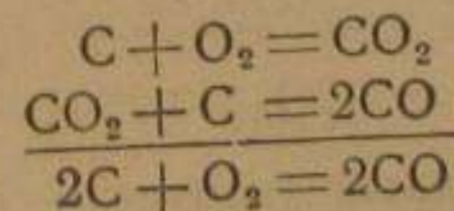
В противоположность обычному газогенераторному процессу, в котором основной продуцирующей зоной является зона восстановления, при процессе, ведомом на больших скоростях дутья, основной газообразующей зоной оказывается зона окислительная.

Принцип такого рода высокоскоростной газификации практического осуществления в промышленных масштабах пока не получил.

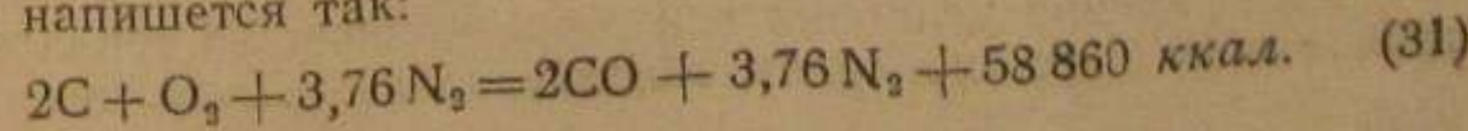
20. Идеальный и практический воздушный газ

Под идеальным воздушным газом понимается такой газ, который получился бы при газификации чистого углерода, нацело (без потерь) превращаемого в окись углерода. Знание идеальных процессов газификации является полезным, так как позволяет давать оценку действительных результатов практической газификации.

Первоначальным продуктом газификации являются, как мы видели, CO_2 и CO . Затем CO_2 восстанавливается в CO . Суммарный процесс воздушного газа может быть выражен как сумма двух реакций:



Так как при газификации сухим воздухом вместе с кислородом в процесс вводится азот в количестве 3,76 объема на объем кислорода, то окончательное уравнение воздушного газа напишется так:



Состав генераторных газов принято выражать в объемных процентах. Объемный состав идеального воздушного газа будет:

$$\text{CO} = \frac{2}{2+3,76} \cdot 100 = 34,7\%,$$

$$\text{N}_2 = \frac{3,76}{2+3,76} \cdot 100 = 65,3\%.$$

Принимая во внимание, что 1 моль углерода весит 12 кг, а объем моля CO и N₂ составляет 22,4 нм³, удельный выход идеального воздушного газа составит:

$$v_z = \frac{22,4(2+3,76)}{12 \cdot 2} = 5,38 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Согласно уравнению (19) теплотворная способность 1 м³ воздушного газа равна:

$$Q = \frac{136440}{5,38 \cdot 2 \cdot 12} = 1049 \text{ ккал/нм}^3.$$

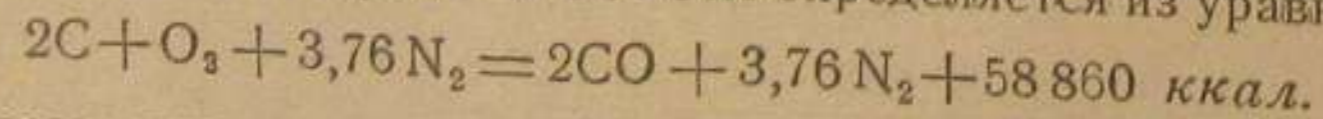
Коэффициент полезного действия газификации, т. е. отношение теплотворной способности полученного газа к теплотворной способности израсходованного топлива (углерода), определяется из выражения:

$$\eta_z = \frac{Q_z}{Q_m} \cdot 100 = \frac{Q \cdot v_z}{8137} \cdot 100 = \frac{1049 \cdot 5,38}{8137} \cdot 100 = 69,3\%. \quad (32)$$

Таким образом, даже в идеальном процессе воздушного газа в газ переходит не более 69% тепловой энергии углерода. Остальное тепло расходуется на нагрев газа. В практических условиях, кроме того, тепло теряется с уносом, со шлаком и пр.

Посмотрим далее, какая температура может установиться в зоне восстановления.

Количество тепла, выделяющееся в зоне восстановления, устанавливается следующим образом. Основным является тепло сгорания углерода в CO. Оно определяется из уравнения:



Кроме того, раскаленный (допустим, в среднем до 900°С) углерод вносит в зону восстановления

$$2 \cdot 12 \cdot 900 \cdot 0,36 = 7775 \text{ ккал}.$$

Здесь 0,36 — теплоемкость углерода (графита) при 900°С. В практических условиях некоторое количество тепла вносится в зону восстановления золой топлива. Допустим, что

с 24 кг углерода спускается в зону восстановления 2 кг золы. При средней теплоемкости золы 0,26 всего с золой будет внесено тепла

$$2 \cdot 900 \cdot 0,26 = 468 \text{ ккал}.$$

Всего, таким образом, в зону восстановления будет внесено тепла

$$58860 + 7775 + 468 = 67103 \text{ ккал}.$$

Часть этого тепла будет потеряна в окружающую среду. По практическим данным при общих потерях в окружающую среду в 6—7% потери из зоны восстановления можно принять равными в 4% от теплотворности сжигаемого топлива. Они, таким образом, составят $2 \cdot 97650 \cdot 0,04 = 7812 \text{ ккал}$.

Остальное тепло, равное

$$67103 - 7812 = 60391 \text{ ккал},$$

расходуется на нагревание газов, образующихся в зоне восстановления в количестве $2+3,76=5,76$ молей.

Средняя молекулярная теплоемкость CO и N₂ определяется из выражения

$$c_p = 6,50 + 0,0005 T.$$

При температуре T полное теплосодержание этих газов составит:

$$(6,50 T + 0,0005 T^2) \cdot (2 + 3,76) \text{ ккал}.$$

Очевидно, что

$$(6,50 T + 0,0005 T^2) \cdot (2 + 3,76) = 60391.$$

Решая это уравнение, получим $T = 1450^\circ\text{K}$ или $t = 1177^\circ\text{C}$.

Такая температура в зоне газификации при достаточно активном топливе может обеспечить полное восстановление углекислоты. В действительности же воздушный газ всегда содержит некоторое небольшое количество CO₂ и поэтому истинная температура газа в зоне восстановления выше вычисленной.

В окислительной зоне, где преобладает реакция $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$, температура будет значительно выше. Она может достигнуть 1600—1700°С.

Температуры, устанавливающиеся в зоне газификации, будучи благоприятными для завершения реакций восстановления углекислоты, оказываются чрезмерно высокими для золы топлива. Дело в том, что зола топлива, за очень редким исключением, при указанных выше температурах приходит в

размягченное и даже жидко-плавкое состояние. Это явление ведет к тому, что в газогенераторе образуются крупные сплавленные куски шлака и шлаковые настыли на стенках шахты; колосники также заливаются шлаком. В результате нормальный ход газогенератора нарушается: затрудняется доступ воздуха в шахту, сужается сечение шахты, зоны перекашиваются, газогенератор перегревается. Вследствие указанных причин резко падает производительность газогенератора и снижается качество газа.

Кроме того, расплавленный шлак обволакивает частицы топлива, которые покидают газогенератор несгоревшими. Увеличиваются, таким образом, прямые потери топлива.

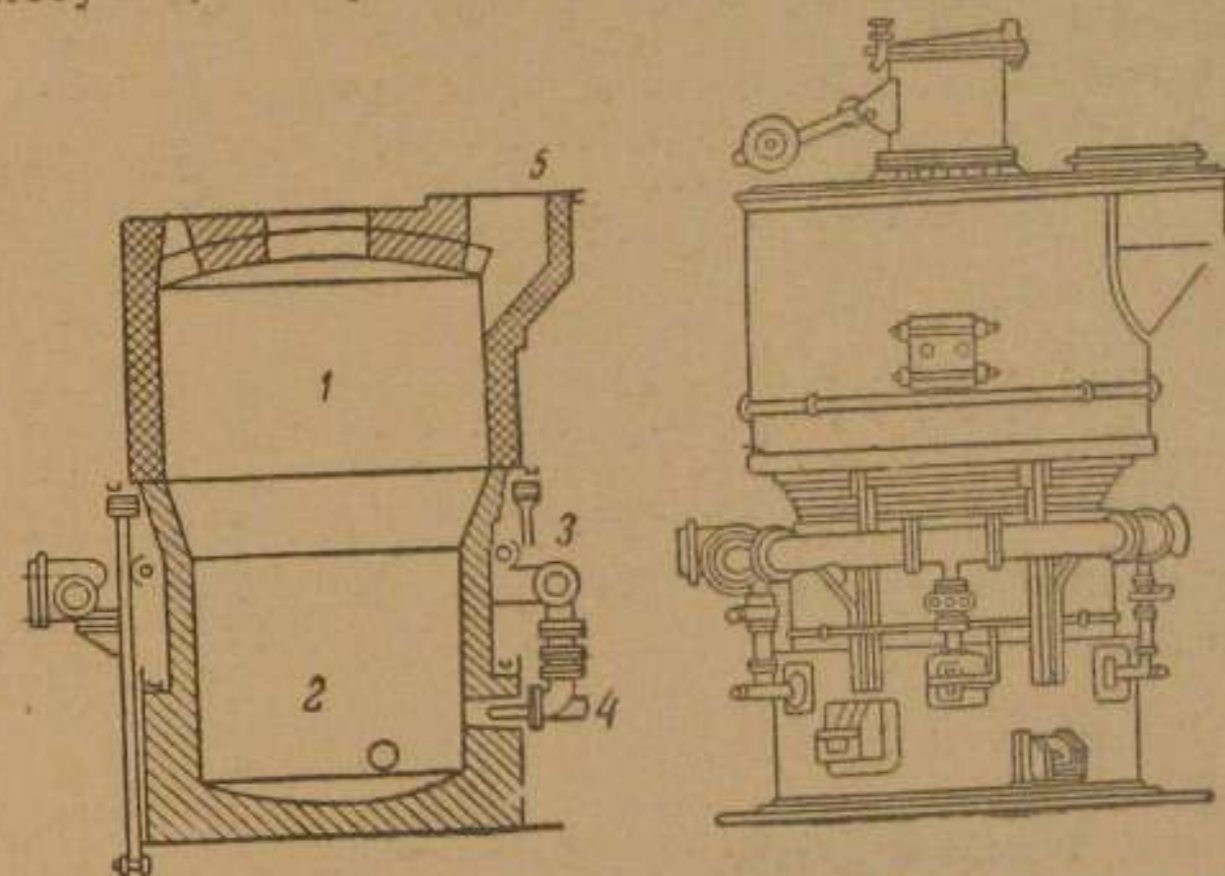
Указанные обстоятельства не позволяют вести процесс получения воздушного газа в газогенераторах с удалением шлака в твердом виде. Для этой цели применяют специальные газогенераторы, из которых шлак удаляется не в твердом, а в расплавленном виде. В таких газогенераторах, по устройству и принципу работы напоминающих доменную печь, стремятся не снижать, а повышать температуру в зоне газификации с тем, чтобы можно было шлак полностью расплавить. Для того, чтобы понизить температуру плавления золы топлива, а также для того, чтобы получить вязкие и легко подвижные шлаки, к загружаемому в газогенератор топливу добавляют так называемые флюсы (плавни). В качестве флюсов употребляют доменные и мартеновские шлаки, известь и пр. Опыт и теоретические расчеты показывают, что на расплавление золы тепла тратится меньше, чем теряется его с несгоревшим топливом, удаляемым из газогенератора вместе с кусками твердого шлака. В расплавленном шлаке несгоревшего топлива практически не остается.

Разрез и наружный вид одной из конструкций газогенератора с удалением шлака в жидком виде показаны на фиг. 38. Газогенератор представляет собой выложенную из огнеупорного кирпича шахту 1, одетую в металлический кожух. Профиль шахты напоминает собой профиль домы. Нижняя суженная часть шахты 2, называемая горном, колосников не имеет. Под (лещадь) горна выполняется также из огнеупора. Воздух кольцевым воздухопроводом 3 подводится к фурмам 4, через которые и поступает в горн. Иногда воздух подогревается до 250—300° С. В нижней части горна расположены два отверстия (летки): одно для спуска жидкого шлака, другое (нижнее) для спуска чугуна. (Чугун получается из железа, содержащегося в золе топлива и во флюсах). Получающийся в газогенераторе газ отводится через патрубок 5.

Показатели газификации крупнокускового кокса, полученные при испытании одного газогенератора описанного типа,

приводятся в табл. 23. В качестве флюса в рассматриваемом случае применялся мартеновский шлак. Кокс содержал 87,4% углерода, 0,5% водорода и 4% влаги.

Как видно из приведенной таблицы, воздушный газ, полученный в газогенераторе с жидким шлакоудалением из кокса (т. е. из топлива, близкого к чистому углероду), по своему составу близок к идеальному воздушному газу. Отличается от последнего он лишь наличием небольшого количества CO_2 , CH_4 и H_2 . Источником всех этих примесей могли быть, прежде всего, летучие, содержащиеся в коксе. Даже очень хорошо



Фиг. 38. Газогенератор с выпуском шлака в жидком виде.

выжженный кокс содержит некоторое количество летучих. Эти летучие могли выделиться в зоне сухой перегонки и присоединиться к газам, получившимся в горне газогенератора. Кроме того, водород и углекислота могут получиться как первичные продукты, а метан как вторичный продукт разложения водяных паров, содержащихся в атмосферном воздухе, поступающем в газогенератор.

Несколько более высокая теплотворная способность полученного воздушного газа объясняется наличием в нем водорода и метана.

Коэффициент полезного действия газификации будет равен:

$$\eta_c = \frac{72,0}{99,1} \cdot 100 = 72,5\%$$

т. е. несколько превышает выведенный нами ранее η_c для идеального воздушного газа. Объясняется это более высокой теплотворной способностью газа, полученного в рассматриваемых практических условиях.

Таблица 23

Показатели газификации кокса в газогенераторе с жидким
шлакоудалением
(диаметр горна—1,6 м)

	Единица измерения	Величина
Суточная производительность газогенератора	т	30
Добавка шлака к коксу	%	17,7
Получено шлака	%	18
Получено чугуна	%	3,2
Температура дутья у фурм	°С	55
" газа на выходе	°С	800
Выход газа	н.м ³ /кг	4,65
Состав газа:		
CO ₂	об. %	0,6
CO	об. %	33,4
CH ₄	об. %	0,5
H ₂	об. %	0,9
N ₂	об. %	64,6
Теплотворная способность газа	н.м ³ /ккал	1 082
Примеси в газе:		
H ₂ S	г/н.м ³	0,39
Влага	"	7,9
Пыль	"	5,3
Тепловой баланс		
Приход		
а) Теплотворная способность кокса	%	99,1
б) Физическое тепло дутья	%	0,9
Итого	%	100,0
Расход		
а) Теплотворная способность газа	%	72,0
б) Физическое тепло влажного газа	%	18,4
в) Потери тепла с пылью	%	1,2
г) Потери тепла в шлаке и чугуне	%	1,5
д) Потери тепла на нагрев воды, охлаждающей фурмы и горн	%	3,8
е) Потери тепла в окружающую среду и неучтенные потери (по разности)	%	3,1
Итого	%	100,0

Примечание. Газифицировался кокс следующего состава:

$$W^P = 4,0\%; \quad A^P = 8,1\%; \quad C^P = 87,4\%; \quad H^P = 0,5\%.$$

Коэффициент газификации η_g характеризует собой степень теплового использования загружаемого в газогенератор топлива. Очень часто при газификации в газогенераторах с жидким шлакоудалением дутье подогревается до более или менее высокой температуры. В процесс газификации, таким образом, вводится некоторое дополнительное количество тепла. Как увидим ниже, тепло в процессе может вводиться также с паром. В отдельных случаях и при специальных методах газификации это добавочное количество тепла, вводимого в газогенератор помимо топлива, может составить ощутимую величину. Для характеристики использования всего вводимого в газогенератор тепла полезно ввести еще один измеритель — термический к. п. д. газогенератора η_m как отношение теплотворной способности газа ко всему теплу, участвующему в процессе газификации:

$$\eta_m = \frac{Q_g}{Q_m + Q_d} \cdot 100, \quad (33)$$

где Q_g , Q_m , Q_d — соответственно тепло газа, топлива и дутья. В рассматриваемом случае $\eta_m = 72\%$ (см. табл. 22), т. е. могло отличаться от η_g , так как подаваемое в газогенератор дутье не подогревалось.

21. Применение воздушного газа

Из всех генераторных газов воздушный газ имеет наименьшую теплотворную способность. Это, естественно, сильно ограничивает применение его в качестве газообразного топлива. С другой стороны, вследствие высокой (800—900°С) температуры выходящего из газогенератора газа тепловые потери в виде физического тепла газа оказываются чрезмерно большими, а к. п. д. газификации — низким.

Высокая температура в области фурм ведет к быстрому износу футеровки, так как горячие и жидкие шлаки интенсивно взаимодействуют с огнеупором. Пояс фурм, а иногда к все горно приходится по этой причине выкладывать из огнеупоров высокого качества, например из магнезитового кирпича. Указанное обстоятельство вынуждает к частым ремонтам футеровок и вместе с низким к. п. д. процесса ведет к снижению экономики производства газа.

Необходимость составления хорошо срабатываемой шихты требует особой внимательности при ее составлении и знания анализов золы и флюсов. Наконец, для нормальной работы газогенератора с расплавлением золы требуется топливо, свободное от мелочи и пыли и неизмельчающееся от механиче-

ских и термических на него воздействий. Содержащаяся в топливе мелочь нарушает нормальное газораспределение в слое, замусоривает горно, что ведет к загустеванию шлаков и прекращению их вытекания.

Все указанное мешает широкому развитию производства воздушного газа и поэтому газогенераторы с жидким шлакоудалением в настоящее время встречаются сравнительно редко.

Воздушный газ находит себе применение в качестве сырья для различных химических производств, где отсутствие в газе водорода и высокая концентрация окиси углерода являются желательными.

Однако, газификация с выпуском шлака в жидком виде имеет за собой и ряд преимуществ.

Прежде всего такой способ газификации позволяет использовать для получения газа топлива с высоким содержанием низкоплавкой золы, газификация которых в обычных газогенераторах или сжигание в топках котлов оказываются затруднительными.

Применение в качестве флюсов бедных руд и отходов позволяет скомбинировать процесс газификации с металлургическим процессом и получать одновременно с газом также и чугун.

Самым важным преимуществом газогенераторов с жидким удалением шлака является возможность ведения процесса газификации с высокой интенсивностью. Благодаря высоким температурам, развиваемым в горне, скорость газификации удается повысить до значительно более высоких пределов, чем это имеет место при газификации другими методами. При этом вопросы удаления шлака, разрешение которых в иных случаях могло бы встретить затруднение, в рассматриваемом случае разрешаются просто.

Одним из путей создания газогенератора высокой мощности в настоящее время есть путь газогенератора — домны, т. е. газогенератора, соединяющего в себе и металлургическую функцию.

Важные недостатки газогенераторов с жидким шлакоудалением — низкая теплотворная способность получаемого в них газа и низкий к. п. д. — в настоящее время устраняются путем применения парокислородного и паровоздушного дутья.

Эти вопросы являются предметом следующих глав.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

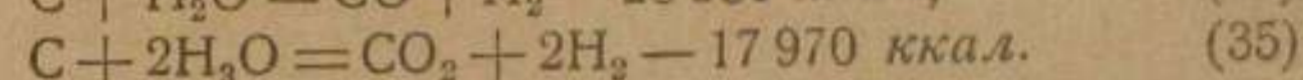
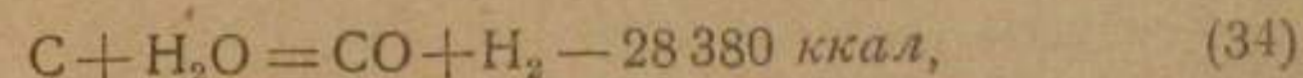
ВОДЯНОЙ ГАЗ

22. Сущность процесса

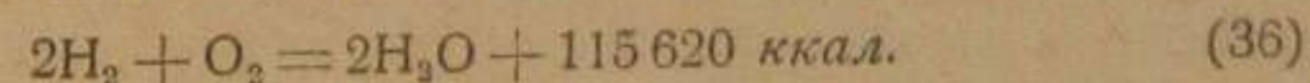
При процессе воздушного газа развивающиеся в зоне газификации высокие температуры ведут к шлакованию и чрезмерным потерям тепла с газом, нагретым до 700° С и выше. Применение газогенераторов с выпуском жидких шлаков избавляет только от шлакования, потери же физического тепла с газом остаются без изменения.

Стремление устранить указанные недостатки процесса воздушного газа возникло одновременно с возникновением практической газификации. В качестве технического средства был применен водяной пар. Введение его вместе с воздухом в газогенератор позволило не только смягчить или совсем устранить шлакование и снизить потери тепла с нагретым газом, но и повысить качество газа.

Водяной пар вступает в химическое взаимодействие с углеродом раскаленного кокса по следующим реакциям:



Сгорает водород по уравнению



Реакции (34) и (35) идут с поглощением тепла и с образованием горючих газов — CO и H₂. Таким образом, вводимый в газогенератор пар, разлагаясь, отнимает тепло от зоны газификации и тем понижает температуру в ней. Одновременно с этим получающиеся водород и окись углерода примешиваются к газу основного процесса, т. е. к воздушному газу, и обогащают его.

Водяной пар разлагается не нацело. Неразложенная его часть присоединяется к другим газам, так что в результате реакций (34) и (35) получается смесь газов, состоящая из H₂, CO, CO₂, H₂O. Содержание всех этих компонентов в смеси определяется динамическим равновесием по реакции:



Продукты разложения водяного пара углеродом по реакциям (34) и (35) носят название водяного газа. Уравнение (37) называется уравнением равновесия водяного газа.

Смесь воздушного и водяного газов, получающаяся в ре-

зультате газификации с помощью смеси воздуха с паром (паровоздушная смесь), называется смешанным генераторным газом или просто — генераторным газом. Реже этот газ называют полуводяным.

Всякой газ в технике имеет самостоятельное значение. Остановимся поэтому на его производстве более подробно.

Как видно из реакций (34) и (35), разложение водяного пара требует подвода тепла извне. В том случае, когда в газогенератор подается одновременно воздух и пар, это тепло доставляется экзотермическими реакциями окисления углерода кислородом воздуха. Однако, поступающий при этом в газогенератор азот воздуха разбавляет горючие газы и тем понижает тепловую ценность водяного газа. Для того, чтобы получить водяной газ в чистом виде, подвод тепла в зону газификации можно было бы осуществить, вообще говоря, следующими четырьмя способами:

а) Путем обогрева топлива через стенки шахты (наружный обогрев). Вследствие плохой теплопроводности огнеупорной стенки шахты и угля этот способ неэкономичен. Он требует, кроме того, применения материалов высокой огнеупорности. Поэтому применения этот способ не имеет.

б) Путем подвода тепла в слой топлива с сильно (до $1\ 100^{\circ}\text{C}$) перегретым паром или перегретой смесью пара и газа. Препятствием к широкому промышленному распространению этого способа является также необходимость применения материалов высокой огнеупорности и химической стойкости. В настоящее время этот способ используется для получения специальных газов в промышленности искусственного жидкого топлива.

в) Путем нагрева смеси пара и пылевидного топлива до температуры ($1\ 100^{\circ}\text{C}$) реакций водяного газа. С 1945 г. этот способ начал применяться для получения газов, пригодных для химических синтезов.

г) Путем аккумуляции тепла в слое топлива при частичном сжигании этого же топлива. При этом способе процесс получения водяного газа ведется периодически. Сначала в газогенератор вдувается один воздух. Благодаря сгоранию топлива слой получает нагрев до нужной температуры. Получающийся при этом воздушный газ выбрасывается в атмосферу или используется как побочный продукт производства. После достижения нужного нагрева слоя топлива вдувание в газогенератор воздуха прекращается и начинается подача в слой пара. За счет тепла, аккумулялированного слоем за время подачи воздуха, происходит разложение пара с образованием водяного газа. Подача пара продолжается до тех пор, пока температура в слое топлива не снизится до такого уровня, при котором разложение пара прекратится или силь-

но сократится. После этого прекращается дутье паром и возобновляется дутье воздухом и т. д.

Таким образом, при описанном способе производства водяного газа процесс воздушного газа (воздушное дутье) и процесс водяного газа (паровое дутье) ведутся одновременно. Продукты этих процессов — воздушный газ и водяной газ — отводятся из газогенератора раздельно.

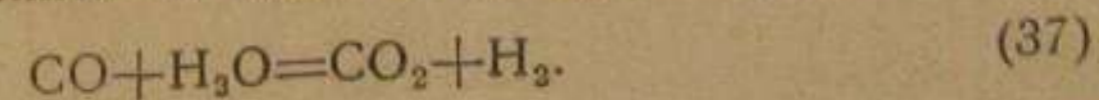
Продувка газогенератора воздухом носит название фазы воздушного или фазы горячего дутья. Продувка паром называется фазой парового дутья, фазой холодного дутья или фазой газования. Совокупность фаз составляет рабочий цикл процесса водяного газа.

Описанный способ производства водяного газа является в настоящее время общепринятым.

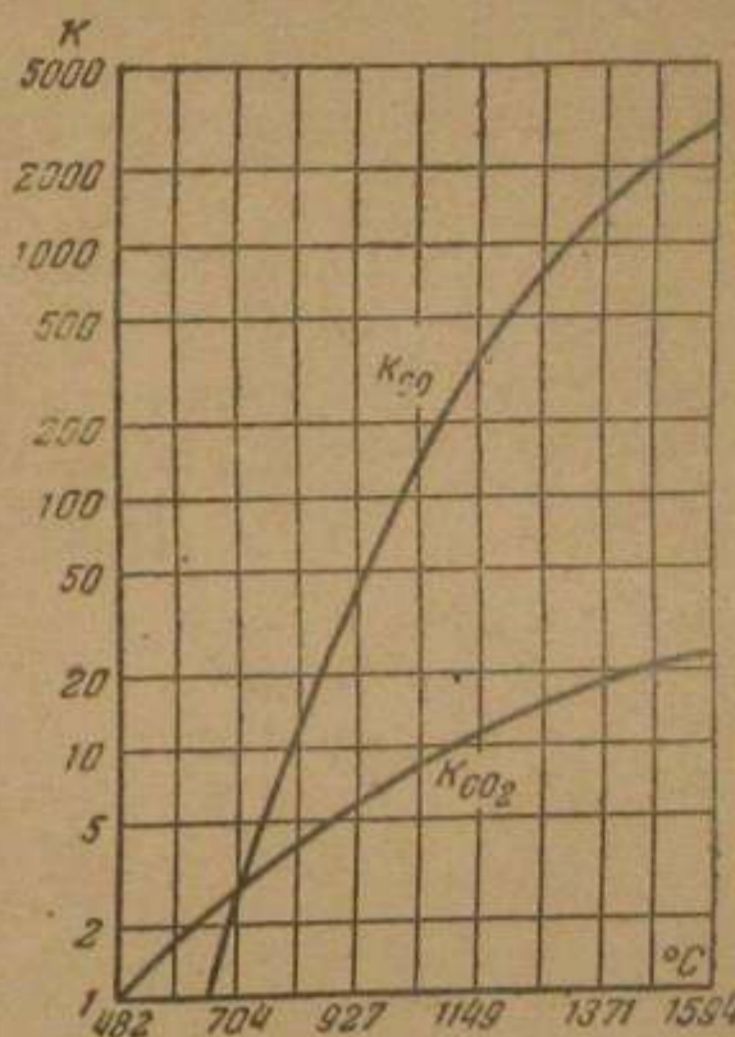
Возвратимся к рассмотрению реакций разложения водяного пара раскаленным углеродом. Необходимо отметить, что по вопросу о том, какой из окислов — углекислота или окись углерода — является первичным продуктом взаимодействия пара и углерода, до настоящего времени единодушного мнения не имеется.

По мнению одних исследователей, первичным окислом углерода является углекислота. Содержащаяся в водяном газе окись углерода по этому воззрению получается путем восстановления углекислоты углеродом, т. е. является вторичным продуктом.

Наоборот, ряд других исследователей считает, что при взаимодействии водяного пара с раскаленным углеродом образуется исключительно окись углерода. Содержащаяся же в водяном газе углекислота является продуктом реакции



Наконец, по воззрениям третьей группы исследователей реакции (34) и (35) протекают совместно и в газогенераторе получается одновременно и CO_2 и CO . При этом при высоких



Фиг. 39. Зависимость константы равновесия реакций пара с углеродом от температуры.

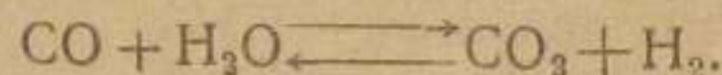
температурах превалирует реакция (34), при более низких — реакция (35). Последнее положение, в частности, находится в согласии с выводами Люиса и Рандаля, определявших константы равновесия для реакций (34) и (35)

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

в области температур 482—1594°С. Результаты работы Люиса и Рандаля представлены в виде кривых на фиг. 39. Из графика видно, что при температуре до 700—720°С константа равновесия реакции (35) выше, чем реакции (37). При более высоких температурах наблюдается обратное явление.

23. Исследование процесса

Какой бы позиции в вопросе о первичном окисле ни придерживаться, практически, с точки зрения суммарного процесса водяного газа, результативное значение имеет реакция



Эта реакция подвергалась наиболее тщательному и всестороннему изучению.

Константа равновесия реакции определяется из выражения:

$$K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}. \quad (38)$$

Зависимость этой константы от температуры приведена в табл. 24 и 25. Рядом с константой, полученной из опыта, в таблице приведена константа, вычисленная теоретически. Кривая изменения константы от температуры дана на фиг. 40.

Таблица 24

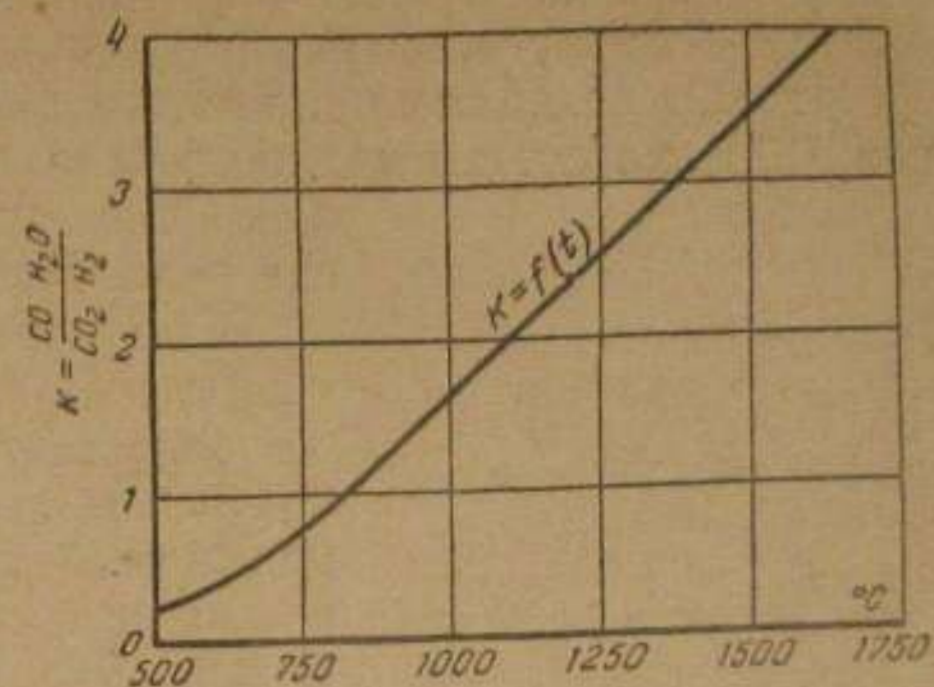
Состав равновесной смеси и константа равновесия реакции
 $CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$

Температура, °С	Расход газа, л/сек	Состав влажного газа, объемн. %				Состав сухого газа, объемн. %			$K = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}$	
		H ₂	CO	CO ₂	H ₂ O	H ₂	CO	CO ₂	из опыта	вычисленная
674	0,90	8,41	0,63	3,84	87,12	65,5	4,9	29,6	0,70	0,39
758	1,80	22,28	2,67	9,23	65,82	65,2	7,8	27,0	0,85	0,70
838	3,28	32,77	7,96	12,11	47,16	62,0	15,0	23,0	0,94	0,98
861	5,30	36,48	11,01	13,33	39,18	60,0	18,1	21,9	0,89	1,07
954	6,30	44,43	32,70	5,66	17,21	53,6	39,5	6,9	2,25	1,41
1 010	6,15	47,30	48,20	1,45	3,05	48,8	49,7	1,5	2,12	1,65
1 060	8,90	48,84	46,31	1,25	3,60	50,6	48,1	1,3	2,78	1,88
1 125	11,30	50,73	48,34	0,60	0,33	50,9	48,5	0,6	0,48	2,11

Таблица 25

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

Температура, °С	Из опыта	Вычисленная
686	0,534	0,57
786	0,840	0,86
886	1,197	1,19
986	1,571	1,55
1 035	1,620	1,62
1 086	1,956	1,91
1 205	2,126	2,33
1 405	2,490	2,94

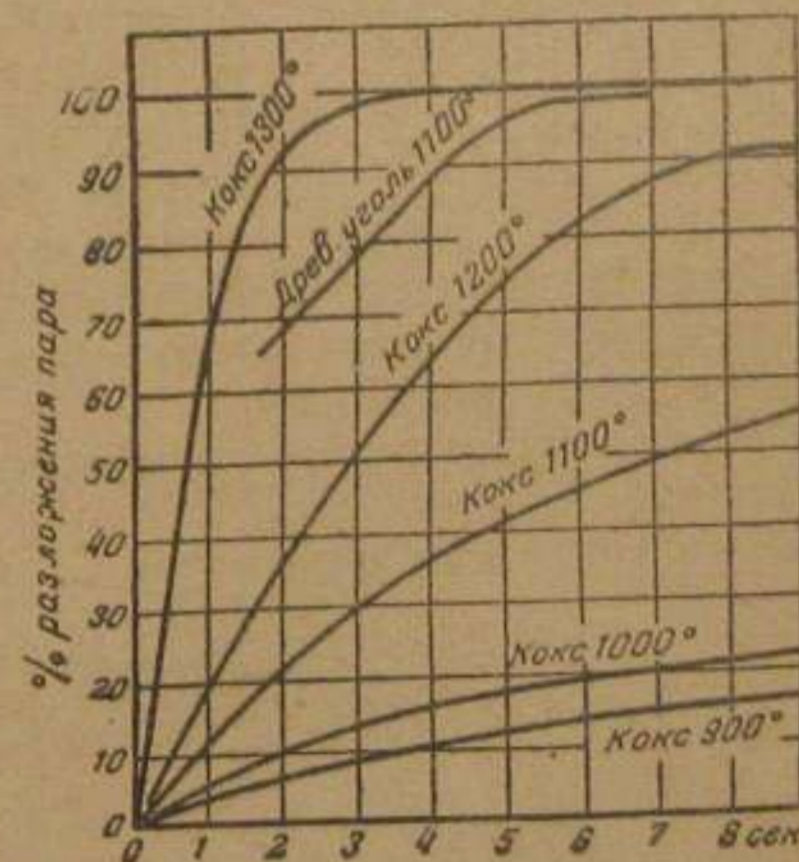


Фиг. 40. Зависимость константы равновесия водяного газа от температуры.

Приведенные в таблицах и в виде кривых данные получены в лабораторных условиях. Они отвечают состоянию установившегося равновесия. В газогенераторе, где время пребывания газа исчисляется в 1—2 сек., состояние равновесия полностью установиться не успевает.

Степень разложения пара, а вместе с тем и концентрация в водяном газе отдельных компонентов, кроме температуры зависит также от природы углерода кокса, спускающегося на колосники газогенератора. Как и при восстановлении углекислоты, скорость и полнота восстановления водяного пара, например, древесным углем значительно выше, чем каменноугольным коксом. На фиг. 41 приведены графики, характеризующие зависимость между температурой, продолжительностью соприкосновения пара с углеродом, количеством разложенного пара и природой топлива.

Различные виды топлива в отношении их реакционной способности располагаются в следующий ряд: графит, сажа, каменноугольный кокс, каменноугольный полукокс, древесный уголь, буроугольный кокс, буроугольный полукокс. Наи-



Фиг. 41. Зависимость степени разложения пара углеродом от температуры, продолжительности реакции и природы углерода.

менее активным в этом ряду является графит, наиболее активным — бурогоольный полукокс.

Изменение давления, как это вытекает из смысла уравнения (37), на состав водяного газа не влияет. С увеличением давления наблюдается лишь ускорение установления равновесия.

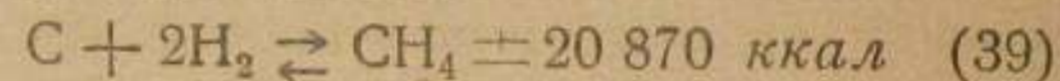
Таблица 26

Состав равновесной смеси реакции $C + 2H_2 \rightleftharpoons CH_4$ (в объемных процентах)

Температура, °C	CH ₄	H ₂
300	96,90	3,10
400	86,16	13,84
500	62,53	36,47
550	46,69	53,31
600	31,68	68,32
650	19,03	80,97
700	11,07	88,93
800	4,41	95,59
1 000	0,50	95,50
1 100	0,20	99,80
1 150	0,10	99,90

В водяном газе, практически получаемом из кокса или антрацита, обычно содержится 0,5—1,9% метана. Некоторыми исследователями метан обнаружен в нижней части слоя топлива, куда с летучими он поступить не может. Это дает основание предположить, что в газогенераторе имеет место синтез метана.

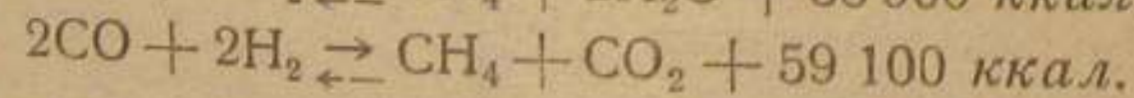
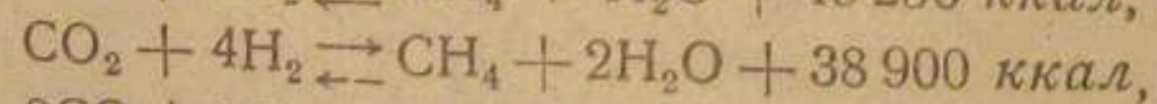
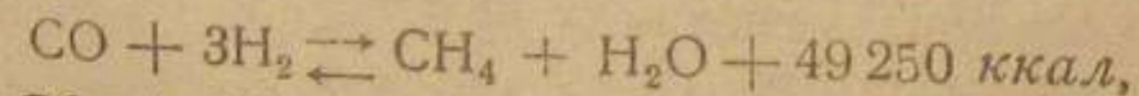
Изучение в присутствии катализаторов равновесия



позволило установить следующий состав равновесной смеси в интервале температур 300—1 150° C (табл. 26). В газогенераторе каталитическое влияние на образование метана могут оказывать зольные элементы.

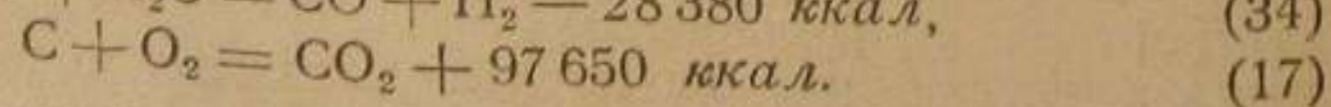
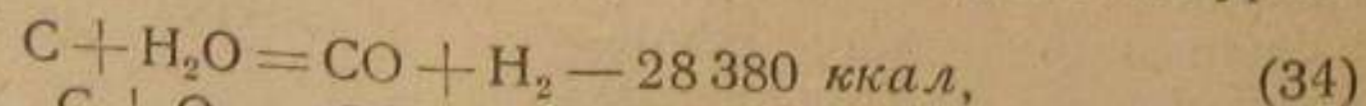
Анализ данных, приведенных в табл. 25, приводит к заключению, что количество образующегося метана падает с повышением температуры.

Кроме указанной, возможны и другие реакции синтеза метана:



24. Идеальный и практический водяной газ

В идеальном случае состав водяного газа и прочие параметры процесса водяного газа могут быть выведены из уравнений:

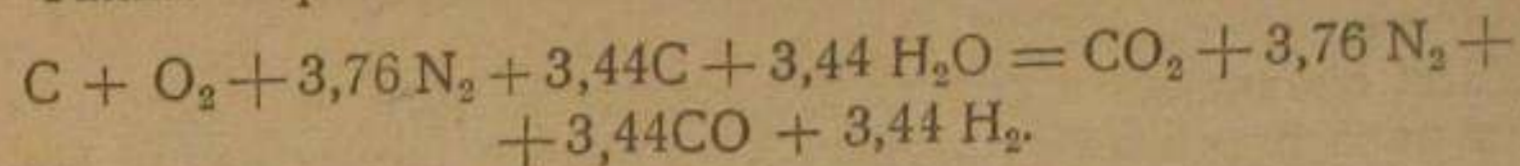


При периодическом процессе получения водяного газа тепло, затрачиваемое на разложение пара по реакции (34), аккумулируется в слое за счет частичного сжигания топлива слоя по реакции (17).

В идеальном случае, чтобы получить максимум тепла при минимуме сожженного топлива, сжигание нужно вести, очевидно, по реакции (17) полного горения углерода.

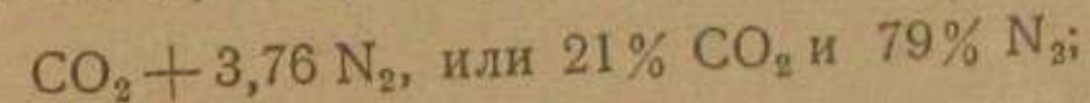
За счет тепла, выделяющегося при сгорании 1 моля углерода, можно разложить $97\,650 : 28\,380 = 3,44$ моля водяного пара.

Таким образом можно написать:

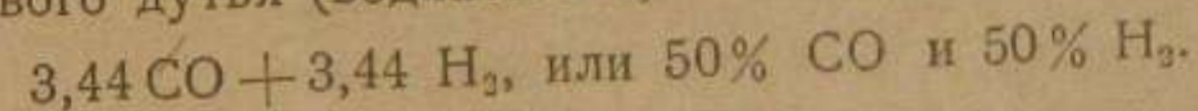


Но так как при периодическом процессе продукты воздушного дутья и продукты парового дутья отводятся раздельно, то состав продуктов будет:

воздушного дутья (продувочный газ)



парового дутья (водяной газ)



По вышенаписанному, уравнению на процесс затрачивается углерода:

$$4,44 \text{ моля, или } 12 \cdot 4,44 = 53,48 \text{ кг}.$$

Следовательно, выходы продуктов составляют: продувочного газа

$$v_s = \frac{4,76 \cdot 22,4}{53,48} = 1,99 \text{ нм}^3/\text{кг C};$$

водяного газа

$$v_n = \frac{6,88 \cdot 22,4}{53,48} = 2,88 \text{ нм}^3/\text{кг C}.$$

Расход пара:

$$3,44 \cdot 18 : 4,44 \cdot 12 = 1,15 \text{ кг/кг C}.$$

Теплотворная способность идеального водяного газа:

$$Q_s = 0,5 \cdot 3\,045 + 0,5 \cdot 3\,048 = 3\,046 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$Q_n = 0,5 \cdot 3\,045 + 0,5 \cdot 2\,580 = 2\,813 \text{ ккал/нм}^3.$$

Коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_g = \frac{2\,813 \cdot 2,88}{8\,137} \cdot 100 = 100\%,$$

т. е. вся тепловая энергия сгорания углерода переходит в горючие компоненты газа. В действительности же в процесс нужно ввести еще некоторое количество тепла, необходимое на покрытие потерь (с нагретым газом и в окружающую среду). Кроме того, газы воздушного дутья всегда содержат горючую окись углерода, так как практически сжечь углерод до углекислоты полностью не удается.

Степень разложения пара в рассматриваемом случае предполагается 100%.

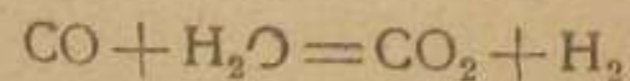
Для сравнения с показателями идеального процесса водяного пара в табл. 27 приведены данные о газификации кокса на водяной газ, полученные на современном генераторе.

Из приведенного в таблице баланса углерода кокса видно, что в рассматриваемом здесь практическом случае 5% углерода терялось со шлаком и уносом. Далее, 45,5% углерода сжигалось при продувке газогенератора воздухом с целью разогрева слоя. И только 49,5% углерода, содержащегося в загружаемом в газогенератор коксе, израсходовано на получение водяного газа. Так как с точки зрения прямых целей производства продувочный газ, получаемый при продувке слоя воздухом, является потерей, то общие потери углерода в данном случае составляют $45,5 + 3,0 + 2,0 = 50,5\%$, т. е. при периодическом процессе производства водяного газа непосредственно на получение этого газа расходуется примерно половина загружаемого в газогенератор топлива.

Получающийся в практических условиях из кокса и антрацита водяной газ, кроме водорода и окиси углерода, всегда содержит углекислоту, кислород, сероводород, метан и азот.

Объяснение присутствия в водяном газе метана приводилось выше.

Что же касается источников углекислоты, то таковых может быть два: реакция окиси углерода с паром по уравнению



и газ воздушной продувки, остающийся в том или ином количестве в газогенераторе перед подачей в него пара.

В водяном газе в значительном количестве содержатся водяные пары. Часть этих паров поступает в газ из топлива в результате его подсушки. Другая часть является неразложившимся паром, вводимым при процессе. По данным таблицы в газогенератор вводилось 1,2 кг пара на 1 кг кокса. Степень разложения пара составляла 50%. Следовательно, половина вводимого пара проходила через слой без разложения и примешивалась к водяному газу. При выходе водя-

Таблица 27

Показатели газификации на водяной газ кокса, антрацита, каменного угля и бурого угля

Показатели	Единица измерения	Топливо			
		Кокс	Антрацит	Каменный уголь марки Д	Бурый уголь
I. Топливо (рабочая масса)					
1. Влажность	%	4,5	5,0	8,0	25,4
2. Зольность	%	11,0	6,0	10,5	7,3
3. Содержание углерода	%	81,0	83,0	63,0	49,1
4. Теплотворная способность:					
а) высшая	ккал/кг	6 700	7 200	6 455	4 810
б) низшая	"	6 605	7 080	6 150	4 447
5. Содержание летучих (на горючую массу)	%	2	4	45	47
II. Расходные коэффициенты и удельные выходы					
1. Расход воздуха	н.м ³ /кг	2,6	2,86	1,60	1,02
2. Расход пара	кг/кг	1,2	1,7	0,68	0,40
3. Степень разложения пара	%	50	40	51	68
4. Выход водяного газа	н.м ³ /кг	1,50	1,65	1,05	0,62
5. Выход продувочного газа	"	2,70	2,9	1,81	1,33
III. Состав, теплотворная способность и температура газов					
1. Состав сухого водяного газа:					
CO ₂	об. %	6,5	6,0	7,5	14,5
H ₂ S	об. %	0,3	0,4	0,3	0,2
O ₂	об. %	0,2	0,2	0,2	0,2
C _m H _n	об. %	—	—	0,9	0,6
CO	об. %	37,0	38,5*	32,0	23,8
H ₂	об. %	50,0	48,0*	49,6	50,0
CH ₄	об. %	0,5	0,5	4,7	6,9
N ₂	об. %	5,5	6,4	4,8	3,8
2. Теплотворная способность водяного газа:					
а) высшая	ккал/н.м ³	2 730	2 700	3 110	2 945
б) низшая	"	2 500	2 480	2 810	2 640
3. Состав сухого продувочного газа:					
CO ₂	об. %	17,5	14,5	13,1	11,1
H ₂ S	об. %	0,1	0,1	—	—
O ₂	об. %	0,2	0,2	0,2	0,2
C _m H _n	об. %	—	—	0,3	0,2
CO	об. %	5,0	8,8	12,2	16,9
H ₂	об. %	1,3	2,5	5,4	11,0
CH ₄	об. %	—	0,2	1,2	1,7
N ₂	об. %	75,9	73,7	67,6	58,9
4. Теплотворная способность продувочного газа:					
а) высшая	ккал/н.м ³	200	367	694	1 045
б) низшая	"	190	354	653	973

Продолжение

Показатели	Единица измерения	Топливо			
		Кокс	Антрацит	Каменный уголь марки Д	Бурый уголь
5. Температура продувочного газа	°С	600	700	560	335
6. Температура водяного газа . . .	°С	550	675	525	270
<i>IV. Потери углерода</i>					
1. Содержание углерода в шлаке . .	%	14	20	32	26
2. Выход уноса	%	2	5	1,9	9
3. Выход смолы	%	—	—	2,8	2
<i>V. Баланс углерода топлива</i>					
1. Перешло в водяной газ	%	49,5	48,2	41,7	31,3
2. Перешло в продувочный газ	%	45,5	45,0	45,3	47,6
3. Перешло в шлак	%	3,0	1,8	7,4	4,1
4. Перешло в унос	%	2,0	5,0	1,9	14,2
5. Перешло в смолу с водяным газом	%	—	—	3,7	3,4
<i>VI. Тепловой баланс (по высшему пределу)</i>					
<i>Приход</i>					
1. Теплотворная способность топлива	%	90,3	85,7	93,3	94,7
2. Физическое тепло воздуха	%	0,1	0,1	0,1	0,1
3. Физическое тепло пара	%	9,6	14,2	6,6	5,2
Итого	%	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>Расход</i>					
1. Теплотворная способность водяного газа	%	54,1	52,5	47,2	36,2
2. Теплотворная способность продувочного газа	%	18,3	12,5	21,8	31,0
3. Физическое тепло водяного газа	%	3,4	4,5	2,6	1,1
4. Физическое тепло продувочного газа	%	6,1	8,0	4,8	2,5
5. Физическое тепло влаги газа . . .	%	6,5	11,5	5,9	6,5
6. Теплотворная способность смолы	%	—	—	3,6	3,6
7. Потери со шлаком	%	3,0	1,6	5,5	3,2
8. Потери с уносом	%	2,0	2,0	1,6	12,0
9. Потери в окружающую среду и прочие потери (по разности)	%	6,7	4,4	7,0	4,1
Итого	%	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>VII. Коэффициент полезного действия</i>					
1. К. п. д. газификации	%	60	61	51	38
2. К. п. д. термический	%	54	53	47	36

ного газа $1,5 \text{ нм}^3/\text{кг}$ влагосодержание водяного газа должно было составить $1,2 \cdot 0,5 : 1,5 = 0,4 \text{ кг}/\text{нм}^3$ сухого газа. Этот пар и вступает во взаимодействие с окисью углерода, давая в результате некоторое количество углекислоты.

Примешивание к водяному газу углекислоты из газов воздушной продувки происходит следующим образом. После прекращения воздушного дутья внутри слоя, над слоем и в некоторой части газопровода содержится продувочный газ. Во время подачи в слой пара образующийся водяной газ, покидая газогенератор, увлекает с собой эти остатки продувочного газа, содержащего высокий процент углекислоты. Как увидим далее, в практике принимаются специальные меры, чтобы избежать этого загрязнения водяного газа воздушным.

Азот (5,5%) может попасть в водяной газ из топлива, а также, как углекислота, — из газов воздушной продувки и непосредственно из воздуха.

Содержание в коксе азота можно принять равным 1%. На 100 кг кокса в рассматриваемом случае в процесс было введено из кокса $1 : 1,25 = 0,8 \text{ нм}^3$ азота (1,25 — вес 1 нм³ азота). Около половины его ушло с продувочным газом, вторая половина перешла в водяной газ. Так как выход газа из 100 кг кокса составляет 150 нм³, то приблизительная концентрация азота в нем может составить только $0,8 \times 0,5 \times 100 : 150 = 0,27\%$. Остальные $5,5 - 0,27 = 5,23\%$ азота примешались к водяному газу вместе с продувочным газом. Кроме того, вследствие недостаточной плотности задвижки, прикрывающей доступ воздуха в газогенератор во время парового дутья, воздух, а вместе с ним и азот мог попасть в газогенератор одновременно с паром.

Содержащийся в практическом водяном газе сероводород образовался в газогенераторе при взаимодействии сернистых соединений топлива с водородом и водяным паром.

Небольшое количество кислорода в водяном газе может попасть в него только из воздуха. Но так как во время парового дутья поступление воздуха в газогенератор исключено, то присутствие в анализах водяного газа кислорода можно объяснить лишь присосом воздуха в момент отбора проб газа.

В водяном газе из кокса содержание водорода является более высоким по сравнению с содержанием окиси углерода. Это указывает на то, что в практических условиях работы процесс водяного газа протекает со значительным развитием реакции (35).

Коэффициент полезного действия газификации в рассматриваемом случае составляет 60%. Из приведенного в табл. 26 теплового баланса видно, куда затрачивается тепло в процес-

се водяного газа. Основные тепловые потери складываются из потерь с химическим (18,2%) и физическим (6,1%) теплом продувочного газа. Менее ощутимы, но все же значительны потери тепла на нагрев водяного газа (3,4%) и содержащихся в нем водяных паров (6,5%).

Потери со шлаком и уносом в нормальных условиях работы не превышают 5%. Значительность остаточного члена баланса объясняется тем, что сюда относится и расход тепла на парообразование в пароводяной рубашке, защищающей нижнюю часть шахты газогенератора от прилипания шлаков. При отсутствии такой рубашки потери в окружающую среду составляют 3,5—4%.

Из приведенного теплового баланса газогенератора ясны причины столь значительного разрыва между к. п. д. газификации идеального и практического процессов водяного газа.

25. Условия ведения фаз воздушного и парового дутья

Назначение фазы воздушного дутья — разогрев слоя топлива, аккумуляция в нем возможно большего количества тепла. Очевидно, что чем выше температура слоя топлива поднимется во время горячего дутья, тем большее количество водяного пара будет разложено в период холодного дутья.

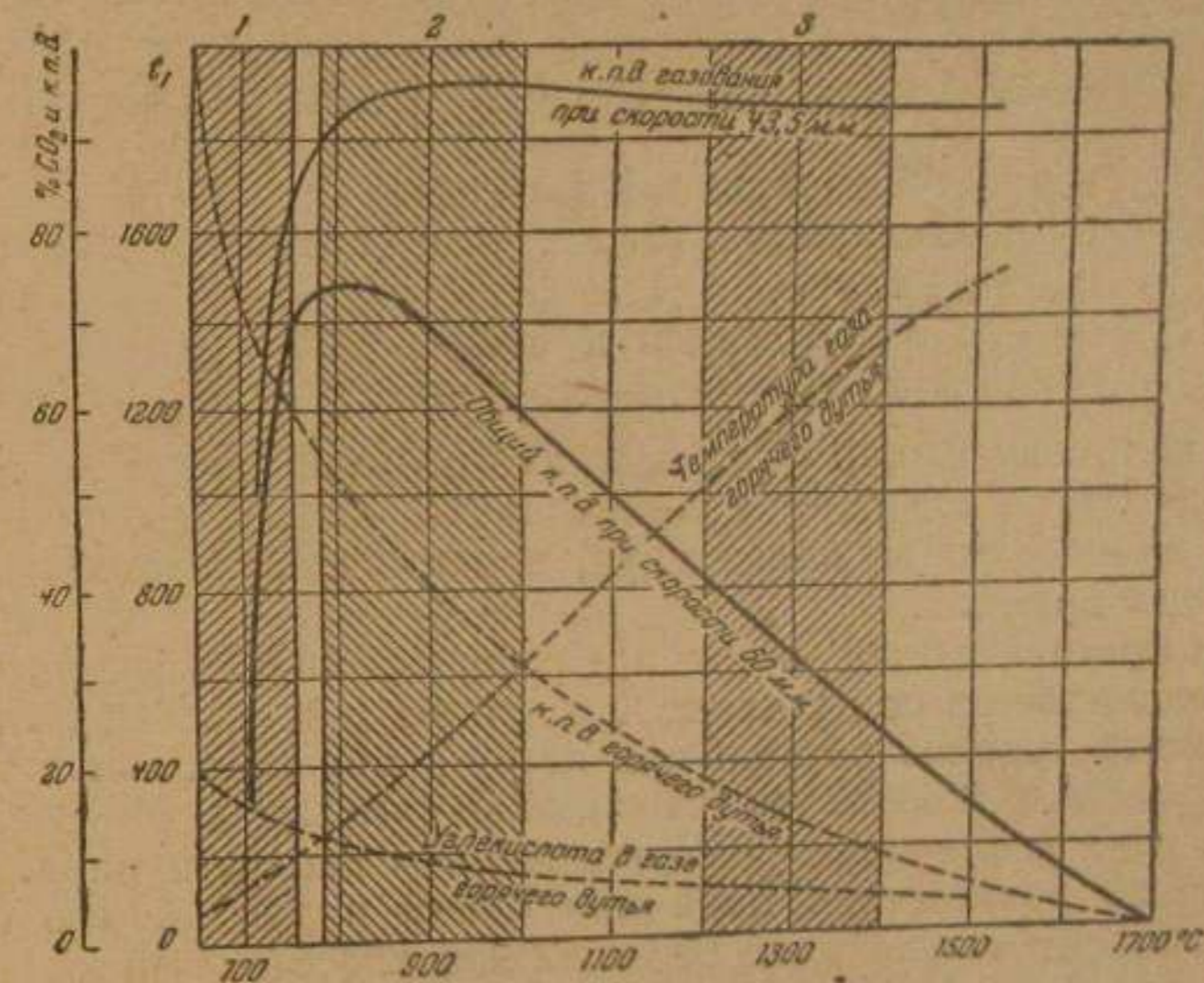
Из двух известных нам реакций окисления углерода реакция с образованием углекислоты освобождает больше тепла. Поэтому для наиболее экономичного ведения фазы горячего дутья следовало бы вести эту фазу таким образом, чтобы в получающемся продувочном газе содержалось как можно больше углекислоты. Однако, известно также, что с повышением температуры слоя неизбежно растет содержание окиси углерода в газе. Это обстоятельство, желательное с точки зрения газификации на воздушный газ (см. главу «Воздушный газ»), является вредным, когда продувка слоя воздухом преследует цели наиболее экономичного разогрева слоя.

На фиг. 42 даны кривые, характеризующие к. п. д. процесса газификации кокса на водяной газ при различных температурах слоя.

За к. п. д. фазы воздушного дутья N' здесь принято отношение тепла, аккумулированного слоем, к теплотворной способности кокса, сожженного за время фазы воздушного дутья:

$$N' = \frac{\text{Тепло, аккумулированное слоем}}{8137 \times \text{количество кг сожженного углерода}} \cdot 100\%.$$

Как видно из приведенной диаграммы, с повышением температуры слоя топлива растет температура продувочного газа и падает содержание в газе углекислоты с одновременным увеличением содержания в нем окиси углерода. Иными словами, чем выше температура слоя, тем больше тепла выносится из газогенератора в виде потенциального и физического тепла продувочного газа. При температуре слоя 1600° С температура продувочного газа достигает почти того



Фиг. 42. Теплотехническая характеристика процесса водяного газа в зависимости от температуры слоя.

же уровня, а содержание углекислоты в газе падает почти до нуля. При температуре слоя 1700° тепло, освобождающееся при сгорании топлива во время фазы воздушного дутья, полностью расходуется на покрытие потерь с продувочным газом. На повышение температуры слоя тепла уже не остается. Коэффициент полезного действия фазы воздушного дутья при этом оказывается равным нулю.

Использование тепла топлива во время фазы воздушного дутья оказывается хорошим (72—62%) только при низких температурах слоя. При температуре слоя 1000° С полезное использование топлива уже немногим превышает 30%. С точки зрения экономичного ведения фазы воздушного дутья, температуру слоя топлива, таким образом, следовало бы держать ниже 1000° С. Однако, от температуры в слое зависят степень разложения (т. е. использования)

пара и качество водяного газа, т. е. к. п. д. фазы холодного дутья. Поэтому окончательное суждение об оптимальной температуре слоя можно иметь только в результате совместного изучения к. п. д. обеих фаз.

Коэффициент полезного действия фазы холодного дутья N'' есть отношение теплотворной способности полученного водяного газа Q к сумме теплотворности углерода, израсходованного на образование этого газа и тепла, отданного слоем A :

$$N'' = \frac{Q}{8137 + A}, \text{ где } A = B + E + \frac{S}{g}.$$

Здесь B — тепло образования 1 нм^3 газа;

E — теплосодержание газа и содержащегося в нем водяного пара;

S — потеря в окружающую среду;

g — количество нм^3 водяного газа.

На величину к. п. д. фазы холодного дутья влияет не только температура слоя, но и линейная скорость пара или, все равно, количество водяного пара, вводимого в газогенератор в единицу времени.

При постоянной скорости пара с повышением температуры слоя уменьшается содержание в водяном газе углекислоты и повышается степень разложения пара, а при постоянной температуре слоя количество неразложившегося пара и углекислоты в газе увеличивается с увеличением скорости пара.

Степень разложения пара при одной и той же его скорости зависит также и от реакционной способности топлива. Таким образом, для каждого вида топлива можно говорить об оптимальной скорости пара, при которой получается наиболее эффективное его использование.

Кривая изменения к. п. д. фазы холодного дутья при оптимальной для газового кокса скорости пара (0,04—0,05 м/сек) показана на фиг. 42. Максимум к. п. д. фазы холодного дутья достигается при температуре слоя между 900 и 1000° С. Дальнейшее повышение температуры слоя ведет к некоторому, правда, незначительному, снижению к. п. д. Объясняется это увеличивающейся потерей тепла, идущего на нагрев газа и неразложившегося пара.

Суммарный к. п. д. процесса водяного газа N выразится как отношение теплотворности водяного газа к теплотворности углерода, израсходованного во время фаз горячего и холодного дутья.

Как видно из фиг. 40, максимум суммарного к. п. д. процесса имеет место при температуре слоя между 800—900° С.

На основании этого некоторыми исследователями в качестве рационального метода получения водяного газа предла-

гается такой, при котором: а) скорость воздушного дутья поддерживается в интервале 0,5—1,0 м/сек ; дутье прекращается в тот момент, когда в продувочном газе содержится от 6 до 12% СО и больше 14% СО₂ [при этих условиях температура слоя устанавливается в наиболее благоприятном интервале (750—1000° С)]; б) скорость парового дутья поддерживается от 0,05 до 0,15 м/сек .

Использование тепла при получении водяного газа и выход газа определяются, таким образом, температурой слоя и скоростью парового дутья.

Предлагаемый метод получения водяного газа позволяет вести процесс со сравнительно высоким общим к. п. д. Однако, производительность процесса при этом методе является недостаточной. Современные мощные механизированные генераторы водяного газа работают со значительно более высокой интенсивностью. Высокая интенсивность процесса водяного газа достигается применением высоких скоростей воздушного дутья с одновременным сокращением продолжительности этой фазы. Так, крупнейшие станции водяного газа СССР работают на скоростях воздушного дутья в 1,5—1,6 м/сек против указанных выше 0,5—1,0 м/сек . Столь высокие скорости благоприятствуют быстрому повышению температуры слоя. При этом содержащаяся в газе углекислота восстанавливается до СО не успевает. Газы горячего дутья, получаемые при указанных условиях на наших станциях, содержат 16—18% СО₂ и всего 3—6% окиси углерода (см. табл. 26).

Достижимая при указанном способе ведения воздушного дутья температура слоя позволяет применять и более интенсивное паровое дутье. На крупных станциях паровое дутье ведется со скоростью 0,23—0,26 м/сек , причем степень разложения пара составляет 50% и выше, что можно считать удовлетворительным.

Более высокая температура слоя благоприятствует разложению большего количества пара. Наибольшее сокращение длительности фазы воздушного дутья ведет к относительному увеличению времени, затрачиваемому на получение водяного газа. Таким образом, оба указанные фактора приводят к значительному повышению производительности процесса водяного газа в целом.

26. Структура рабочего цикла

При организации нормального процесса водяного газа важным является установление продолжительности и структуры рабочего цикла процесса.

Для того, чтобы обеспечить постоянство качества получаемого газа в течение отдельных фаз рабочего цикла, необходимо, чтобы температура слоя топлива не подвергалась резким

колебаниям. Этого можно было бы достичь при условии сокращения продолжительности отдельных фаз до минимума. Однако, снижение продолжительности фаз и всего цикла в целом ограничивается необходимостью переключения задвижек неизбежного при раздельном направлении потоков продувочного и водяного газов. На современных станциях водяного газа в течение рабочего цикла приходится делать четыре, пять или шесть таких переключений. Надо рабочий цикл рассчитать таким образом, чтобы время, затрачиваемое на переключение задвижек, было относительно малым. В настоящее время и у нас и в заграничной практике для газогенераторов с автоматическим переключением задвижек длительность рабочего цикла принята в 4 мин.; для газогенераторов с ручным управлением в 6—10 мин.

Далее, соотношение между продолжительностью фаз воздушного и парового дутья будет наиболее выгодным при относительно более коротких фазах интенсивного воздушного дутья.

Кроме того, для тепловой работы слоя большое значение имеет направление парового дутья. При подаче пара в одном направлении снизу вверх неизбежно происходит охлаждение нижней части слоя и перемещение зоны газификации вверх. При паровом дутье сверху вниз пар до поступления в зону газификации перегревается за счет тепла верхней части слоя, что благоприятно отражается на протекании процесса газификации и одновременно приводит к выравниванию температуры слоя.

По указанной причине оказывается рациональным паровое дутье подводить поочередно то снизу, вверх, то сверху вниз.

Рабочий цикл современных больших генераторов водяного газа с автоматическим и ручным переключением задвижек распадается обычно на шесть фаз. В табл. 28 приведена разбивка этого шестифазного цикла на отдельные фазы.

На станциях водяного газа, оборудованных газогенераторами с автоматическим переключением задвижек, продолжительность рабочего цикла составляет 240 сек. На станциях с ручным управлением такой короткий цикл привел бы к относительному увеличению потерь времени на переключение задвижек, так как быстрое и частое переключение задвижек вручную является затруднительным. Поэтому рабочий цикл на таких станциях удлинен до 6—7 мин.

Направление газовых потоков при каждой из шести фаз показано на фиг. 43. Назначение этих фаз заключается в нижеследующем.

I фаза — воздушное дутье. Назначение фазы — разогрев слоя. Воздух поступает в генератор через открытую задвижку 1.

Таблица 28
Разбивка на фазы шестифазных рабочих циклов

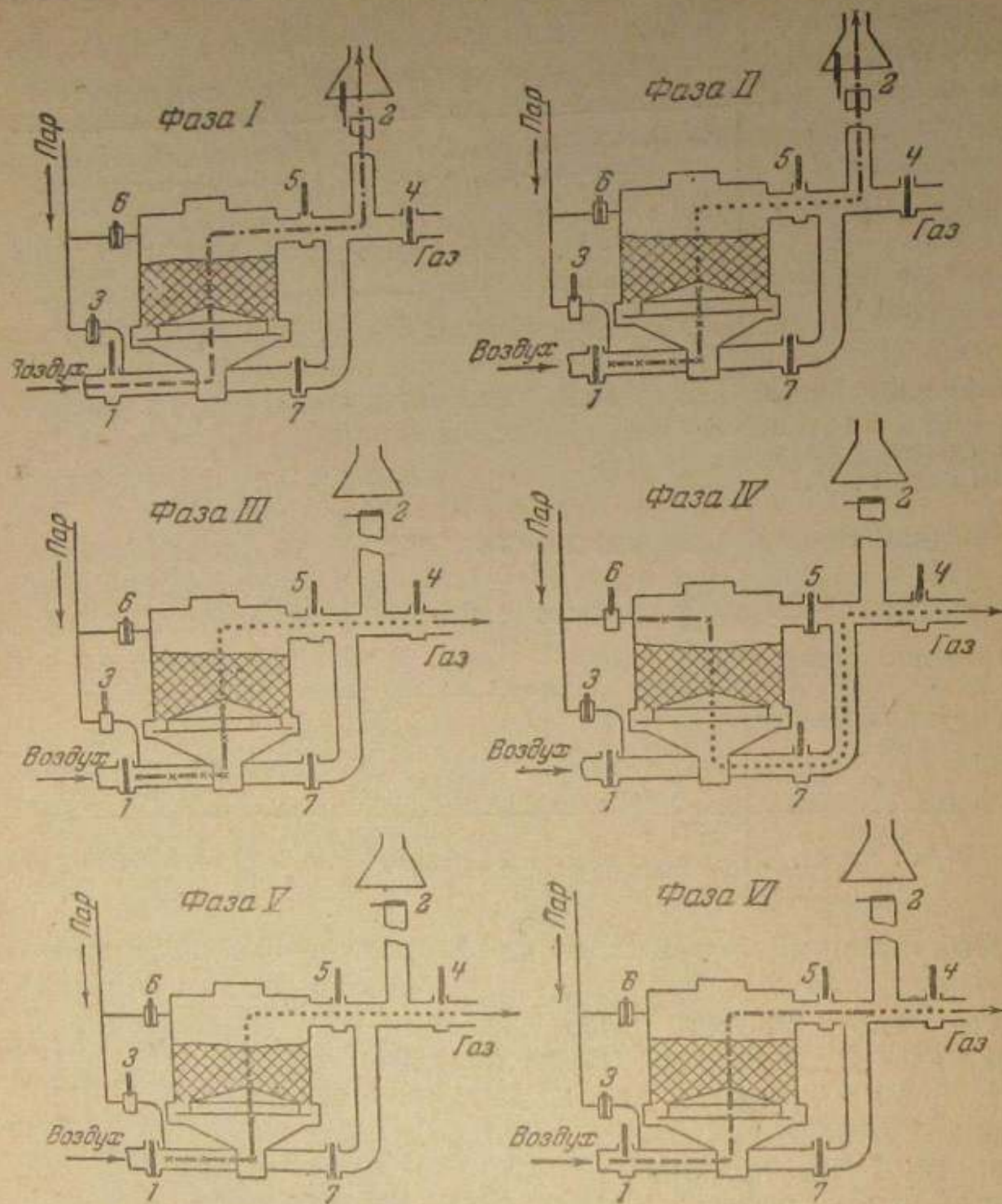
Наименование фаз	Генераторы с автоматическим управлением задвижками				Генераторы с ручным управлением задвижками			
	Станция I		Средние нормы		Семи минутный цикл		Шести минутный цикл	
	Сек.	%	Сек.	%	Сек.	%	Сек.	%
Воздушное дутье	58	24,2	66	27,5	114	27,2	90	25,0
Продувка водяным газом	2	0,8	4	1,7	6	1,4	6	1,7
Газование снизу	76	31,7	78	32,5	10	2,4	10	2,8
Газование сверху	76	31,7	72	30,0	240	57,1	210	58,3
Газование снизу	24	10,0	16	6,7	44	10,5	38	10,5
Продувка воздушным газом	4	1,6	4	1,6	6	1,4	6	1,7
Итого . .	240	100,0	240	100,0	420	100,0	360	100,0

Получающийся при этой фазе продувочный газ через открытый клапан 2 выбрасывается в атмосферу или направляется для использования в утилизационных устройствах. Задвижки 3—7 во время I фазы закрыты.

II фаза — продувка водяным газом. При этой фазе закрывают задвижку 1 на воздухопроводе и открывают задвижку 3 на паропроводе. Пар поступает вниз слоя. Получающийся водяной газ проходит тем же путем, по которому в I фазе шел продувочный газ. Назначение II фазы — очистить систему от продувочного газа и тем предупредить загрязнение водяного газа при последующих фазах газования. Фаза II является, таким образом, подготовительной. Продолжительность ее незначительна. В тех случаях, когда к получению особо чистого водяного газа не стремятся, II фаза может и отсутствовать.

III фаза — газование снизу. Задвижка 3 продолжает оставаться открытой и пар, следовательно, поступает в слой снизу. Клапан 2 закрывается и водяной газ через открытую задвижку 4 направляется в газоочистную и газоохладительную систему и далее в газосборник (газгольдер).

IV фаза — газование сверху. Закрывают задвижку 3 на паропроводе. Закрывают задвижку 5. Открывают за-



Фиг. 43. Схема газовых потоков при шестифазном цикле.

движки 6 и 7. Пар поступает в верхнюю часть слоя. Водяной газ через открытые задвижки 7 и 4 направляется тем же путем, что и при фазе III. Назначение фазы IV — прлучение водяного газа за счет тепла, аккумулированного верхней частью слоя, и выравнивание температуры слоя.

V фаза — газование снизу. При этой фазе закрывают задвижки 7 и 6 и открывают 3 и 5. Направление потока водяного газа — то же, что и при фазе III.

После фазы IV можно было бы снова приступить к разогреву слоя. Однако, подколосниковое пространство и часть трубы до задвижки 7 после фазы IV оказываются под водяным газом. Подача под колосники воздуха при этих усло-

виях привела бы к образованию смеси воздуха с водяным газом и к взрыву. Чтобы этого избежать, и вводится V фаза, при которой подколосниковое пространство освобождается от водяного газа и заполняется паром.

VI фаза — продувка продувочным газом. Подача пара в генератор прекращается (задвижка 3 закрыта). Открывается задвижка 1 на воздухопроводе. Задвижка 4 остается открытой. Назначение фазы — вытеснение водяного газа, содержащегося в газогенераторе и в участке трубы до задвижки 4 за пределы задвижки 4, с целью предупреждения потерь водяного газа с продувочным.

Фаза VI, как и фаза II, кратковременна и является подготовительной.

При ручном переключении задвижек фазы IV и V иногда осуществляются не в каждом цикле, а например, в каждом третьем цикле. На некоторых небольших станциях паровое дутье сверху дается еще реже и основным рабочим циклом на таких станциях является не шести-, а четырехфазный цикл. Структура такого цикла, например, при семиминутной его продолжительности может быть такой:

1. Воздушное дутье	114 сек.	27,2%
2. Продувка водяным газом	6 "	1,4%
3. Паровое дутье снизу	294 "	70,0%
4. Продувка продувочным газом	6 "	1,4%
420 сек.		100,0%

С точки зрения прямых целей производства водяного газа продуктивными фазами шестифазного цикла являются фазы III, IV, V, VI. При этом фазы III и IV являются основными производственными фазами, фазы V и VI — вспомогательными. В общем балансе времени продуктивные фазы составляют при шестифазном и четырехфазном циклах с ручным управлением задвижками 71—73%, при шестифазном цикле с автоматическим управлением — 75%. Таким образом, при современном периодическом процессе производства водяного газа 25—29% времени, в течение которого газогенераторы находятся в работе, непосредственно для производства водяного газа не используются. В этом заключается один из недостатков периодического процесса производства водяного газа.

Тепловой режим генератора водяного газа изменяется не только по фазам, но и на протяжении отдельных фаз. При фазе воздушного дутья температура слоя растет от начала к концу фазы. Наоборот, при фазе парового дутья к концу фазы она падает. Естественно поэтому, что и состав газов и их количество на протяжении фаз изменяются.

По мере разогревания слоя во время фазы воздушного

дутья в продувочном газе растет содержание окиси углерода и падает содержание углекислоты.

Так, при исследовании автором состава продувочного газа при получении водяного газа на промышленном газогенераторе из тощего каменного угля, каменноугольного кокса и торфяного кокса были получены цифры, приведенные в табл. 29.

Таблица 29

Изменение состава продувочного газа на протяжении фазы горячего дутья

Время взятия пробы, считая от начала фазы	Тощий уголь		Каменноугольный кокс		Торфяной кокс	
	CO ₂	CO	CO ₂	CO	CO	CO
Через 30 сек.	17,70	3,82	17,45	4,64	16,91	9,20
" 60 "	16,85	5,52	16,16	6,50	15,00	10,09
" 90 "	16,00	7,61	14,80	10,10	13,90	13,68
" 120 "	13,65	12,25	12,40	13,61	11,11	18,06
В среднем за фазу . . .	16,50	6,84	15,09	8,42	14,21	12,12

Из таблицы мы видим, что содержание в продувочном газе углекислоты к концу фазы падает и притом тем быстрее, чем большей реакционной способностью обладает топливо. Из этого можно сделать практический вывод: продолжительность фазы воздушного дутья должна быть тем меньше, чем активнее топливо.

В противоположность изменению состава продувочного газа количество его в течение фазы остается практически постоянным, так как неизменным в течение фазы остается количество подаваемого в газогенератор воздуха. Хотя, строго говоря, вследствие изменения состава газа (вместо одного объема CO₂ получается два объема окиси углерода) несколько меняется и объем его.

Изменение на протяжении фазы парового дутья содержания углекислоты в водяном газе можно иллюстрировать данными табл. 30, полученными автором и другими исследователями.

По мере выхолаживания слоя растет в газе содержание углекислоты. При этом возрастание идет тем быстрее, чем выше интенсивность парового дутья и чем активнее топливо.

При шестифазном рабочем цикле получение водяного газа осуществляется в III, IV и V фазах. Так как температурный режим процесса во всех трех фазах различен, то при од-

Таблица 30

Изменение содержания углекислоты в водяном газе на протяжении фазы холодного дутья

Время взятия пробы газа, считая от начала фазы	Кокс при нормальной интенсивности холодного дутья	Кокс при повышенной интенсивности холодного дутья	Тощий уголь	Торфяной кокс
Через 1 мин.	—	—	4,00	3,40
" 2 "	3,6	6,0	4,72	7,55
" 3 "	3,8	9,6	5,92	11,72
" 4 "	5,0	10,6	7,60	16,70
" 5 "	6,0	15,2	9,80	21,73
" 6 "	—	—	11,80	—
В среднем за всю фазу	—	—	7,15	11,50

ной и той же интенсивности парового дутья. Состав газа по отдельным фазам должен изменяться. Это отчетливо видно из данных, приведенных в табл. 31.

Таблица 31

Изменение состава водяного газа по фазам

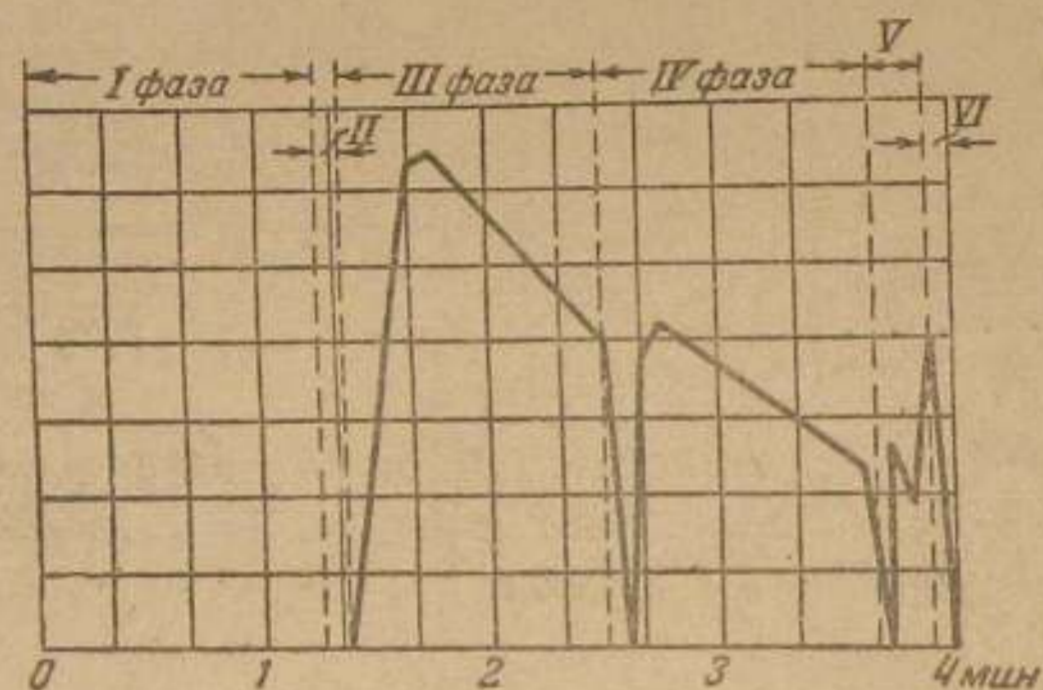
	III фаза	IV фаза	V фаза
Состав газа, об. %			
CO ₂	6,97	5,77	8,84
H ₂ S	0,43	0,43	0,43
O ₂	0,20	0,20	0,20
CO	38,38	39,31	34,53
H ₂	49,31	50,39	50,31
CH ₄	0,64	0,54	0,70
N ₂	4,07	3,36	4,99
Теплотворная способность газа, ккал/нм ³			
Высшая	2 755	2 810	2 675
Низшая	2 510	2 561	2 425

Одновременно с понижением температуры слоя понижаются степень разложения пара и количество вырабатываемого водяного газа. На фиг. 44 дана диаграмма, изображающая

изменение количества получаемого водяного газа по фазам и на протяжении фаз.

Из этой диаграммы следует, что количество вырабатываемого водяного газа в единицу времени (интенсивность газообразования) резко падает от начала к концу фазы, а также от III фазы к IV. Если среднюю интенсивность газообразования в III фазе принять за 100%, то в фазе IV она составит 54%, а в фазе V всего около 35%.

В соответствии с этим и в связи с разной длительностью фаз количество газа, вырабатываемого на протяжении каж-



Фиг. 44. Диаграмма продуктивности фаз газования.

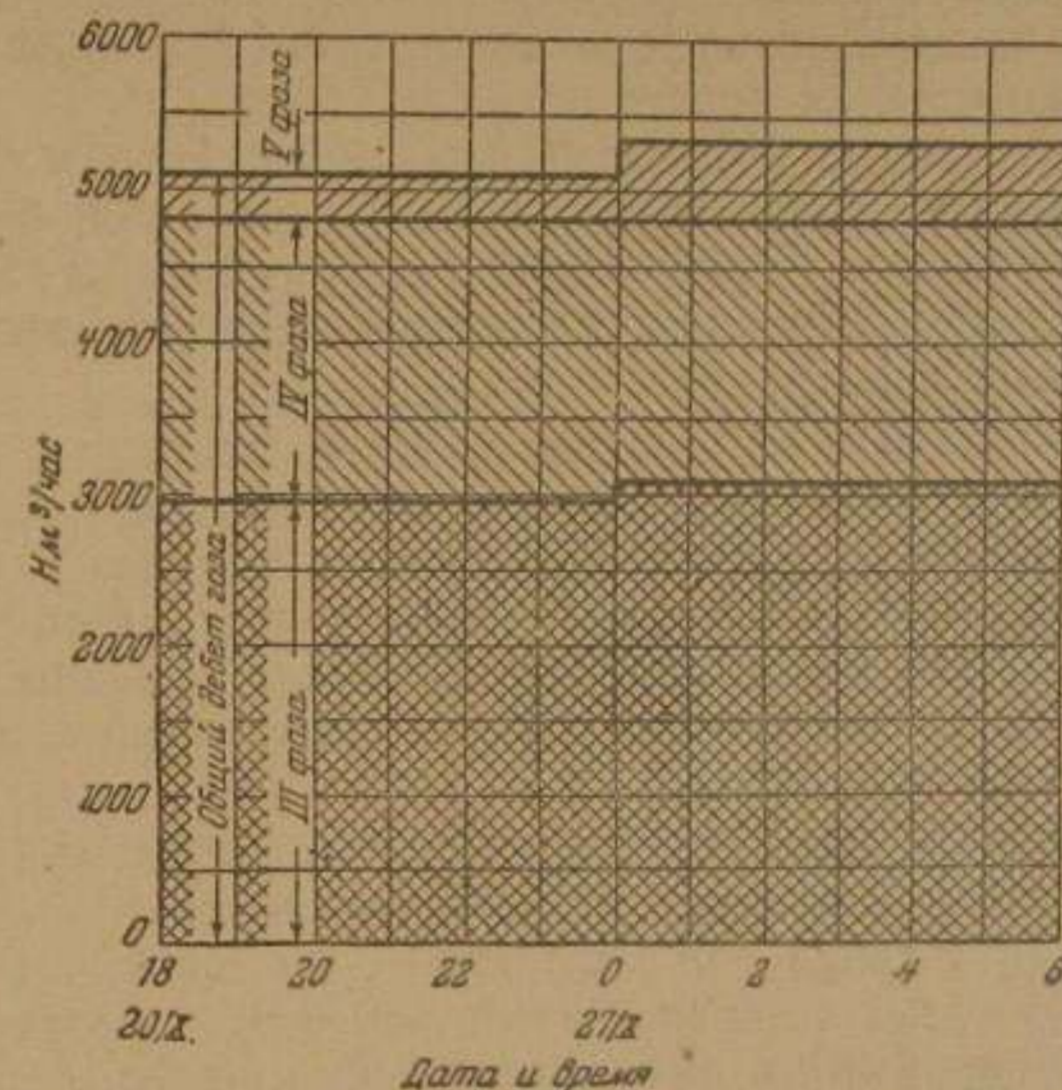
дой фазы (продуктивность фаз), также различно. В зависимости от продолжительности фаз продуктивность их составляет: III фазы—60—63%; IV фазы—32—35% и V фазы—5—6% от общей производительности процесса.

Сказанное хорошо иллюстрируется диаграммой (фиг. 45), составленной инж. Палта и изображающей общий и по фазам дебит водяного газа, зарегистрированный на протяжении двух смен (12 час.) работы промышленного генератора водяного газа.

С понижением степени разложения пара увеличивается количество неразложенного пара, переходящего в газ. Так, по расчетам для одного случая влагосодержание водяного газа по фазам составляло: в III фазу 296 г/нм³, в IV фазу — 827 г/нм³, в V фазу — 1110 г/нм³ при средней за цикл влажности газа 520 г/нм³.

Интенсивность газообразования к концу каждой фазы резко падает. Отсюда следует, что для увеличения производительности процесса целесообразно малопродуктивные «хвосты» фаз отсекают, т. е. вести процесс на наиболее коротких фазах. Однако, как об этом говорилось уже выше, чрезмер-

ному сокращению длительности фаз мешает необходимость учащенного переключения задвижек. Чем короче фаза, тем чаще нужно переключать задвижки и тем относительно больше затраты времени и потери тепла, связанные с переключениями.



Фиг. 45. Дебит водяного газа общий и по фазам.

Кроме того, сокращая длительность фаз парового дутья, необходимо соответственно сокращать и длительность фаз воздушного дутья, чтобы сохранить постоянным соотношение длительности этих фаз. Иначе может случиться так, что, выиграв на средней интенсивности процесса вследствие сокращения длины фаз парового дутья, мы проиграем на общей производительности вследствие относительного увеличения траты времени на воздушное дутье.

27. Водяной газ из битуминозных топлив

В табл. 27 приведены показатели газификации на водяной газ антрацита, каменного длиннопламенного угля и бурого угля.

Основными показателями процесса газификации являются два: состав получаемого газа и к. п. д. газификации. Первый из этих показателей определяет качество газа и позволяет решить вопрос о том, для каких целей данный газ может быть использован. Коэффициент полезного действия

газификации определяет степень использования топлива для прямых целей газификации. Этот показатель дает оценку процесса и с технической и с экономической точек зрения.

Если по указанным двум показателям сравнить результаты газификации топлив, приведенных в табл. 26, то нетрудно усмотреть следующее:

а) и по качеству газа и по к. п. д. газификации антрацит очень близко стоит к коксу;

б) качество газа, получаемого из каменного и бурого углей, значительно выше, чем качество газа, получаемого из антрацита и кокса. Коэффициент полезного действия газификации для каменного и бурого углей, наоборот, много ниже, чем для кокса и антрацита.

Отмеченное отличие показателей газификации двух рассматриваемых здесь групп топлив объясняется различием основных физико-химических свойств этих топлив.

Тогда как кокс и антрацит являются топливом тощим, содержащим очень малый процент летучих, каменный и бурый угли относятся к категории топлив битуминозных, с высоким содержанием летучих.

Из теплового баланса следует, что при газификации на водяной газ битуминозных углей много тепла теряется в виде теплотворности газов горячего дутья. Высокая теплотворная способность газов горячего дутья является следствием двух причин. Во-первых, эти газы, как и водяной газ, обогащаются продуктами сухой перегонки (летучими). Во-вторых, вследствие высокой реакционной способности каменноугольного и буроугольного полукокса во время продувки газогенератора воздухом образующаяся в нижней части углекислота в зоне восстановления легко переходит в окись углерода и также обогащает газ.

Другой статьей тепловых потерь является смола, отсутствующая при газификации тощих топлив.

При газификации бурых углей большое количество топлива теряется также с уносом. Объясняется это тем, что бурый уголь при высыхании и нагреве в газогенераторе образует большое количество мелочи и пыли.

Таким образом, применение каменных и бурых углей, а также других битуминозных топлив в качестве сырья для получения водяного газа периодическим процессом по описываемому здесь методу, является экономически невыгодным. Для этой цели употребляются кокс, полукокс, антрацит и тощий каменный уголь. Перечисленные виды топлива дают наивысший к. п. д. газификации на водяной газ — 60—65%.

Однако, в некоторых практических случаях может явиться необходимость использовать для получения водяного газа

или газа, аналогичного ему, именно битуминозное топливо. В этом случае задача решается применением метода двойного водяного газа или одного из методов непрерывного получения газа, близкого по составу к водяному. О методах непрерывного получения водяного или типа водяного газов будет изложено ниже.

28. Применение водяного газа

Водяной газ имеет высокую теплотворную способность. Это позволяет применять его в качестве газообразного топлива для самых разнообразных отопительных целей. Во многих случаях водяной газ мог бы быть лучшим заменителем жидкого топлива. Тем не менее, этот газ в качестве топлива для промышленных печей имеет самое ограниченное применение. Причина этого — высокая его стоимость. Последняя, в свою очередь, обусловлена необходимостью применять для получения газа дорогое сырье (кокс), используемое, как мы видели, с низким к. п. д. Замена кокса местными видами низкосортного топлива является затруднительной, так как сложность установок двойного водяного газа часто сводит на-нет выгоды, которые могли бы получиться от замены кокса низкосортным углем или торфом. Особенно осложняют процесс производства газа высокая влажность и низкая механическая и термическая прочность низкосортного топлива.

Наиболее крупным потребителем водяного газа и газов типа водяного является химическая промышленность. Здесь водяной газ выступает уже не в качестве топлива, а в качестве сырья.

В одних случаях водяной газ применяется в качестве сырья без коренной его предварительной переработки (синтез бензина из газов), в других он является источником водорода, необходимого для осуществления производственных синтезов (гидрогенизация угля и смол с целью получения светлых горючих, гидрогенизация жиров, синтез аммиака).

Принимая во внимание стремительный рост производств, потребляющих водяной газ в настоящее время, и несомненное еще более широкое развитие их в будущем, следует полагать, что производство водяного газа будет все более и более расширяться. В связи с этим неизбежны развитие и совершенствование методов получения водяного газа и расширение сырьевой базы для этого.

В настоящее время развитие техники получения водяного газа (и газа типа водяного) идет по пути применения непрерывных процессов газификации и использования дешевых низкосортных топлив.

Помимо указанного, водяной газ часто применяется на машиностроительных заводах для сварки и резки металлов. Масштабы производства водяного газа в этих случаях, по понятным причинам, невелики, а газогенераторные установки наиболее просты и наименее экономичны.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

СМЕШАННЫЙ ГЕНЕРАТОРНЫЙ ГАЗ

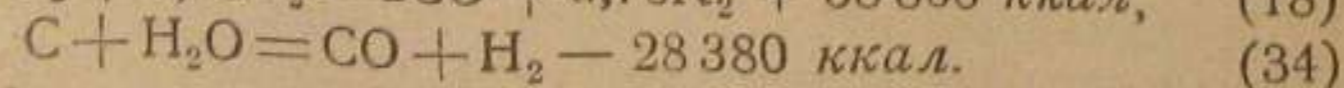
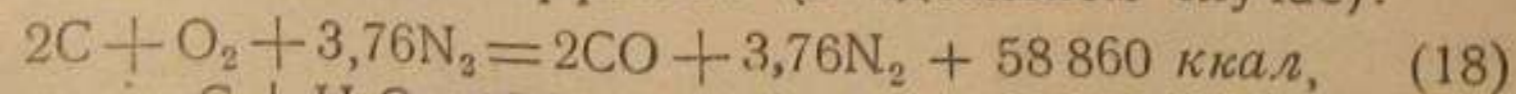
29. Сущность процесса

Выше, при описании процессов производства воздушного и водяного газов, было указано, что каждый из этих процессов обладает рядом существенных недостатков. При газификации одним воздухом получаются газ низкой теплотворной способности, значительные потери тепла с нагретым до высокой температуры газом, неизбежно шлакование золы топлива, приводящее к расстройству хода газогенератора и вынуждающее вести процесс с удалением шлаков в жидком виде, что не всегда возможно.

При газификации одним паром удается получить газ хорошего качества, способный удовлетворить самых разнообразных потребителей. Однако, недостатками этого метода газификации являются низкий к. п. д. и необходимость применения специальных и притом дорогих видов топлива.

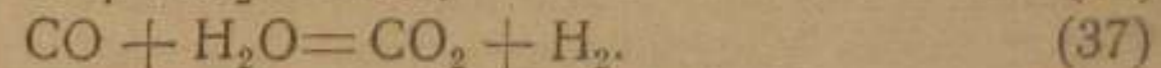
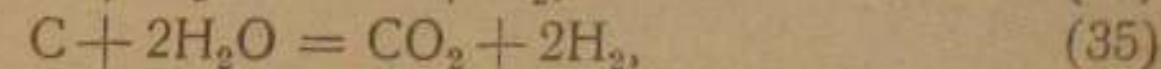
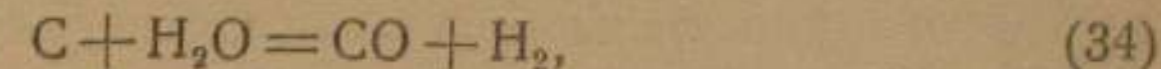
Недостатки описанных методов получения генераторных газов в значительной степени устраняются в том случае, если в качестве дутья в газогенератор подается смесь воздуха и пара. В этом случае водяной пар, проходя вместе с воздухом через окислительную зону, перегревается за счет тепла зоны и тем самым снижает температуру в этой зоне. Вступив в восстановительную зону, перегретый пар разлагается с образованием горючих компонентов. Так как реакции разложения водяного пара протекают с поглощением тепла, то при этом происходит снижение температуры и в зоне восстановления. Таким образом, применение паровоздушного дутья позволяет использовать излишек тепла в зоне газификации, устраняя при этом явление шлакования и способствуя повышению теплотворной способности газа.

Химически процесс смешанного генераторного газа сводится к одновременному осуществлению двух реакций с противоположным тепловым эффектом (в идеальном случае):

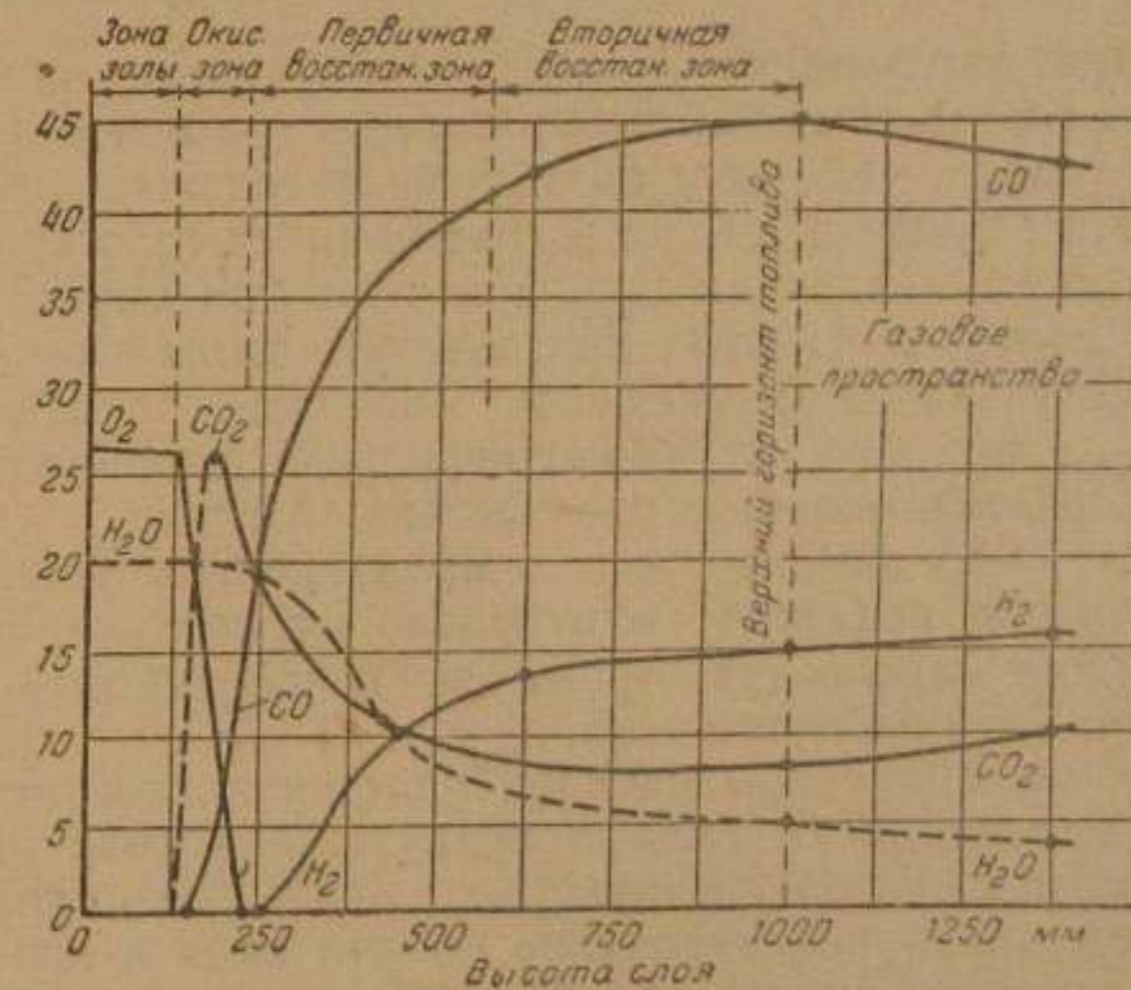


Последовательность протекания реакций газификации при процессе получения смешанного генераторного газа из кокса

изучал Хаслам. Он считает, что при газификации паровоздушной смесью водяной пар в кислородной зоне не разлагается. Первые следы разложения водяного пара обнаруживаются лишь тогда, когда исчезает кислород. В восстановительной зоне по мнению Хаслама имеют место следующие реакции:



Первые три реакции протекают в нижней части восстановительной зоны; третья реакция, кроме того, протекает, хотя и замедленно, и в верхней части этой зоны, одновременно с четвертой реакцией.



Фиг. 46. Изменение состава генераторного газа по высоте слоя топлива.

Изменение состава газа по высоте слоя показано на диаграмме, изображенной на фиг. 46.

Из диаграммы видно, что кислород полностью расходуется на протяжении первых 75—100 мм высоты слоя над шлаковой подушкой.

Почти одновременно с полным исчезновением кислорода и максимальным образованием углекислоты начинается образование окиси углерода. Количество ее все время растет, пока газы не достигнут надслойного (газового) пространства.

Начало разложения водяного пара также почти совпадает с израсходованием кислорода. Содержание в газе водорода быстро растет на протяжении около 300 мм высоты слоя. После этого рост замедляется.

В нижней (первичной) части восстановительной зоны протекают реакции (34), (35) и (20). Выше этой части, во вторичной восстановительной зоне, протекает вторичная реакция (37) и отчасти реакция (20).

Химические процессы в газогенераторе продолжают и в надслойном пространстве. Из диаграммы видно, что здесь имеет место уменьшение в газе содержания окиси углерода и пара и увеличение углекислоты и водорода. Это указывает, что реакция (37) продолжается и в надслойном пространстве.

30. Исследование процесса смешанного генераторного газа

а) **Общие замечания.** В табл. 32 приведены показатели газификации на смешанный генераторный газ основных видов советских топлив. Они отражают действительные результаты газификаций реальных топлив в современных газогенераторах с механическим удалением шлака и с шахтой диаметром 2 м и выше. Некоторые из этих показателей даны как средние, для других указаны практические пределы колебания. Коснемся тех из них, которые имеют непосредственное отношение к вопросу, рассматриваемому в настоящей главе.

Прежде всего заметим, что в практике газификации пар в газогенератор подается не отдельно от воздуха, а вместе с ним в виде паровоздушной смеси. Такой способ подачи пара имеет два преимущества.

Во-первых, при таком способе удается достигнуть равномерного распределения пара в воздухе, а готовой паровоздушной смеси — в слое. Во-вторых, при нем оказывается легко осуществить регулирование подачи пара и контроль за паровым режимом, пользуясь для этого температурой насыщения воздуха паром. Так как определенной температуре паронасыщения воздуха отвечает вполне определенное соотношение в паровоздушной смеси воздуха и пара, то, очевидно, путем изменения температуры паровоздушной смеси мы можем изменить паровой режим процесса газификации в желаемом направлении. Зная удельный расход воздуха на газификацию и температуру паровоздушной смеси, нетрудно определить удельный расход пара. Так, например, для антрацита указанного в таблице качества удельный расход воздуха составляет $2,80 \text{ нм}^3/\text{кг}$, а температура паровоздушной смеси $50-57^\circ \text{C}$. Так как воздух, насыщенный паром при температуре 50 и 57°C , содержит соответственно $0,111$ и $0,166 \text{ кг}$ па-

Таблица 32

Средние показатели газификации основных видов советских топлив на смешанный генераторный газ в полумеханизированных газогенераторах

	Единица измерения	Виды топлива				
		Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф кусковой	Древесина (щеп)
I. Топливо (на рабочую массу)						
1. Влажность	%	5	6	19	33	30
2. Зольность	%	11	10	17	5	1
3. Содержание углерода	%	78,5	68,0	46,0	36,0	35,0
4. Теплотворность высшая	ккал/кг	6780	6710	4420	3440	3310
5. То же низшая	%	6695	6440	4120	3050	2900
6. Содержание летучих	%	3	33	26	43	59
7. То же в горячей массе	%	3,6	39,3	40,6	69,2	85,0
II. Расходные коэффициенты и удельные выходы						
1. Расход воздуха	н.м. ³ /кг	2,80	2,20	1,40	0,86	0,77
2. Расход пара	кг/кг	0,32—0,5	0,2—0,3	0,12—0,22	0,07—0,12	0,06—0,07
3. Температура паровоздушной смеси	°C	50—57	45—55	45—55	47—52	45—48
4. Выход сухого газа на рабочее топливо	н.м. ³ /кг	4,1	3,3	2,0	1,38	1,30
5. То же на горячую массу	н.м. ³ /кг	4,9	3,9	3,3	2,22	1,88

	Единица измерения	Виды топлива				Древесина (щеп)
		Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф кусковой	
III. Состав, теплотворная способность и температура газа						
1. Состав сухого газа:	об. %	5,5	5,0	5,0	8,0	6,5
CO ₂	об. %	0,17	0,30	0,20	0,06	0,00
H ₂ S	об. %	0,00	0,30	0,20	0,40	0,40
C _m H _n	об. %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
O ₂	об. %	27,5	26,5	30,0	28,0	29,0
CO	об. %	13,5	13,5	13,0	15,0	14,0
H ₂	об. %	0,5	2,3	2,0	3,0	3,0
CH ₄	об. %	52,6	51,9	50,4	45,3	46,9
N ₂	об. %					
2. Теплотворная способность газа	ккал/м ³	1300	1480	1550	1660	1660
высшая	"	1230	1390	1460	1560	1560
3. То же низшая	"					
4. Температура газа на выходе из газогенератора	°C	350—600	520—650	110—330	70—100	70—100
IV. Потери углерода						
1. Содержание углерода в сухом шлаке	%	15	12	12	4	10
2. Выход уноса (сухого)	%	3,8	4,5	3,0	2,0	1,0
3. Выход смолы	%	0,0	3,4	3,0	5,7	9,0

	Единица измерения	Виды топлива				Древесина (щеп)
		Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф кусковой	
V. Баланс углерода топлива						
1. Переходит в газ	%	94,0	89,0	87,0	86,0	78,0
2. То же в шлак	%	2,5	2,0	5,0	0,5	0,3
3. То же в унос	%	3,5	5,0	3,0	1,0	0,5
4. То же в смолу	%	0,0	4,0	5,0	12,5	21,2
VI. Интенсивность газификации						
1. Напряжение поперечного сечения шахты:						
а) по топливу	кг/м ² час	200	280	260	360	520
б) по воздуху	н.м ³ /м ² час	560	620	365	310	400

Примечания: 1. Все количественные показатели отнесены к топливу с тем балластом, который для данного топлива указан в таблице.

2. Напряжение поперечного сечения шахты, низшая теплотворность газа, содержание горючих в шлаке и и. п. л. газификации Первым совещанием работников ГГС в Харькове (1940 г.) приняты как производственные нормы газификации, остальные показатели — как контрольно-типовые параметры.

ра на 1 м³ сухого воздуха, то удельный расход пара при газификации антрацита составляет от $0,111 : 2,8 = 0,31$ до $0,166 \times 2,8 = 0,5$ кг на 1 кг антрацита.

Из данных, приведенных в таблице, видно, что расход пара в практических условиях газификации колеблется как для одного и того же вида топлива, так и для различных его видов.

Это указывает на то, что паровой режим газификации не может быть жестко установленным. Он колеблется в зависимости от целого ряда рассматриваемых далее условий.

б) Зависимость расхода пара от характера топлива. Чем выше зольность данного вида топлива, тем больше риск зашлакования газогенератора и тем больше приходится расходовать пара, часто даже в ущерб качеству газа. Мелкозернистое топливо требует большего расхода пара, чем крупнокусковое, так как более склонно к образованию шлаков. При газификации топлива в газогенераторах с ручным удалением шлака расходуется пара больше, чем в механизированных, так как в этих последних можно допустить некоторое шлакование или, наоборот, благодаря своевременному удалению золы совсем избежать шлакования. При увеличении интенсивности процесса газификации уменьшаются относительные потери тепла в окружающую среду. Это дает возможность увеличить количество разлагаемого пара. И наоборот, при снижении интенсивности процесса снижается и расход пара.

Для различных видов топлива разница в удельных расходах пара обуславливается различием их физико-химических свойств. Пар расходуется в зоне восстановления. В зону восстановления поступает топливо из зоны сухой перегонки. Чем больше исходное топливо содержит влаги и летучих, тем меньше ококсированного топлива спустится в зону восстановления и тем меньше должен быть удельный расход пара, отнесенный к единице веса исходного загружаемого в газогенератор топлива.

Возьмем для примера антрацит и торф — топлива, сильно отличающиеся по содержанию летучих и влаги. Подсчитаем, какое количество топлива достигает зоны восстановления и сколько пара приходится на 1 кг действительно газифицируемого углерода. Расчет ведем на 100 кг топлива. При расчете учтем, что с уносом теряется топливо в его первоначальном виде, в шлак же переходит углерод кокса топлива.

Оказывается, что из 100 кг загруженного в газогенератор натурального рабочего топлива фактически подвергается газификации при работе на антраците 75,3 кг, при работе на торфе — только 18,3 кг ококсированного беззольного топлива. Естественно, что и расход пара для этих двух видов топлива должен быть различным, что мы и видим в расчете. Если же

	Антрацит	Торф
Загружено топлива, кг	100	100
Потери с уносом, кг . . .	$\frac{3,8}{100-5} \cdot 100 = 4$	$\frac{3}{100-33} \cdot 100 = 3$
Подвергается подсушке и коксованию, кг	$100 - 4 = 96$	$100 - 3 = 97$
Влажность топлива, % . . .	5	33
Зольность топлива, %	11	5
Содержание летучих, %	3	43
Опустилось в восстановительную зону:		
а) зольного кокса, %	$\frac{96(100-5-3)}{100} = 88,2$	$\frac{97(100-33-43)}{100} = 23,3$
б) зольность кокса, %	$\frac{11-0,11 \cdot 4}{88,2} \cdot 100 = 11,9$	$\frac{5-0,05 \cdot 3}{23,3} \cdot 100 = 20,8$
в) беззольного кокса, кг	$88,2 \cdot 0,881 = 77,7$	$23,3 \cdot 0,792 = 18,5$
Потери углерода в шлаке в % от углерода топлива	3	0,5
То же, кг	$77,7 \cdot 0,03 = 2,4$	$18,5 \cdot 0,005 = 0,2$
Количество углерода (беззольного кокса), подвергшееся газификации, кг	$77,7 - 2,4 = 75,3$	$18,5 - 0,2 = 18,3$

расход пара, приведенный в расчете и отнесенный к 1 кг загружаемого в газогенератор рабочего топлива, отнести к 1 кг фактически газифицируемого в зоне газификации углерода, то получим: для антрацита от $0,32 : 0,753 = 0,42$ до $0,5 : 0,753 = 0,66$ кг/кг С; для торфа от $0,07 : 0,183 = 0,38$ до $0,12 : 0,183 = 0,65$ кг/кг С, т. е. расход пара, примерно, одинаковый.

Близкие к этим цифрам получаются цифры и для прочих видов топлива, а именно: для каменного угля 0,42—0,62, для бурого угля от 0,40 до 0,63 кг. В общем можно считать, что при нормальном установившемся процессе газификации расход пара составляет минимум от 0,40 до 0,43, максимум от 0,63 до 0,66 кг на 1 кг фактически газифицируемого в зоне газификации нелетучего углерода топлива. При меньшем количестве расходуемого пара возможно получение газа лучшего качества, но при этом приходится считаться со шлакованием золы топлива. Во многих случаях практики приходится жертвовать качеством газа, чтобы избежать шлакования, могущего нарушить нормальный процесс газификации.

в) Влияние удельного расхода пара на степень его разложения и на показатели газификации. В табл. 33 приведены данные, характеризующие зависимость между расходом пара, с одной стороны, и степенью разложения пара, теплотвор-

Таблица 33

Зависимость степени разложения пара, теплотворной способности и состава газа от удельного расхода пара при газификации донецкого антрацита марок АМ и АС

	№ опытов					
	1	2	3	4	5	6
Напряжение поперечного сечения шахты, $\text{кг/м}^2 \text{ час}$	153	153	150	151	150	155
Температура паровоздушной смеси, $^{\circ}\text{C}$	52,2	56,4	57,5	58,8	60,0	63,1
Расход пара:						
а) на 1 кг рабочего топлива, кг/кг	0,32	0,42	0,43	0,48	0,50	0,61
б) на 1 кг газифицированного углерода, кг/кг С	0,47	0,60	0,61	0,68	0,73	0,88
Разложено пара:						
а) на 1 кг рабочего топлива, кг/кг	0,26	0,34	0,35	0,36	0,36	0,38
б) на 1 кг газифицированного углерода, кг/кг С	0,39	0,49	0,49	0,54	0,53	0,55
Степень разложения пара, %	82	80	79	76	72	62
Низшая теплотворная способность газа, ккал/м^3	1 240	1 235	1 230	1 200	1 182	1 137
Содержание в газе:						
а) окиси углерода, об. %	30,0	28,3	27,3	25,2	24,2	20,6
б) водорода, об. %	11,8	13,4	14,0	14,6	15,8	16,0

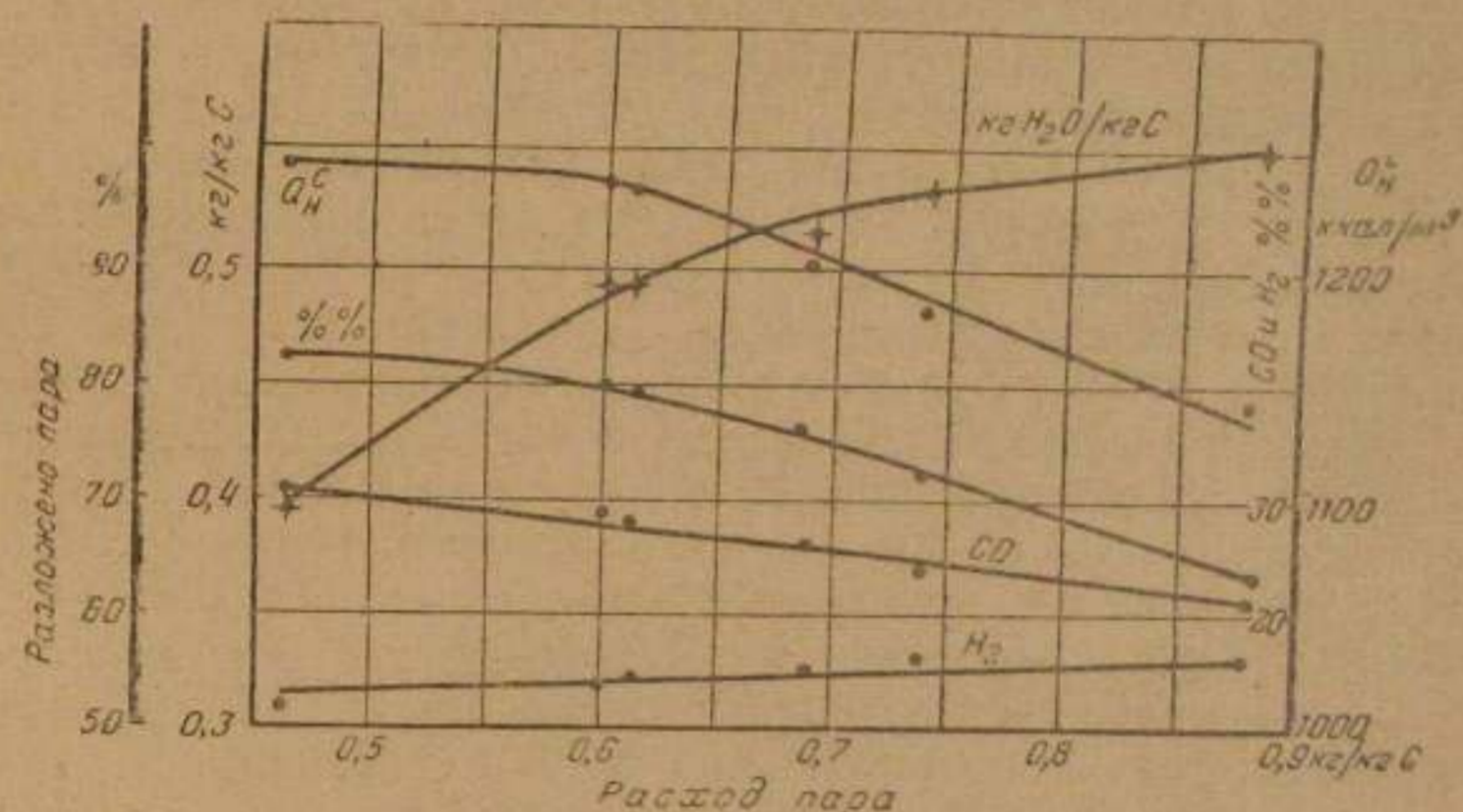
ной способностью и составом газа, — с другой. Данные получены автором при газификации донецкого антрацита с интенсивностью 150—155 $\text{кг/м}^2 \text{ час}$ в газогенераторе с шахтой диаметром 2,6 м. На фиг. 47 эти же данные приведены в виде графика.

На диаграмме по оси абсцисс отложено количество водяного пара, вводимого в газогенератор в расчете на 1 кг фактически переведенного в газ углерода топлива.

Из таблицы и диаграммы видно, что с увеличением удельного расхода пара растет и удельное абсолютное количество разлагаемого пара (кг/кг С). Однако, относительное количество разложенного пара падает: степень разложения пара, равная при температуре паровоздушной смеси $52,2^{\circ}\text{C}$ около 82%, при температуре паросмеси 63°C снижается до 62%. Использование пара, таким образом, понижается.

Увеличение расхода пара приводит к снижению температуры в зоне газификации. В связи с этим ухудшаются условия образования окиси углерода. Содержание окиси углерода в газе с 30% при умеренном расходе пара падает до 20%, когда расход пара достигает 0,88 кг на 1 кг превращенного в газ углерода топлива.

Содержание водорода в газе, наоборот, растет. Как нам уже известно, разложение пара может происходить при более низких температурах, чем разложение углекислоты. Вследствие этого газ может обогащаться водородом при одновременном обеднении окисью углерода. Это может происходить, конечно, до известных пределов. При дальнейшем увеличении расхода пара наступает момент, когда начнет уменьшаться содержание в газе и водорода. При опытах, о которых здесь идет речь, этот предел достигнут еще не был.



Фиг. 47. Зависимость степени разложения пара, качества и состава газа от расхода пара при газификации донецкого антрацита марки АС с напряжением 150—155 $\text{кг/м}^2 \text{ час}$.

К сказанному следует добавить, что увеличение содержания водорода в газе идет не только за счет реакции углерода с двумя молекулами воды, но и за счет реакции разложения окиси углерода водяным паром. В условиях большого избытка неразложенного пара, имевшего место особенно в опытах 5 и 6, эта реакция могла иметь существенное значение.

Ввиду того, что темп роста содержания в газе водорода отстает от темпа уменьшения в нем окиси углерода, теплотворность газа с увеличением удельного расхода пара сверх 0,6 кг/кг С начинает заметно падать. Поэтому это повышение нормы расхода пара является нежелательным и может быть оправдано только стремлением предупредить шлакообразование.

При увеличении интенсивности процесса газификации в зоне газификации создается избыток тепла, который можно использовать для разложения дополнительного количества пара. Поэтому при переходе от меньшей интенсивности процесса к большей обычно в практике повышают температуру

паровоздушной смеси. Если же температура паросмеси остается без изменения, то вследствие повышения температуры в зоне газификации следовало бы ожидать увеличения степени разложения пара. Однако, в действительности наблюдается обратная картина — при неизменном удельном расходе пара с повышением интенсивности процесса степень разложения пара понижается. Объясняется это тем, что с увеличением интенсивности процесса увеличиваются скорости газозоудушного потока и, следовательно, уменьшается продолжительность контакта водяного пара с углеродом. Сказанное можно иллюстрировать цифрами табл. 34, из которой видно, что при увеличении напряжения поперечного сечения шахты газогенератора со 150 до 214 $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$ степень разложения пара снизилась с 79 до 76%, качество же газа несколько повысилось вследствие некоторого увеличения в газе окиси углерода. По существу увеличение интенсивности процесса в отношении качества газа в данном случае сыграло такую же роль, как уменьшение расхода пара. В практических условиях повышение напряжения поперечного сечения шахты газогенератора без одновременного изменения парового режима работы часто приводит к шлакованию. И, наоборот, снижение производительности газогенератора без соответствующего уменьшения удельного расхода пара может иметь своим результатом выхолаживание зоны газификации и ухудшение газа. На многих газогенераторных станциях качество газа, получаемого, например, во время ночных смен, как правило, ниже, чем качество газа, вырабатываемого днем. Это объясняется тем, что, сильно снижая на ночь производительность газогенераторов, работающие оставляют без изменения расход пара и тем сильно охлаждают зону газификации, что и ведет к понижению качества газа.

Таблица 34

Изменение степени разложения пара при изменении интенсивности процесса газификации донецкого антрацита АС

	Напряжение сечения шахты, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$	
	150	214
Температура паровоздушной смеси, $^{\circ}\text{C}$	57,5	57,5
Расход пара на 1 кг углерода, кг	0,61	0,62
Степень разложения пара, %	79	76
Низшая теплотворная способность газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$	1 230	1 239
Содержание в газе окиси углерода, %	27,3	28,0
Содержание в газе водорода, %	14,0	13,5

Посмотрим далее, как влияет прибавка к дутью пара на качество газа и к. п. д. процесса газификации. Сравним результаты газификации одним воздухом с результатами газификации паровоздушной смесью. Для сравнения возьмем данные табл. 23 по газификации кокса в газогенераторе с выпуском шлака в жидком виде и данные по газификации антрацита на смешанный генераторный газ из табл. 33. Кокс и антрацит — топлива, родственные по содержанию летучих, и поэтому, как показывает практика, параметры газификации этих видов топлива в одинаковых условиях очень близки друг к другу.

Из сравнения цифр видно, что в результате подвода в газогенератор пара газ обогатился водородом и обеднился окисью углерода. Это явилось прямым следствием разложения пара и понижения температуры в слое. Но так как процент водорода в газе возрос больше, чем понизился процент окиси углерода, и балласт газа ($\text{CO}_2 + \text{N}_2$) при подводе пара уменьшился с 65,2 до 58,1%, то теплотворная способность газа возросла с 1 082 до 1 230 ккал . Одновременно повысился и к. п. д. газификации с $(72,0 : 99,1) \cdot 100 = 72,6\%$ до $(75,2 : 94,5) \cdot 100 = 79,6\%$.

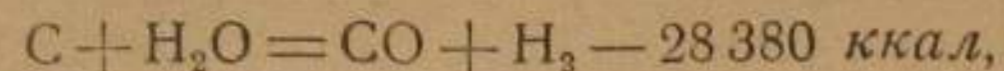
Нетрудно видеть, что улучшение качества газа и повышение к. п. д. процесса газификации происходят за счет тепла, расходуемого при процессе воздушного газа на нагревание газа. Температура газа при газификации на воздушный газ составляет по табл. 23 800°C , при газификации на смешанный газ, в зависимости от конструкции газогенератора, она колеблется от 350 до 600°C (табл. 32). В среднем ее можно принять в 500°C . В соответствии с этим потери физического тепла с газами, покидающими газогенератор, составляют при газификации воздухом и паровоздушной смесью 18,4 и 11,7%. Понижение вследствие ввода в газогенератор пара этих потерь на $18,4 - 11,7 = 6,7\%$ отвечает примерно повышению к. п. д. газификации на $79,6 - 72,6 = 7\%$. Таким образом, бесполезно теряемое (полностью или частично) при процессе воздушного газа физическое тепло газа полезно используется в процессе смешанного генераторного газа.

К приблизительному определению вероятного количества пара, которое можно разложить в газогенераторе за счет излишков физического тепла газа, можно подойти расчетным путем. Примем среднюю температуру смешанного газа в 500°C . Тогда количество тепла, которое может быть использовано для разложения пара, будет равно (на 1 кг кокса):

$$4,65 \cdot (800 \cdot 0,321 - 500 \cdot 0,316) = 460 \text{ ккал.}$$

Здесь 4,65 — выход газа (по табл. 23); 0,321 и 0,316 — средние теплоемкости газа при 800 и 500°C .

Если считать, что вводимый в газогенератор пар будет разлагаться по реакции



то за счет 460 ккал можно будет разложить пара

$$(18:28\,380) \cdot 460 = 0,291 \text{ кг},$$

превратить в газ углерода

$$(12:28\,380) \cdot 460 = 0,194 \text{ кг}$$

и получить при этом дополнительно по

$$(22,4:28\,380) \cdot 460 = 0,363 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

водорода и окиси углерода

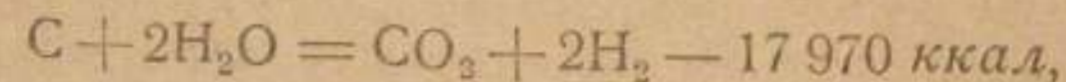
Принимая во внимание, что низшая теплотворная способность воздушного газа по табл. 23 равна 1 082 ккал/нм³, а теплотворная способность водорода и окиси углерода 2 580 и 3 045 ккал/нм³, будем иметь (грубо): теплотворную способность газа после подачи в газогенератор пара

$$Q_n = \frac{1\,082 \cdot 4,65 + 3\,045 \cdot 0,363 + 2\,580 \cdot 0,363}{4,65 + 0,363 + 0,363} = 1\,300 \text{ ккал/нм}^3,$$

а выход газа

$$v_2 = \frac{4,65 + 0,363 + 0,363}{1 + 0,194} = 4,5 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Если же предположить, что весь пар будет разлагаться по уравнению



то путем аналогичного расчета можно определить, что теплотворная способность газа составит 1 230 ккал/нм³.

В действительности теплотворная способность газа будет лежать, очевидно, между 1 300 и 1 230 ккал/нм³. По существующим нормам низшая теплотворная способность смешанного генераторного газа из кокса принята в 1 250 ккал/нм³, т. е. ближе к меньшей из найденных величин.

31. Показатели газификации на смешанный генераторный газ

а) Факторы, влияющие на показатели газификации. Результаты газификации по всем описанным до сих пор методам зависят от следующих трех факторов:

- 1) физико-химических свойств твердого топлива, которое служит сырьем для получения газа;
- 2) режима ведения процесса газификации;
- 3) конструкции газогенератора.

Физико-химические характеристики твердого топлива не только определяют собой результативные показатели газификации, но часто даже решают вопрос о пригодности данного топлива вообще для газификации по тому, или иному методу. Так, например, механически непрочные топлива и топлива, разрушающиеся в зоне высоких температур (термическая непрочность), непригодны для газификации на водяной газ и на воздушный газ в газогенераторах с жидким шлакоудалением. В первом случае огромное количество топлива теряется с уносом во время фазы воздушного дутья, что может поставить под сомнение экономическую целесообразность применения такого топлива для получения водяного газа. Во втором случае, т. е. при газификации с жидким шлакоудалением, использование механически и термически непрочного топлива может оказаться технически невозможным вследствие замусоривания горна угольной мелочью и прекращения спуска жидких шлаков.

Второй пример — содержание в топливе летучих. Эта характеристика также имеет решающее значение при решении вопроса о пригодности топлива для получения водяного газа периодическим процессом. Для этой цели, как нам известно, применяется только топливо с минимальным содержанием летучих и, в частности, — топлива, не дающие при газификации смолы. Практически сырьем для производства водяного газа являются кокс и антрацит. Те же виды топлива являются сырьем и для получения газа в газогенераторах с жидким шлакоудалением, так как многие неспекающиеся угли с высоким содержанием летучих в горне превращаются в мелочь.

Наконец, в качестве третьей характеристики топлива, имеющей значение для решения вопроса о пригодности его для газификации вообще, можно указать на спекаемость топлива. Топлива, обладающие свойством сильной спекаемости, для газификации непригодны вовсе или могут применяться для этой цели только при известных условиях.

При производстве смешанного генераторного газа к топливу, как сырью, предъявляются менее жесткие требования, чем при газификации на водяной газ. Тем не менее физико-химические особенности топлива оказывают существенное влияние и на результаты газификации топлива в смешанный генераторный газ.

б) Теплотворная способность и состав газа. Чем выше содержание летучих в газифицируемом топливе, тем выше теплотворная способность смешанного генераторного газа.

Так как для получения смешанного генераторного газа применяются виды топлива с разнообразным содержанием летучих веществ, то значительно отличаются друг от друга и газы, получающиеся из различных видов топлива, что и видно из данных табл. 32. В этой таблице приведены показатели газификации различных видов советских топлив с содержанием летучих на горючую массу от 3,6% (антрациты) до 85% (древесина).

Однако, из таблицы мы видим, что содержание летучих в топливе и теплотворная способность газа изменяются не по одному закону. Так, при почти одинаковом содержании летучих в каменном (газовом) угле и в буром угле теплотворная способность газа из бурого угля заметно превышает теплотворную способность газа из каменного угля. Наоборот, несмотря на то, что разница в содержании летучих у торфа и древесины достигает 16%, теплотворная способность газа из этих топлив одинакова.

Отмеченное несоответствие между содержанием в топливе летучих и теплотворностью газа объясняется различием в составе летучих. Во-первых, в состав летучих веществ входят, как известно, кроме газообразных продуктов, также смолы и пирогенетическая вода и соотношение этих компонентов в продуктах сухой перегонки различно для различных топлив. Во-вторых, различен и состав самих газообразных продуктов сухой перегонки. Известно, например, что газы сухой перегонки торфа и древесины содержат углекислоты значительно больше, чем газы из каменных углей.

Летучие вещества древесины содержат высокий процент смолы. Поэтому, несмотря на то, что содержание летучих в древесине намного больше, чем в торфе, различие в количестве газообразных летучих у этих топлив не очень велико и пропорция газов сухой перегонки в генераторном газе у торфа и древесины вследствие этого близка друг к другу. Одинакова поэтому у них и теплотворная способность генераторного газа.

При газификации на водяной и воздушный газы, вследствие применения однообразного по содержанию летучих сырья (кокс, антрацит), состав и теплотворная способность газов являются постоянными или колеблются в узких пределах.

С увеличением размеров кусков топлива, подвергающегося газификации, уменьшается общая реакционная поверхность топлива и ухудшается восстановление углекислоты и водяного пара, т. е. понижается качество генераторного газа. Оно улучшается с уменьшением размеров кусков топлива.

Режимными факторами, влияющими на результаты газификации топлива в смешанный генераторный газ, являются

насыщение дутья паром и интенсивность процесса газификации. О влиянии на состав газа степени увлажнения дутья говорилось выше.

Что касается зависимости качества газа от интенсивности процесса газификации, то таковая вытекает из следующего. С увеличением интенсивности процесса сокращаются относительные потери тепла в окружающую среду. Это ведет к повышению температуры в зоне газификации и дает возможность увеличить количество разлагаемого пара. Последнее обстоятельство, в свою очередь, благоприятствует обогащению газа и повышению его теплотворной способности.

Зависимость между качеством газа и конструкцией газогенератора можно формулировать следующим образом.

Качество газа от конструкций газогенератора зависит постольку, поскольку данная конструкция позволяет установить на длительное время нормальный генераторный процесс, поддерживаемый с допустимой в условиях эксплуатации затратой усилий. Последнее зависит от характера топлива. Топливо с невысокой зольностью и влажностью, не шлакующее, механически и термически прочное, при газификации может дать газ, в отношении качества независимый от конструкций газогенератора. Наоборот, топливо многозольное, механически и термически непрочное обеспечит получение газа нормального качества только при условии применения полумеханизированных газогенераторов.

В табл. 32 приведены данные о качестве газа, получаемого на современных полумеханизированных газогенераторах. Такое же качество газа можно получить и на более простых газогенераторах с ручным обслуживанием, но при условии применения хорошо отсортированного, не шлакующего топлива с умеренным содержанием золы. Другие показатели газификации (интенсивность процесса, потери горючего, выхода газа и пр.) при этом будут ухудшены.

Приведенные в табл. 32, как и в других таблицах книги, состав и теплотворная способность газа относятся к сухому газу. В действительности газ, выходящий из газогенератора, всегда содержит в себе некоторое количество водяных паров.

Источниками водяного пара, содержащегося в газе, являются: а) влага, содержащаяся в топливе; б) пирогенетическая влага, получающаяся в результате разложения топлива в зоне сухой перегонки; в) часть подаваемого под колосники пара, прошедшая через слой топлива без разложения.

Все эти три величины сильно колеблются. Поэтому содержание в генераторном газе водяных паров непостоянно. С другой стороны, генераторный газ, прежде чем достигнуть потребителя, во многих случаях подвергается специальной обработке водой (охлаждение, очистка). В результате, к пот-

ребителю поступает газ не с той влажностью, с которой он выходит из газогенератора, а является насыщенным водяным паром при температуре, при которой он подвергается обработке водой.

Количество водяных паров, содержащихся в генераторном газе по выходе его из газогенератора, приблизительно можно подсчитать по следующей формуле:

$$z = \frac{W^p + 0,56 O^p + b - 0,01 \cdot a \cdot b}{100 \cdot v_2} \text{ кг/нм}^3, \quad (40)$$

где z — содержание водяных паров в газе, кг/нм^3 ;

W^p — влажность рабочего топлива, вес. %;

O^p — содержание кислорода в рабочем топливе, вес. %;

b — удельный расход пара в % на рабочее топливо;

a — степень разложения пара, %;

v_2 — удельный выход газа из 1 кг рабочего топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

В формуле (40) предположено, что в пирогенетическую воду переходит половина содержащегося в топливе кислорода, т. е. $0,5 O^p$. Так как на единицу веса кислорода получается 1,12 единиц веса воды, то $0,5 O^p$ единицам веса кислорода отвечает $0,5 \cdot 1,12 \cdot O^p = 0,56 O^p$ единиц веса воды.

Другими, кроме водяного пара, примесями генераторного газа являются пыль, смола и сернистые соединения. В отношении влияния на теплотворную способность газа эти примеси имеют меньшее значение.

в) Выход газа. Удельный выход газа, т. е. количество кубических метров газа, получаемого из 1 кг газифицируемого топлива, зависит от влажности и зольности топлива, а также от содержания в нем летучих.

Для одного и того же вида топлива выход газа тем больше, чем меньше балласт (т. е. $W + A$) топлива. Это понятно, так как материалом, из которого получается генераторный газ, является горючая масса топлива. Поэтому нельзя, например, говорить об удельном выходе газа, не указав одновременно на балласт топлива, к которому этот выход отнесен. В табл. 32 выходы газа из рабочего топлива отнесены к топливу с указанным в таблице балластом. Например, для антрацита выход газа в $4,1 \text{ нм}^3/\text{кг}$ отнесен к топливу с содержанием балласта $(5 + 11) \%$. Так как практически содержание в топливе влаги и золы всегда подвержено известным колебаниям, то изменяется при этом и удельный выход газа. Однако, зная удельный выход газа из топлива с определенным балластом, нетрудно пересчитать его на топливо того же вида с другим балластом по формуле:

$$v'_2 = v_2 \cdot \frac{100 - W_1^p - A_1^p}{100 - W^p - A^p}, \quad (41)$$

где v_2 — данный выход газа из топлива с влажностью W^p и зольностью A^p в расчете на рабочее топливо;
 v'_2 — искомый выход газа из топлива того же вида, но с влажностью W_1^p и зольностью A_1^p .

Пересчетной формулой (41) можно пользоваться только в том случае, если A и A_1 не сильно отличаются друг от друга, так как с увеличением зольности топлива не только уменьшается доля горючего в топливе, но увеличиваются и абсолютные потери горючего в провале (в шлаке). Таким образом, уменьшение выхода газа при этом будет происходить не только вследствие увеличения содержания в топливе золы, что и учитывается формулой, но также и за счет увеличения потерь горючего со шлаком и золой. Наоборот, влажность топлива, в тех пределах, в которых она вообще допустима, не ограничивает применение этой формулы.

В табл. 32 приведен выход газа (v'_2) в расчете на беззольную и безводную (т. е. на горючую) массу топлива.

Пересчет произведен по формуле

$$v'_2 = \frac{v_2}{100 - W^p - A^p} \cdot 100 \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (41a)$$

Нетрудно видеть, что удельный выход газа падает с увеличением содержания в топливе летучих веществ. Объясняется это тем, что с увеличением в топливе содержания летучих увеличивается, как правило, доля топлива, переходящая в смолу, и уменьшается соответственно та доля, которая переходит в газ. Так, например, при газификации торфа свыше 20% углерода этого топлива затрачивается на образование смолы, тогда как при газификации антрацита этот расход равен нулю и все горючее вещество топлива (за исключением механических потерь) превращается в генераторный газ. Остальные виды топлива занимают промежуточное положение.

В производственных условиях удельные выходы генераторного газа обычно относят к рабочему топливу. Такая характеристика выхода газа, однако, может иметь производственный интерес только в том случае, если перерабатываемое на данном заводе топливо имеет более или менее постоянное содержание влаги и золы. При переменном балласте она теряет свое значение. Поэтому и в производственных условиях пользуются показателями выхода газа, отнесенными к постоянной влажности рабочего топлива. Например, на газогенераторных станциях, работающих на торфе и древесине, т. е. на топливах, зольность которых остается более

или менее постоянной, а влажность сильно колеблется, выход газа относят или к сухой массе топлива, или к топливу с постоянной условной влажностью (для торфа с содержанием влаги 33%, для щепы—30%), пользуясь для этого формулой (41).

Кроме влажности и зольности топлива и содержания в нем летучих, удельные выходы газа зависят от потерь топлива с уносом и с выгребом (со шлаками и золой). С увеличением этих потерь уменьшается выход газа.

г) Потери топлива. В процессе газификации часть загружаемого в газогенератор топлива теряется с уносом и с выгребом. Величина этих потерь в сильной степени зависит от физических свойств топлива, от интенсивности и парового режима процесса газификации, а также от конструкции газогенератора.

Вынос частиц топлива из газогенератора обуславливается действием газового потока в слое топлива и в надслойном пространстве газогенератора. Для того, чтобы частица топлива была вынесена из газогенератора, надо, чтобы скорость ее витания была меньше скорости газа.

Таким образом, чем больше мелких частиц содержит топливо и чем больше скорость газа, тем больше будет величина уноса. Большой унос топлива механически непрочные, образующие много мелочи и пыли при транспортировке к газогенератору, загрузке в него и при шуровании слоя, а также топлива, превращающиеся в мелочь и пыль при нагревании. В некоторых случаях величина уноса может быть настолько значительной, что может возникнуть сомнение в целесообразности использования данного топлива для газификации. Так, например, бурый райчихинский уголь при газификации на водяной газ даже при очень умеренной интенсивности процесса ($300 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$) дает свыше 20% уноса. Естественно, при этом возникает вопрос либо отказаться от газификации такого угля на водяной газ, либо идти на чрезвычайно низкую интенсивность процесса. Тот же уголь при газификации на смешанный генераторный газ, когда интенсивность процесса значительно меньше и скорость газа в газогенераторе умеренна, дает 7% уноса. Эта величина уже не является поводом к забракованию угля как сырья для газификации. Во всяком случае, в практических условиях работы величина потерь с уносом может поставить известный предел повышению интенсивности процесса газификации.

На величину уноса влияет также конструкция некоторых элементов газогенератора. Так, механические питатели подвергают топливо некоторому измельчению. При падении топлива, содержащего пыль, из загрузочного устройства проис-

ходят отвеивание мелких частиц и вынос их из газогенератора. Очевидно, что чем выше надслойное пространство газогенератора, тем сильнее отвеивающее действие газового потока и тем больше потери с уносом. Наконец, механические приспособления для разравнивания и рыхления слоя, разрушая уголь, способствуют интенсивному пылеобразованию.

Потери топлива с уносом обычно выражаются в процентах к загружаемому в газогенератор рабочему топливу. Из табл. 32 видно, что наибольшей величины унос достигает при газификации газовых каменных углей. Объясняется это следующим. Газовый уголь относится к углям со слабым спеканием. При газификации в верхних горизонтах слоя уголь образует спекшиеся коксовые корки. Чтобы обеспечить нормальное прохождение газов через слой, необходимо верхний горизонт топлива все время поддерживать в рыхлом состоянии. Это достигается применением непрерывно действующих механических рыхлителей. Рыхлители, разрушая коксовые корки, и образуют большое количество пыли.

Значительное количество пыли дает при газификации также антрацит. Как известно, антрацит—топливо с высокой механической прочностью. Будучи отсортирован, он практически пыли не дает. Высокий выход уноса при газификации антрацита (донецкого) объясняется тем, что это топливо, попадая в зону высоких температур, растрескивается в мелкий порошок. Этот порошок и является источником уноса.

Наименьшие потери с уносом имеют место при газификации древесины.

Анализ уносов из антрацита и газового угля показывает, что содержание золы в них значительно превышает то ее количество, которое должно было бы содержаться в коксе из этих топлив. Это указывает на то, что в унос попадает также часть летучей золы из зоны газификации. При газификации антрацита и газового угля—топлив с низкой влажностью—высота зоны подсушки и сухой перегонки незначительна. Поэтому фильтрующее действие слоев топлива, расположенных над зоной, где происходит озоление топлива, невелико. Другая картина наблюдается при газификации высоковлажных торфа и древесины. Зона подсушки и сухой перегонки у этих топлив достигает нескольких метров. Поднимающиеся снизу вместе с газом частицы летучей золы задерживаются в этих зонах и в унос не попадают.

Влияние высоты топлива на вынос из газогенератора золы легко проследить на примере газификации челябинского угля (табл. 35).

Из данных таблицы ясно видно, что тогда как при высоте слоя топлива в 2,6 м зольность сухого уноса вполне соответствует зольности сухого коксового остатка, при высоте слоя

Таблица 35

Влияние высоты слоя топлива на вынос летучей золы
(челябинский уголь)

Показатели	I	II	III
Высота слоя, м	0,8	1,5	2,6
Содержание в рабочем топливе:			
W^p , %	19,1	13,8	17,5
A^p , %	18,0	16,9	17,8
V^p , %	25,2	28,8	25,7
Зольность коксового остатка (подсчет), %	32,4	29,5	31,4
Содержание золы в уносе, %	74,3	36,8	30,6
Температура газа, °C	595	330	290

1,5 м летучая зола уже частично проникает через слои топлива, расположенные над зоной газификации, и поэтому содержание золы в сухом уносе значительно выше, чем в коксовом остатке. С понижением слоя до 0,8 м, когда зона газификации оказывается по существу обнаженной, летучая зола составляет основную часть уноса.

В практике никогда не бывает так, чтобы остающийся в результате газификации выгреб (т. е. зола и шлаки) содержал в себе одну золу топлива. Кроме золы в выгребе всегда содержится то или иное количество несгоревшего топлива. За очень редкими исключениями содержащееся в выгребе топливо является потерей производства.

Прежде чем достигнуть шлаковой зоны, топливо должно пройти зоны сухой перегонки и газификации. Подвергаясь при этом воздействию высоких температур, топливо нацело теряет свои летучие. В выгребе топливо содержится уже в виде нелетучего углерода, в виде кокса.

Потери углерода с выгребом характеризуются обычно процентным содержанием углерода, отнесенным к абсолютно сухому выгребу. Общепринятым термином является термин «содержание горючего в шлаке». Под словом «шлак» подразумевается, следовательно, не только сплавленная часть золы топлива, но вообще весь минеральный остаток после газификации.

Содержание горючего в шлаке при одной и той же зольности топлива зависит от свойств золы, от режима процесса газификации и от конструкции газогенератора. В том случае, когда зола топлива легкоплавка, частицы топлива обволакиваются тонкой пленкой шлака или попадают внутрь слипшихся масс золы. Становясь, таким образом, недоступ-

ными для кислорода, эти частицы не сгорают и теряются с выгребом.

Для избежания плавления золы и шлакования газогенератора процесс газификации приходится вести на таком паровом режиме, который позволяет поддерживать в газогенераторе температуру более низкую, чем температура плавления золы топлива. В некоторых случаях эта температура может оказаться настолько низкой, что интенсивность газообразования резко падает. Это обстоятельство ведет к тому, что значительная часть неуспешного прореагировать с паром углерода теряется с выгребом. Таким образом, легкоплавкость золы топлива в этом случае косвенно влияет на потери горючего со шлаком.

Количество углерода, теряемого со шлаком, определяется из следующего выражения:

$$C_{ш} = \frac{(A^p - 0,01 \cdot Y \cdot A_y) \cdot x}{100 - x} \quad (42)$$

где $C_{ш}$ — количество углерода, потерянного со шлаком, в % от веса топлива;

A^p — зольность рабочего топлива, %;

x — содержание углерода в сухом шлаке, %;

Y — выход уноса в % от рабочего топлива;

A_y — зольность уноса, %.

Из приведенной формулы видно, что количество теряемого с выгребом углерода зависит не только от содержания углерода в шлаке x , но и от зольности исходного топлива A^p . При одном и том же содержании углерода в шлаке абсолютные потери углерода растут с возрастанием содержания золы в топливе. Кроме того, опыт показывает, что выгорание углерода из золы топлива затрудняется при увеличении зольности данного топлива. Таким образом, одновременно с увеличением зольности данного вида топлива растет и содержание углерода в шлаке. Поэтому абсолютные потери углерода со шлаком $C_{ш}$ при увеличении зольности газифицируемого топлива растут не только за счет этого увеличения зольности, но и за счет повышения содержания углерода в шлаке.

д) Тепловые потери при газификации. Выше мы рассматривали прямые материальные потери при газификации (с уносом, шлаком и смолой). Здесь мы остановимся на тепловых потерях, обусловленных выносом тепла из газогенератора нагретыми продуктами газогенераторного процесса, а также на потерях тепла через кожух газогенератора.

Первая группа тепловых потерь складывается из явного (физического) тепла покидающих газогенератор нагретых

продуктов газа, водяных паров, уноса, смолы и шлака, а также из скрытого тепла водяных и смоляных паров, содержащихся в газе. Вторая группа потерь складывается из потерь тепла путем лучеиспускания, конвекции и теплопроводности нагретым кожухом газогенератора.

В практических условиях в газогенератор загружается холодное топливо, содержащее то или иное количество воды и летучих. Тепло, которое вследствие своего низкого потенциала не может быть использовано для поддержания реакции газификации, используется для термической подготовки топлива перед поступлением его в реакционную зону.

Если выход генераторного газа из 1 кг горючей массы, лишенной летучих топлива (коксовый остаток), принять в 5 м^3 , а температуру газа по выходе из зоны восстановления в 800°C , то количество тепла, которое несут с собою эти 5 м^3 газа, составит

$$5 \cdot 800 \cdot 0,34 = 1360 \text{ ккал/кг.}$$

Это тепло и используется на подготовку топлива, спускающегося в зону газификации.

Пусть в газогенератор загружается бурый уголь, беззольная масса которого состоит из 50% влаги, 20% летучих и 30% коксового остатка.

Затраты тепла на отдельные фазы подготовки топлива сильно различаются друг от друга. Для нагревания коксового остатка до температуры начала реакций (700°C) газификации нужно затратить

$$0,3 \cdot 0,36 \cdot 700 = 75 \text{ ккал/кг.}$$

Здесь 0,36 — теплоемкость углерода.

Незначительное количество тепла тратится также на осуществление процесса сухой перегонки. Если считать, что этот процесс идет с нулевым тепловым эффектом, т. е. без поглощения и выделения тепла, и тепло тратится только на испарение продуктов разложения, то тепловые затраты на сухую перегонку составят примерно 160 ккал, случая на 1 кг коксового остатка. В рассматриваемом случае эти затраты будут равны

$$0,3 \cdot 160 = 48 \text{ ккал/кг.}$$

Наконец, на испарение воды и нагрев паров воды до 100°C затрачивается

$$0,5 \cdot 638 = 319 \text{ ккал/кг.}$$

Общие затраты тепла на подготовку 1 кг бурого угля составят, таким образом,

$$75 + 48 + 319 = 442 \text{ ккал/кг.}$$

Тепло же, которым мы в данном случае располагаем, составляет:

$$0,3 \cdot 1360 = 408 \text{ ккал/кг.}$$

Этот приближенный расчет показывает: 1) что основным потребителем тепла, выносимого газом из зоны газификации, является зона подсушки; 2) что температура газа при выходе его из газогенератора зависит в основном от влажности топлива; 3) что предельная влажность беззольного угля, при которой можно рассчитывать на достаточную подготовку угля, лежит около 50%, несколько не достигая этой величины.

Второе из высказанных положений подтверждается данными табл. 32. Из нее мы видим, что температура газа, выходящего из газогенератора, тем выше, чем ниже влажность топлива.

Практика подтверждает и третье положение.

Кроме влажности топлива на температуру газа влияют также интенсивность процесса газификации и высота слоя топлива. При повышении интенсивности процесса снижаются относительные потери в окружающую среду и, таким образом, больше тратится тепла на повышение температуры газа. При снижении слоя сокращается продолжительность контакта горячих газов с подсушиваемым топливом, тепло газов используется недостаточно полно и газы покидают газогенератор с повышенной температурой.

При температуре газа 500°C количество заключенного в 1 м^3 сухого газа тепла равно $1 \cdot 500 \cdot 0,33 = 165 \text{ ккал}$. Таким образом, каждые 50°C нагрева газа сообщают газу количество тепла, эквивалентное примерно 1% теплотворной способности газа.

Газ содержит в себе некоторое количество водяных паров. Выходя из газогенератора вместе с газом, водяные пары имеют ту же температуру, какую имеет газ. Тепловые потери при этом складываются из явного и скрытого тепла, содержащегося в паре. Антрацитовый газ содержит 40—80 г пара на 1 м^3 сухого газа, газ из древесной щепы 350—450 г/м^3 . При среднем влагосодержании антрацитового газа 60 г/м^3 , а газа из древесины 400 г/м^3 полное теплосодержание газа, получаемого из 1 кг топлива, составит: для антрацита (при $t=500^\circ \text{C}$) $4,1 \cdot 0,06 \cdot 830 = 204 \text{ ккал}$; для щепы или торфа (при $t=100^\circ \text{C}$) $1,3 \cdot 0,40 \cdot 639 = 332 \text{ ккал}$ (здесь 830 и 639—полная теплота пара при 500 и 100°C). По отношению

к теплотворной способности топлива эти потери составят: для антрацита—3%, для древесины—10%. Таким образом, тогда как потери с физическим теплом сухого газа возрастают с уменьшением влажности топлива, потери с теплом водяных паров, наоборот, с уменьшением влажности, по понятным причинам, падают.

Потери физического тепла с уносом, шлаком или смолой в общем составляют менее 0,4% от теплотворной способности загружаемого в газогенератор топлива.

Абсолютная величина тепловых потерь в окружающую среду через нагретый кожух газогенератора зависит от температуры наружной поверхности кожуха, величины этой поверхности и общих внешних условий. Зависимости эти общеизвестны [см. формулу (15)]. Относительные потери, кроме того, зависят от интенсивности процесса газификации и от отношения между поверхностью кожуха и объемом шахты газогенератора.

С повышением интенсивности процесса газификации относительные потери тепла через стенки шахты падают, вследствие чего большее количество тепла идет на нагревание газа или на восстановление углекислоты и водяного пара.

Относительные потери тепла понижаются также с увеличением диаметра шахты газогенератора, т. е. с уменьшением отношения отдающей тепло поверхности кожуха к объему шахты или, все равно, к количеству топлива, сжигаемого в единицу времени.

Потери тепла через кожух газогенератора в зависимости от диаметра и общей поверхности кожуха колеблются в пределах 2,6—3,4% от теплотворной способности топлива.

Внутренняя стенка газогенератора либо выкладывается из огнеупорного кирпича, либо выполняется в виде пароводяной рубашки. Назначение рубашки охладить прилегающие к стенке частицы топлива, предупредить приваривание шлаков к стенке шахты и исключить нарушение нормального схода топлива. При наличии пароводяной рубашки отвод тепла от слоя оказывается значительно более интенсивным, чем при кирпичной стенке шахты. Отнимаемое от слоя топлива тепло в основной своей части расходуется на образование пара, часть же его теряется в окружающую среду через наружную стенку рубашки. Потери тепла на парообразование в рубашке зависят от интенсивности процесса газификации и конструкции рубашки, достигая в отдельных случаях 7—8% и больше от теплотворности топлива.

е) **Тепловой баланс процесса.** В процесс газификации на смешанный генераторный газ вводится тепло в виде:

- 1) теплотворной способности топлива;
- 2) физического тепла топлива;

- 3) физического тепла сухого воздуха;
- 4) физического тепла влаги воздуха;
- 5) физического тепла пара.

Это тепло распределяется между продуктами процесса и тепловыми потерями следующим образом:

- 1) теплотворная способность сухого газа;
- 2) физическое тепло сухого газа;
- 3) физическое тепло влаги газа;
- 4) теплотворная способность смолы;
- 5) физическое тепло смолы;
- 6) теплотворная способность водорастворимых соединений;
- 7) физическое тепло водорастворимых соединений;
- 8) теплотворная способность уноса;
- 9) физическое тепло уноса;
- 10) теплотворная способность шлака;
- 11) физическое тепло шлака;
- 12) физическое тепло пара, образующегося в рубашке;
- 13) потери тепла в окружающую среду.

Примерные тепловые балансы процесса газификации на смешанный генераторный газ приведены в табл. 36. Балансы составлены с учетом теплоты парообразования, т. е. по высшему тепловому пределу.

Основное место в приходной части теплового баланса занимает теплотворная способность загружаемого в газогенератор топлива. Удельное значение этой статьи тем больше, чем меньше коксовый остаток топлива, так как количество тепла, вводимого в процесс с воздухом и паром, уменьшается с уменьшением коксового остатка.

Физическое тепло топлива невелико.

Невелико значение в тепловом балансе и тепла, вносимого в процесс газификации сухим воздухом.

Количество тепловой энергии топлива, переходящей в газ, тем больше, чем меньше топливо содержит летучих. При газификации антрацитов, содержащих ничтожное количество летучих, в газ переходит 75% тепловой энергии топлива, для торфа и древесины эта величина снижается до 63—65%.

32. Применение смешанного генераторного газа

Для получения смешанного генераторного газа применяется твердое топливо разнообразных видов и сортов. Поэтому, и качество газа подвержено значительным колебаниям. Теплотворная способность газа, например, колеблется в пределах от 1 200 до 1 560 ккал/нм³.

С другой стороны, сравнительная неприхотливость рассматриваемого метода газификации к перерабатываемому

Таблица 36

Тепловой баланс процесса газификации на смешанный генераторный газ основных видов советских топлив (по высшей теплотворной способности, в %)

Наименование статей баланса	Виды топлива				
	Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф	Древесина (щепы)
Приход					
1. Теплотворная способность топлива	94,5	96,7	97,0	97,8	98,4
2. Физическое тепло сухого воздуха . .	0,7	0,6	0,5	0,3	} 1,6
3. Физическое тепло пара	4,8	2,7	2,5	1,9	
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Расход					
1. Теплотворная способность газа . . .	75,2	71,0	68,2	65,5	63,0
2. Физическое тепло сухого газа . . .	9,0	9,2	6,0	0,9	0,9
3. Физическое тепло влаги газа	2,7	2,9	5,6	7,0	8,5
4. Теплотворная способность смолы . .	0,0	4,0	5,6	1,7	18,0
5. Теплотворная способность воднорастворимых соединений	0,0				
6. Теплотворная способность уноса . .	4,5	4,0	4,0	2,0	0,5
7. Теплотворная способность шлака . .	2,0	2,0	4,5	1,0	0,1
Итого	93,4	93,1	93,9	93,4	95,0
8. Неучтенные потери (в окружающую среду, паробразование в пароводяной рубашке, теплосодержание смолы, уноса и шлака и пр.)	6,6	6,9	6,1	6,6	4,5
Баланс	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Примечание. Балансы относятся к случаям работы на газогенераторах с вращающимися колосниками (кроме генератора для древесины) и пароводяной рубашкой.

сырью позволяет применять для него низкосортное топливо, непригодное для получения других видов генераторного газа.

Указанные обстоятельства делают смешанный генераторный газ самым дешевым газом и в то же время применимым для широкого круга потребителей.

Из всех известных нам генераторных газов смешанный генераторный газ имеет наибольшее распространение в промышленности, где он применяется исключительно в качестве топлива.

Основным потребителем этого газа являются промышленные печи самого разнообразного назначения: начиная от низ-

котемпературных нагревательных печей и кончая мартеновскими. Применение смешанного генераторного газа для отопления мартеновских и других высокотемпературных печей обусловлено предварительным перед сжиганием газа подогревом газа и воздуха.

Другим, кроме печей, потребителем смешанного генераторного газа являются двигатели внутреннего сгорания транспортные и стационарные.

Смешанный генераторный газ является технически и экономически наиболее удобным заменителем жидкого топлива, что особенно благоприятствует его применению в промышленности и других областях народного хозяйства.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ПРОЦЕССОВ ГАЗИФИКАЦИИ. ВОЗВРАТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

33. Коэффициент полезного действия процессов газификации

Выше мы ввели понятие к. п. д. газификации и термического

$$\eta_z = \frac{Q_z}{Q_m} \cdot 100\%; \quad \eta_m = \frac{Q_z}{Q_m + Q_d} \cdot 100\%,$$

т. е. под к. п. д. газификации понимается отношение количества тепла, заключенного в газе, полученном при газификации, к количеству тепла в топливе, израсходованном на получение этого газа. Если выход газа обозначить через v_z , теплотворную способность газа через Q ккал/м³, а теплотворную способность топлива через Q_m , то к. п. д. газификации может быть записан так:

$$\eta_z = \frac{Q \cdot v_z}{Q_m} \cdot 100\%.$$

Коэффициент полезного действия газификации показывает, какое количество тепловой энергии твердого топлива, подвергнутого газификации, перешло в теплотворную способность полученного газообразного топлива.

Но этот показатель не характеризует собой степени использования всего тепла, внесенного непосредственно в процесс газификации. Кроме тепла топлива, перерабатываемого в газ, в процесс газификации вводится еще тепло с воздушным и паровым дутьем. Доля этого тепла в общем тепловом балансе зависит от метода газификации и от характера применяемого для газификации топлива.

При газификации на воздушный газ в газогенератор подается только воздух. Количество тепла, вносимое с паром, в этом случае равно нулю. Ничтожно тепловое значение и воздуха.

Наоборот, при процессе водяного газа количество тепла, вносимого с паром, составляет значительную величину. Если считать полное теплосодержание вводимого в процесс пара, то в общем тепловом балансе оно составит 9—15% в зависимости от режима работы и шлакуемости топлива.

Смешанный генераторный газ занимает промежуточное положение. Количество тепла, вносимое с паром, в этом случае определяется величиной от 1,5 до 3—6% (см. табл. 36). При газификации на смешанный генераторный газ антрацита, кокса и других видов тощего топлива тратится больше пара, чем при газификации топлив с высоким содержанием летучих.

Таким образом, в отдельных случаях тепловое значение пара, вводимого в газогенератор, оказывается весьма существенным. В этих случаях является полезным введение показателя, характеризующего степень использования в процессе газификации не только тепла перерабатываемого в газ топлива, но всего тепла, участвующего в процессе. Коэффициент полезного действия термический η_m и является таким показателем.

Таблица 37

Коэффициент полезного действия процессов газификации

Метод газификации	Вид топлива	К. п. д. газификации η_2 (по газу)	К. п. д. термический η_m		
			по газу	по газу и смоле	по водяному и продувочному газам
Водяной газ	Кокс, антрацит	60	50—55	—	66—73
Воздушный газ	То же	73	72	—	—
Смешанный генераторный газ	а) Кокс, антрацит	80	75	—	—
	б) Бурый уголь	71	68	74	—
	в) Торф	68	66	81	—

* В табл. 37 приведены данные о к. п. д. процесса газификации для рассмотренных до сих пор методов газификации. Данные эти характеризуют работу современных полумеханизированных газогенераторов при средних условиях эксплуатации.

Анализ приведенных в таблице цифр показывает, что с точки зрения наиболее полного полезного использования топлива наиболее совершенным является метод газификации на

смешанный генераторный газ, что на величину к. п. д. существенное влияние оказывает смолистость топлива, что разница между к. п. д. газификации и к. п. д. термическим тем больше, чем больше пара вводится в процесс газификации.

При газификации на смешанный генераторный газ топлив, содержащих смолу, значительная часть теплотворной способности исходного топлива переходит в смолу. С точки зрения прямых целей производства смолы должна быть отнесена к числу тепловых потерь.

Смола может представлять собой большую ценность как химическое сырье и поэтому в подсчете экономического к. п. д. процесса газификации она является положительным фактором. Однако, в простейшем случае смолу можно рассматривать также как топливо и можно, следовательно, засчитать ее как целевой и полезный продукт газификации. Принимая это во внимание, термический к. п. д. процесса газификации может быть выражен следующим образом:

$$\eta'_m = \frac{Q_z + Q_c}{Q_m + Q_d} \cdot 100\%, \quad (43)$$

где Q_c — теплотворная способность смолы.

В колонке пятой табл. 37 приведены значения η'_m для бурого угля и торфа с учетом теплотворной способности смолы, получающейся при газификации этих топлив. Из данных таблицы видно, что с тепловой точки зрения наличие среди продуктов газификации смолы не снижает общетеплового значения процесса газификации. Коэффициент полезного действия термический для торфа, дающего при газификации высокие выходы смолы, при учете теплотворной способности этой смолы оказывается не ниже, а выше, чем для бессмольного антрацита.

В тепловом балансе процесса водяного газа значительный удельный вес занимает теплотворная способность газов воздушного дутья. Эти газы (при газификации кокса и антрацита) имеют теплотворную способность 200—360 ккал/нм³ и выходят из газогенератора с температурой 600—700°С. При оценке этих газов как топлива в η''_m следует зачесть еще 13—18% тепла. Коэффициент полезного действия термический процесса водяного газа с учетом теплотворной способности газов воздушного дутья выразится следующим образом:

$$\eta''_m = \frac{Q_n + Q_d}{Q_m + Q_d} \cdot 100\%, \quad (44)$$

где Q_d — теплотворная способность продувочного газа.

При газификации на водяной газ смолистых топлив газы воздушного дутья имеют сравнительно высокую теплотворную способность: 650—1 000 ккал/нм³. В связи с этим общие потери с теплотворной способностью этих газов в тепловом балансе процесса водяного газа составляют 20—30%, а $\eta_m'' = 36 - 47\%$.

Указанное обстоятельство делает нецелесообразным применение смолистых топлив для получения водяного газа периодическим процессом. Однако, если для продувочного газа теплотворностью 650—1 000 ккал/нм³ имеется постоянный потребитель, вопрос о целесообразности газификации смолистых топлив на водяной газ может получить иную оценку.

Газ с теплотворностью 650—1 000 ккал/нм³ может найти применение для газомоторов, отопления сушил и некоторых нагревательных печей.

34. Возврат тепловых отходов

Повышение общего к. п. д. процесса газификации в практических условиях достигается путем осуществления мероприятий двоякого рода: а) путем регулирования процесса газификации и б) путем сокращения тепловых потерь, сопровождающих процесс газификации (использование тепловых отходов).

В первую группу мероприятий входят: регулирование расхода пара на газификацию, установление этого расхода в строгое соответствие с требованиями процесса, тщательное обслуживание газогенератора в отношении регулярности загрузки топлива и удаления золы, тщательная подготовка топлива.

Чрезмерный расход пара на газификацию является столь же бесполезным или вредным, сколь нерациональным является горячий режим процесса, ведущий к недоиспользованию излишнего тепла в зоне газификации и к риску зашлакования газогенератора.

Потери физического тепла со шлаком, уносом и смолой, а также и химическое тепло (теплотворная способность) водорастворимых соединений и шлака занимают незначительное место в тепловом балансе процессов газификации. С точки зрения сокращения тепловых потерь эти статьи не представляют практического интереса.

Об использовании в качестве топлива смолы и газов воздушной продувки при процессе водяного газа говорилось выше.

Унос в нормальных условиях эксплуатации газогенераторных станций по теплотворной способности составляет 4,5—5% от теплотворной способности загружаемого в генератор

топлива. В большинстве случаев унос представляет собой окислованное топливо со значительным содержанием золы, так как в него попадает летучая зола из нижних горизонтов топливного слоя.

Унос может быть использован в топках паровых котлов. Практически этому препятствует то, что унос очень часто осаждается в гидравлических затворах стояков и в отстойных ямах циркуляционных водяных систем и является, таким образом, сильно обводненным.

Значительно большее значение имеет физическое тепло покидающих газогенератор газов.

При газификации кокса в газогенераторах с выпуском шлаков в жидком виде потери тепла с нагретым газом составляют 17—20%. Температура газа колеблется в пределах 800—900° С.

Наиболее удобным способом использования этого тепла является нагрев в рекуператоре воздуха, поступающего в горн газогенератора. Повышение температуры в горне позволяет ввести в надфурменный пояс газогенератора некоторое количество водяного пара и путем его разложения обогатить газ дополнительным количеством горючих компонентов.

При газификации топлива на смешанный генераторный газ температура газа в зависимости от влажности газифицируемого топлива колеблется от 70 до 600° С и выше. При этом полное теплосодержание влажного газа составляет от 8 до 12—13% от полного теплового баланса.

В случаях газификации бессмольных топлив физическое тепло смешанного генераторного газа может быть использовано в испарителях и сатураторах для получения пара низкого давления. При газификации антрацитов и кокса пара, получаемого в испарительных устройствах, оказывается вполне достаточным для покрытия собственной потребности газогенераторной станции в технологическом паре.

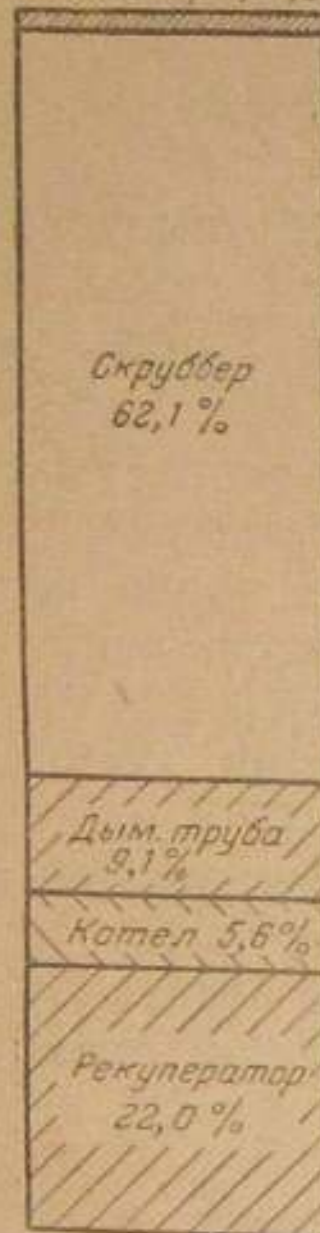
Газогенераторы, работающие на влажных топливах, дают газ с высоким влагосодержанием. Температура газов невысока (70—300° С), поэтому, они содержат небольшое количество явного тепла. Основное количество тепла этих газов составляет скрытая теплота парообразования воды.

Указанное обстоятельство, а также наличие в подобных газах смоляных паров исключают применение для них обычных испарителей и сатураторов. Для использования тепла таких газов применяют особые скрубберы (так называемые трехступенчатые), в которых тепло, содержащееся во влажных газах, используется для нагревания воды, а эта последняя — для нагревания и насыщения паром дутьевого воздуха,

Конструкции испарителей сатураторов и трехступенчатых скрубберов описаны ниже.

Как уже неоднократно отмечалось, весьма существенное значение тепловые отходы имеют при газификации топлива на водяной газ. По данным тепловых балансов, приведенных в табл. 27, они составляют 34—37% от всего тепла, вводимого

Коллектор 1,2%



Фиг. 48. Баланс тепловых отходов в схеме станции водяного газа.

цикла генератора водяного газа. Кривая построена для случая работы газогенератора по шестифазному циклу.

Как видно из диаграммы, максимальное количество тепловых отходов дает первая фаза. Интенсивность теплового потока на протяжении этой фазы составляет 15—25 тыс. ккал/час в зависимости от производительности газогенератора. По своему характеру тепло первой фазы складывается из теплотворной способности газов воздушной продувки и физического тепла этих газов.

Количество тепла, выносимого из газогенератора на протяжении остальных пяти фаз, резко падает. В фазах II—V тепло выносятся водяным газом, содержащим в себе водяные

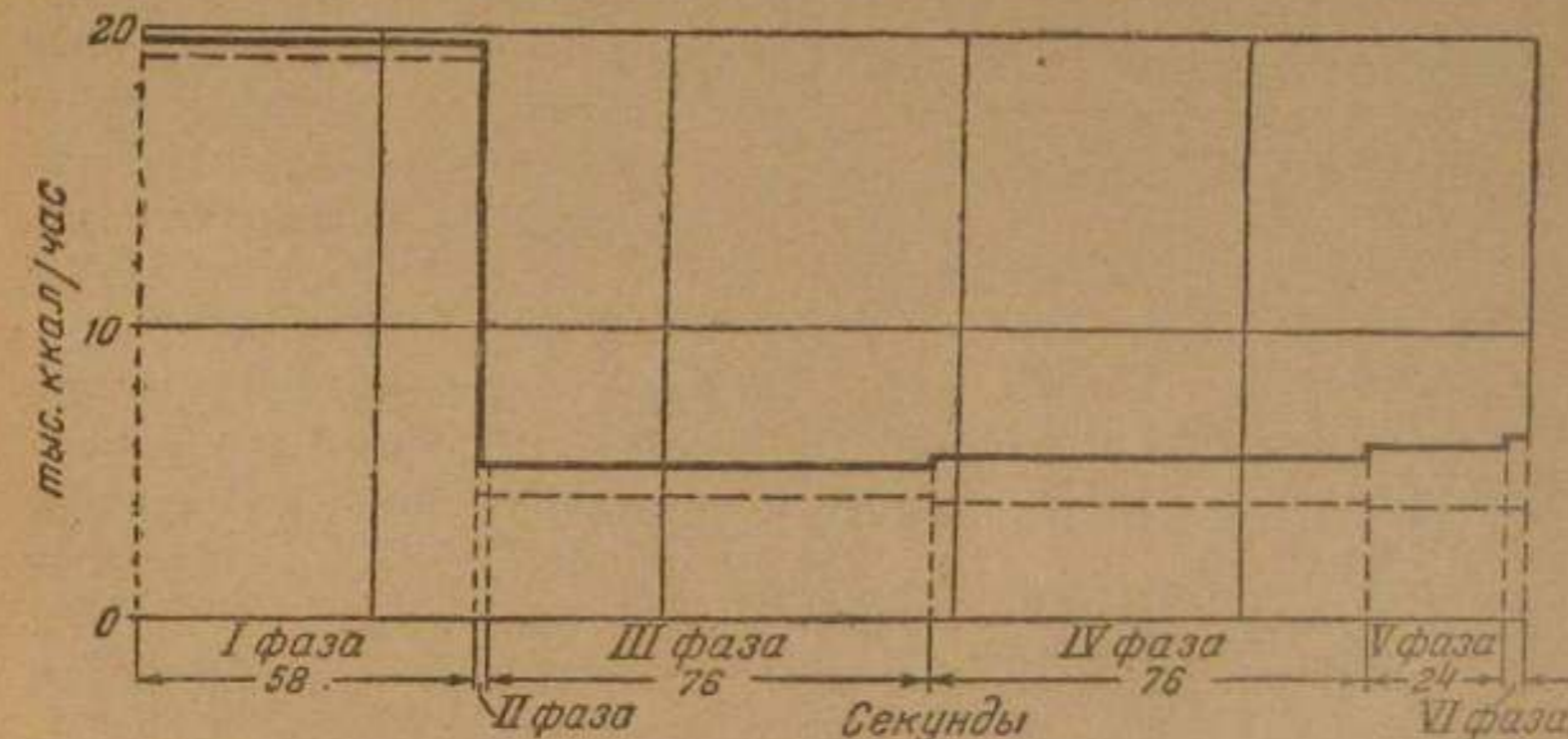
го в процесс. Понятно, что то или иное использование этого тепла представляет собой важную практическую задачу. Как правило, в технологических схемах современных станций водяного газа предусматривается для этого специальная аппаратура (см. ниже «Газогенераторные станции»).

На фиг. 48 приведен баланс тепловых отходов в схеме современной крупной станции водяного газа. Как видно из диаграммы, даже на крупной станции степень использования тепловых отходов оказывается незначительной: она составляет всего 27,6%, из них 22% улавливается в рекуператоре и 5,6% используется на получение в котле-утилизаторе пара высокого давления. Все остальное количество тепла теряется с дымовыми газами после котла и в скруббере.

Причина столь низкой степени использования тепловых отходов на станциях водяного газа заключается в значительных трудностях решения этой задачи. Трудности же эти обусловлены особенностью тепловых потоков и характером тепла, заключенного в газах.

На фиг. 49 изображена кривая, характеризующая изменение интенсивности теплового потока на протяжении рабочего цикла генератора водяного газа. Кривая построена для случая работы газогенератора по шестифазному циклу.

пары. Это явное физическое тепло пара и сухого газа и скрытое тепло пара. В фазе VI учитывается только физическое тепло продувочного газа. Потенциальное тепло этого газа не используется, так как по условиям схемы станции сжигание продувочного газа в VI фазе исключается.



Фиг. 49. Изменение интенсивности потока тепловых отходов на протяжении шестифазного рабочего цикла.

Таким образом, потоки тепловых отходов на протяжении рабочего цикла являются крайне неравномерными. Это обстоятельство сильно затрудняет их использование.

Тепло водяного газа и содержащихся в нем водяных паров может быть использовано в теплообменниках для подогрева воды и воздуха.

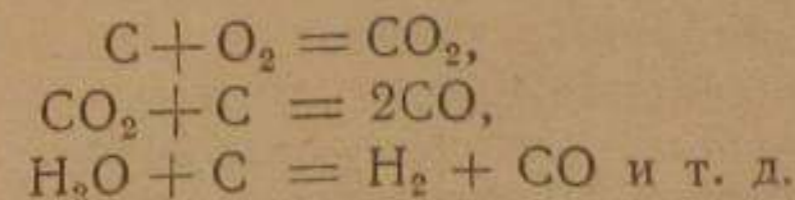
ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ ГАЗИФИКАЦИИ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Пути и возможности интенсификации процессов газификации становятся достаточно ясными в свете современных теоретических представлений о механизме горения и газификации углерода.

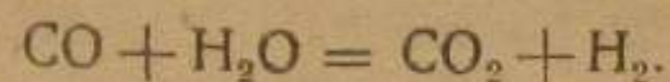
Эти теоретические представления состоят в нижеследующем.

Основные реакции, протекающие в газогенераторе, а именно:

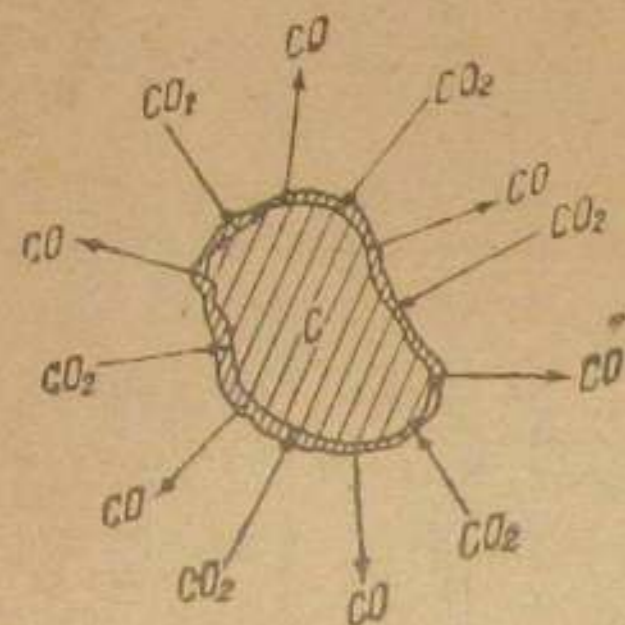


являются реакциями взаимодействия твердой фазы (C) с газообразной (O_2 , CO_2 , H_2O). Такие реакции в химии назы-

ваются гетерогенными в противоположность реакциям гомогенным, протекающим между однородными фазами, например:



В гетерогенных реакциях химическое взаимодействие между твердым веществом и газообразным реагентом происходит на поверхности твердого вещества. Например, реакция восстановления углекислоты в окись углерода протекает на поверхности кусочков углерода топлива.



Фиг. 50. Схема диффузии окиси углерода к активной поверхности углерода.

Количество реагирующего в единицу времени углерода зависит от двух факторов: от скорости химического взаимодействия (в данном случае) твердого углерода с углекислотой и от скорости поступления молекул углекислоты к поверхности твердого углерода.

Механизм подвода углекислоты (и вообще газообразного реагента) к поверхности твердого углерода осуществляется следующим образом.

При обтекании кусочков углерода углекислотой на поверхности кусочков образуется тонкая газовая пленка. Через эту пленку посредством молекулярной и турбулентной диффузии и поступает углекислота к поверхности твердого углерода. Таким же способом отводятся с поверхности углерода образующиеся газообразные продукты, т. е. в рассматриваемом случае — окись углерода (фиг. 50).

Интенсивность диффузионного потока углекислоты обуславливается разностью концентрации углекислоты на поверхности углерода и в окружающей газовой среде. Чем больше эта разность, тем интенсивнее подвод молекул углекислоты к реагирующей поверхности твердого углерода. При установившемся процессе все количество углекислоты, расходуемой при химическом взаимодействии с твердым углеродом, компенсируется диффузией ее из газовой среды.

При возрастании скорости химического взаимодействия между углекислотой и углеродом концентрация углекислоты у реагирующей поверхности углерода будет понижаться и стремиться к нулю, разность же концентраций углекислоты в газовой среде и у поверхности углерода будет при этом возрастать. Таким образом, создаются условия увеличения интенсивности диффузионного потока углекислоты к поверх-

ности углерода. При неограниченном возрастании скорости химического взаимодействия между углекислотой и углеродом диффузионный поток может достигнуть некоторого предела. Это предельное количество углекислоты, доставляемое диффузией к поверхности углеродов, обусловит собой количество расходуемого в единицу времени углерода, т. е. производительность процесса газификации.

Таким образом, в том случае, когда скорость химического взаимодействия между углекислотой и углеродом значительно превышает скорость диффузии углекислоты к поверхности углерода, скорость суммарного процесса определяется скоростью диффузии, т. е. зависит от чисто физического фактора.

Совокупность условий, при которых имеет место указанная взаимозависимость, носит название диффузионной области процесса газификации.

Рассмотрим обратный случай. Допустим, что скорость химического взаимодействия между углекислотой и углеродом будет уменьшаться. Расход углекислоты при этом будет также уменьшаться, концентрация же углекислоты у поверхности углерода будет возрастать, стремясь в пределе к величине концентрации углекислоты в газовом пространстве.

В этом случае количество реагирующего в единицу времени углерода, т. е. производительность процесса газификации, будет зависеть от скорости химического взаимодействия углекислоты с углеродом.

Условия, при которых определяющим фактором суммарного процесса является скорость химического взаимодействия между реагирующими веществами, называется кинетической областью процесса.

Диффузионная и кинетическая области процесса являются предельными случаями процесса. В практических условиях суммарный процесс протекает в некоторой промежуточной области, когда в зависимости от внешних условий могут превалировать факторы диффузии или кинетики реакции газификации.

Так как скорость химического взаимодействия быстро возрастает с повышением температуры реакции, то, очевидно, чем выше температура реакции, тем дальше от кинетической области лежит суммарный процесс газификации.

Скорость диффузии законом Фика определяется следующим образом:

$$\frac{dm}{dt} = -DS \cdot \frac{C_{\text{CO}} - C'_{\text{CO}}}{\delta}, \quad (45)$$

где m — количество газа (в нашем случае CO_2), продиффундировавшего через пленку;
 t — время;

D — коэффициент молекулярной диффузии;
 S — величины реагирующей поверхности;
 δ — толщина пленки на поверхности углерода;
 CO_2 и CO'_2 — концентрация углекислоты в газовом пространстве и на поверхности углерода.

Зависимость коэффициента диффузии от температуры определяется выражением

$$D = D_0 \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^m,$$

где $m \approx 1,5 - 2$.

Толщина газовой пленки [в формуле (45)] есть функция числа Рейнольдса. Для цилиндрической поверхности она определяется выражением

$$\delta = e \cdot d \cdot Re^{-n}, \quad (46)$$

где e — некоторая постоянная;
 d — диаметр цилиндра;
 Re — число Рейнольдса;

$$n = 0,8.$$

Но так как

$$Re = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu},$$

где v — скорость газового потока;
 ρ — плотность газа;
 μ — вязкость газа,

то, очевидно, толщина пленки δ уменьшается с увеличением скорости v газового потока.

Таким образом, с увеличением скорости газового потока уменьшается толщина газовой пленки на поверхности регулирующего углерода и, вместе с тем, увеличивается скорость диффузии углекислоты к углеродной поверхности.

Это значит, что в диффузионной области фактором увеличения интенсивности процесса газификации является скорость потока в слое или, все равно, пропорциональная ей скорость дутья.

Обратимся теперь к кинетической области процесса газификации (восстановления углекислоты в окись углерода).

Процесс восстановления CO_2 в CO протекает в две фазы. Первоначально молекулы CO_2 адсорбируются угольной поверхностью с образованием промежуточных поверхностных соединений. Затем эти поверхностные соединения распадаются с образованием окиси углерода.

Суммарная скорость процесса образования окиси углерода в кинетической области записывается так:

$$\frac{dC_{CO_2}}{dt} = \frac{k_1 \cdot C_{CO_2} \cdot S}{1 + \frac{k_1}{k_0} \cdot C_{CO_2}}, \quad (47)$$

где C_{CO_2} — концентрация углекислоты у поверхности углерода;

k_0 — константа скорости образования поверхностного соединения;

k_1 — константа скорости разрушения поверхностного соединения.

Таким образом, скорость восстановления углекислоты в кинетической области зависит от концентрации углекислоты у поверхности углерода.

Концентрация же углекислоты у поверхности углерода не может быть больше концентрации ее в газовом потоке. Поэтому скорость восстановления углекислоты в кинетической области зависит в пределе от концентрации углекислоты в газовом потоке. В обычных условиях газификации максимальная концентрация углекислоты в газовом потоке жестко фиксируется составом дутья (теоретически при воздушном дутье в конце кислородной зоны $CO_{zmax} = 21\%$) и понижается по мере ее восстановления и разбавления другими газовыми компонентами.

Условия повышения интенсивности процесса газификации в кинетической области, следовательно, отсутствуют.

Изложенное позволяет заключить, что необходимыми условиями интенсификации процесса газификации являются высокая температура и высокие скорости дутья, т. е. удержание процесса в диффузионной области. При этом высокая температура благоприятствует повышению химического взаимодействия между реагирующими веществами, а высокие скорости дутья (газового потока) — увеличению коэффициента диффузии углекислоты к поверхности углерода топлива.

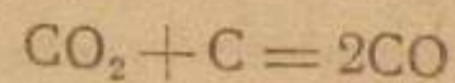
Переход процесса газификации из диффузионной области в кинетическую и обратно можно иллюстрировать следующим практическим примером.

При переходе от интенсивности процесса газификации антрацита в $100 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ к интенсивности в 220 и далее в $300 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ ухудшения в качестве газа не обнаруживается. Это значит, что во всех этих случаях процесс протекает в диффузионной области, что все количество диффундирующей к поверхности углерода углекислоты или пара восстанавливается в окись углерода или H_2 и CO во всех случаях одинаково интенсивно.

При дальнейшем повышении интенсивности суммарного процесса газификации до $650 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ качество газа ухудшается, в газе остается много невосстановленной углекислоты (и водяного пара). Это указывает на то, что процесс перешел в кинетическую область; к поверхности углерода в этом случае подводилось больше углекислоты (и пара), чем это требовалось по скорости химического взаимодействия между углекислотой и углеродом.

Перевести процесс снова в диффузионную область можно было бы в том случае, если бы удалось повысить скорость химического взаимодействия реагирующих веществ. Это можно сделать путем повышения температуры реакции. Применение газогенераторов с жидким шлакоудалением, где температура реакции достигает 1600°C , показывает, что даже при интенсивности процесса на антраците в $1200 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ качество газа не ухудшается.

Все изложенное здесь применительно к реакции



в одинаковой мере относится и к другим гетерогенным реакциям газификации.

Практическая производительность газогенератора может быть характеризована количеством топлива, сжигаемого в газогенераторе в единицу времени—в час, в сутки.

Она может быть выражена так:

$$L_m = F \cdot q_m \text{ кг/час}, \quad (48)$$

где L_m — часовая производительность газогенератора, кг;

F — площадь поперечного сечения шахты, м^2 ;

q_m — напряжение поперечного сечения шахты газогенератора, выражающее собой количество топлива, сжигаемого на 1 м^2 сечения шахты в час, $\text{кг/м}^2 \text{ час}$;

q_m — показатель интенсивности процесса газификации данного топлива.

Чаще, однако, в производственных условиях оказывается более удобным производительность газогенератора выразить количеством нормальных кубических метров газа, которое дает газогенератор:

$$L_z = F \cdot q_m \cdot v_z = F \cdot q_z \text{ нм}^3/\text{час}, \quad (49)$$

где L_z — часовая производительность газогенератора по газу, нм^3 ;

$q_z = q_m \cdot v_z$ — газосъем, т. е. количество газа, снимаемое с 1 м^2 сечения шахты в час, $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$;

v_z — выход газа из 1 кг топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

F, q_m — то же, что и в предыдущем (48) выражении.

Наконец, производительность газогенератора выражается также количеством тепла, заключенного в получаемом газе:

$$L_k = F \cdot q_m \cdot v_z Q = F \cdot q_k \text{ ккал/час}. \quad (50)$$

Здесь L_k — часовая производительность газогенератора, выраженная в калориях;

q_m, v_z — то же, что и в предыдущих выражениях;

Q — теплотворная способность газа, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

q_k — тепловое напряжение поперечного сечения шахты, $\text{ккал/м}^2 \text{ час}$.

Из выражений (48), (49) и (50) следует, что производительность газогенератора зависит от величины и напряжения поперечного сечения шахты и от выхода и теплотворной способности газа.

Величина поперечного сечения шахты в значительной степени зависит от конструкции газогенератора. Старые конструкции с ручным удалением шлака выполняются с меньшим сечением шахты, чем современные полумеханизированные и механизированные газогенераторы. Эти последние, в свою очередь, также отличаются и друг от друга. Как увидим далее, диаметр шахты современных газогенераторов колеблется от $0,5-1,0$ до $3,5-5 \text{ м}$.

Напряжение поперечного сечения шахты газогенератора является функцией целого ряда переменных. Оно зависит от: метода газификации, характера газифицируемого топлива, конструкции газогенератора.

Для трех рассмотренных методов газификации — на воздушный газ, на водяной газ и на смешанный генераторный газ — напряжение поперечного сечения шахты газогенератора, выраженное в весовых единицах, сильно колеблется для отдельных видов топлива. Оно тем выше, чем выше содержание в газифицируемом топливе влаги и летучих. Это будет понятным, если вспомнить, что влага и летучие удаляются из топлива в зонах подсушки и сухой перегонки и в зону газификации спускается лишь полукокс.

Как велика разница в количестве топлива, фактически подвергающегося процессу собственно газификации, видно из следующего сопоставления:

	Антрацит	Челябинский бурый уголь	Торф	Щепа
Напряжение поперечного сечения шахты, $кг/м^2 \text{ час}$:				
а) по рабочему топливу	200	260	400	500
б) по полукоксовому остатку	185	150	95	60

т. е. истинное напряжение газификации древесной щепы втрое ниже, чем антрацита. Видимое напряжение, наоборот, для щепы в два с половиной раза больше, чем для антрацита.

Приведенные цифры интересны в том отношении, что они дают возможность судить об эксплуатационных возможностях увеличения интенсивности процесса газификации тех или иных видов топлива.

Например, сопоставление истинного напряжения газификации антрацита и древесной щепы дает основание заключить, что с точки зрения процесса собственно газификации видимое напряжение поперечного сечения шахты по щепе может быть повышено по крайней мере до $1\,500 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$. Это

Таблица 38
Интенсивность процесса газификации и производительность современных полумеханизированных газогенераторов

Вид топлива и метод газификации	Интенсивность процесса			Производительность газогенератора, $н.м^3/\text{час}^*$
	по топливу, $кг/м^2 \text{ час}$	по газу, $н.м^3/м^2 \text{ час}$	по теплу, тыс. $ккал/м^2 \text{ час}$	
А. Воздушный газ				
Кокс	1 000—1 200	3 500—4 500	3 600—4 500	6 000—7 500
Б. Водяной газ				
Кокс	400—450	600—700	1 500—1 700	6 000—7 000
В. Смешанный генераторный газ				
Кокс	160—200	500—650	650—800	3 700—4 600
Антрацит	160—200	670—850	800—1 000	5 000—5 500
Каменный уголь	240—280	800—900	1 100—1 300	5 700—6 500
Бурый уголь	240—260	500—550	700—800	3 600—4 000
Торф кусковой ($W^p = 30\%$)	340—360	470—500	700—800	3 400—3 700
Древесина (щепа) ($W^p = 30\%$)	480—520	600—700	1 000—1 100	4 500—5 000

* Производительность относится к газогенераторам с максимальным диаметром шахты: для генераторов водяного газа диаметром шахты 3,6 м; для генераторов смешанного генераторного газа 3 м; генераторов воздушного газа диаметром горна 1,2 м.

в том случае, если напряжение по антрациту считать каким-то условным пределом.

Приведенные в табл. 38 данные о напряжении поперечного сечения шахты газогенератора, выраженном в весовых единицах, приняты в настоящее время как эксплуатационные нормы. Они явились в результате стахановского движения на газогенераторных станциях в 1935—1936 гг. До этого движения нормы напряжения были значительно ниже.

Какие же мероприятия способствовали повышению интенсивности процесса газификации? Этими мероприятиями были: тщательная подготовка топлива, тщательное обслуживание газогенераторов и организация контроля процесса. Конкретной технической мерой повышения производительности было повышение интенсивности дутья, т. е. увеличение количества и, следовательно, скорости подаваемого под колосники воздуха.

Дальнейшему повышению производительности процесса газификации иногда мешает несоответствие этому существующих конструкций газогенераторов и в некоторых случаях недостаточность на газогенераторных станциях наличных дутьевых средств. Узким местом газогенераторов является конструкция гидравлических затворов, а также загрузочных и золоудаляющих устройств, рассчитанных для работы по старым нормам напряжения.

Помимо этого повышение интенсивности работы газогенераторов может ограничиваться такими факторами, как:

а) степень завершения реакции восстановления углекислоты и водяного пара;

б) устойчивость слоя топлива и вынос топлива.

Рассмотрим каждый из этих факторов по отдельности.

Полнота восстановления в зоне газификации углекислоты и водяного пара зависит от продолжительности контакта этих веществ с раскаленным углеродом и от температуры в зоне газификации. При одной и той же температуре полнота восстановления тем больше, чем больше продолжительность контакта, а при одной и той же продолжительности контакта реакции восстановления протекают тем быстрее, чем выше температура.

В условиях процесса смешанного генераторного газа температура в зоне газификации не может превышать определенного максимума, при котором еще не создается угроза шлакования золы топлива. Она поддерживается на уровне $1\,000—1\,200^\circ \text{C}$. Что же касается продолжительности контакта углекислоты и водяных паров с раскаленной поверхностью углерода, то она зависит от скорости газового потока или от пропорциональной ей скорости дутья.

При указанных в табл. 38 нормах напряжения для антра-

цита, каменного и бурого углей условная¹ скорость дутья составляет соответственно 0,16; 0,18 и 0,11 м/сек. При таких скоростях дутья обеспечивается контакт газов и углерода, достаточный для получения газа с содержанием 26—30% окиси углерода и 13—15% водорода.

При дальнейшем повышении скорости дутья (интенсивности процесса газификации) продолжительность контакта газов с углем будет сокращаться и в конце концов может оказаться недостаточной для разложения углекислоты и водяных паров. Газ будет содержать мало окиси углерода и водорода.

Факторами, могущими на практике ограничить интенсивность процесса газификации, является также количество получающегося уноса и условия стабильности топливного слоя.

При прочих равных условиях количество уноса находится в прямой зависимости от скорости газового потока в слое, иными словами,—от интенсивности процесса. Поэтому возможно такое положение, при котором повышение интенсивности процесса может полностью погаситься возросшими потерями с уносом и, следовательно, потеряет всякий практический смысл. В современной практике газификации такие случаи известны.

Свойство давать большое количество уноса обуславливается либо самой природой топлива (например, термическая непрочность), либо недостаточной подготовкой его (большое содержание в топливе пыли и мелочи). В первом случае может оказаться неизбежным отказ от высоких напряжений, если нет возможности заменить разрушающееся в газогенераторе топливо более термически прочным.

Во втором случае вопрос решается тщательной подготовкой топлива, грохочением, удалением из него пыли и применением для газификации лишь хорошо просеянного топлива.

При применении для газификации мелкозернистых топлив чрезмерное повышение скорости дутья может привести к нарушению стабильности слоя, к прорыву дутья, бурлению топлива. Эти явления нарушают нормальное протекание генераторного процесса и поэтому являются недопустимыми. В тех случаях, когда мелкозернистое топливо является единственно возможным, приходится считаться с неизбежностью газифицировать его с пониженным напряжением.

В истории техники нередки случаи, когда то или иное явление или обстоятельство становится препятствием в дальнейшем ее развитии. Однако, наступает момент, когда в процессе искания путей преодоления или обхода этих вредных

¹ Условная скорость дутья—скорость, отнесенная к свободному сечению шахты газогенератора и к воздуху при 0° С и 760 мм рт. ст.

явлений и обстоятельств они сами становятся положительным фактором в дальнейшем развитии техники.

Нечто подобное мы наблюдаем и в развитии техники газификации.

Повышению интенсивности процесса газификации свыше определенного предела мешает все уменьшающаяся продолжительность контакта газа с раскаленным углеродом. Повышение температуры в зоне газификации до 1400—1500° С, что сильно сокращает время, необходимое для полного восстановления углекислоты, в газогенераторах смешанного генераторного газа невозможно, так как ведет к шлакованию и полному расстройству процесса газификации.

Однако, еще более высокие температуры (1500—1600°) в зоне газификации ведут к получению жидких и подвижных шлаков, легко удаляемых из газогенератора, не расстраивающих процесса газификации. Одновременно эти высокие температуры чрезвычайно сильно ускоряют реакции восстановления.

В настоящее время газификация с жидким шлакоудалением выдвигается как один из методов интенсификации процесса. Таким образом, фактор (высокая температура и связанное с ней шлакование), являвшийся в известных условиях тормозящим в развитии техники газификации, в настоящее время становится фактором положительным.

В противоположность обычной газификации на воздушный газ с расплавлением золы в настоящее время этот метод оформляется как газо-доменный с применением парокислородного и воздушного дутья, а также дутья воздухом, обогащенным кислородом, и пр. Это дает возможность получать газ с теплотворной способностью, значительно превышающей теплотворную способность воздушного и смешанного генераторного газов.

Второй фактор, тормозящий повышение производительности процесса газификации,—нарушение стабильности топливного слоя и потери с уносом,—в новейших методах газификации также превратился в свою противоположность. Высокая производительность процесса газификации во взвешенном слое, в кипящем слое и в пылегазовом потоке именно и обусловлена применением мелкозернистого топлива, газифицируемого в нестационарном слое.

Описанию этих новых методов газификации, базирующихся на современных теоретических представлениях по этому вопросу, ниже посвящена специальная глава.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ГЕНЕРАТОРНЫХ ГАЗОВ

35. Условия протекания нормального генераторного процесса в слое и физико-химические свойства твердого топлива

В слое топлива, заруженного в газогенератор, протекают сложные тепловые и химические процессы.

В нижней части слоя, расположенной непосредственно на шлаковой подушке, происходит сгорание топлива за счет поступающего под колосники кислорода воздуха; между поднимающимися из зоны горения газами и углеродом топлива в зоне восстановления устанавливаются процессы теплообмена и химического взаимодействия.

Далее, в зоне сухой перегонки протекают процессы теплообмена и термического разложения топлива.

Наконец, в зоне подсушки идет ничем неосложненный процесс теплообмена.

Одновременно происходят изменения по высоте слоя и состава топлива. По мере движения вниз топливо теряет влагу и летучие. Под влиянием тепловых, механических и химических воздействий кусочки топлива непрерывно меняют также свою форму и размеры, что обуславливает изменение механической структуры слоя.

Генераторный процесс в целом будет протекать нормально только в том случае, если нормально будут протекать тепловые и химические процессы в отдельных зонах.

Для осуществления нормального протекания всех указанных процессов необходимо соблюдение двух условий:

- а) достаточной продолжительности контакта газов с кусками топлива и
- б) равномерности распределения газоздушного потока по сечению шахты газогенератора.

Продолжительность контакта газов и кусков топлива (или, все равно, — время пребывания топлива в газогенераторе) зависит от двух факторов: высоты слоя топлива и относительной скорости движения топлива и газового потока.

О значении второго из этих факторов для завершения реакции газификации говорилось в предыдущей главе. Для зон подсушки и сухой перегонки увеличение скорости газового потока (т. е. сокращение продолжительности контакта теплоносителя и куска топлива) является фактором улучшения условий теплопередачи от газа к нагреваемым кускам топлива. Однако, плохая теплопроводность твердого топлива сильно понижает положительное влияние увеличения скорости газового потока на скорость завершения процессов сухой перегонки и сушки. При этом чем крупнее куски топлива, тем,

при прочих равных условиях, меньше относительное влияние на скорость сушки скорости потока газа — теплоносителя.

Таким образом, плохая теплопроводность твердых топлив вынуждает увеличивать время пребывания подсушиваемого и подвергаемого сухой перегонке топлива в зонах подсушки и сухой перегонки.

Необходимое время пребывания топлива в той или иной зоне определяет высоту зоны.

Высота зоны подсушки должна быть тем больше, чем крупнее куски и выше влажность топлива. При недостаточной высоте зоны подсушки недосушенное топливо нарушает процесс сухой перегонки. Недостаточно прошвелеванное топливо, спускаясь в зону газификации, охлаждает зону газификации, сокращает ее высоту и ухудшает условия восстановления углекислоты и водяного пара; не успевшие полностью выделиться в зоне сухой перегонки смоляные и некоторые газообразные продукты, выделяясь в зоне восстановления, подвергаются пирогенетическому разложению (крекингу).

Следовательно, недостаточная высота слоя топлива приводит к ухудшению качества газа и к частичной потере смолы, если газификации подвергается смолистое топливо. Одновременно, вследствие недостаточной продолжительности контакта газов и топлива не полностью используется физическое тепло газов и паров, из газогенератора они выходят с повышенной температурой.

Практически высота зоны подсушки колеблется в пределах от 100 мм (антрацит, газовый уголь) до 3 м и выше (крупнокусовой торф влажностью 40—45%).

Высота зоны сухой перегонки зависит от содержания в топливе летучих и, еще в большей степени, от величины кусков топлива. Она колеблется в менее широких пределах, чем высота зоны подсушки (300—2 000 мм).

Наиболее постоянной является высота зоны газификации. Это сравнительное постоянство объясняется тем, что топливо, прошедшее подготовку в зонах подсушки и сухой перегонки, опускается в зону газификации в виде полукокса, т. е. в виде топлива более или менее постоянного качества.

Высота зоны газификации будет тем меньше, чем быстрее закончатся в ней реакции восстановления. Скорость реакций восстановления зависит, как известно, от температуры в зоне, от величины кусков и реакционной способности топлива. Практически высота зоны газификации составляет 200—500 мм.

Общая высота слоя топлива в газогенераторе (включая шлаковую подушку в 100 мм) при современных нормах производительности процесса газификации колеблется от 500—800 до 4 000—6 000 мм.

Для наиболее типичных советских топлив общая высота слоя в газогенераторе колеблется в таких пределах:

Антрацит АМ и АС	800—900	мм
" АЗ	500—600	"
Газовый уголь	800—900	"
Бурый уголь	1 800—2 000	"
Торф	3 000—6 000	"

Здесь следует отметить, что из практических соображений (по условиям загрузки) высоту слоя топлива часто приходится поддерживать на более высоком уровне, чем это требуется по сути процессов, происходящих в слое.

Влияние высоты слоя топлива или времени пребывания топлива в газогенераторе на качество и температуру газа особенно сильно сказывается при газификации крупнокускового топлива с высокой влажностью. Это хорошо иллюстрируется следующим примером из опыта газификации машинно-формованного торфа влажностью 30—35%:

Высота слоя топлива, м	2,5	2,6	6,5
Нпряжение сечения шахты, кг/м ² час	550	200	400
Время пребывания торфа в шахте газогенератора, час.	1,8	5,2	6,5
Низшая теплотворная способность газа, ккал/н.м ³	1 400	1 540	1 560
Температура газа на выходе из газогенератора, °С	240	160	92

Из приведенных данных видно следующее: а) С увеличением времени пребывания топлива в шахте газогенератора повышается качество газа и понижается его температура. Однако, увеличение времени пребывания торфа в шахте с 5 до 6,5 час. дает уже незначительный эффект в повышении качества газа.

б) Увеличение производительности процесса газификации влечет за собой увеличение высоты слоя топлива.

Нетрудно видеть, что зоны сухой перегонки и подсушки в шахте газогенератора работают, как реторты полукоксования с внутренним обогревом. Тепловой расчет зон подсушки и сухой перегонки газогенератора можно вести аналогично расчету реторт полукоксования.

Очень важное значение для нормального протекания процесса газификации в слое имеет также равномерность распределения газовоздушного потока в горизонтальном сечении шахты газогенератора.

Для того, чтобы в каждой точке сечения шахты процессы газификации, сухой перегонки и подсушки протекали с оди-

наковой интенсивностью, необходимо, очевидно, чтобы газифицирующий реагент внизу (воздух, пар) и теплоноситель в верхних горизонтах слоя (газы, пары) одинаково интенсивно омывал куски топлива во всех этих точках.

Это условие могло бы быть соблюдено только в том случае, если бы топливный слой имел однородную механическую структуру по всей плоскости данного горизонтального сечения шахты. В этом случае слой во всех точках имел бы одинаковое гидравлическое сопротивление и газовоздушный поток равномерно распределялся бы по всему сечению шахты.

На механическую (зерновую) структуру слоя топлива влияют некоторые физико-химические и механические свойства подвергнувшегося газификации топлива, а именно: однородность зернового состава топлива, его механическая и термическая прочность, шлакообразующая способность и спекаемость.

Чем менее однородно топливо по величине кусков, тем труднее обеспечить равномерную механическую структуру слоя из такого топлива.

При загрузке, например, рядового несортированного топлива в толще слоя образуются отдельные участки с сильно отличающимся гидравлическим сопротивлением. В те места слоя, где оказались крупные куски топлива, воздух или газ устремляется в большем количестве. Здесь происходит интенсивное сгорание топлива, развиваются излишне высокие температуры. В соседние участки слоя, сложенные из более мелких зерен топлива или из топливной пыли, воздух проникает в меньшем количестве или не проникает вовсе. Здесь топливо в большей или меньшей степени оказывается несгоревшим и для процесса газификации потерянным.

При загрузке крупные куски топлива откатываются к стенкам шахты, а мелкие частицы и пыль попадают в центр слоя. Вследствие того, что у стенок создается меньшее гидравлическое сопротивление, основные массы воздуха устремляются к периферии. Здесь идет более интенсивное горение и зона газификации по периферии поднимается вверх. При этом снижается качество периферийного или «рантового» газа, что ухудшает работу газогенератора в целом. В известных условиях зона горения у стенок может выйти на поверхность слоя. В этом случае образуется так называемый прогар. Прорвавшийся здесь воздух сжигает газ, выходящий из соседних участков слоя, где прогара нет. Таким образом, качество газа при указанных обстоятельствах резко ухудшается, температура в прогаре и покидающего газогенератор газа возрастает. В прогаре обычно начинается шлакование. Все это сильно затрудняет обслуживание газогенератора.

Описанная сепарация топлива по величине кусков в той или иной степени устраняется при применении сортированного топлива. При этом чем уже фракционная сортировка применяемого для газификации топлива, тем равномернее структура слоя.

В настоящее время в качестве сырья для получения всех видов генераторного газа применяется исключительно сортированное топливо. При этом нижний предел размера кусков зависит от их механической прочности. Для топлив с малой механической прочностью (бурые угли) этот нижний предел практикой установлен в 25 мм, для топлив средней прочности (каменные угли) — 10—12 мм и для прочных топлив (антрацит, кокс) — 6 мм.

Верхний предел размера кусков выбирается так, чтобы топливо по своему зерновому составу было, по возможности, однородным. Общепринятыми для газификации сортами топлива по размерам являются: бурые угли 25—75, 25—100 мм; каменные угли 10—25, 10—75 мм; антрацит и кокс 6—12, 12—25 мм.

В генераторах водяного газа применяются сорта кокса 25—100 мм.

Торф загружается в газогенераторы в виде кирпичей размером 300×120×75 мм. Следует отметить, что этот размер торфяных кирпичей обусловлен не требованием генераторного процесса, а технологией производства машинно-формованного торфа.

Древесина используется в виде поленьев, чурок и щепы.

Механическая прочность топлива важна постольку, поскольку она обуславливает собой сохранение однородности зернового состава отсортированного топлива. Непрочные топлива образуют много мелочи при транспортировке и загрузке и тем, в известной мере, обесценивают эффект сортировки. В некоторых случаях сортированное на руднике топливо перед загрузкой в бункеры газогенераторной станции подвергается дополнительному просеиванию для удаления мелочи, образовавшейся в период доставки топлива с шахт на станцию.

Некоторые виды топлива, обладая достаточной механической прочностью, под влиянием высоких температур в газогенераторе превращаются в мелочь или порошок, т. е. являются термически непрочными. Таковы некоторые из антрацитов и бурые угли.

Одним из вредных для газификации свойств топлива является шлакование его золы. Шлакообразующая способность различна для разных углей. Она зависит от минерального состава золы. В настоящее время нет какой-либо общепринятой методики определения шлакообразующей способности

топлива. О ней судят по температуре плавления золы, определяемой в лаборатории. Однако, лабораторная печь далеко не полностью имитирует условия, при которых происходит шлакование топлива в газогенераторе. Поэтому лабораторная плавкость золы только приближенно характеризует склонность топлива к шлакованию. Иногда эта характеристика совпадает с поведением золы топлива в газогенераторе, но нередко и такие случаи, когда она находится в резком противоречии с тем, что наблюдается в действительности.

Лучшим способом определения шлакообразующей способности топлива является пробная его газификация в небольшом опытном газогенераторе.

Вредное влияние шлакования на равномерность распределения газовоздушного потока по сечению шахты заключается в том, что комья спекшейся или сплавленной золы оказываются непроницаемыми для воздуха, а шлаковые настывы на стенках шахты, мешая сходу топлива, наоборот, способствуют образованию пустот, куда устремляется воздух и где, в конце концов, образуется прогар.

Аналогичное влияние на структуру слоя оказывает спекание топлива. Образующиеся в слое корки спекшегося угля закупоривают отдельные участки слоя для прохождения газа и тем искажают газовый поток в слое.

Значительное влияние на равномерное распределение топлива, как увидим далее, имеет конструкция загрузочного устройства.

Здесь еще раз следует упомянуть о так называемом явлении «рантового газа» (см. выше).

Вредное влияние рантового газа на весь газ, выходящий из газогенератора, будет тем больше, чем меньше диаметр (или вообще — периметр) шахты.

С другой стороны, относительное количество рантового газа тем больше, чем крупнее куски топлива, так как крупные куски ложатся у стенок более рыхло, чем более мелкие куски.

36. Классификация топлив СССР как сырья для получения генераторных газов

За период развития газификации в СССР накоплен огромный научно-практический материал, характеризующий поведение в газогенераторах большого количества различных видов твердого топлива. Анализ физико-химических особенностей этих топлив и изучение основных показателей газификации позволяют заключить, что, несмотря на все их многообразие, их можно свести к небольшому числу групп, достаточно однородных по результативным показателям газификации.

Если за основание такого рода группировки принять два

очень важных для техники газификации признака — спекаемость и смолистость топлива, — то все виды топлива разбиваются на следующие четыре группы (табл. 39):

I группа — топлива, не спекающиеся и практически не дающие смолы при газификации;

II группа — топлива, спекающиеся и дающие смолу при газификации;

III группа — топлива, не спекающиеся и дающие при газификации смолу;

IV группа — топлива, не спекающиеся и дающие при газификации смолу и жирные кислоты.

Для каждой из этих групп являются характерными: тип газогенератора, схема газогенераторной станции и результативные показатели газификации — состав и теплотворная способность газа, к. п. д., характер фенольных вод и т. д.

Для результативных показателей газификации топлив I группы особенно характерны почти полное отсутствие в газе непредельных углеводородов и наименьшее содержание метана, а среди продуктов газификации — отсутствие смолы. Эти особенности объясняются ничтожным содержанием в топливах этой группы летучих веществ.

Отсутствие в газе углеводородных газов обуславливает низкую теплотворную способность газов из топлив I группы. Кроме того, пламя, образующееся при сгорании таких «тощих» газов, очень слабо лучеиспускает.

Так как затрат вещества топлива на образование смолы не происходит, максимум его переходит в газ. Поэтому к. п. д. газификации топлив I группы — наивысший.

Топлива II и III групп дают схожие результативные показатели газификации. Различен у них лишь к. п. д. газификации. Он ниже для топлив III группы, так как при газификации этих последних имеют место повышенные потери углерода. Бурые угли (III группа) содержат значительно больше золы, чем каменные (II группа), поэтому и относительные и абсолютные потери горючего с выгребом при газификации их оказываются более высокими.

Газ из топлив II и III групп характеризуется более высоким, чем из топлив I группы, содержанием непредельных углеводородов и метана, что обуславливает их более высокую теплотворность.

Различие топлив II и III групп заключается в том, что топлива II группы слегка спекаются и имеют низкую влажность, топлива же III группы не обнаруживают никаких признаков спекания и обладают высокой влажностью. Это их различие обуславливает различие в конструкции газогенераторов для них и в схемах газогенераторных станций.

Топлива IV группы содержат 70—85% летучих (считая на

Таблица 39
Классификация топлив СССР как сырья для получения смешанного генераторного газа

Наименование групп топлива. Типовой представитель группы	Содержится в сухом газе, об. %				Нижшая теплотворная способность газа, ккал/м ³	Выход смолы в % на рабочее топливо	К. п. д. газификации
	C _m H _n	CH ₄	CO ₂	N ₂			
I группа Топлива, не спекающиеся и не дающие при газификации смолы (типовой представитель — антрацит)	0,0—0,2	0,5—0,8	4—6	50—54	1 230—1 320	0,0—0,5	72—77
II группа Топлива, спекающиеся и дающие смолу при газификации (типовой представитель — газовый уголь)	0,3—0,4	2,3—2,6	5—7	49—52	1 370—1 460	3,4—4,2	70—72
III группа Топлива, не спекающиеся и дающие при газификации смолу (типовой представитель — бурый челябинский уголь)	0,2—0,3	2,0—2,2	5—7	50—51	1 420—1 460	3,0—4,2	66—72
IV группа Топлива, не спекающиеся и дающие при газификации смолу и жирные кислоты (типовой представитель — торф)	0,3—0,4	2,5—3,0	7—9	45—47	1 500—1 560	5—9	66—70

горючее вещество) и поэтому, дают газ с повышенным содержанием непредельных углеводородов и метана и высокие выходы смолы. Такие выходы смолы являются причиной самого низкого к. п. д. газификации топлив IV группы.

Важной особенностью топлив рассматриваемой группы является образование при их газификации жирных кислот (главным образом, уксусной). Присутствие последних в продуктах газификации известным образом влияет на технологическую схему производства газа.

Высокое содержание в газе углекислоты объясняется высоким содержанием в топливе летучих, богатых этим газом.

Топлива I группы. К этой группе топлив принадлежат: антрациты, кокс, полукокс, тощие каменные и тощие бурые угли.

Вследствие отсутствия спекаемости и бессмольности топлива I группы газифицируются в газогенераторах простейших конструкций (низкая шахта, отсутствие устройств для рыхления слоя) и по простейшей схеме (отсутствие смолоулавливателей, простое смоловодяное хозяйство).

Из антрацитов широким распространением в практике получения всех видов генераторного газа пользуются донецкие антрациты марок АС и АМ и отчасти АК и АП. При этом марки АМ и АС, как более дешевые, применяются для получения смешанного генераторного газа в газогенераторах как с механическим, так и с ручным шлакоудалением.

Марка АК наиболее полно отвечает требованиям крупных установок по производству водяного газа. Для этих же целей мог бы быть использован антрацит марки АМ при условии, однако, снижения интенсивности процесса газификации. Крупные сорта антрацита (АК и дробленый АП) могут с успехом заменить дефицитный металлургический кокс, применяемый в настоящее время на наших больших станциях водяного газа.

Антрацит АП в дробленном виде, как топливо с очень низкой зольностью, находит применение на мелких станциях водяного газа, оборудованных одним-двумя газогенераторами с ручным удалением шлака.

В противоположность донецким антрацитам антрациты Урала в газогенераторах почти не употребляются, хотя некоторые из них и могут быть использованы для этой цели. Так, опытные работы по газификации полтаво-бреденских антрацитов показали, что эти антрациты, как сырье для газификации, обладают рядом положительных свойств. Они являются термически стойкими. Отгрохоченный антрацит этих месторождений обладает высокой механической прочностью. При этом бреденские антрациты оказываются более прочными, чем полтавские.

Антрациты Егоршинского и Домбаровского месторождений на Урале возбуждают сомнение в своей пригодности для газификации вследствие низкой их механической и термической прочности.

Большой интерес, как сырье для получения всех видов генераторного газа, представляют антрациты Горловского угленосного района, расположенного в пределах Новосибирской области.

Из тощих бурых углей, опробованных в газогенераторах смешанного генераторного газа, следует указать на угли сулюктинский (Средняя Азия), кызылкийский (Средняя Азия) и богословский (Урал).

Некоторые тощие бурые угли должны найти широкое применение для малых газосиловых установок. Прекрасные результаты дали сулюктинский и кызылкийский угли при испытании их в транспортных газогенераторах (Карлаг, НАТИ).

Топлива II-й группы. В эту группу входят каменные угли с различной степенью спекаемости, дающие при газификации смолу. Последнее обстоятельство обуславливает собой наличие в схеме генераторных станций с охлаждением газа аппаратов для очистки газа от смолы. С другой стороны, вследствие умеренной или низкой влажности топлив второй группы они являются наиболее распространенным топливом для станций, предусматривающих в своей схеме лишь грубую очистку газа от пыли.

Угли длиннопламенные в отношении спекаемости в шахте газогенератора ведут себя различно. При газификации в низком слое (1—1,5 м) они не обнаруживают признаков спекаемости. Наоборот, в высоком слое, т. е. при замедленном прогреве, они образуют слипшуюся массу, нарушающую нормальное прохождение газов через слой топлива.

Угли марок Г и СС, т. е. газовые и слабоспекающиеся, спекаются и в низком слое. Однако, спекаемость их легко устраняется применением газогенераторов с низкой шахтой и непрерывной механической шуровкой.

Угли К и ПЖ в газогенераторах не употребляются по причине иного их целевого назначения (коксование) и вследствие их сильной спекаемости. В случаях необходимости эти угли могут быть использованы в газогенераторах или в смеси с этошающими прибавками, или после предзарительной термической обработки горячим дымом, содержащим свободный кислород.

Из длиннопламенных углей, зарекомендовавших себя как хорошее сырье для получения смешанного генераторного газа, следует указать на угли: лисичанский, черемховский, журицкий, черногорский (Минусинский район), сангарский (Якутия) и кокянгикский (Средняя Азия).

Слабоспекающиеся газовые угли Донбасса (марка Г) являются главнейшим видом топлива для газогенераторных станций южного и центрального районов Советского Союза.

Аналогами донецких каменных углей в Кузбассе являются угли Ленинского района пластов Болдыревского, Серебрянниковского и Майеровского. Это—угли с повышенной спекаемостью, требующие применения непрерывной механической шуровки.

Угли марки СС Прокопьевского района широко применяются на газогенераторных станциях Сибири и являются одним из лучших видов сырья для газификации.

Из углей сильно спекающихся при газификации с отощающими прибавками были опробованы угли кизеловский, воркутский и донецкий марки ПЖ.

Топлива III группы. Эту группу составляют смолистые бурые угли с разнообразными физико-химическими свойствами.

Наибольшее применение в промышленной практике имеют угли челябинский и подмосковный. Случаи использования прочих бурых углей единичны.

Подмосковный уголь является одним из наиболее «трудных» топлив для газификации. Несмотря на благоприятную лабораторную характеристику плавкости золы, уголь сильно шлакует, что стоит в связи с высоким содержанием в угле колчедана.

Челябинский уголь газифицируется значительно легче.

Черновской уголь (Восточная Сибирь) образует в газогенераторе мелкозернистую землистую массу, что затрудняет ведение нормального процесса. В настоящее время для улучшения процесса черновский уголь газифицируется в смеси со слабоспекающимся черемховским (20—25%).

Газогенераторных станций, регулярно работающих на карагандинском буром угле, не имеется. Этот уголь, как резервное топливо, поступает на станции Урала. В отношении поведения в газогенераторе карагандинский уголь аналогичен челябинскому и газифицируется с теми же примерно показателями, как этот последний.

Топлива IV группы. К четвертой группе топлив относятся: торф, древесина и растительные отходы сельского хозяйства, дающие при газификации, кроме смолы, также жирные кислоты (главным образом, уксусную).

Содержание уксусной кислоты составляет:

В газе из торфа (верхового)	5—8 г/м ³
„ „ „ щепы древесной	15—20 „
„ „ „ древесных чурок	12—18 „

В целях предупреждения коррозии металлических частей газопроводящей и газоочистной систем при проектировании

газогенераторных станций для топлив IV группы предусматриваются специальные меры.

Из трех видов торфа — машинно-формованного, гидроторфа и фрезерного торфа — в промышленных газогенераторах применяются первые два. Газификация фрезерного торфа возможна только во взвешенном состоянии.

В отношении легкости газификации и качества генераторного газа машинно-формованный торф является одним из лучших видов топлива для газогенераторов. Это одинаково относится и к верховому, и к низинному торфу.

Многолетняя практика газификации машинно-формованного торфа на уральских и других заводах показала, что влажность торфа до 45—47% не влияет существенно на качество газа и производительность газогенераторов.

По нормам Министерства черной металлургии 1943 г. содержание мелочи в торфе не должно превышать 18%.

Гидроторф по своим механическим свойствам стоит ниже, чем торф машинно-формованный. Он сильно крошится. В шахте газогенератора он образует мелкозернистый полукокс, создающий повышенное гидравлическое сопротивление слоя и обуславливающий вследствие этого пониженную производительность газогенератора.

Основным фактором, определяющим производительность газогенераторов для древесины и качество газа, являются влажность и крупность кусков древесины. В настоящее время для газификации употребляется древесина в виде поленьев (длиной до 1 м), чурки (длиной 100—200 мм) и щепы. В крупных промышленных газогенераторах употребляется исключительно щепа, приготовляемая в специальных машинах (чиперах). Применение щепы позволяет использовать в газогенераторах древесину с ее естественной влажностью без практически заметного снижения качества газа.

Чурки применяются в газогенераторах малой мощности, где установка чиперов оказывается экономически нецелесообразной. Для получения из чурок генераторного газа такого качества, каким он получается при газификации щепы (1450—1550 ккал/м³), необходимо, чтобы влажность чурок не превышала 25—30%. Дальнейшее повышение влажности чурок заметно сказывается на качестве газа.

Наиболее чувствительны к влажности древесины газогенераторы, работающие на долготье (метровые дрова), что видно из нижеследующих цифр:

W _P дров, %	Q _н P газа
20	1516 ккал/м ³
25—30	1330 „
38	1250 „
47	1050 „

Растительные отходы сельского хозяйства для газификации почти не используются. Этому препятствуют либо их малый объемный вес (солома) и обусловленная им высокая порозность слоя топлива в газогенераторе, либо мелкозернистость (различные виды лузги).

Однако, за последние годы трудами советских ученых и инженеров созданы новые специальные конструкции газогенераторов и для топливных отходов сельского хозяйства.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

КОНСТРУКЦИИ И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

37. Классификация газогенераторов

Для нормального протекания процесса газификации в слое и для обеспечения устойчивых показателей процесса необходимо соблюдение постоянства высоты и механической структуры топливного слоя (при неизменных качестве топлива и режиме газификации).

Постоянство высоты топлива может быть достигнуто путем непрерывной или периодической досыпки в генератор топлива вместо выгоревшего. Так как, однако, одновременно с выгоранием топлива в газогенераторе происходит наращивание слоя золы (шлака), то необходимо также позаботиться и об удалении из газогенератора золы.

Нарушение равномерности механической структуры слоя и, вместе с тем, равномерности воздушно-газового потока в генераторе происходит от местного или общего спекания угля, спекания и сплавления шлака, сепарации топлива и пр. Эти явления влекут за собой тяжелые последствия — шлакование, прогары и поэтому требуют устранения. В качестве мер устранения применяются разравнивание и рыхление верхнего горизонта топлива (поверхностная шуровка), дробление и разрыхление (низовая шуровка) или удаление шлаков и прочие способы механического воздействия на слой топлива и шлака.

Таким образом, обслуживание газогенератора складывается из следующих главнейших рабочих операций: загрузки топлива, обработки слоя и удаления шлака. Кроме того, на обслуживающий персонал возлагаются операции регулирования подвода газифицирующих реагентов и отвода газа.

В соответствии с изложенным газогенератор, как рабочий аппарат, должен заключать в себе конструктивные элементы, предназначенные для осуществления указанных операций, т. е. устройства для загрузки топлива и удаления шлаков, приспособления для механического воздействия на слой и регулирования подвода газифицирующих реагентов.

С развитием и усовершенствованием техники получения генераторного газа конструктивные элементы газогенератора изменяются. Изменение это идет в направлениях, с одной стороны, сокращения физического труда при выполнении главнейших операций и, с другой, — осуществления непрерывности и равномерности выполнения этих операций. Например, ручная периодическая загрузка топлива заменяется механической и непрерывной загрузкой. То же происходит со шлакоудалением: от первоначальных газогенераторов с ручным периодическим шлакоудалением, требующим для своего осуществления остановки газогенератора, практика перешла к газогенераторам с непрерывным механическим удалением шлака.

Количество конструкций газогенераторов чрезвычайно велико. Однако, для ознакомления с вопросом достаточно ограничиться рассмотрением наиболее типичных из них.

Описываемые ниже конструкции газогенераторов для удобства их изучения разбиты на отдельные более или менее однородные группы. За признак, объединяющий газогенераторы каждой группы, приняты особенности колосникового устройства, так как именно характер колосников в известной мере определяет собой конструкцию газогенератора в целом и характеризует газогенератор в отношении его работоспособности (производительности).

Под колосниками здесь разумеется элемент конструкции газогенератора, предназначенный одновременно для поддержания топливного слоя и для распределения по его сечению газифицирующих реагентов.

По принятому выше признаку конструкции газогенераторов разбиваются на следующие три группы:

Группа	Характер колосников	Способ шлакоудаления	Способ загрузки топлива
1	Бесколосниковое	Периодическое ручное удаление шлака: а) в жидком виде б) в твердом виде	Ручная периодическая
2	Газогенераторы с неподвижными колосниками	Ручное периодическое	Ручная периодическая
3	Газогенераторы с вращающимися колосниками	Механическое непрерывное	а) Ручная периодическая б) Механическая непрерывная в) Механическая непрерывная с механическим разравниванием слоя

38. Бесколосниковые газогенераторы

Характерной особенностью бесколосниковых газогенераторов являются боковой подвод к топливу дутья и, в связи с этим, сужение шахты в области подвода дутья до таких пределов, при которых обеспечивается проникновение дутья во всю толщю топливного слоя.

К группе бесколосниковых газогенераторов относятся, прежде всего, газогенераторы с жидким шлакоудалением (фиг. 38). Здесь следует отметить, что процесс газификации с подводом пара, впервые осуществленный в 1841 г., был проведен именно в газогенераторе с выпуском шлака в жидком виде.

Подвод пара в газогенераторы с выпуском шлака в жидком виде предусматривается и в современных конструкциях такого рода.

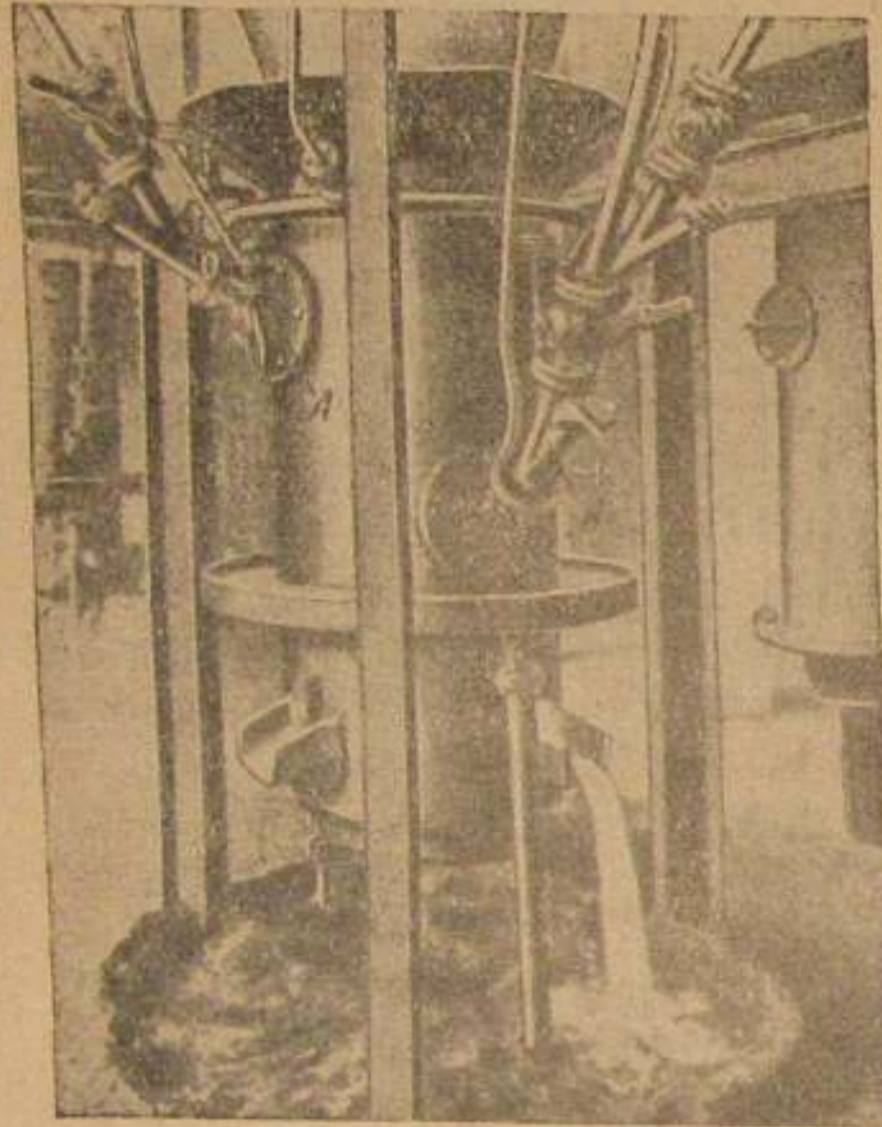
На фиг. 51 показан внешний вид газогенератора с жидким шлакоудалением в момент выпуска шлака.

Из немногочисленных бесколосниковых конструкций с удалением шлака в твердом виде, удерживающихся в настоящее время в промышленной практике, можно назвать уральский дровяной газогенератор (фиг. 52).

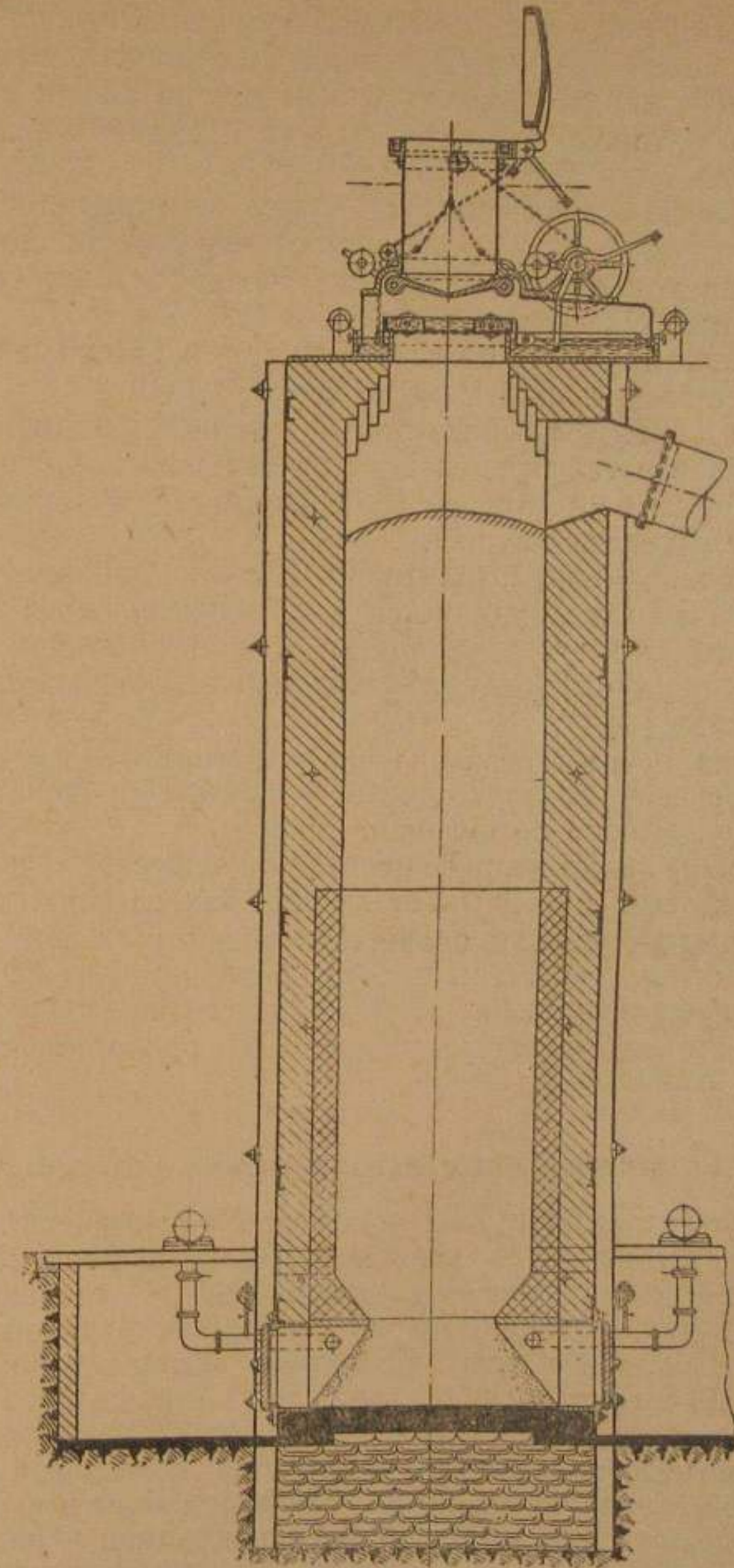
Газогенератор представляет собой шахту прямоугольного сечения, выложенную из строительного кирпича. Внутренняя часть нижней половины шахты футерована шамотом. Толщина футеровки 250 мм.

Размеры сечения шахты выбираются в соответствии с длиной поленьев, предназначенных для газификации. При этом ширина сечения по длине полена берется на 150 мм больше длины полена с тем, чтобы между концами поленьев и стенкой шахты образовался зазор в 75 мм, необходимый для беспрепятственного спуска топлива вниз.

Для того, чтобы уплотнить слой древесного угля, опускающегося в нижнюю часть генератора, и тем предупредить про-



Фиг. 51. Внешний вид газогенератора с жидким шлакоудалением в момент выпуска шлака.



Фиг. 52. Старый уральский газогенератор для дров.

скок воздуха между торцовой частью дровяного слоя и стенками шахты, сечение шахты в области подвода дутья суживается. Это сужение, кроме того, как и в рассмотренных выше газогенераторах, благоприятствует проникновению дутья в толщу слоя.

Сужение шахты выполняется путем перекрытия поддувала парой чугунных плит, покрытых сверху огнеупорной кладкой. Иногда для охлаждения плит через трубки, залитые в плитах, пропускают ток воды.

Отношение площади сечения шахты генератора к сечению в области сужения практикой принято равным 2.

Высота шахты газогенератора определяется временем пребывания дров в генераторе. При проектировании оно принимается равным от 4 до 8 час., в зависимости от величины поленьев и влажности топлива.

Дутье подводится вентилятором. К дутью добавляется пар.

Зола из зольника удаляется периодически через зольные дверцы, устроенные с двух противоположных сторон зольника. При удалении из зольника золы дутье выключается и процесс прерывается.

Загрузка дров в генератор — периодическая, по мере выгорания дров, — производится через загрузочную коробку, рассчитываемую также по величине дров.

Описанная конструкция, простая и дешевая в изготовлении, вполне себя оправдывает во всех тех случаях, когда по тем или иным причинам является необходимым получать газ из длинных поленьев. Там же, где в дело может быть употреблена древесная щепа и где одновременно с газом преследуются цели получения химических продуктов, эта конструкция непригодна.

39. Газогенераторы с неподвижными колосниками

Рассматриваемая группа конструкций газогенераторов характеризуется наличием колосникового устройства. Основное назначение колосников — распределение по сечению слоя топлива дутья, подводимого не сбоку, как в бесколосниковых конструкциях, а снизу. Колосники, одновременно, с функцией воздухораспределения, выполняют также роль опоры топливного слоя.

Помимо этого, характер устройства колосников определяет собой способ удаления из генератора золы и шлака.

В зависимости от особенностей конструкции и расположения колосников генераторы с неподвижными колосниками можно разбить на следующие четыре группы:

а) газогенераторы с плоской наклонной или горизонтальной колосниковой решеткой;

б) газогенераторы со ступенчатой колосниковой решеткой;

в) газогенераторы с крышеобразной решеткой;

г) газогенераторы с круглой колосниковой решеткой и дутьевым колпаком.

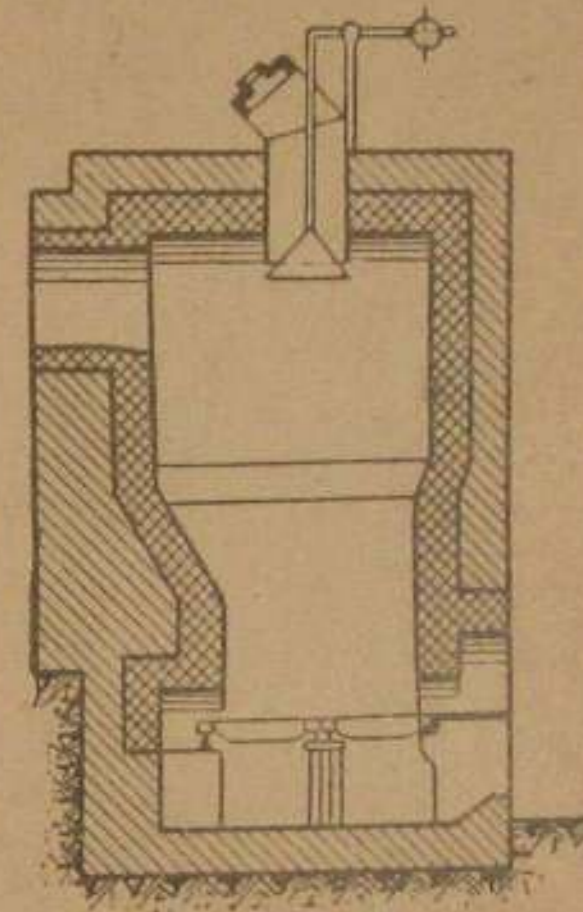
Подколосниковое пространство колосниковых газогенераторов, называемое также поддувалом или дутьевой камерой, во многих случаях является также и зольником, т. е. камерой, куда проваливается самостоятельно или выгребается принудительно та или иная часть золы, образующейся в генераторе.

У некоторых конструкций поддувало (подколосниковое пространство) может быть открытым, т. е. неразобренным от окружающего пространства (фиг. 53). Питание генератора воздухом в этом случае возможно, очевидно, только путем засасывания воздуха под колосники и далее — в слой. Это засасывание воздуха в генератор в ранних колосниковых конструкциях осуществляется путем тяги, производимой дымовой трубой, устанавливаемой за печью, потребляющей газ данного газогенератора. Таким образом, получается комплексная система: газогенератор с открытым поддувалом — газопровод к печи — печь — дымопровод (боров) — дымовая труба. Газогенераторы с открытым поддувалом и с засосом воздуха под колосники дымовой трубой носят название самодувных.

Засасывание воздуха под колосники может осуществляться также эксгаустером (газососом) или цилиндром двигателя внутреннего сгорания (см. ниже).

Газогенераторы с открытым поддувалом, поскольку колосниковая решетка их оказывается доступной для наблюдения и чистки, могут очищаться от золы и шлаков без остановки процесса газификации.

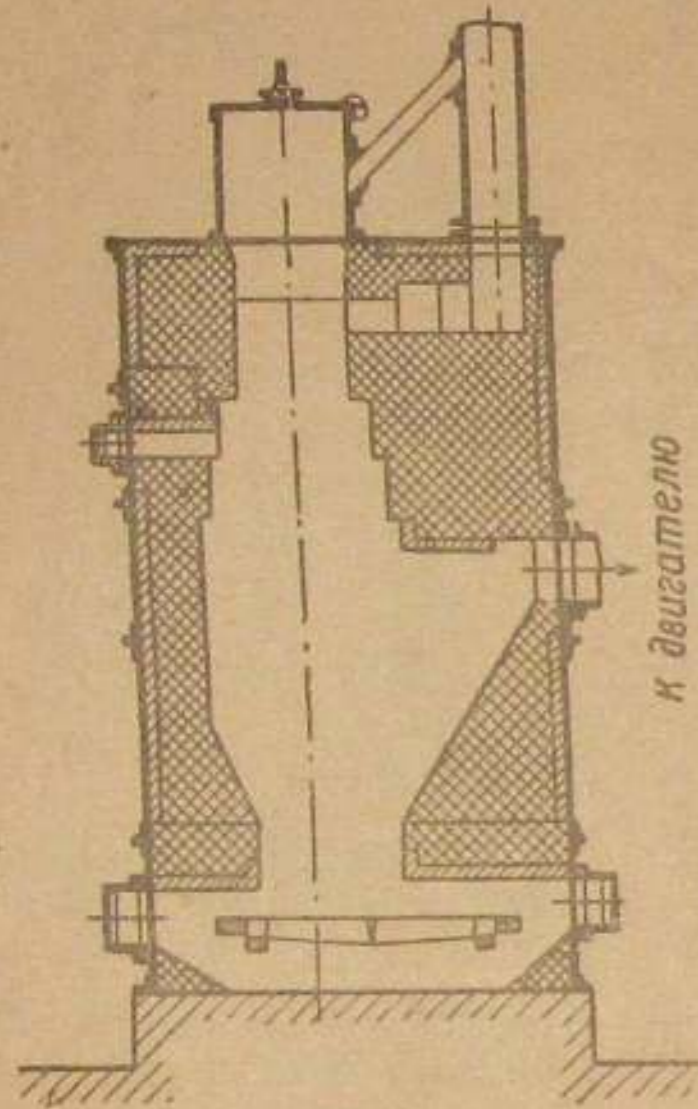
Колосниковые газогенераторы, предназначенные для работы с нагнетанием под колосники воздуха, должны иметь закрытое, разобренное от атмосферы поддувало. Давление воздуха в поддувале этих газогенераторов выше атмосферного. Оно поддерживается вентилятором. Для чистки генераторов от шлаков необходимо открыть поддувало и, следовательно, на время чистки выключить дутье и приостановить работу газогенератора.



Фиг. 53. Газогенератор с плоскими колосниками для каменного угля.

а) Газогенераторы с плоской колосниковой решеткой. Первым колосниковым газогенератором для получения смешанного генераторного газа был самодувный газогенератор с плоскими колосниками, построенный в 1841 г. Одна из более поздних конструкций газогенераторов рассматриваемого типа представлена на фиг. 53.

Газогенераторы с плоскими колосниками и с всасыванием воздуха в настоящее время довольно прочно удерживаются для получения газа для двигателей внутреннего сгорания. На фиг. 54 представлен такой газогенератор для антрацита и кокса. Генератор соединен с двигателем внутреннего сгорания. Под влиянием всасывающего действия поршня двигателя газ из генератора высасывается. Одновременно с этим через открытое поддувало всасывается в генератор воздух. Ввиду того, что отсос газа происходит значительно интенсивнее, чем в самодувных генераторах, в генераторе создается высокое разрежение. Для предупреждения подсоса воздуха через кирпичную кладку шахты последняя заключена в железный кожух.



Фиг. 54. Всасывающий (силозой) газогенератор с открытым поддувалом.

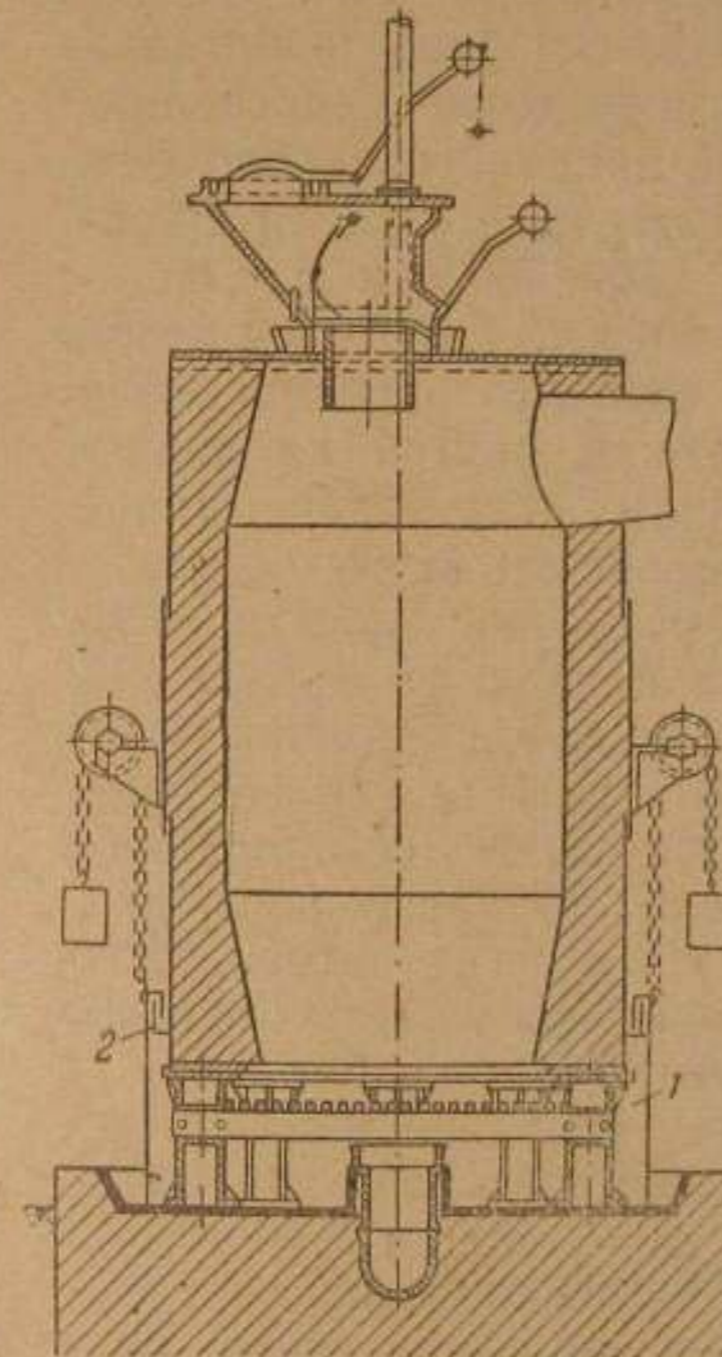
Поддувало у этого газогенератора открыто и чистка колосников от шлака может производиться без остановки работы двигателя. Дно поддувала выполнено в виде бетонного корыта, заливаемого водой. Увлажнение засасываемого под колосники воздуха происходит за счет пара, получающегося при испарении воды из корыта.

На фиг. 55 и 56 показаны газогенераторы с плоской колосниковой решеткой, работающие не со всасыванием воздуха, а с нагнетанием его под колосники вентилятором.

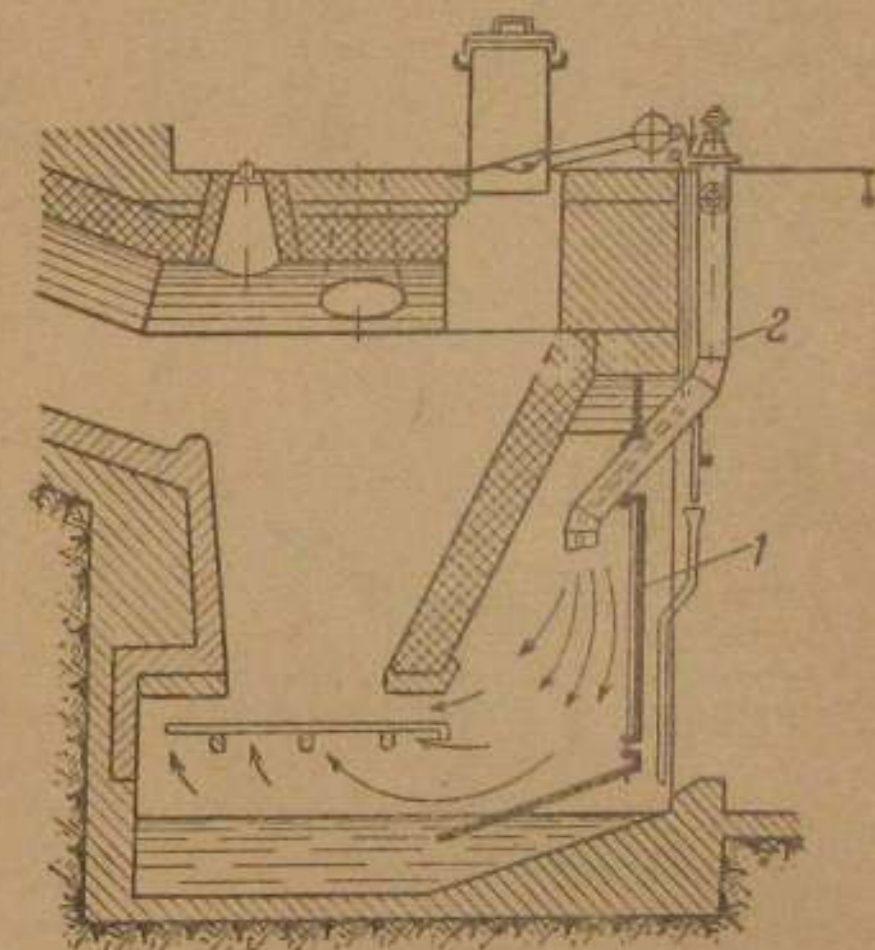
Первый из них (газогенератор Кулебакского завода) представляет собою цилиндрическую шахту диаметром 2,5 м, одетую в железный кожух. Кверху и книзу шахта суживается. Высота шахты генератора от колосниковой решетки до нижнего края газоотводного штуцера около 5,5 м. Генератор укреплен на колоннах, между которыми расположена плоская колосниковая решетка. Под решеткой расположена бетонная чаша с водой, через дно которой проходит труба от

вентилятора. Подколосниковое пространство замыкается цилиндрической юбкой 1, погружаемой нижней своей частью в воду чаши. Верхняя часть юбки уплотняется также гидравлически посредством затвора 2. Для чистки колосников юбка посредством противовесов поднимается вверх. Дутье при этом выключается. Пар подводится в воздушную трубу. Не-

которое количество пара получается при испарении воды в чаше затвора. Описанная конструкция позволяет форсировать процесс газификации до значительно более высоких пределов, чем это имеет место в генераторах самодувных.



Фиг. 55. Газогенератор с вентиляторным дутьем Кулебакского завода.



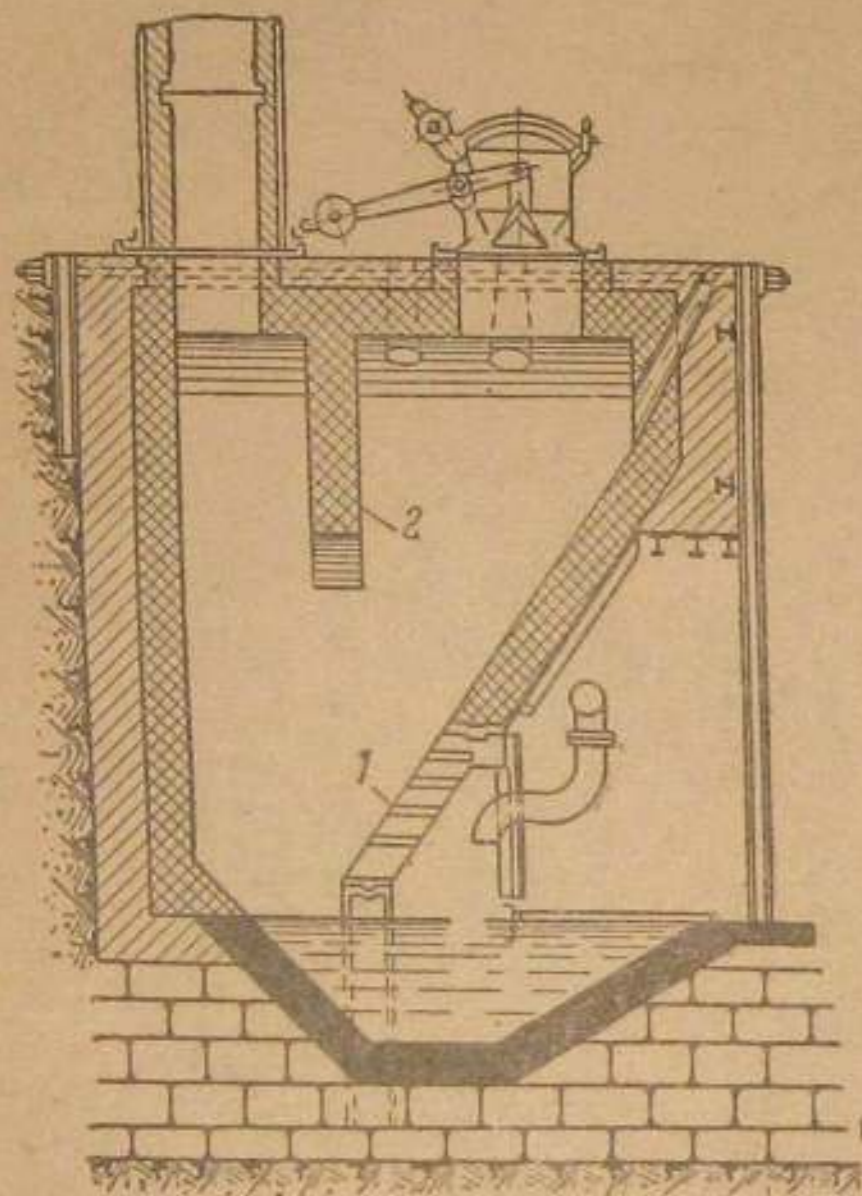
Фиг. 56. Самодувный газогенератор, переделанный для работы на вентиляторном дутье.

Так, при работе генератора на смеси торфа и дров среднее напряжение поперечного сечения шахты, считая по нижней ее части, достигает $400 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ и выше.

По существу всякий самодувный газогенератор может быть превращен в генератор, работающий под давлением. Для этого нужно закрыть поддувало и установить вентилятор или иное устройство для нагнетания под колосники воздуха. На фиг. 56 показана такого рода переделка: самодувный генератор, работающий на древесине, превращен в генератор для работы под давлением. Для этого поддувало плотно за-

крыто железным щитом 1. Щит нижним краем опущен в залитое водой корыто, так что получился гидравлический затвор. В верхней части поддувала через трубу 2 под колосники нагнетается от вентилятора воздух.

б) Газогенераторы со ступенчатой колосниковой решеткой. Газогенератор со ступенчатой колосниковой решеткой представлен на фиг. 57.



Фиг. 57. Газогенератор со ступенчатыми колосниками.

1—колосники; 2—стенка, регулирующая высоту слоя.

Колосниковая решетка 1 газогенератора представляет собой наклонно расположенные чугунные ступени шириною 250—300 мм с толщиной 20 мм. Благодаря тому, что ступени располагаются одна над другой на значительном расстоянии, живое сечение решетки большое. Это облегчает доступ воздуха к топливу и удаление с колосников шлака. Наклон колосников определяется углом естественного откоса топлива, загружаемого в генератор. Его устраивают таким образом, чтобы топливо без понуждения сползало вниз. Высота слоя регулируется высотой перегородки 2.

Чистка колосников генератора производится из поддувала и заключается в уда-

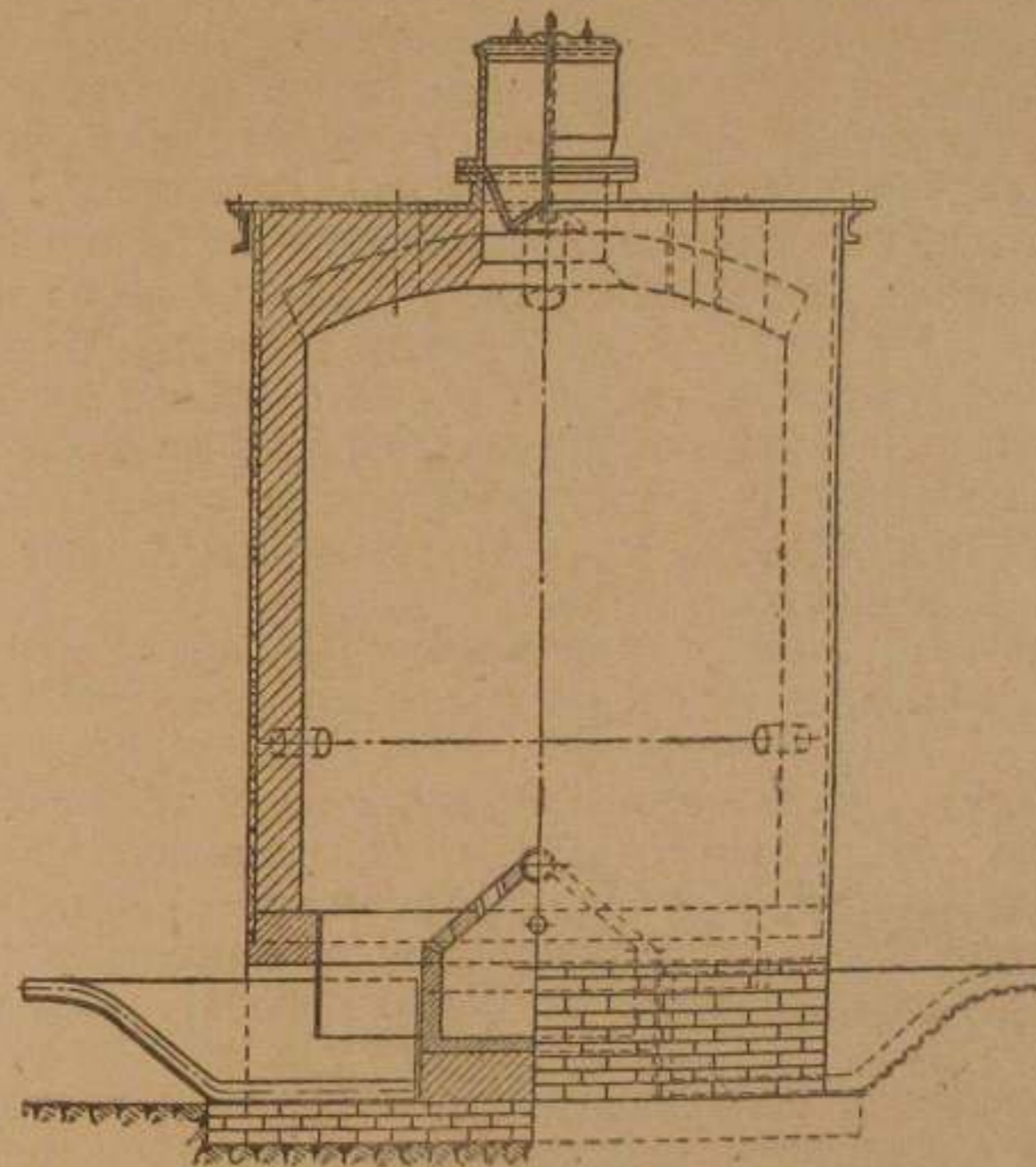
лении шлаков через прозоры колосников.

Иногда газогенераторы подобного типа приспособливают для работы с нагнетанием воздуха подобно тому, как это изображено на фиг. 56.

Для предупреждения перегрева колосников в некоторых случаях их орошают водой, подводя последнюю по специальным трубкам в верхнюю часть решетки. Стекая со ступени на ступень, вода охлаждает их и, испаряясь, увлажняет дутье. Для тех же целей устраивают под колосниками заливаемое водой бетонное корыто.

Газогенераторы описанного типа работают почти исключительно на каменном угле. Имеются единичные случаи работы на торфе. Вследствие своей малой производительности они строятся только в редких специальных случаях. Встречающиеся на заводах заменяются более совершенными.

Производительность таких газогенераторов незначительна. Напряжение поперечного сечения колосниковой решетки (считая на ее горизонтальную проекцию) при работе на каменном угле редко превышает $50 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ (3—4 т в сутки). Применение вентиляторного дутья для таких генераторов позволяет повысить напряжение до $80—90 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$.



Фиг. 58. Газогенератор с крышеобразной решеткой.

в) Газогенераторы с крышеобразной колосниковой решеткой. На фиг. 58 представлен газогенератор, значительно отличающийся от ранее рассмотренных конструкций. Шахта этого газогенератора — круглого сечения. Она одета в железный кожух, переходящий внизу в нефутерованный фартук, погружаемый в воду бетонной ванны. Низ газогенератора, таким образом, замкнут гидравлическим затвором. На дне ванны по диаметру шахты расположена колосниковая решетка в виде двускатной крыши. Чугунные плиты, образующие крышу, имеют воздушные прозоры. Корпус (стул) колосников выполняется также из чугуна или из бетона. Воздух под колосники подается вентилятором с торцевой их части. Удаление шлаков производится по мере надобности из гидравлического затвора вручную, но без остановки работы генератора.

Для дробления и осадки шлаков, задерживающихся на гребне решетки или прилипающих к футеровке шахты, пользуются шуровочными отверстиями, расположенными с боков и на крышке газогенератора.

Достоинством газогенераторов описанного типа является возможность форсированного дутья и очистки от шлаков на ходу. Оба эти обстоятельства благоприятствуют повышению интенсивности процесса газификации.

Недостатками этих генераторов остаются ручное шлакоудаление и неравномерность распределения дутья по сечению шахты: топливо, расположенное над решеткой, получает больше дутья, чем топливо, расположенное над ванной. Кроме того, при осадке топлива после удаления шлаков неизбежно происходят нарушение зональности в генераторе (перемешивание зон), просыпание несгоревшего топлива в ванну и, следовательно, повышение потерь горючего со шлаком.

Иногда такие газогенераторы строятся в виде блоков по 3—5 шахт в каждом. В этом случае шахты имеют прямоугольное, а не круглое сечение.

г) Газогенераторы с круглой колосниковой решеткой и дутьевым колпаком. В генераторах этого типа (фиг. 59) дутье подведено в центральную часть слоя. Шахта газогенератора, выложенная из шамотного кирпича, одета в железный кожух. Снизу она сужается и переходит в гидравлический затвор. Слой топлива опирается на дно бетонной ванны. Образующийся в генераторе шлак тушится водой ванны и в холодном состоянии удаляется вручную без остановки работы газогенератора.

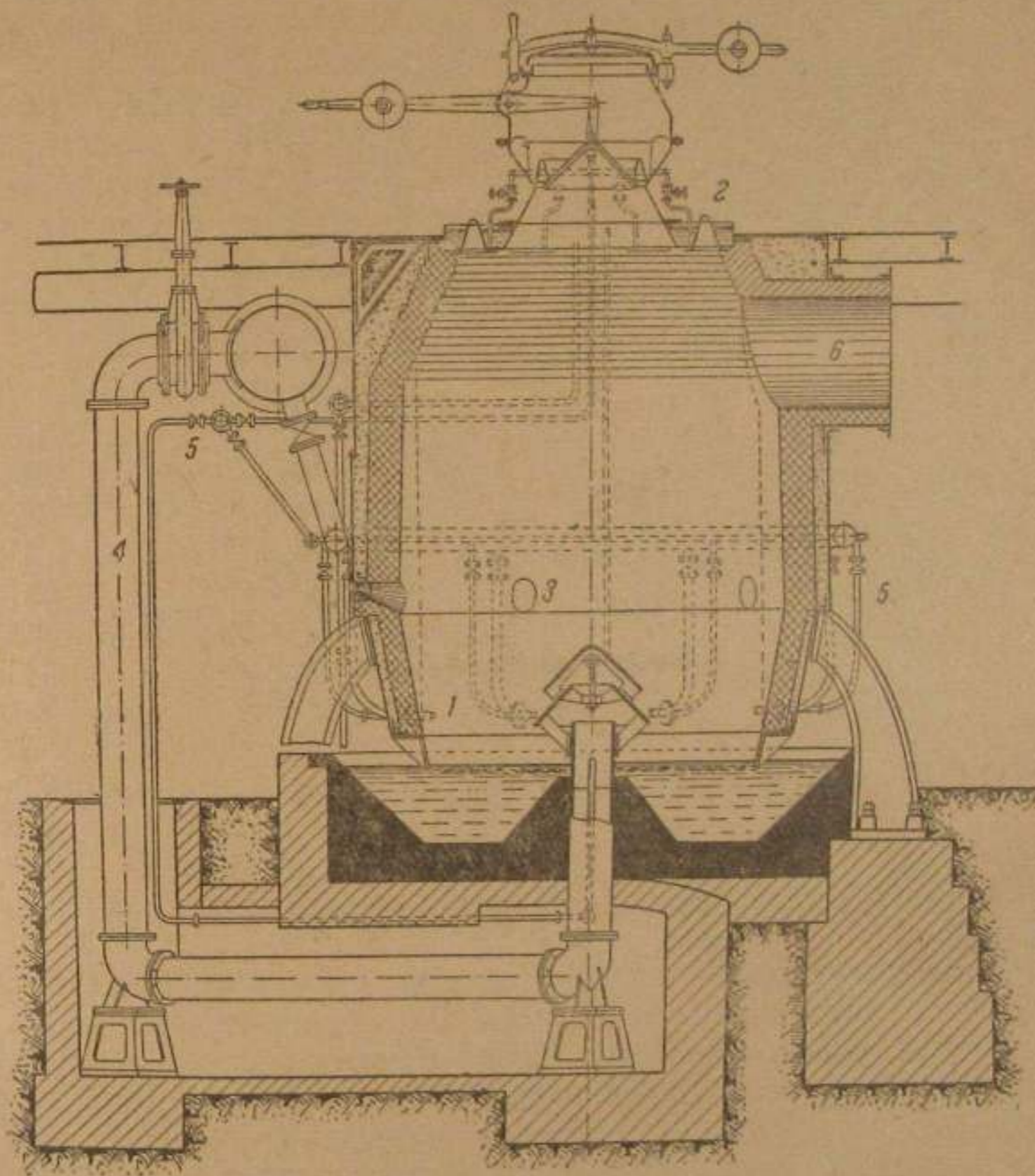
Колосниковая решетка представляет собой колпак, образованный одним, двумя или тремя, расположенными один над другим конусами. На приведенной фигуре показано два конуса. Через прозор между нижним конусом и устьем воздушной трубы воздух отклоняется к периферии. В том случае, если нижний конус не обеспечивает питание воздухом (и паром) топлива, расположенного ближе к стенке шахты, устраивают третий конус большего диаметра. Чаще, однако, прибегают к другому способу: воздух (и пар) подводят через особые сопла, устроенные в стенке генератора. Число сопел — шесть — восемь. Устье их 1 расположено в одной плоскости с краем нижнего конуса или немного выше его.

Сужение шахты книзу также имеет целью избежать недостаточного питания дутьем частей топливного слоя, расположенных у стенки шахты.

Описанное устройство имеет то преимущество, что в случае образования на стенках генератора шлаковых настывлей можно подводимый через сопла воздух закрыть и давать только пар. Тогда при резком охлаждении шлаковые настывли

подвергаются растрескиванию и вследствие этого легче удаляются со стенки.

Шуровка газогенератора производится через шуровочные отверстия, расположенные на крышке 2 и в стенках 3 генератора.



Фиг. 59. Газогенератор с дутьевым колпаком.

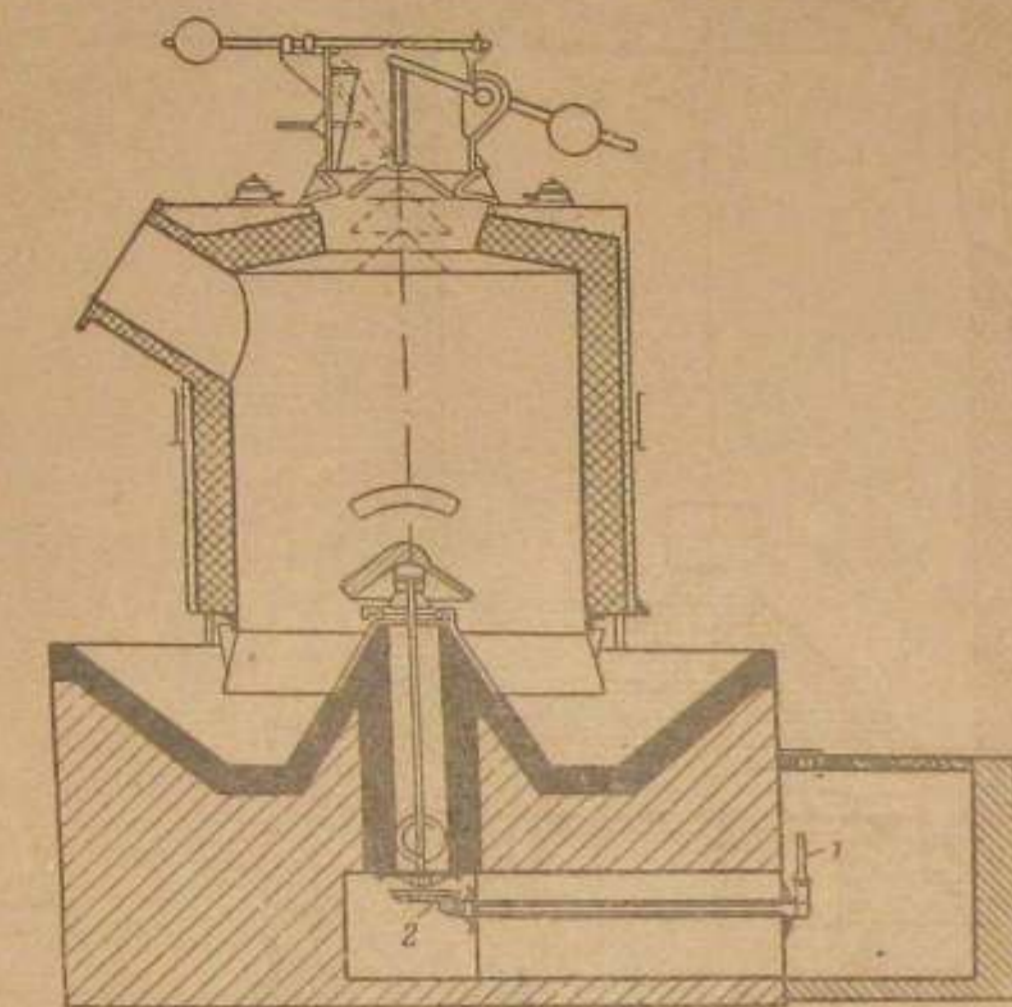
Воздух нагнетается вентилятором через трубу 4, пар подается по трубке 5, газ отводится через штуцер 6.

По сравнению с ранее описанными конструкциями эти газогенераторы представляют собой значительный шаг вперед. Они, по существу, содержат в себе почти все основные элементы современных, наиболее распространенных газогенераторов с вращающимися колосниками: круглую, одетую в железный кожух, шахту; гидравлический затвор, позволяю-

щий осуществлять чистку генератора без остановки его работы; более или менее совершенное загрузочное приспособление и достаточное количество шуровочных отверстий, снабженных паротбойниками. В свое время эти газогенераторы получили широкое распространение в промышленности. Удерживаются в значительном количестве они и в настоящее время. Работают они на каменных углях.

Аналогичная конструкция, спроектированная Уралсибэнергочерметом и внедренная на некоторых наших заводах, представлена на фиг. 60.

Эта конструкция характеризуется упрощенной конфигурацией шахты и устройством колпака. Колпак в газогенераторе может вращаться. Вращение осуществляется вручную посредством рукоятки 1 и конических шестерен 2. Вращение чепца позволяет побудить шлаки к сползанию от центра к периферии и, таким образом, устранить застой шлаков в центре слоя.



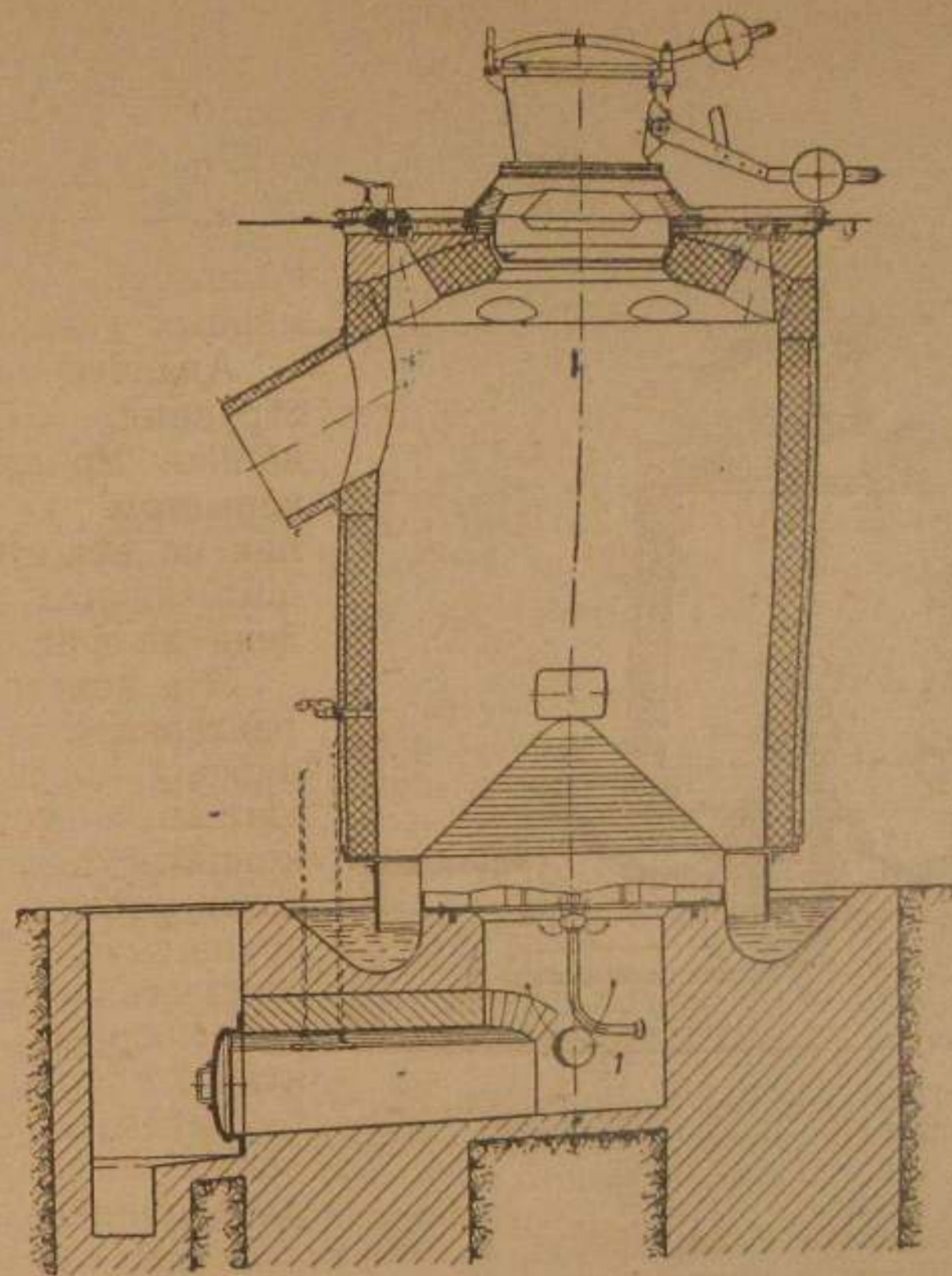
Фиг. 60. Газогенератор Уралсибэнергочермета.

Раздельный подвод дутья к центру слоя и к периферии в более поздних конструкциях заменен общим дутьем, подводимым под колосники. Для обеспечения питания воздухом частиц топлива, расположенных у стенки шахты, колосники в этих генераторах занимают уже более значительную часть сечения шахты. Так, например, у газогенератора, изображенного на фиг. 61, колосниковая решетка выполнена в виде конуса, состоящего из отдельных круглых чугунных колосников.

Воздух поступает под решетку из воздушной трубы 1, откуда через прозоры между колосниками проникает в слой топлива. Ввиду того, что диаметр нижних колосников решетки мало отличается от диаметра шахты, воздух оказывается равномерно распределенным по всему сечению шахты.

40. Газогенераторы с вращающимися колосниками

В настоящее время газогенераторы с неподвижными колосниками и ручным обслуживанием применяются лишь на



Фиг. 61. Газогенератор с круглыми неподвижными колосниками.

маломощных установках. Кроме того, вследствие особенностей своей конструкции они могут работать преимущественно на малозольных и нешлакующих топливах. Во всех же тех случаях, когда является необходимой организация производства генераторного газа в крупном масштабе или когда в качестве топлива для газогенераторов должно быть использовано низкосортное многозольное топливо, установка газогенераторов описанного выше типа оказывается нецелесообразной.

При увеличении масштабов производства газа техника генераторостроения идет в направлении механизации наиболее трудоемких и ответственных рабочих операций.

В первую очередь подверглось механизации шлакоудаление, как операция особенно трудная и важная с точки зрения

поддержания нормального и устойчивого процесса газификации. Затем были механизированы загрузка топлива, рыхление и разравнивание верхнего горизонта топливного слоя. В соответствии со степенью механизации современные газогенераторы с вращающимися колосниками можно подразделить на следующие группы:

а) газогенераторы с вращающимися колосниками, позволяющими осуществить непрерывное механическое шлакоудаление;

б) газогенераторы с вращающимися колосниками и механической загрузкой топлива;

в) газогенераторы с вращающимися колосниками, механической загрузкой топлива и механическим рыхлением и разравниванием верхнего горизонта слоя (поверхностная шуровка).

Наиболее трудно осуществимой оказалась механизация глубинной шуровки. В настоящее время не имеется сколь-нибудь надежных конструкций, позволяющих механически выполнять эту операцию.

Глубинная шуровка и в современных механизированных и полумеханизированных газогенераторах производится по-прежнему вручную.

На фиг. 62 дан осевой разрез современного газогенератора с вращающимися колосниками в его наиболее простой форме, на фиг. 63 — внешний вид подобного генератора, а на фиг. 64 — колосниковая решетка вместе с зольной чашей и приводом для вращения чаши.

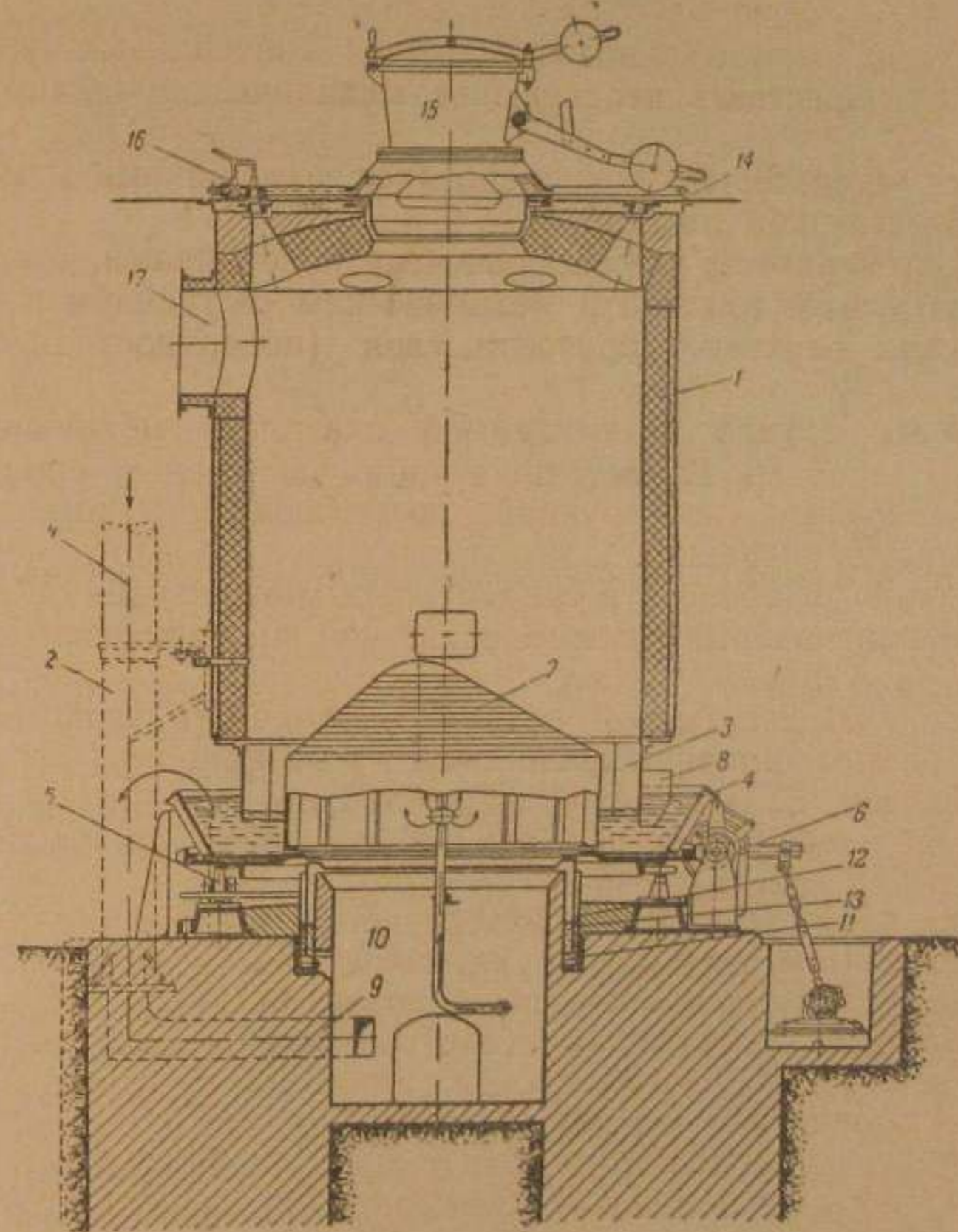
Шахта газогенератора 1, футерованная изнутри огнеупорным кирпичом и одетая снаружи железным кожухом, опирается на четыре металлические колонны 2. Снизу шахта переходит в фартук 3, погруженный в воду, находящуюся в чаше 4, образуя гидравлический затвор шахты. Чаша (поддон) укреплена на подвижных опорах 5. Посредством привода 6 чаша может вращаться вокруг своей (и шахты) оси. На дне чаши укреплена колосниковая решетка 7, вращающаяся вместе с чашей. При вращении колосников шлаки под давлением слоя топлива, а также ворошащим и выгребающим действием колосников опускаются вниз в пространство между корпусом колосников и фартуком. Отсюда шлаки отжимаются к бортам чаши. Из чаши шлаки удаляются посредством лемеха 8, прикрепленного к фартуку шахты.

Воздух по воздухопроводу 9 подается в дутьевую камеру 10, откуда через прозоры колосников поступает в шахту генератора.

Сочленение вращающегося поддона с поддувалом осуществляется посредством нижнего гидравлического затвора 11, состоящего из фартука 12, прикрепленного ко дну чаши, и за-

ливаемого водой кольцевого сосуда 13, заделанного в стенки дутьевой камеры.

Сверху шахта выполняется в виде свода, прикрытого снаружи металлической крышкой 14. На крышке укреплено за-



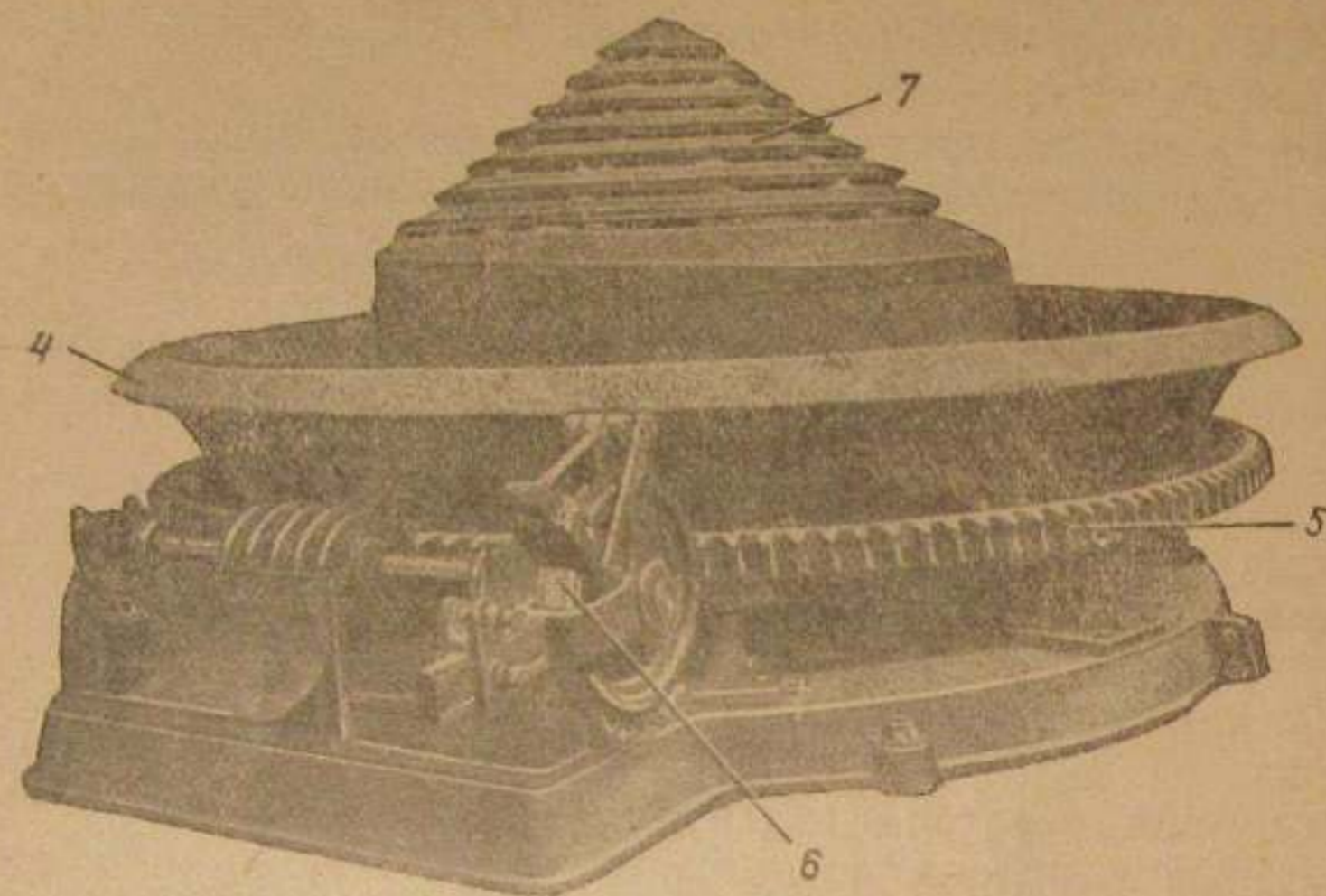
Фиг. 62. Разрез газогенератора с вращающимися колосниками.

грузочное устройство 15 и расположены шуровочные отверстия 16.

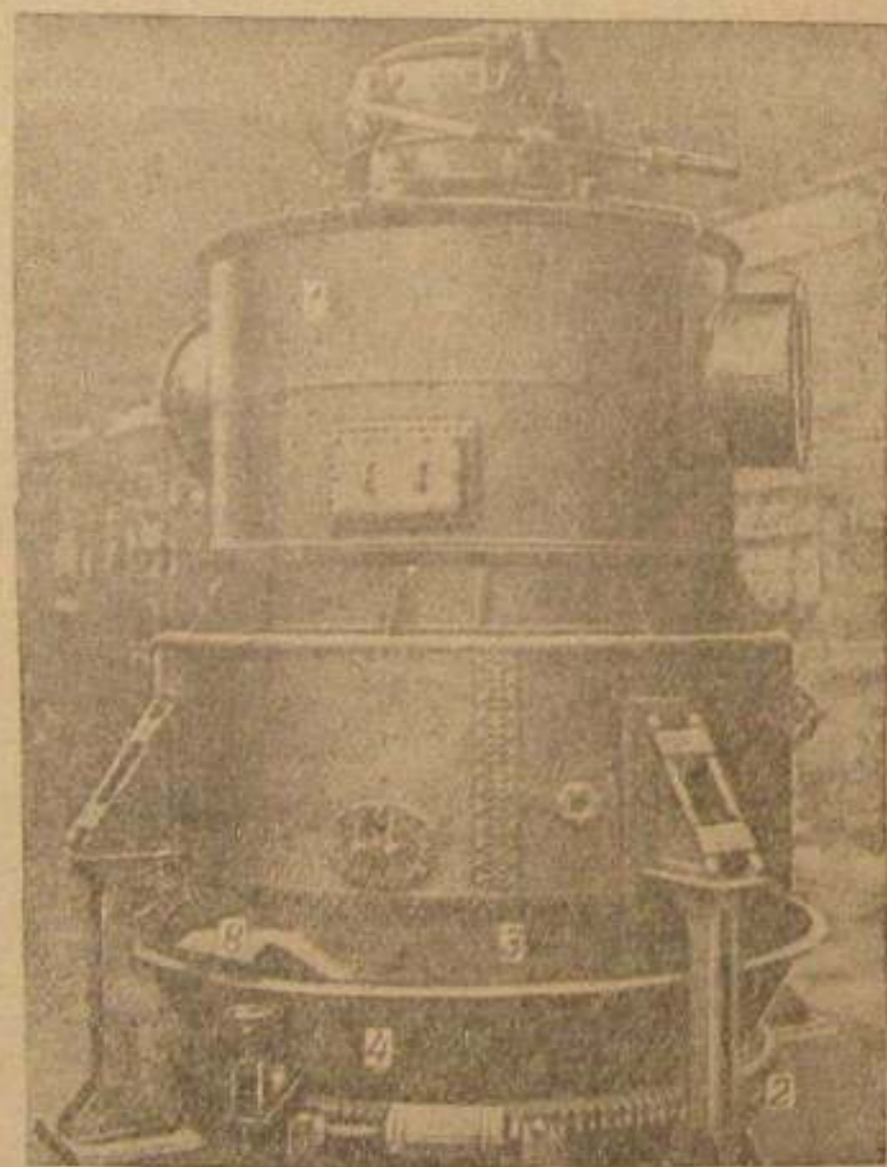
Образующийся в генераторе газ отводится через штуцер 17.

С течением времени было создано большое количество модификаций газогенератора с вращающимися колосниками.

Рассмотрим типовые конструктивные решения отдельных элементов современного газогенератора.



Фиг. 64. Поддон (чаша) с укрепленными в нем колосниками.



Фиг. 63. Внешний вид газогенератора с вращающимися колосниками.

а) Шахта. Шахта газогенератора имеет круглое сечение. Для выкладки стенок шахты употребляется шамотный кирпич второго класса и только в случаях работы с сильно шлакующими топливами может оказаться необходимым применение шамота первого класса. Толщина кладки выполняется в 250 мм.

Газогенераторы с вращающимися колосниками, как конструкции, работающие с принудительным дутьем или под всасом (силовые установки), имеют железный кожух. Кожух выполняется из котельного железа толщиной от 6 до 10 мм.

На кожухе предусматриваются лазы, необходимые для проникновения в генератор на случай чистки, ремонта, розжига.

На крышке монтируются шуровочные и загрузочные устройства.

Шахта газогенератора укрепляется на четырех чугунных или железных колоннах посредством кронштейнов, прикрепленных к кожуху. Реже шахта подвешивается на балках.

Для устранения приваривания шлаков к стенке шахты последнюю в поясе высоких температур выполняют в виде пароводяной рубашки. Стенки такого устройства имеют температуру значительно более низкую, чем температура размягчения золы топлива. Поэтому зола около стенки не ошлаковывается и к стенке не прилипает.

Пароводяная рубашка, являясь средством предупреждения образования шлаковых настелей, одновременно служит устройством для получения пара.

Высота шахты газогенератора определяется высотой слоя топлива, который должен быть вмещен в данный генератор. В советском газогенераторостроении по высоте шахты можно различить три типа газогенераторов: с малой высотой шахты, для слоя топлива до 1,2 м (для антрацитов, каменных углей); с повышенной высотой, для слоя до 2 м (бурые угли) и с большой высотой, для газификации топлива в слое 5—6 м (для торфа, древесины).

Высота шахты генератора, отсчитываемая от самой верхней точки колосниковой решетки до уровня нижнего края газоотводного штуцера, носит название полезной высоты. Она рассчитывается на 200—300 мм больше высоты слоя топлива с тем, чтобы предупредить засыпание штуцера топливом и унос крупных его частиц с потоком газа.

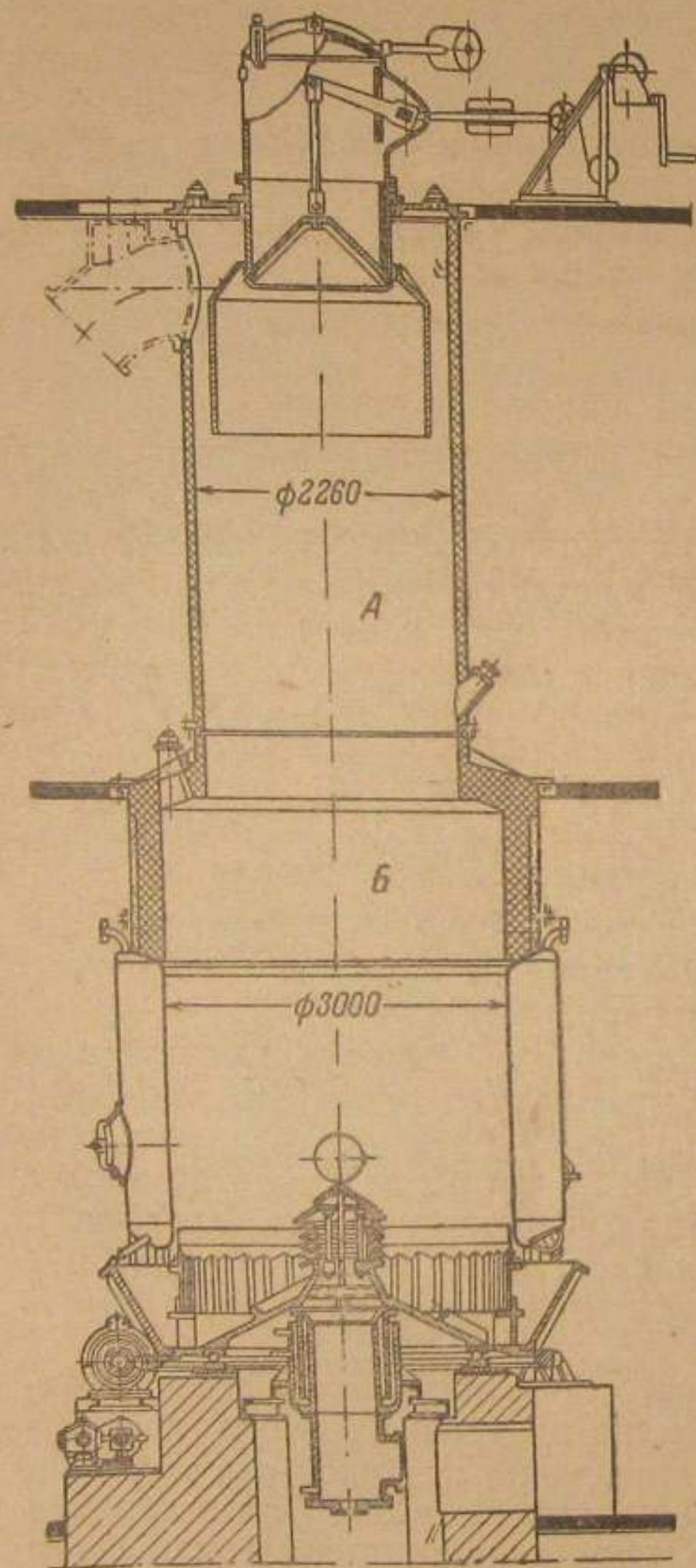
В процессе работы на газогенераторе приходится выполнять операцию глубинной шуровки, т. е. ломки шлаков и сбивания настелей, находящихся в нижней части топливного слоя на протяжении от низа 1—1,5 м. Работа эта производится железной штангой вручную и является трудоемкой операцией. Трудности возрастают с увеличением высоты слоя,

так как одновременно с увеличением длины штанги и ее утяжелением сильно затрудняются манипуляции ею в слое. Практикой установлено, что предельная высота слоя топлива, при которой еще возможно тщательное ручное его обслуживание шуровочной штангой, не должна превышать 2 м.

В тех случаях, когда приходится газифицировать топливо в более высоком слое, строят газогенераторы со швельшахтой, в которой при шуровках нет необходимости проходить штангой всю толщину слоя, а только ту ее часть, которая собственно и нуждается в шуровке. Газогенератор со швельшахтой Гипрогазтопрома показан на фиг. 65.

Швельшахта, как показывает ее название, предназначается для сухой перегонки (и подсушки) топлива. Поэтому высота ее (при заданном диаметре) рассчитывается по времени пребывания в ней топлива, необходимому для завершения указанных процессов.

Второй параметр шахты газогенератора — ее диаметр. Им определяется площадь полезного сечения шахты и, вместе с тем, производительность газогенератора. В настоящее время строятся газогенераторы с диаметром шахты от 0,2 м. Генераторы с вращающимися колосниками строятся диаметром от 1 м. Верхний предел величины диаметра остается не совсем опреде-



Фиг. 65. Газогенератор со швельшахтой. А—швельшахта; Б—основная шахта с пароводяной рубашкой.

ленным. Вполне освоенными в промышленной практике являются газогенераторы с шахтой до 3,6 м в диаметре, наиболее распространенными—с шахтой 2,6—3 м. Генераторы с шахтой диаметром выше 3,6 м встречаются в практике редко. Причинами, тормозящими их распространение, являются трудность равномерного по сечению шахты распределения дутья и удаления шлаков, непропорциональное росту производительности возрастание металлозатрат и пр.

Диаметр швельшахты делается меньше диаметра основной шахты на такую величину, чтобы ширина образующихся заплечиков позволила расположить на них шуровочные отверстия.

Швельшахта футеруется шамотным кирпичом пониженного качества, так как температура в ней невысока. Толщина футеровки 80 мм.

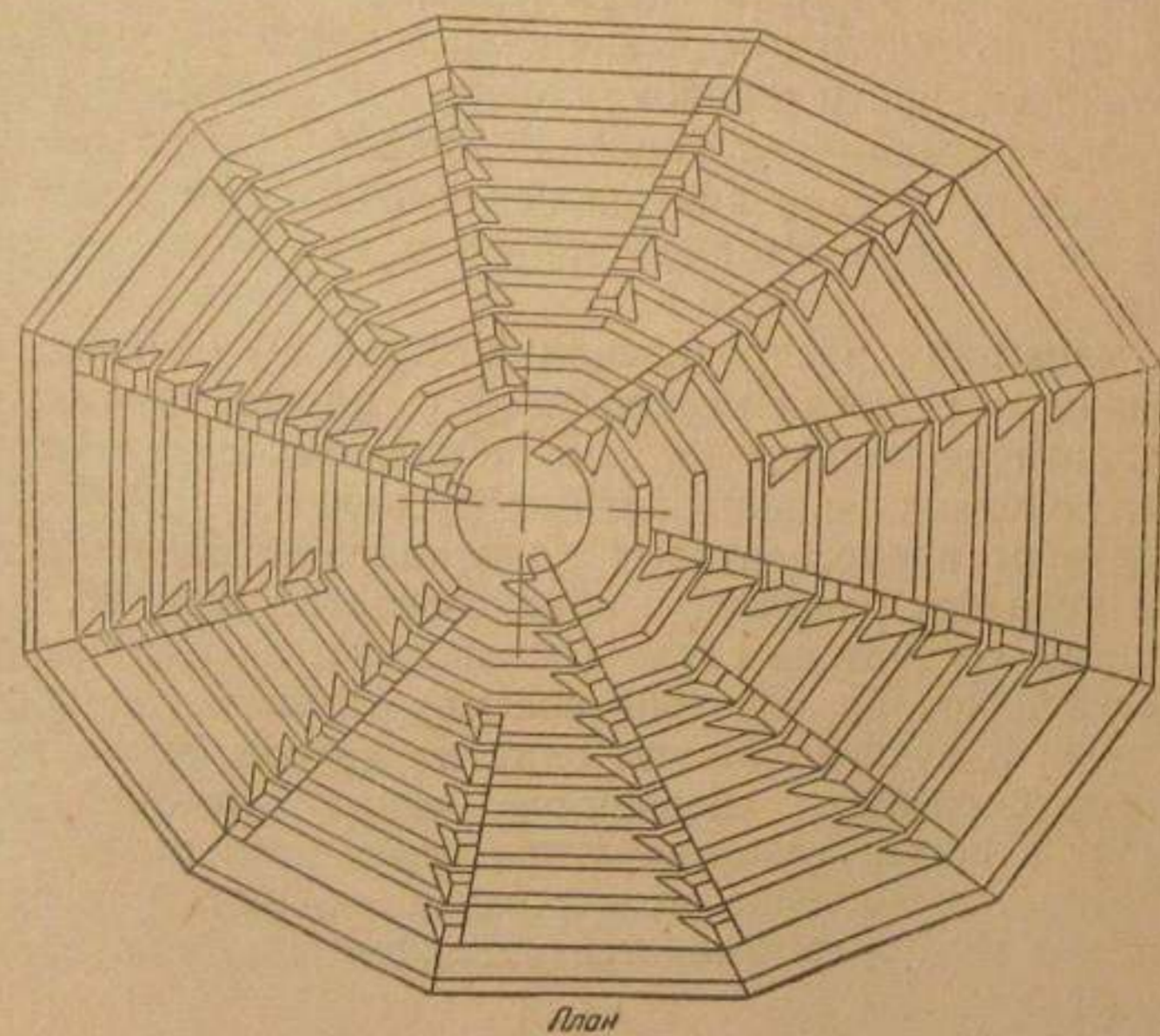
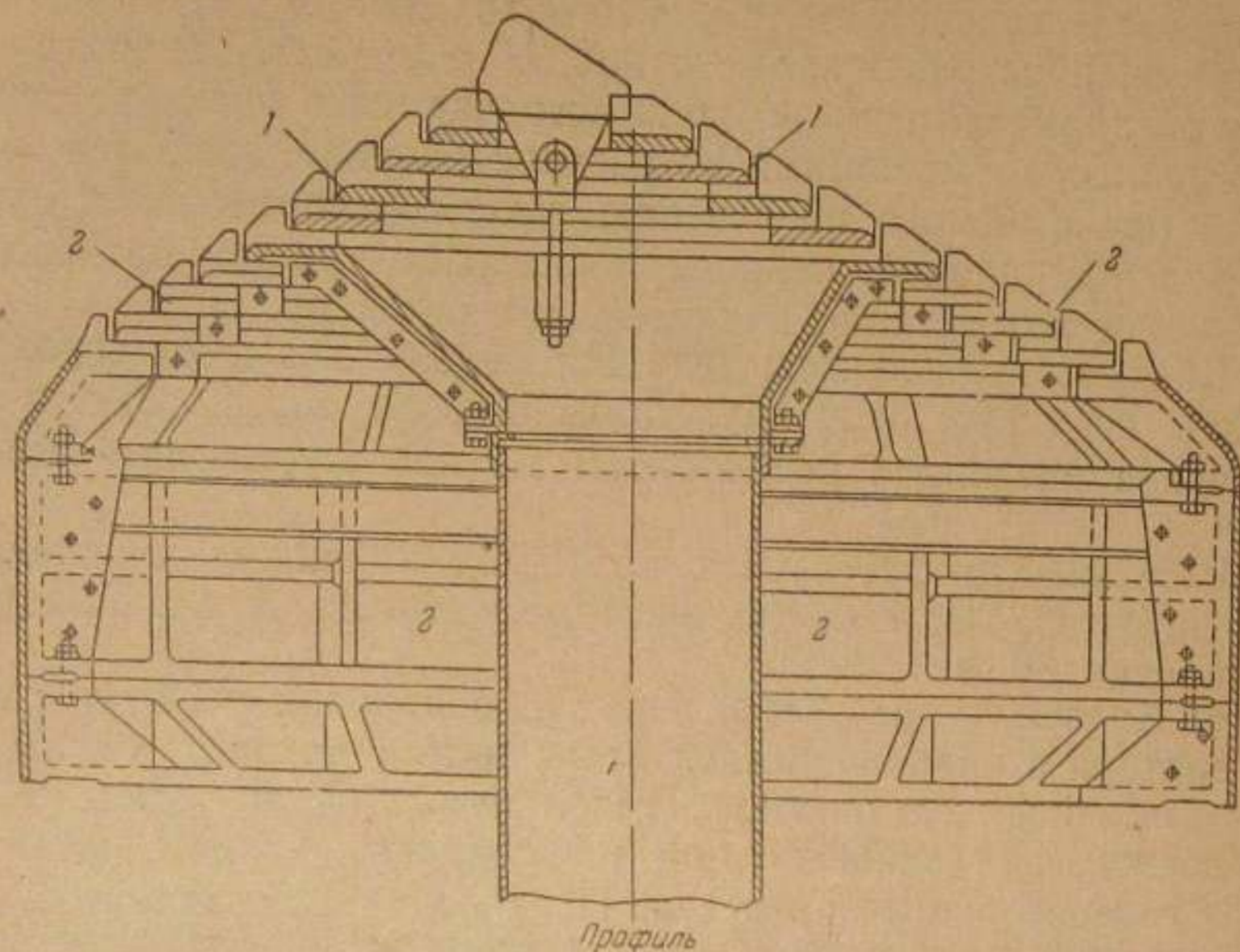
б) Колосниковое устройство. Колосниковая решетка газогенератора с вращающимися колосниками является одним из самых важных его органов. Выполняемые ею функции имеют первостепенное значение для установления в слое нормального генераторного процесса. Первоначальная конструкция вращающихся колосников, как и значительное количество конструкций более поздних, выполняет функции тройного рода: воздухораспределение, шлаколомание и шлакоудаление. Существует, однако, группа колосников, утративших в той или иной мере элементы, предназначенные для выполнения функций шлаколомания и шлакоудаления и сохранивших за собой лишь роль органа воздухораспределения. Выполнение же функций ломки и удаления шлаков у этой группы колосников возложено на вращающийся поддон и другие части низа генератора.

По характеру, распределения воздуха по сечению шахты колосниковые решетки можно разбить на три группы: колосники с распределенным дутьем, колосники с периферийным дутьем, колосники с центральным дутьем.

Типичным представителем колосниковых решеток первой группы является решетка, изображенная на фиг. 66.

Решетка состоит из стула (основания), на котором укреплено несколько (на фиг. 66—восемь) отдельных колосников. Колосники, будучи наложены один на другой, образуют многогранную пирамиду, увенчанную сверху чепцом. Воздух поступает в шахту газогенератора через прозоры между колосниками. Соотношение между сечениями шахты и решетки таково, что воздух оказывается распределенным по всему сечению шахты.

Особенностью этих колосников (типа Керпели) является то, что дутье подводится под решетку отдельно в центр 1 и к периферии 2. Такое устройство дает возможность регулиро-



Фиг. 66. Вращающиеся колосники с распределенным дутьем.

вать подачу воздуха, равномерно распределяя его по сечению шахты.

Для осуществления функции шлаколомания и шлакоудаления у колосниковой решетки предусмотрены: эксцентрическое расположение чепца, гранность стула решетки и вытянутость решетки по одной из горизонтальных ее осей.

При вращении колосниковой решетки чепец описывает окружность, бороздя и разрыхляя шлаковый слой. Одновременно боковая поверхность решетки то опускает слой шлака, то поднимает его, что также приводит к рыхлению шлаковой подушки и разрушению шлака. Далее, шлаки, опустившись с колосников, попадают в кольцевое пространство между стулом решетки и фартуком гидравлического затвора. Благодаря вытянутости стула по одной горизонтальной оси, при вращении поддона шлаковые комья защемляются между стулом и фартуком и раздваиваются.

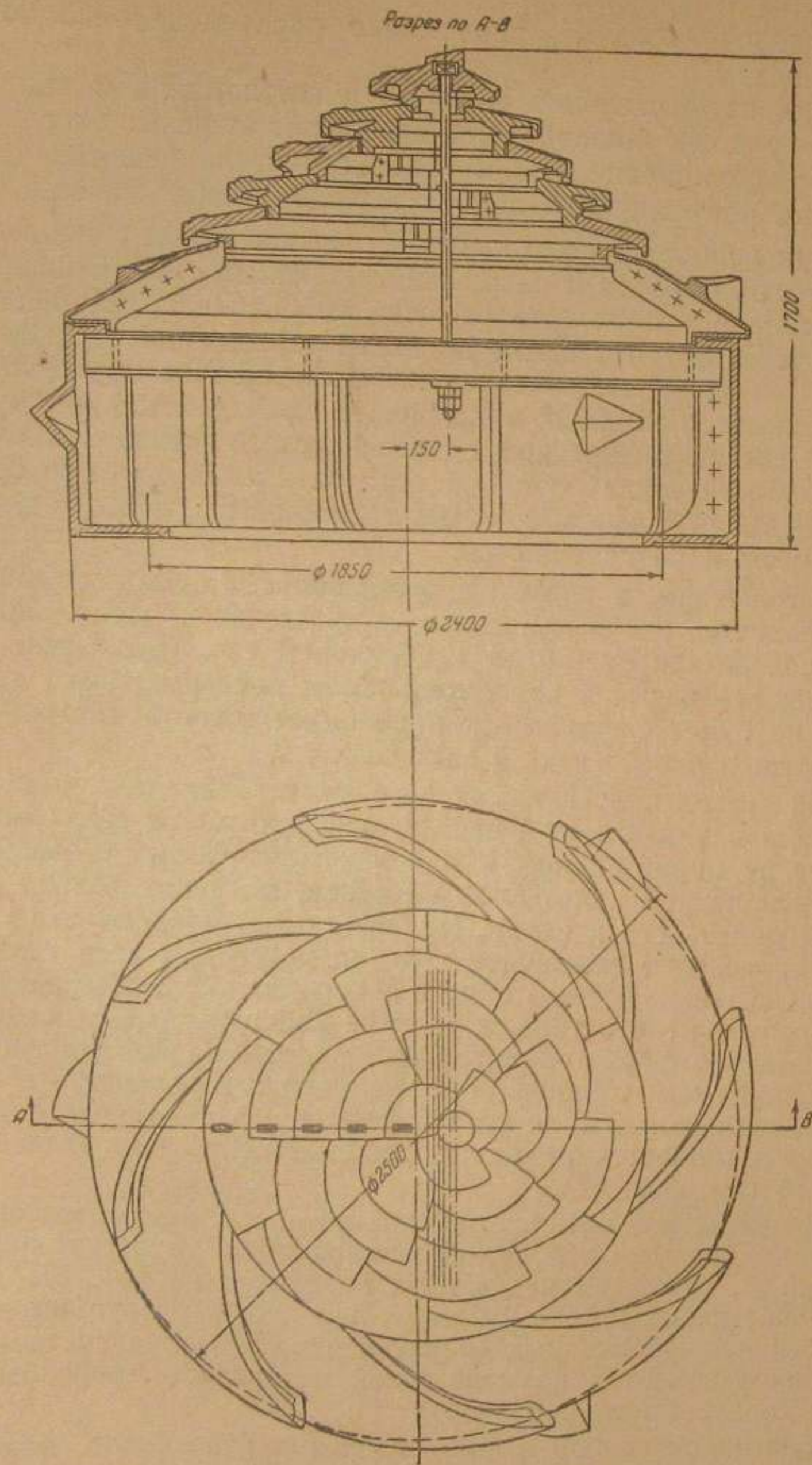
Интенсивность шлакоудаления зависит от конструктивных особенностей решетки и скорости вращения поддона. Скорость эта колеблется от 0,1 до 1 оборота в час. Шлаковый слой, будучи все время в колебательном и поступательном движении, не будет слеживаться и не будет мешать нормальному распределению воздуха в слое топлива.

Из других колосниковых решеток с распределенным дутьем можно указать на решетку, показанную на фиг. 64. Она имеет не пирамидальную, а коническую форму с поверхностью, лишенной каких-либо выступов, могущих ломать шлак и побуждать его к сходу. При вращении поддона сход шлаков происходит исключительно под действием веса слоя топлива, выдавливающего шлаки к бортам поддона. Колосниковая решетка этого типа, в силу ее конструктивных особенностей, может быть применена для работы на малозольном и не шлакующем топливе. Для увеличения ворошающего и шлаколомающего действия этих колосников в некоторых случаях предусматривается придание решетке некоторого эксцентриситета (см. фиг. 62).

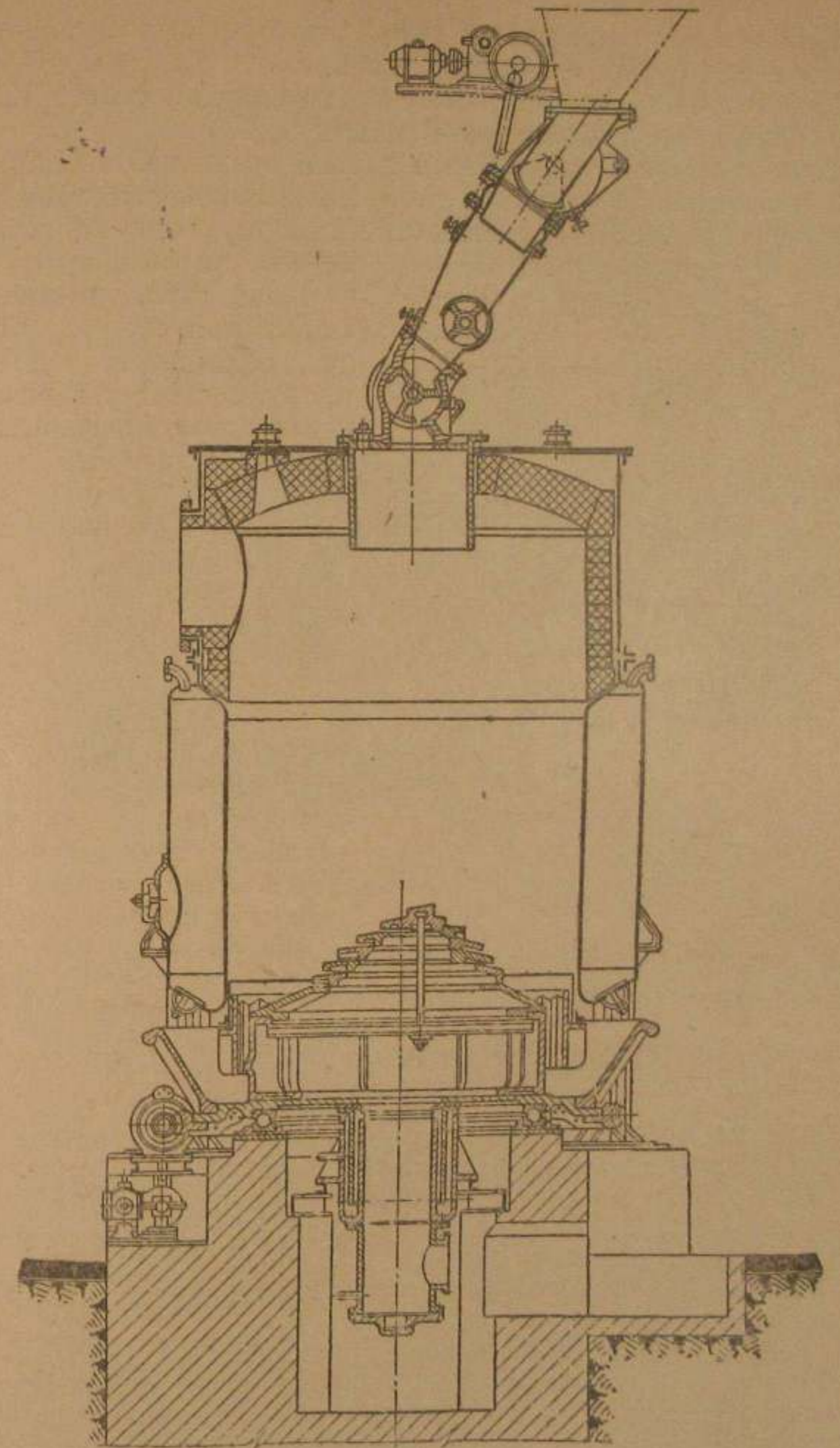
Значительное распространение на наших газогенераторных станциях получила колосниковая решетка Гипрогазтопрома марки Д, изображенная в двух проекциях на фиг. 67.

Решетка состоит из четырех наложенных друг на друга колосников, увенчанных сверху чепцом. Вся эта система колосников покоится на конической поверхности, перекрывающей корпус (стул) решетки.

Благодаря особой форме отдельных колосников, наличию восьми серповидных скребков и асимметричному расположению чепца колосники Д обладают сильно выраженным шлаколомающим и шлакоудаляющим действием.



Фиг. 67. Колосниковая решетка типа Д Гипрогазтоппрома.

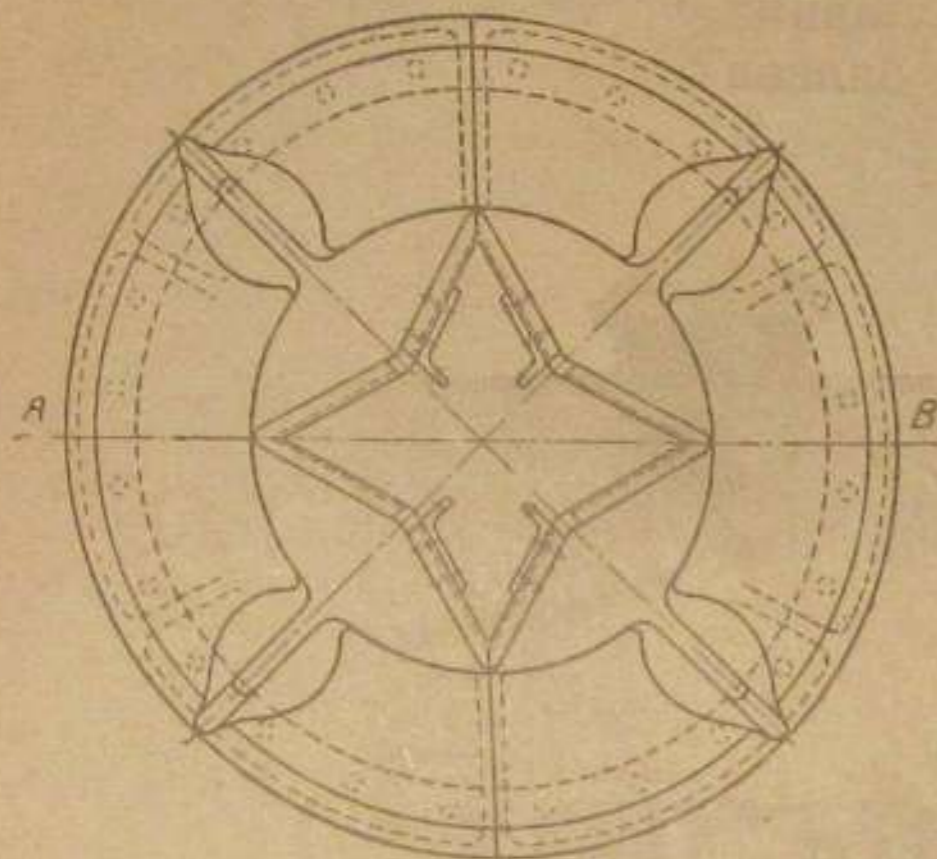


Фиг. 68. Газогенератор Гипрогазтоппрома с колосниковой решеткой типа Д.

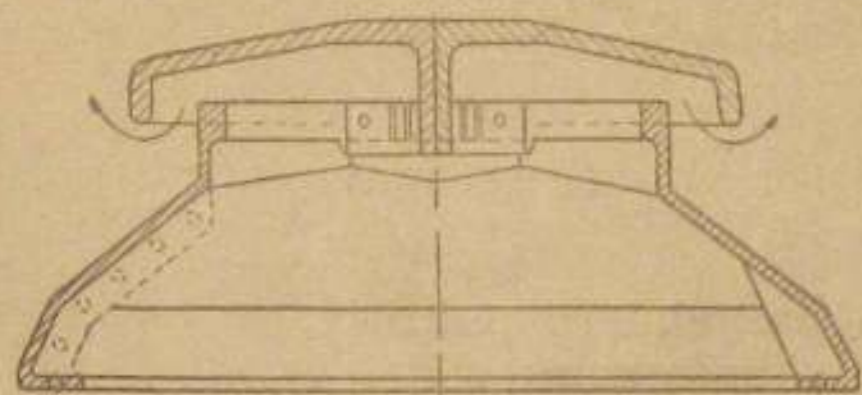
Решетка *Д* применяется в газогенераторах для антрацита, а также для бурых и каменных углей.

На фиг. 68 изображен газогенератор для антрацита Гипрогазтоппрома с колосниковой решеткой *Д*.

Колосников с периферийным дутьем очень мало. Старейшей колосниковой решеткой этой группы является решетка Гильгера (фиг. 69). Колосник имеет форму четырехлучевой звезды, наложенной на широкий стул, имеющий форму полусферы. Воздух, подаваемый под решетку, поступает в шахту через зазор, перекрытый звездой. Наружным контуром звезды дутье отклоняется к стенкам шахты. Центральный слой топлива, опирающийся на поверхность звезды, получает минимум воздуха.



Разрез по А-В



Фиг. 69. Колосники с периферийным дутьем в плане и в профиль.

Достоинством этих колосников является то, что они обеспечивают хорошее выгорание шлаков, так как всякая частица топлива, находящаяся в любой точке топливного слоя, при своем движении в зольную чашу неизбежно должна пройти через дутьевой гребень и подвергнуться полному сгоранию. Однако, эти колосники не подходят для работы на крупнокусковом топливе, так как при работе на таком топливе неизбежны периферийное горение и прогары.

При работе же на мелкозернистом топливе, т. е. на более плотном слое, центр слоя, не получая достаточного количества воздуха, работает слабо.

Основной вид топлива, который газифицируется на этих газогенераторах,—каменный уголь.

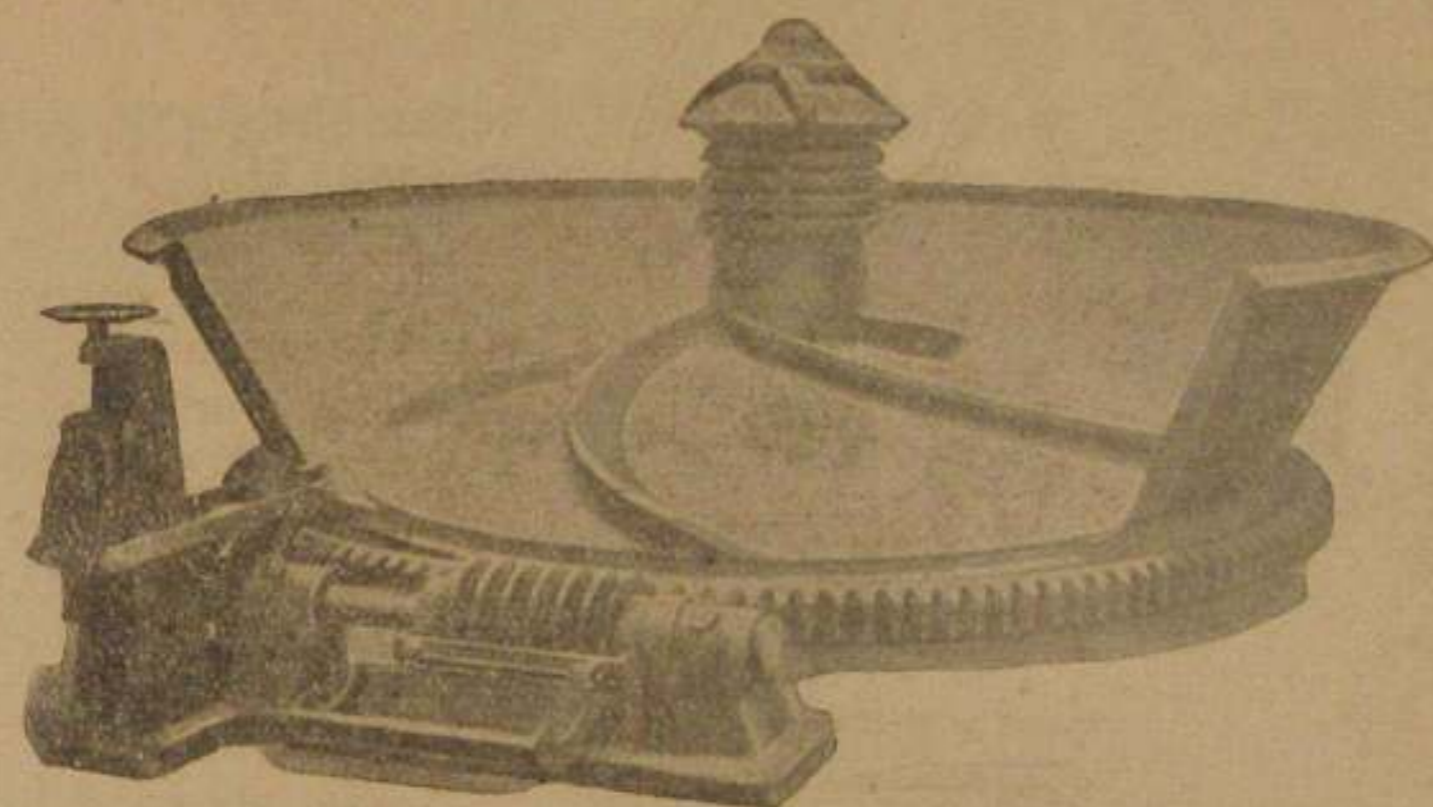
Третья группа колосников—с центральным дутьем. Из устройств этой группы особенно широкое распространение получили колосники Главгазтоппрома тип *Т*, состоящие из ряда наложенных друг на друга колец (фиг. 70)*. Соотношение

* Для наглядности на рисунке часть борта чаши удалена.

между сечением дутьевой колонны и шахты видно на фиг. 65.

Дутье подается в центральную наиболее плотную часть слоя топлива. Вследствие более рыхлого расположения топлива у периферии воздух в достаточном количестве достигает и стенок шахты.

Наиболее удачное применение колосники *Т* находят в газогенераторах для газификации машинно-формованного торфа и щепы, так как эти топлива спускаются вниз в виде круп-



Фиг. 70. Колосники с центральным дутьем.

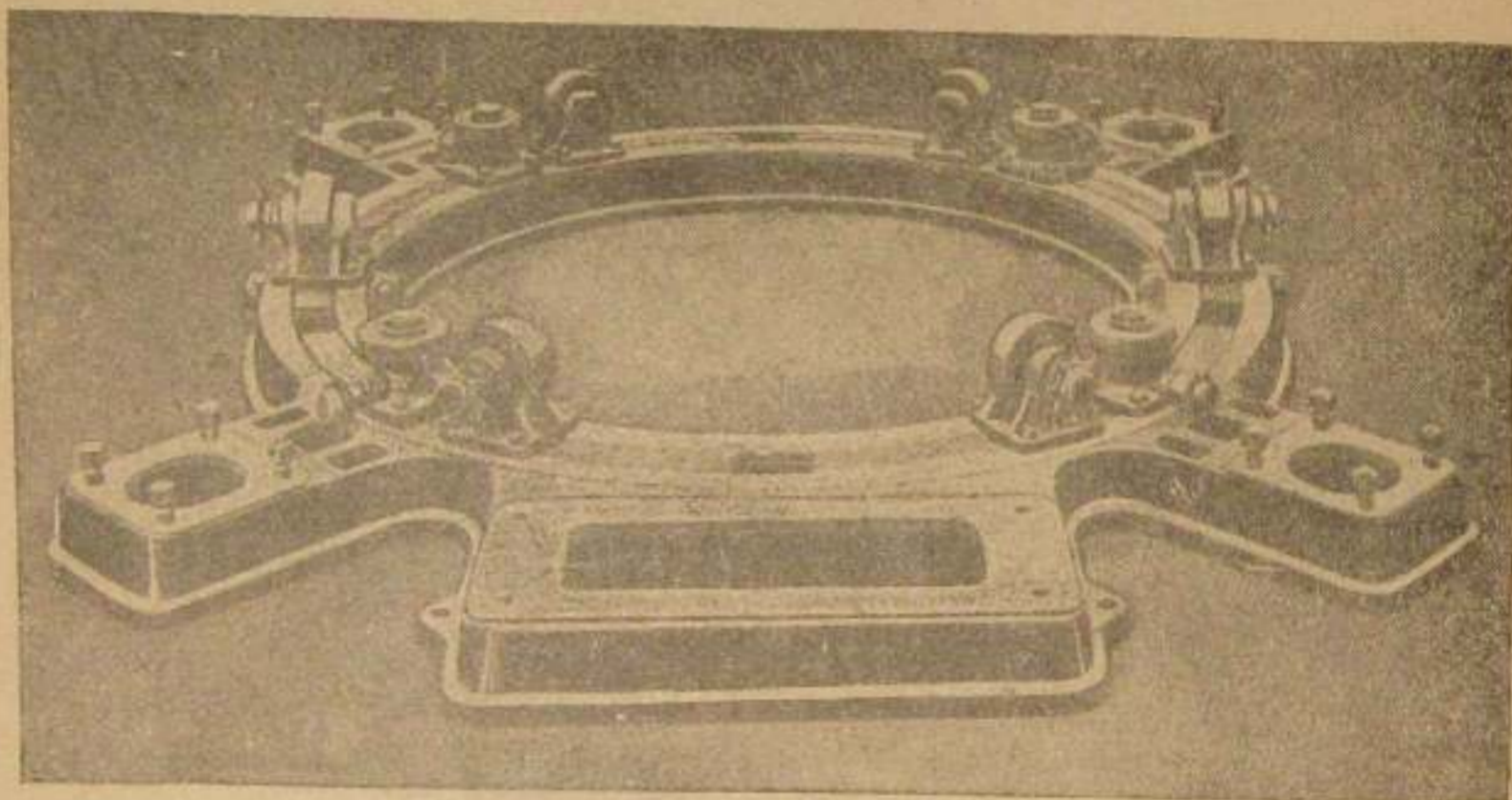
нокусового полукокса, образующего рыхлый, хорошо пронизываемый воздухом слой. Применяются они и для газификации челябинского угля.

Шлаколомающих элементов колосниковое устройство *Т* не имеет. Что касается удаления шлаков, то для осуществления его в рассматриваемой конструкции предусматривается покатое (к бортам) дно поддона и наличие на дне серповидных скребков фрез. При вращении поддона шлак сползает по его дну и одновременно выгребается скребками.

в) Опоры и механизмы вращения колосников. Поддон и вместе с ним колосники опираются на подвижные опоры. В первоначальных конструкциях были применены шаровые опоры, удерживающиеся во многих случаях и в настоящее время (см. например, фиг. 65, 68 и др.). Стальные обработанные шары диаметром 90 мм укладываются в стальную желобчатую обойму, укрепленную на прочном бетонном фундаменте. Сверху шары накрываются второй такой же обоймой, прикрепленной ко дну поддона.

Будучи достаточно надежной в работе и недорогой в изготовлении, шаровая опора имеет свои недостатки, а именно: она загрязняется и, кроме того, затрудняет доступ к частям генератора, расположенным под поддоном.

Другим распространенным видом опор поддона являются ролики. Они—в количестве не менее шести—прикрепляются либо к нижней поверхности поддона, либо укрепляются на фундаменте (фиг. 62, 64). В первом случае ролики катятся по обработанному стальному кольцу, заделанному в фундаменте, во втором—по кольцу, прикрепленному ко дну поддона.



Фиг. 71. Станина с опорными и упорными роликами.

Роликовая опора оставляет открытым доступ к нижнему гидравлическому затвору и к другим частям, расположенным под колосниками, и этим выгодно отличается от шаровой опоры.

Для предупреждения смещения поддона в горизонтальной плоскости и восприятия боковых усилий предусматриваются упорные, удерживающие ролики.

На фиг. 71 изображена станина с смонтированными на ней опорными (6) и упорными (4) роликами.

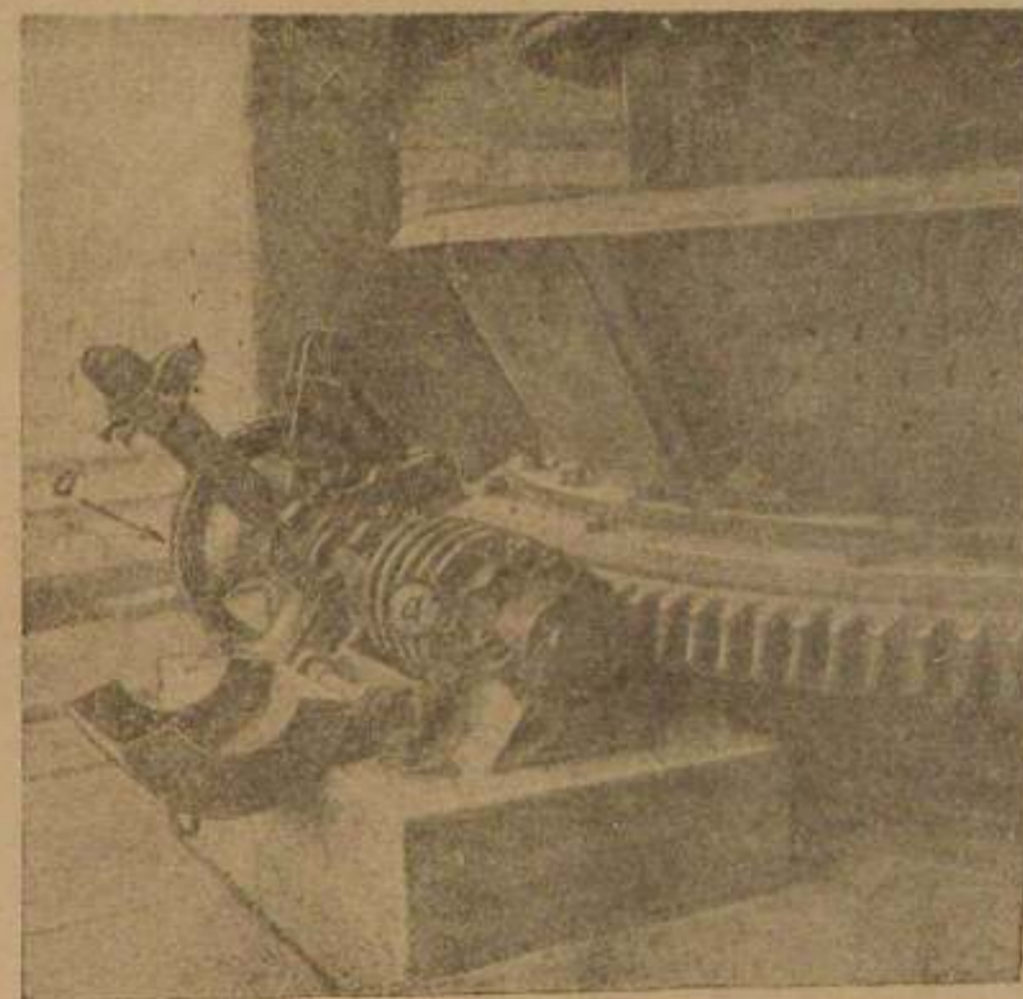
Механизм для вращения поддона конструируется следующим образом.

Дно поддона по внешней окружности снабжено зубчатым венцом. Венец отъемный и в случае износа или поломки может быть сменен. С зубчатым венцом поддона находится в сцеплении червяк, укрепленный на станине вне поддона, на одной оси с которым насажено храповое колесо (см. фиг. 64). Вращение храпового колеса производится посредством собач-

ки, приводимой в движение эксцентриком (фиг. 62) или кривошипом.

Вместо храповой часто пользуются фрикционной передачей. Здесь роль собачки играет колодка, скользящая по ободу колеса *a* (фиг. 72) при попятном движении и сцепляющаяся с ним при движении поступательном.

Движение передач осуществляется от моторов через редукторы. Устанавливают либо один мотор и редуктор для не-



Фиг. 72. Фрикционная передача для вращения поддона.

скольких газогенераторов (групповой привод) и движение каждому генератору передают через трансмиссию, либо мотор и редуктор на каждый отдельный газогенератор (индивидуальный привод).

Требуемая для вращения колосников мощность мотора (при индивидуальном приводе) зависит от диаметра шахты газогенератора и скорости вращения колосников. Гипрогазтоппром устанавливает на 3-м газогенераторах мотор в 2,5 квт при 0,17—1,07 оборотах в час поддона. На газогенераторах с диаметром шахты 3,6 м устанавливается мотор в 2,85 квт, число оборотов колосников при этом 0,17—0,34 в час.

г) Шлакоудаление. Интенсивность шлакообразования или, все равно, удельное напряжение шлакоудаления может быть определено из выражения:

$$q_{ш} = \frac{q_m \cdot A^p}{100 - C^c} \text{ кг/м}^2 \cdot \text{час.} \quad (51)$$

где $q_{ш}$ — количество шлаков, образующихся на 1 м² сечения шахты в час — удельное напряжение шлакоудаления, кг/м²час.

q_m — напряжение поперечного сечения шахты по топливу, кг/м²час;

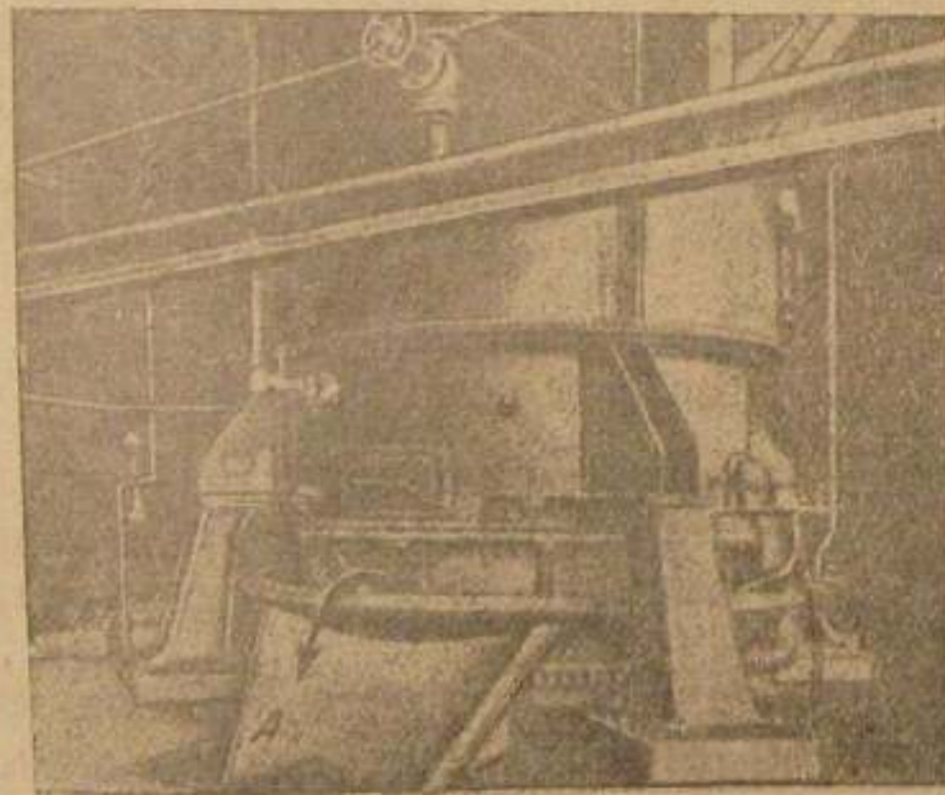
A^p — зольность рабочего топлива, %;

C^c — содержание горючих в сухом шлаке, %.

Нижеследующие цифры дают понятие о напряжении шлакоудаления газогенераторов с вращающимися колосниками, работающих на советских топливах с производительностью, отвечающей современным нормам:

Антрацит (АМ и АС)	25-30 кг/м ² час
Каменные угли	20-40 "
Бурые угли	40-60 "
Торф	15-20 "
Древесина	4-5 "

Мощность шлакоудаляющих приспособлений газогенератора должна соответствовать интенсивности шлакообразования.



Фиг. 73. Шлакоудаление.

А—шлаковый жолоб; а—направление движения шлака.

Элементами газогенератора, предназначенными для удаления шлаков, являются колосниковая решетка или соответствующие приспособления у поддона и лемех. В действие эти приспособления вступают при вращении поддона. Количество удаляемых из газогенератора шлаков зависит от скорости вращения поддона и глубины погружения в шлак лемеха.

Шлак, выгребаемый лемехом (фиг. 73), переваливается через борт поддона (по стрелке), где принимается на железный жолоб, отводящий его в вагонетку. Устройство жолоба А ясно из фигуры. В данном случае шлак отводится в подвальное помещение. Значительно чаще шлаковые вагонетки устанавливаются рядом с генератором в том же помещении. Возможны и другие варианты.

Из генераторов с вращающимися колосниками шлаки удаляются через верхний гидравлический затвор. Глубина этого затвора (h_1), как и глубина затвора нижнего, должна отвечать давлению дутья под колосниками. Последнее при газификации на смешанный генераторный газ колеблется в пределах от 30—40 до 300—400 мм вод. ст., в генераторах водяного газа оно может превысить 1 500 мм вод. ст.

Чтобы предупредить выбивание газа через гидрозатворы, они должны быть на 100—150 мм выше указанной величины давления.

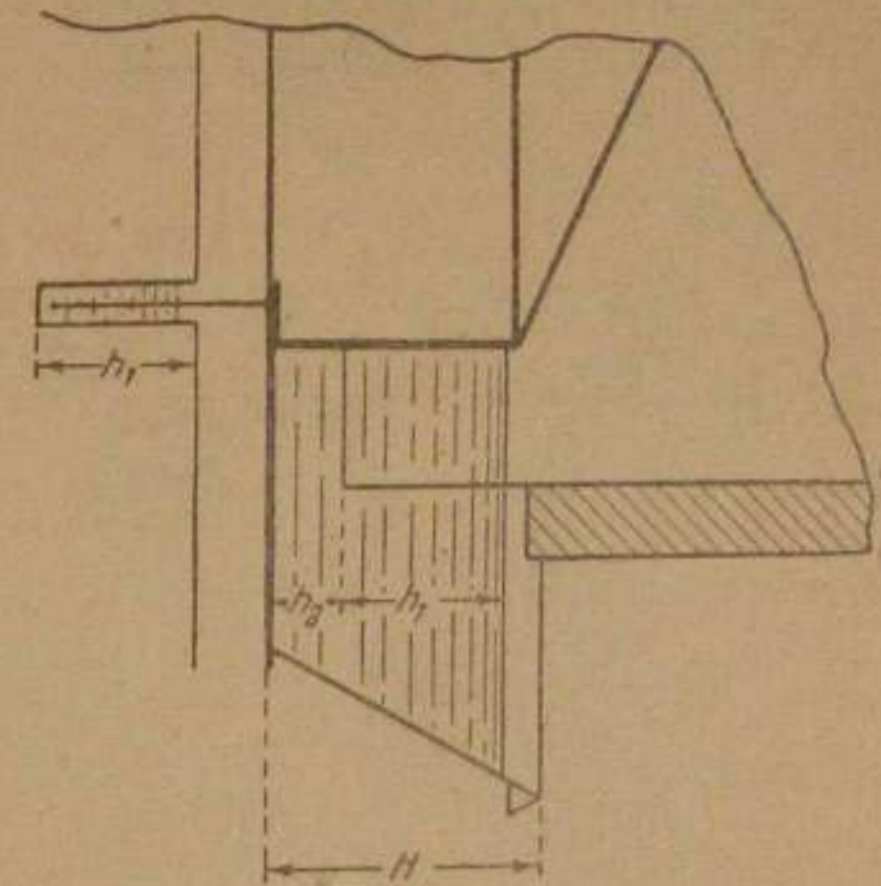
Верхний затвор, кроме того, должен обеспечить свободный проход шлаков из шахты к борту чаши. Величина этого прохода (h_2) равна 200—300 мм. Таким образом, глубина чаши H (фиг. 74) должна быть не менее

$$H = h_1 + 100 + h_2 = h_1 + 400 \text{ мм.}$$

С увеличением глубины затворов возрастают затруднения с выгребанием шлаков, а также возрастает высота здания, где размещаются генераторы. Так, для генераторов водяного газа, гидравлические затворы которых должны были бы иметь глубину 1 500—2 000 мм, эти затворы потребовали бы 3—4 м высоты здания.

В целях упрощения шлакоудаления и удешевления стоимости здания у газогенераторов, работающих с давлением дутья выше 500 мм, предусматриваются сухие затворы и сухое шлакоудаление. Генераторы водяного газа всегда конструируются с сухим шлакоудалением.

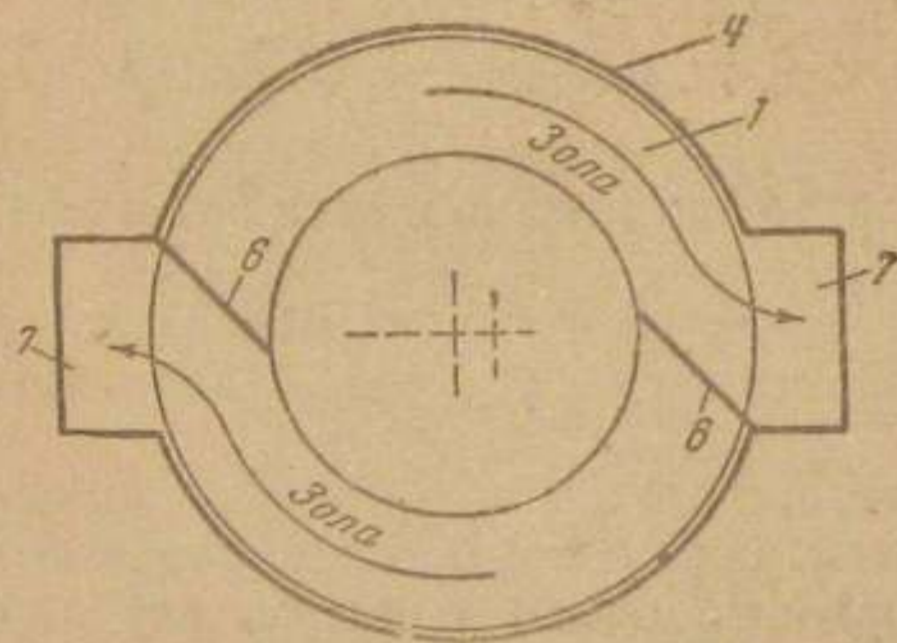
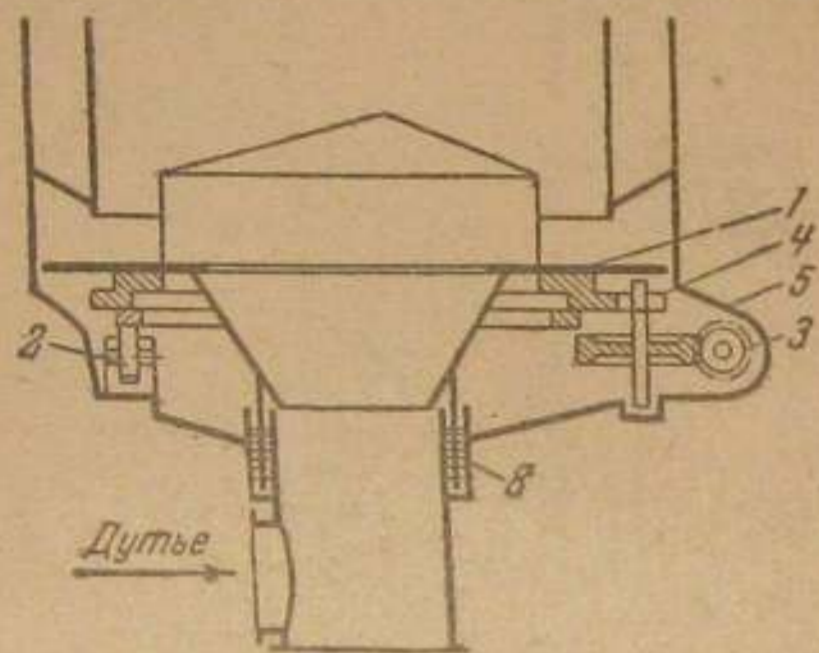
Схема устройства низа генератора с сухим шлакоудалением показана на фиг. 75.



Фиг. 74. Гидравлические затворы.

Опорная плита колосников 1, опорные ролики 2 и привод для вращения плиты и колосников 3, 4 заключены в герметический корпус 5.

Шлаки при вращении колосников посредством лемехов 6, прикрепленных к кожуху генератора, сбрасываются в зольные карманы 7, из которых периодически выгружаются.



Фиг. 75. Схема сухого шлакоудаления. 1—опорная плита колосников; 2—опорные ролики; 3—4—привод вращения колосников; 5—корпус колосниковой части; 6—лемехи; 7—зольные карманы; 8—гидравлический затвор.

Все современные загрузочные устройства можно разделить на две обширные группы: устройства для ручной загрузки топлива и устройства для механической загрузки топлива.

К первой группе относятся загрузочные коробки, подобные изображенным на фиг. 59, 60, 61, 63, 65.

В том случае, когда такого рода коробки предназначены для минерального топлива, они имеют круглую цилиндрическую или коническую форму и при круглой форме газогенератора устанавливаются в центре крышки газогенератора.

Колосниковая часть генератора с сухим шлакоудалением в собранном виде показана на фиг. 76.

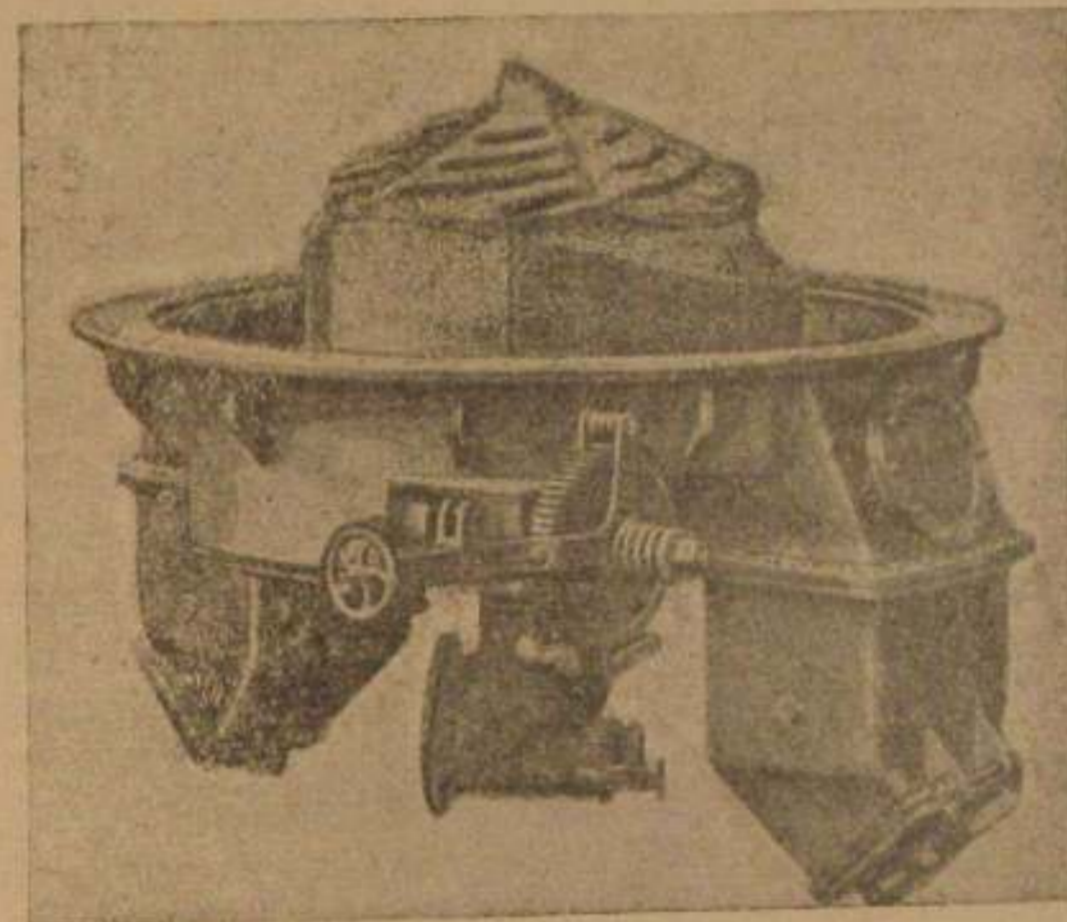
Для сосредоточения дутья под колосники предусматривается гидравлический затвор 8. Так как давление с обеих сторон затвора одинаково, глубина его незначительна—300—900 мм. В некоторых конструкциях этот затвор выполняется также сухим (железом по железу).

д) Загрузочные устройства. От устройств, предназначенных для загрузки топлива в газогенератор, требуется, чтобы они были просты и надежны в работе, чтобы обеспечивали равномерное распределение топлива по сечению шахты и чтобы исключали возможность проникновения газа из генератора в рабочее помещение или воздуха в генератор.

Объем их рассчитывается на 15—30-минутный запас топлива и зависит, следовательно, от объемного веса топлива.

Для дров (поленьев) загрузочные коробки изготавливаются прямоугольного сечения.

Круглая загрузочная коробка фиг. 77 состоит из корпуса 1, опорного кольца 2, направляющего кольца 3, седла 4, конуса 5, крышки 6, прижимного устройства 7 и рычага 8 с противовесом 9.

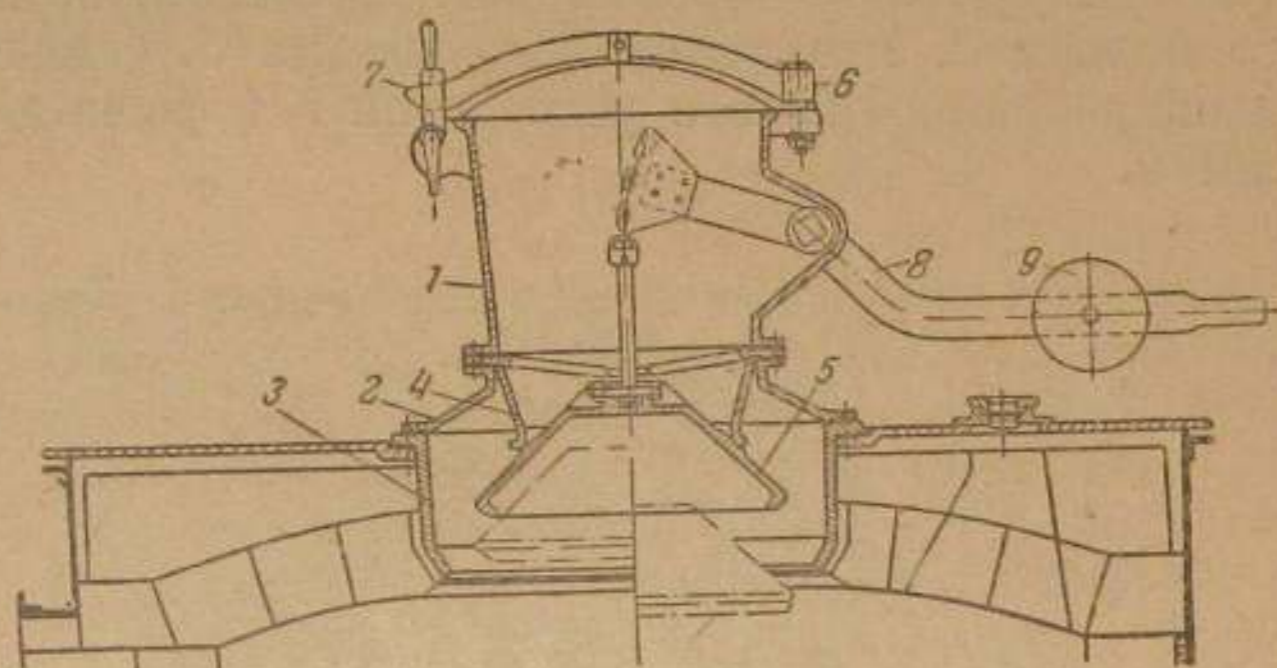


Фиг. 76. Колосниковая часть генератора с сухим шлакоудалением.

Для создания возможно большей плотности в месте прикосновения конуса и седла поверхности их обрабатываются. Плотность крышки 6 достигается либо также путем обработки борта корпуса и прижимного кольца крышки, либо путем асбестовой прокладки. Реже верхнее уплотнение выполняется в виде гидравлического затвора. Иногда вместо крышки устраивается второй колокол.

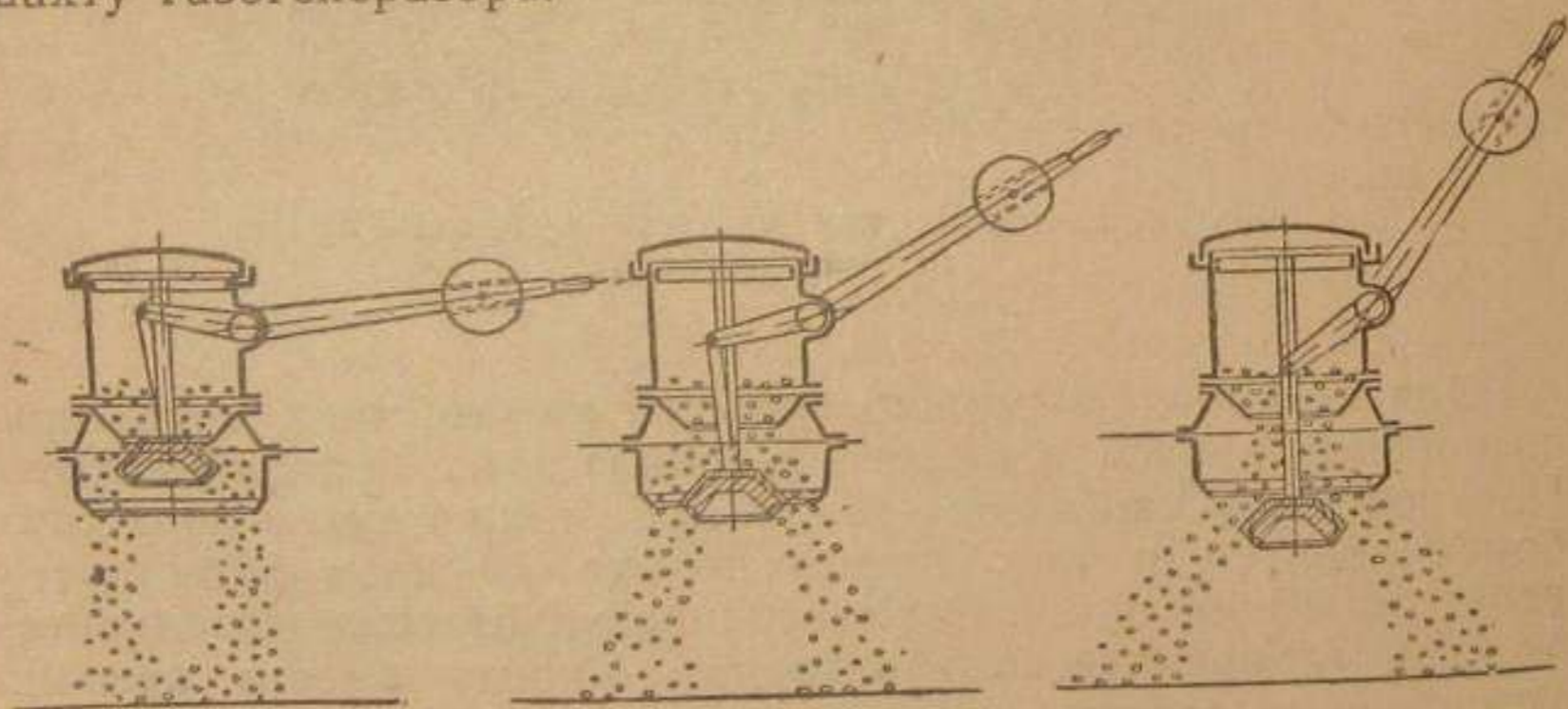
Существенным в работе загрузочной коробки является ее способность равномерно распределять топливо по сечению шахты. Элементами конструкции, непосредственно влияющими на характер распределения топлива в шахте, являются колокол, седло и направляющее кольцо 3. От их взаимного положения в момент опускания колокола зависит направление падения топлива. Это отчетливо иллюстрируется фиг. 78, представляющей собой картину распределения топлива в шахте генератора при различном положении конуса.

В загрузочных коробках описанного типа можно достичь вполне достаточной герметичности. Однако, при открывании верхней крышки коробки содержащийся в ней газ вытесняется топливом в рабочее помещение.



Фиг. 77. Загрузочная коробка.

Для предотвращения этого перед открыванием крышки в коробку подается пар. Если при этом немного опустить конус, содержащийся в коробке газ будет вытеснен паром в шахту газогенератора.



Фиг. 78. Распределение топлива в зависимости от положения конуса загрузочной коробки.

Недостатками ручных загрузочных устройств являются периодичность их действия и необходимость затраты физического труда.

При загрузке топлива периодически (через 15—30 мин.) и значительными порциями, особенно при работе на низком слое и на битуминозном топливе, всегда имеет место неравномерность состава газа, получающегося в генераторе. Сей-

час же после загрузки топлива начинается бурное выделение из него влаги и летучих. Газ, следовательно, обогащается продуктами сухой перегонки и имеет повышенную теплотворную способность. К моменту новой загрузки, наоборот, газ оказывается бедным этими продуктами и снижает теплотворность до минимума. Это обстоятельство может иметь важное значение для потребителя, особенно в том случае, если в работе находится один-два газогенератора. При большем числе газогенераторов, работающих на общий коллектор, неравномерность состава газа выравнивается неодновременностью загрузки топлива в отдельные газогенераторы.

Указанное явление почти совсем не замечается при работе на антраците, содержащем ничтожное количество летучих, и при работе на высоком слое на топливах битуминозных. Так, например, исследование показывает, что при газификации торфа в шведском газогенераторе состав газа за период между двумя загрузками совсем не меняется.

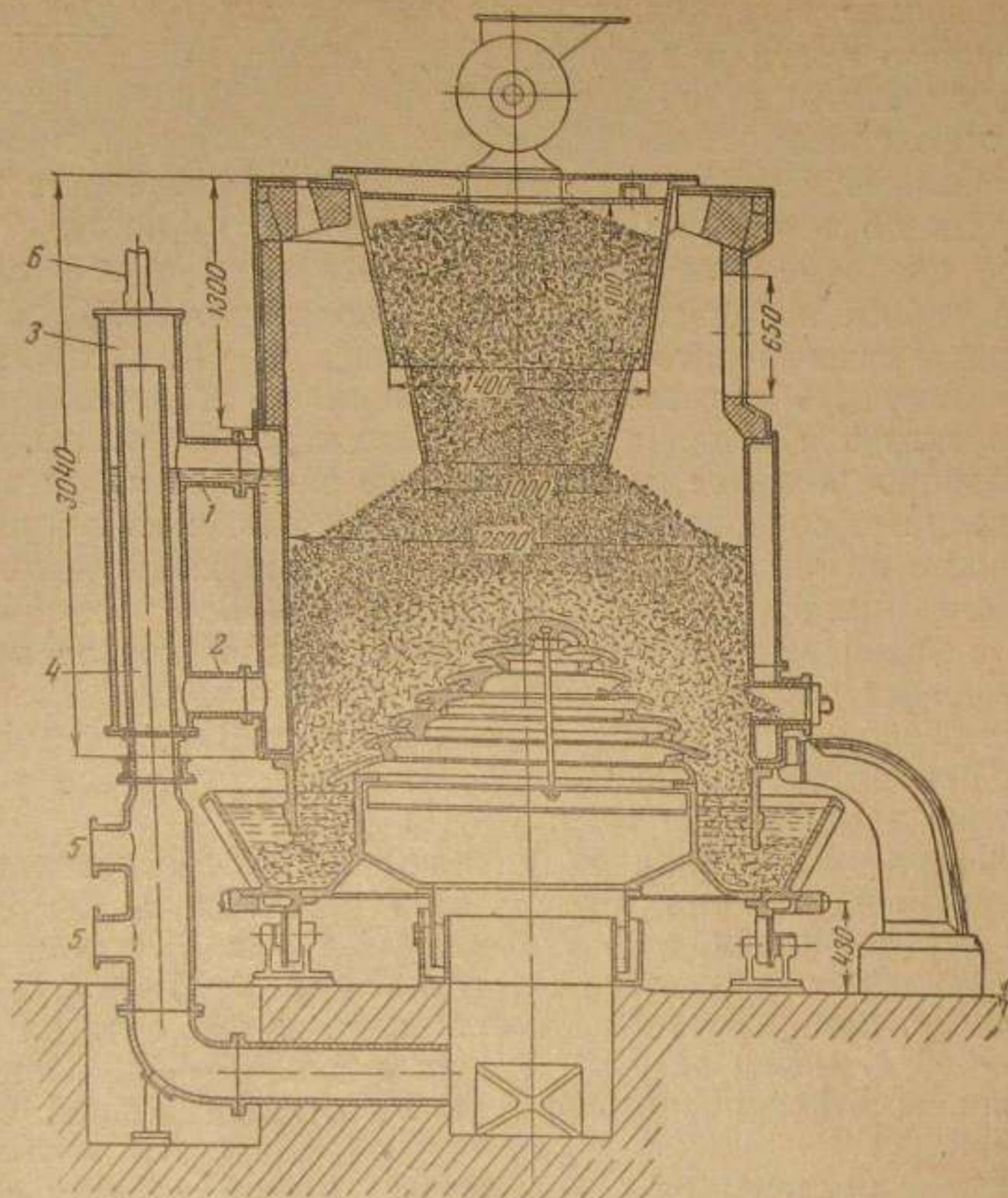
При периодических загрузках топлива значительными порциями при работе на низком слое происходит также резкое изменение температуры газа.

Так, при наблюдении за антрацитовыми газогенераторами в одном случае температура газа колебалась от 530—555° С перед загрузкой до 370—395° С после загрузки. Температура восстанавливалась при этом через 3—5 мин. В другом случае, при работе на каменном угле, температура газа с 590—640° С перед загрузкой падала до 400—440° С после загрузки, восстанавливаясь при этом до максимальной через 5—8 мин.

Вредные последствия периодической загрузки топлива могут быть полностью устранены устройством внутри газогенератора питающего стакана, топливного аккумулятора, подобно тому, как это сделано у газогенераторов Дейтца (фиг. 79). В подобной конструкции топливо подается не непосредственно на поверхность слоя, а в питающий стакан, объем которого в несколько раз превышает объем загрузочной коробки. При этом достигается: а) постоянство высоты и конфигурации слоя топлива, располагающегося по линии естественного откоса; б) отсутствие необходимости в строгой периодичности загрузок.

Угол естественного откоса топлива равен углу наклона боковой поверхности колосниковой решетки. Поэтому поверхность топливного слоя и поверхность решетки всегда эквидистантны.

Недостатком описанной системы питания газогенератора топливом является следующее: а) при работе на топливе неравномерного механического состава более крупные куски, спускающиеся из-под нижнего края стакана, откатываются к



Фиг. 79. Устройство для поддержания высоты слоя топлива на постоянном уровне.

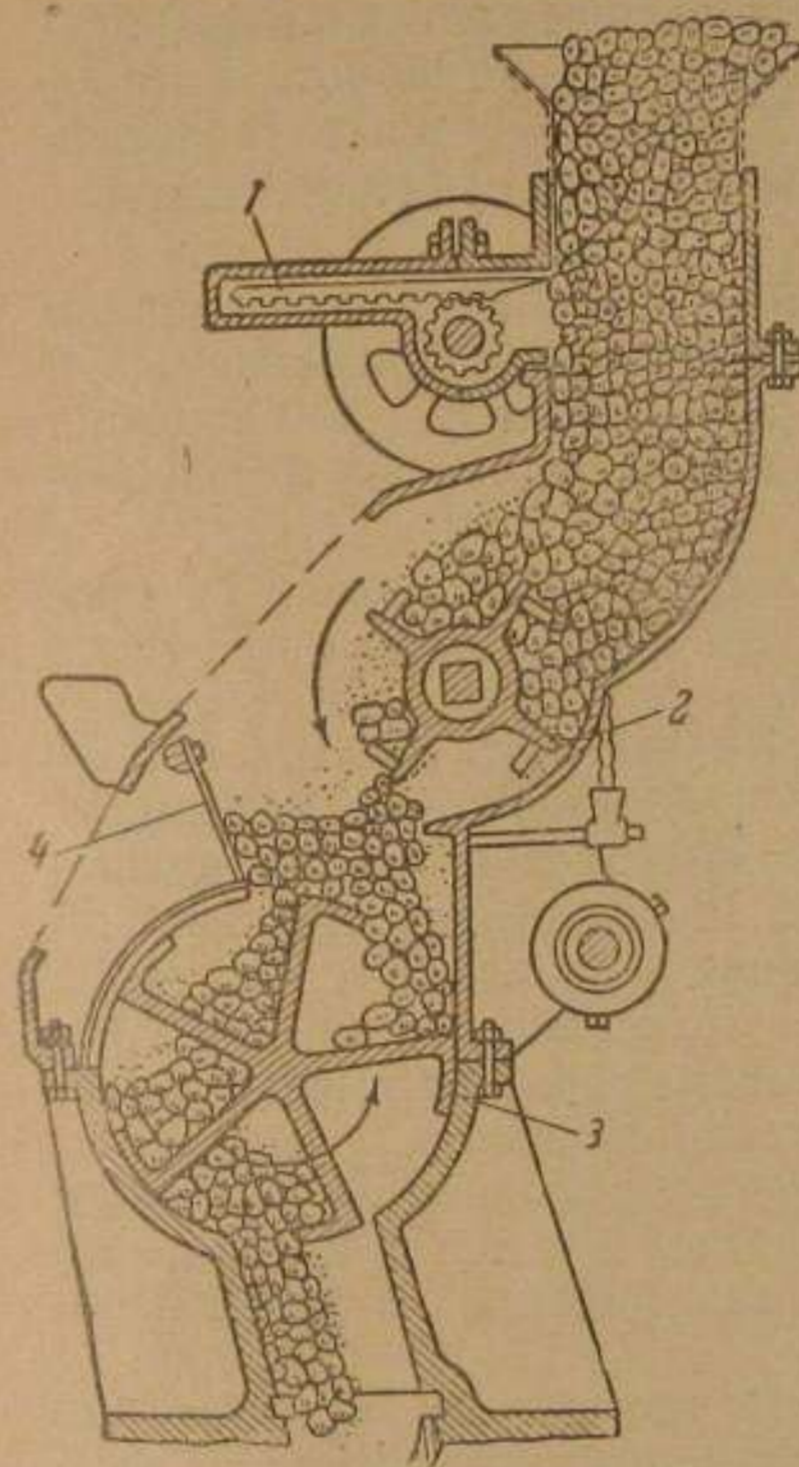
стенкам шахты, более мелкие куски остаются в центре слоя; б) воздушно-газовый поток, благодаря наличию стакана, отклоняется к периферии. В результате указанных явлений газогенераторы с питающими стаканами более интенсивно работают периферией. Опыт показывает, однако, что употребление мелкозернистого равномерного по механическому составу топлива указанные недостатки устраняет.

Идеальным загрузочным устройством было бы такое, которое обеспечило бы непрерывное потупление в генератор топлива в количестве, равном количеству сгораемого топлива, и притом распределяло бы его равномерно по всему сечению шахты.

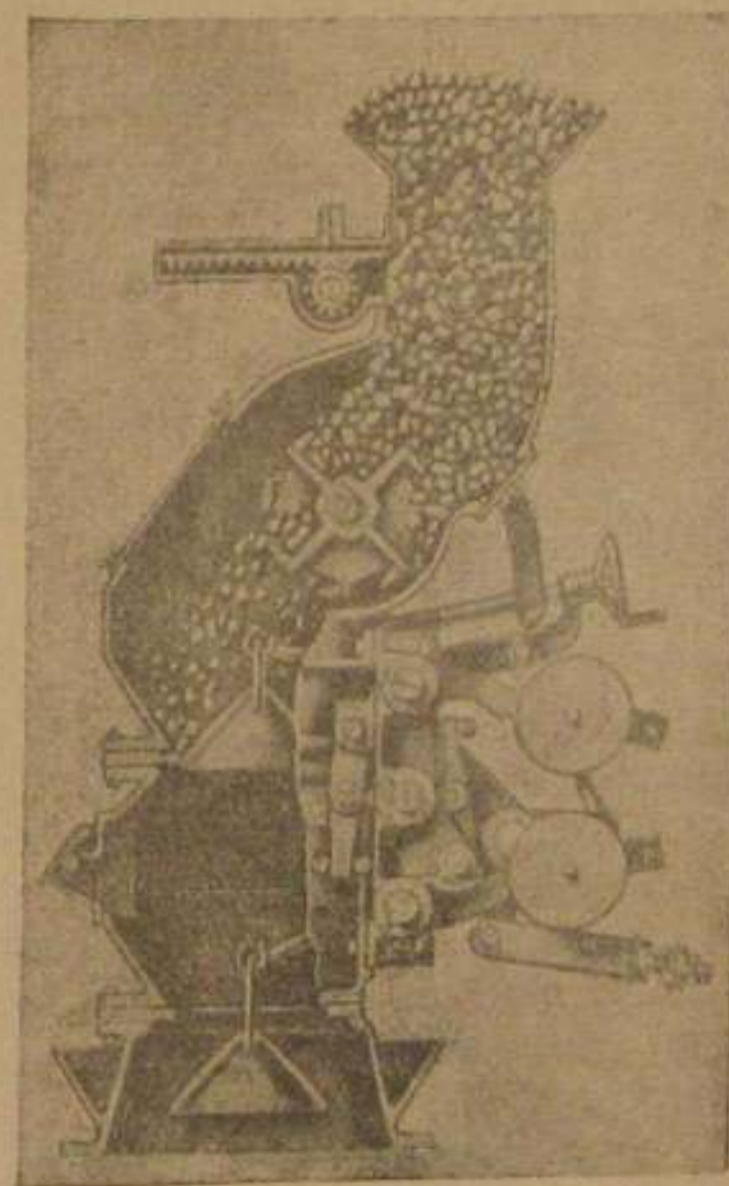
Решить эту задачу путем применения ручных загрузочных приспособлений невозможно. В той или иной мере она решается применением механических устройств.

Одна из конструкций механического питателя—питатель Гипрогазтоппрома — представлена на фиг. 68.

Топливо (уголь) из бункера, расположенного над газогенератором, поступает в питатель через рукав 1. Оно попадает в барабан 2, вращающийся в чугунном корпусе питателя. Ба-



Фиг. 80. Механический питатель системы Вельмана с барабаном.



Фиг. 81. Механический питатель с конусным затвором.

рабан имеет три секции. При вращении барабана одна из секций заполняется топливом, другая в это время опорожняется.

На фиг. 80 показан разрез механического питателя системы Вельмана. Топливо, сдерживаемое заслонкой 1, попадает в дозатор 2 питателя.

Скорость его вращения определяется количеством подаваемого в генератор топлива. Барабан 3 имеет пять секций. Он плотно пригнан к стенкам корпуса и служит затвором, препятствующим прониканию газа в помещение. Вращается он с постоянной скоростью, посылая в генератор количество

угля, отмеренное дозатором 2. Для избежания переполнения секции топливом предусмотрена заслонка 4.

В питателе другой конструкции барабан заменен двумя конусами, плотно прижимающимися к седлу и попеременно опускающимися (фиг. 81).

Эти питатели дают возможность осуществить непрерывную загрузку топлива, но не обеспечивают равномерного распределения его по сечению шахты. Это достигается в генераторах, описанных ниже, путем совместного движения шахты и шуровочного приспособления.

Значительным распространением в нашей и заграничной практике пользуется механический питатель, применяемый в комбинации с устройством для разравнивания и рыхления слоя топлива. Питатель изготавливается в различных модификациях. Описание его см. ниже.

Скорость вращения барабанов питателей зависит от производительности газогенератора и колеблется от 10 до 30 об/час.

Мощность моторов питателя 1,5—1,8 квт. Швельшахтные газогенераторы и газогенераторы, работающие на антраците, с точки зрения улучшения процесса газификации не нуждаются в механических питателях, так как непрерывная загрузка топлива в этих случаях ничего не изменит в течении процесса в генераторе. Однако, в отношении экономии в рабочей силе может оказаться рациональной установка механических питателей и на этих газогенераторах.

Наоборот, на газогенераторах, работающих на каменном угле в низком слое, установка питателей с точки зрения поддержания нормального процесса газификации является необходимой.

е) Шуровочные отверстия. Опыт показывает, что даже хорошо сконструированные загрузочные приспособления не всегда обеспечивают равномерную по всему сечению шахты загрузку топлива. Время от времени приходится тем или иным способом исправлять работу загрузочных устройств путем разравнивания верхнего горизонта слоя.

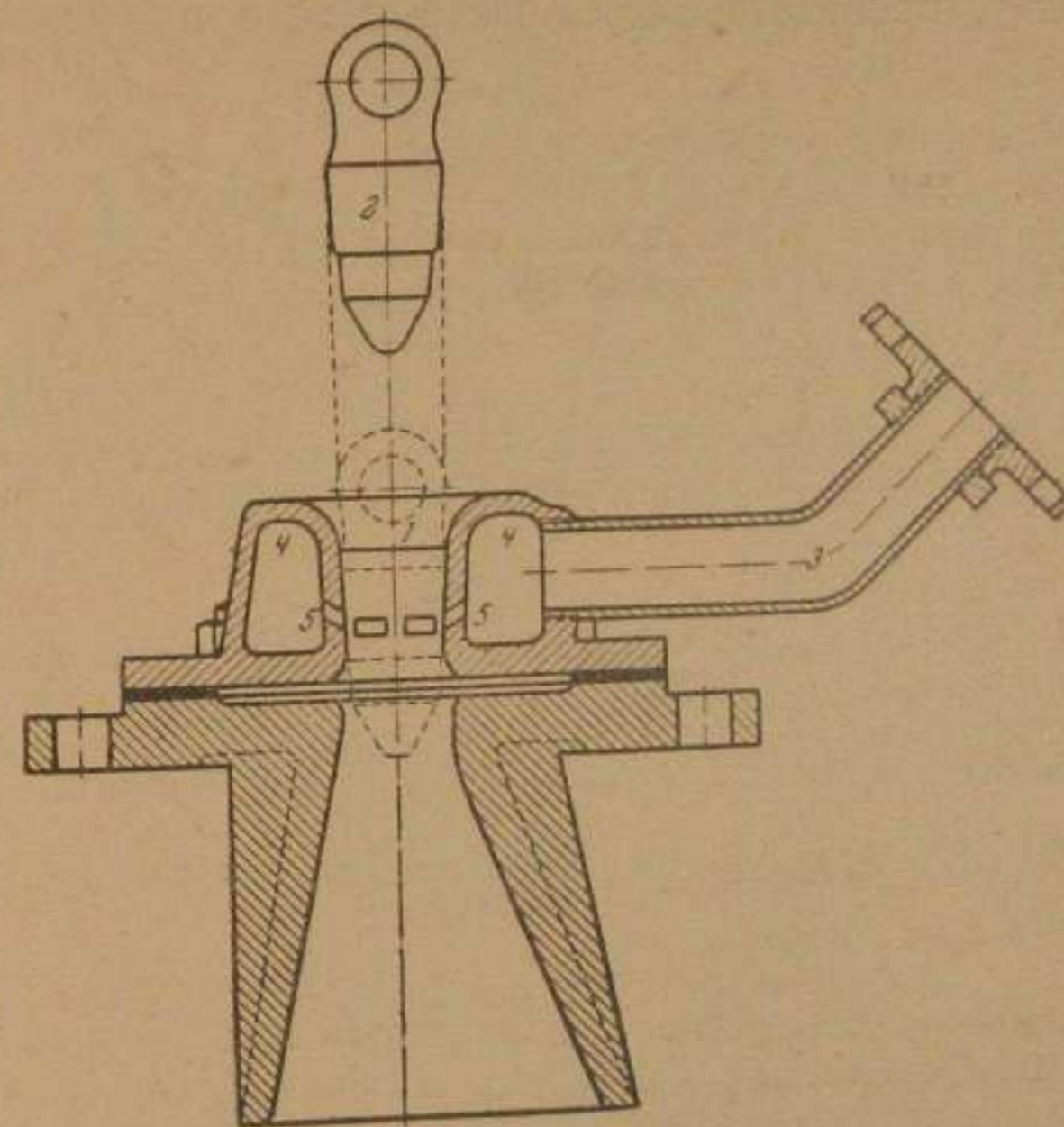
При работе на спекающихся углях необходимо разрыхлять верхний горизонт слоя, разрушая образующиеся с поверхности корки спекшегося топлива.

Наконец, для нормального протекания процесса газификации необходимо разрушение образующихся в нижней части слоя шлаковых комьев и удаление со стенок шахты шлаковых настывей.

Первые две операции—разравнивание и разрыхление верхнего горизонта топливного слоя (поверхностная шуровка)—производятся либо вручную, либо механически. Третья операция—разрушение шлаков (глубинная шуровка)—до настоя-

щего времени не механизирована и производится вручную. Лишь в самых последних конструкциях делаются попытки механизировать выполнение и этой операции.

Для производства ручной поверхностной шуровки, как и для шуровки глубинной, в газогенераторе должны быть предусмотрены специальные отверстия, позволяющие проникать шуровочной штангой внутрь генератора. Такие шуровочные



Фиг. 82. Арматура шуровочного отверстия с паробойником.

отверстия в количестве 4—6 располагаются на крышке генератора. Иногда отверстия устраиваются также на кожухе генератора.

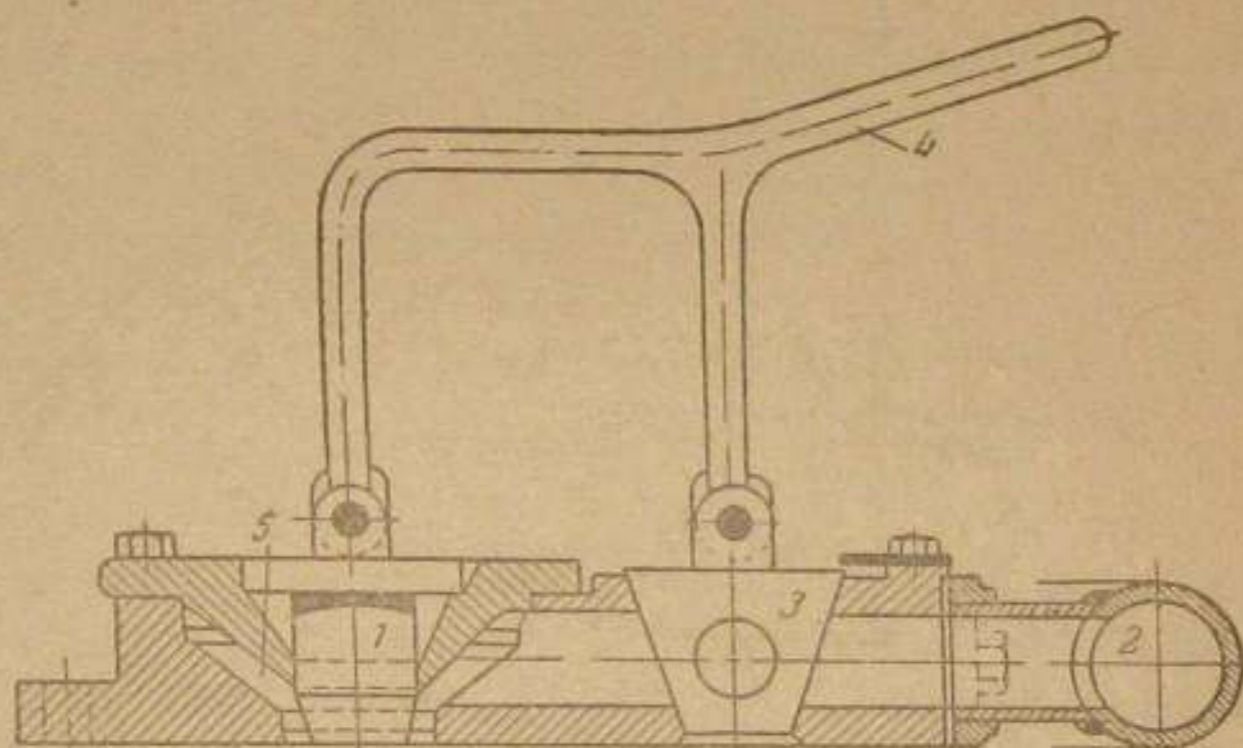
Кроме шуровки шуровочные отверстия являются необходимыми также для наблюдения за происходящим в генераторе и для измерения величины зон.

Шуровочные отверстия снабжаются чугунной арматурой и плотно прикрываются пробками.

Для предупреждения газовыделения через шуровочные отверстия самым рациональным было бы поддержание в газогенераторе давления, равного атмосферному или близкому к нему. Однако, не всегда это оказывается возможным сделать. На практике приходится считаться с наличием в генераторе

давления, значительно (до 50—80 мм вод. ст.) превышающего атмосферное, и потому принимать меры против газовыделения. Такой мерой является паровой и воздушный отбой.

На фиг. 82 представлена арматура шуровочного отверстия с паровым отбоем. Шуровочное отверстие 1 закрывается пробкой 2. В момент открывания отверстия по трубе 3 в кольцевой канал 4 подводится пар давлением 1—2 ат. Вырываясь через скошенные каналы 5 в отверстие 1, пар образует паровую завесу, препятствующую выходу газа в рабочее помещение.

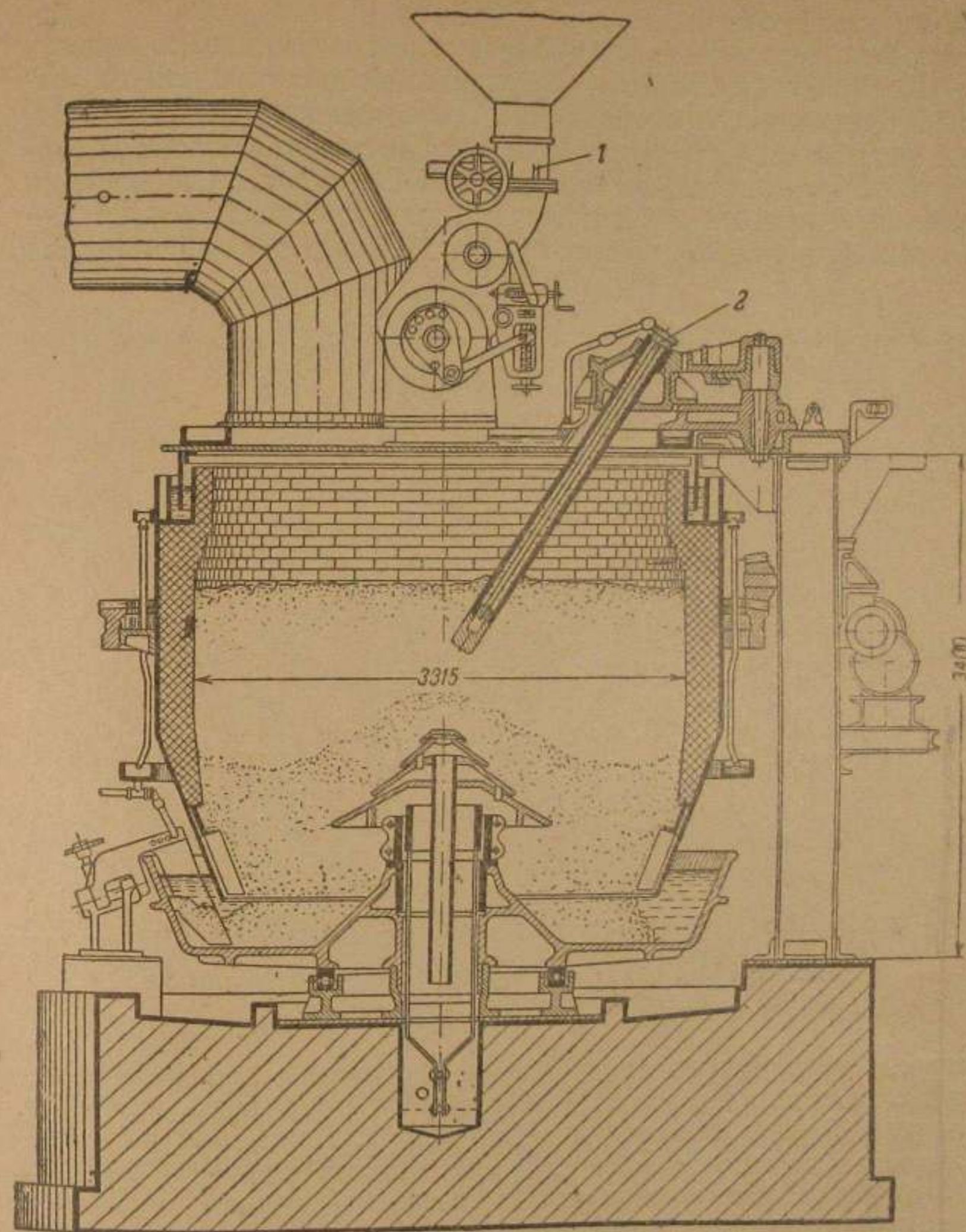


Фиг. 83. Арматура шуровочного отверстия с воздушным отбоем.

Шуровочное отверстие с воздушным отбоем изображено на фиг. 83. Отверстие закрывается пробкой 1. Воздух к отверстию подводится по трубе 2, расположенной по краю крышки генератора. Когда шуровочное отверстие закрыто, воздушный канал также перекрыт краном 3. Для того, чтобы открыть шуровочное отверстие, нужно нажать на рычаг 4 и отвести пробку 1 на 90° в сторону. При этом воздушный кран 3 станет в положение «открыто», а воздух ворвется в кольцевой канал 5 и далее — в шуровочное отверстие, образуя воздушную завесу. Давление воздуха 200—400 мм вод. ст.

ж) **Механизированные газогенераторы.** Одна из распространенных модификаций механизированного газогенератора представлена на фиг. 84. Шахта газогенератора вращается на особых роликах. С неподвижной крышкой она сочленена посредством гидравлического затвора. Скорость вращения шахты 1 оборот в 4—4,5 мин.

Разрыхление и выравнивание верхнего горизонта топлива осуществляются шуровочным ломом 2 особой конструкции. Он представляет собой пустотелую стальную штангу со съем-

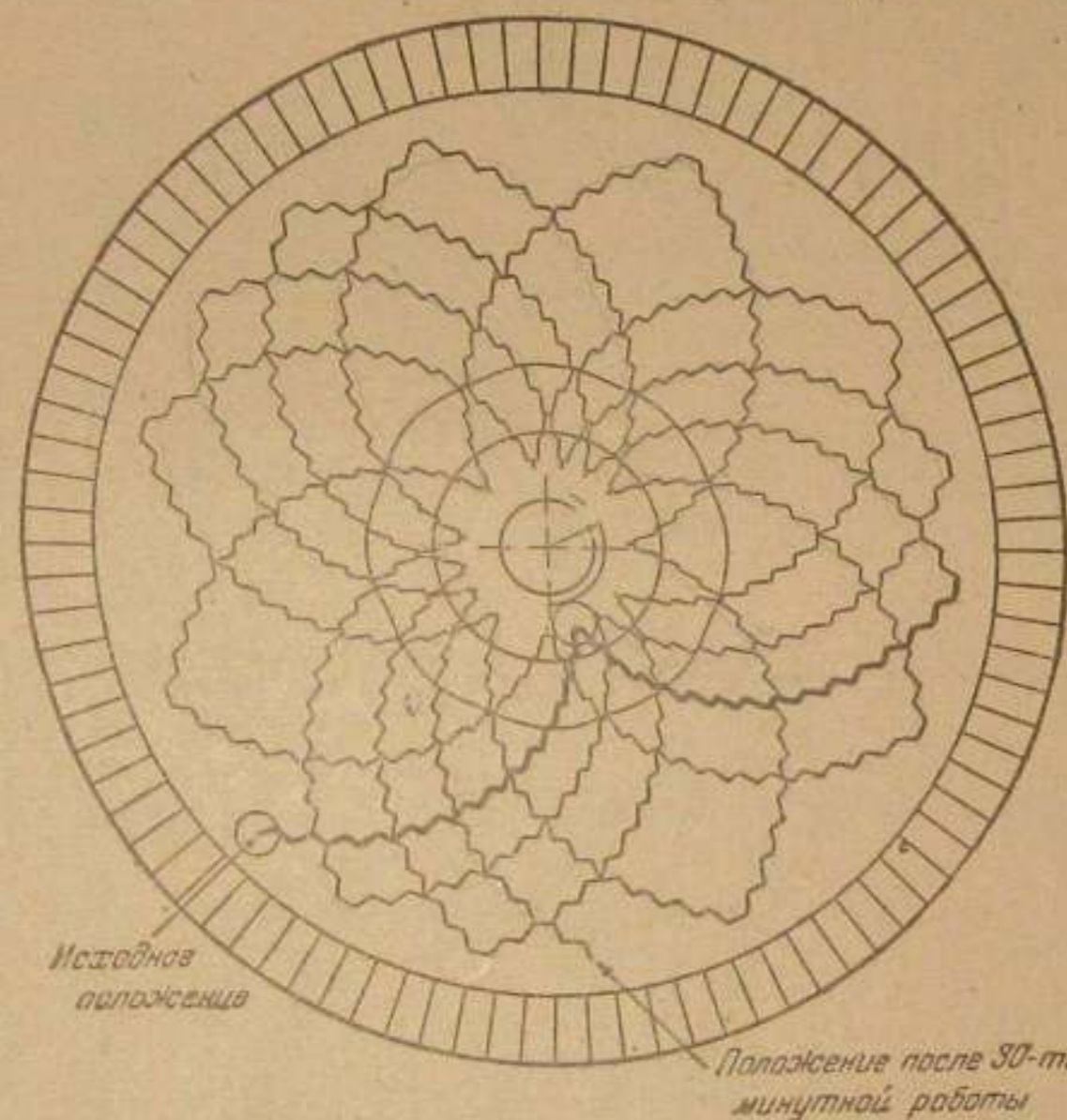


Фиг. 84. Механизированный газогенератор Вельмана.

ным наконечником, укрепленную в специальном подшипнике на крышке газогенератора. Шуровочный лом совершает колебательные движения от центра шахты к периферии. Обработка всей поверхности слоя ломом достигается при совместном колебании лома и вращении шахты. На фиг. 85 представлен путь конца шуровочного лома в слое топлива после

30-минутной его работы. Съемный наконечник лома изнашивается через 6—8 мес. Изнутри лом охлаждается водой.

Поддон газогенератора вращается на роликах или на шарах. Специального привода для вращения поддона не имеет, так как он увлекается во вращение трением шлака и топлива, движущегося вместе с шахтой. Посредством включения внешнего тормоза вращение поддона прекращается на 8—10 сек. через каждые 60 или 120°. При торможении поддона

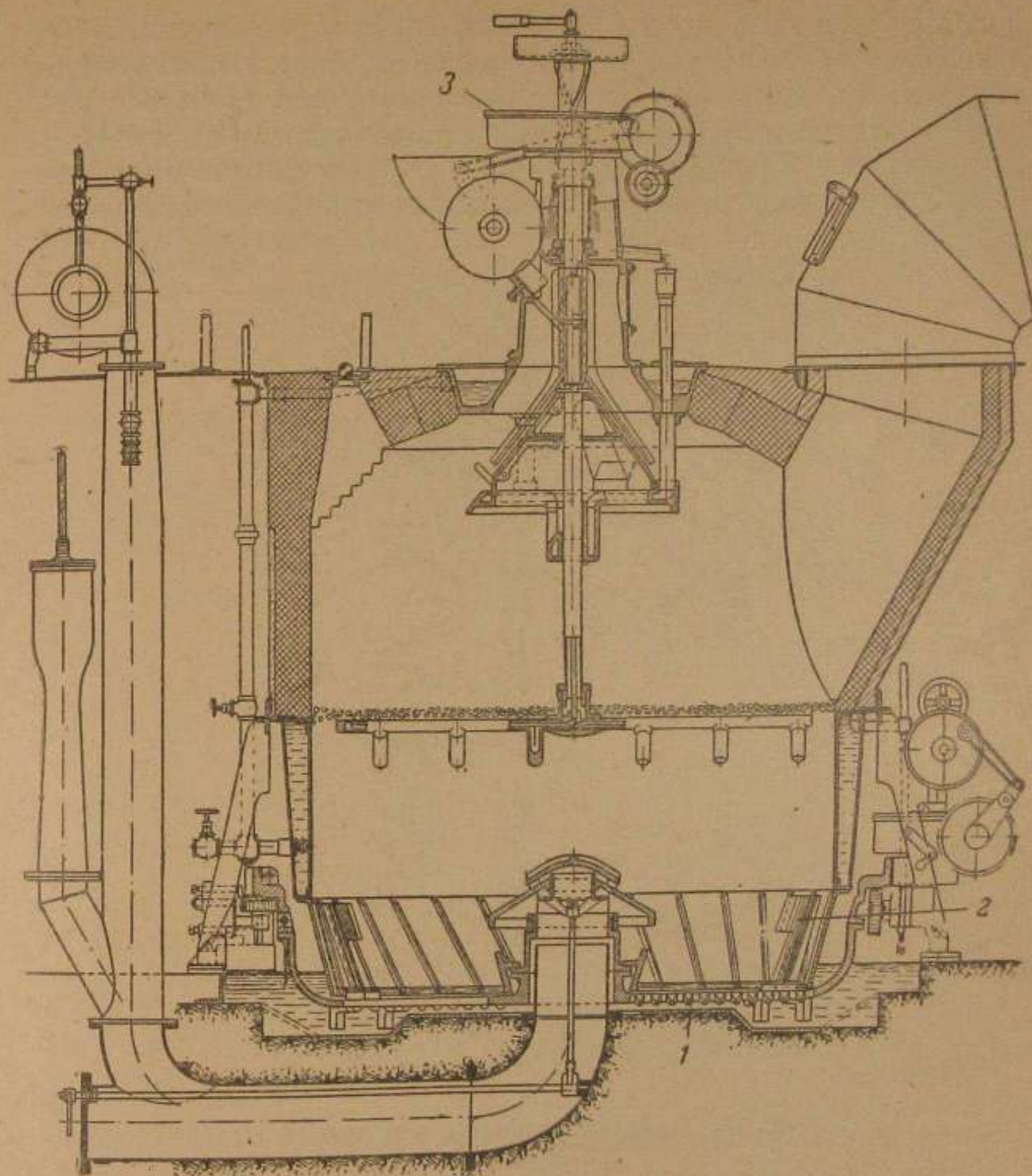


Фиг. 85. Путь конца лома на поверхности слоя топлива после 30-минутной его работы.

шлаки, тревожимые колосниками, сползают к периферии поддона. Удаление шлаков производится подрезным ножом и лемехом, укрепленными вне генератора. Подрезной нож стелется по дну поддона, входя внутрь шахты на 150—200 мм. Количество удаляемого шлака и конфигурация шлакового слоя определяются комбинированием торможения и степенью погружения лемеха.

При вращении шахты получается более равномерное распределение топлива и равномерный отвод газа со всего зеркала газификации.

На фиг. 86 представлен газогенератор с другим устройством для механического выравнивания слоя. Устройство это представляет собой вертикально поставленный вал, на нижнем конце которого прикреплены горизонтально расположенные грабли. Вал и грабли охлаждаются током воды. Расход

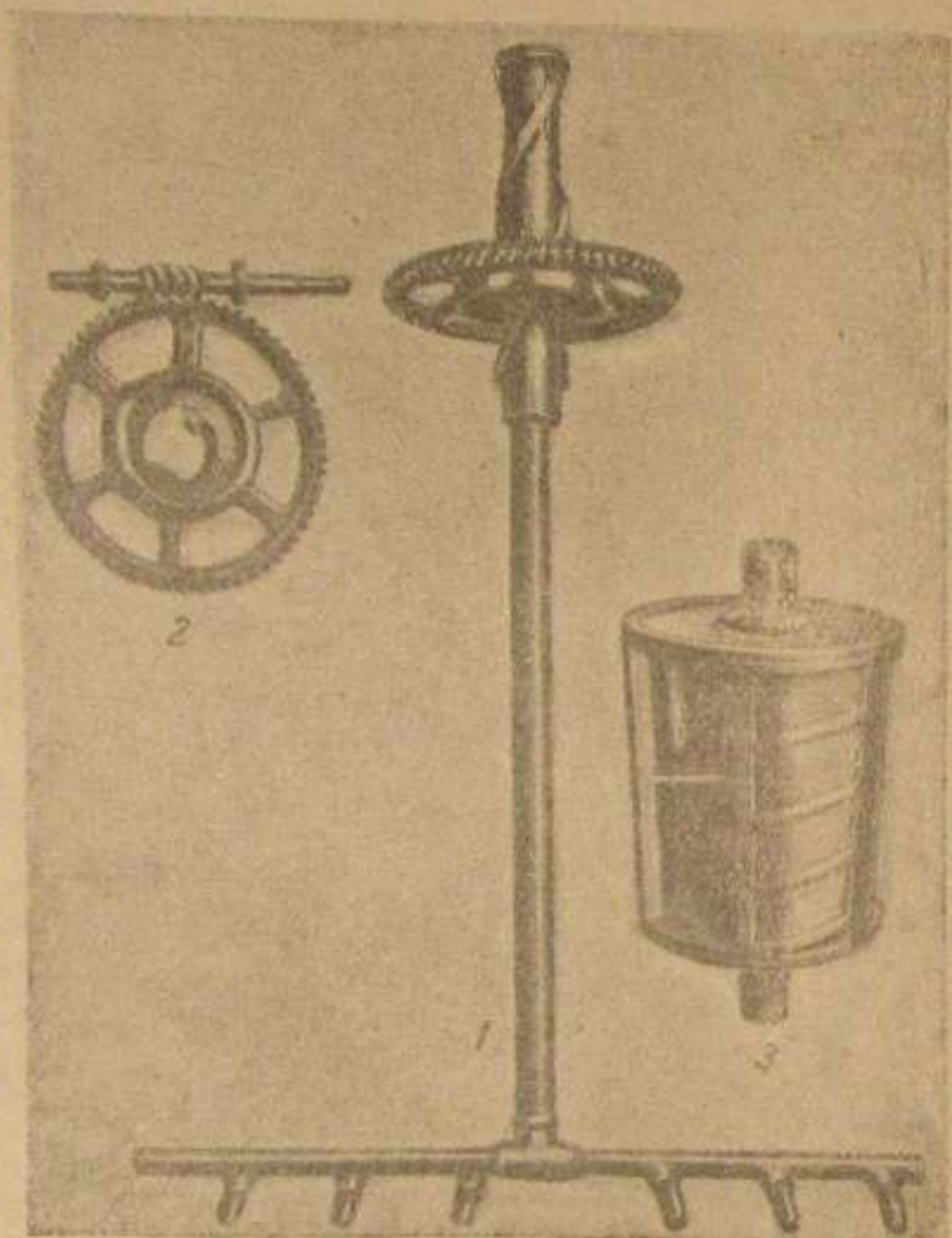


Фиг. 86. Механизированный газогенератор с шурующими граблями.

воды 2—3 м³/час. При вращении вертикального вала зубья (пальцы) граблей бороздят поверхность топливного слоя, разрушая корки спекшегося угля. Одновременно происходит выравнивание верхнего горизонта слоя. Глубина погружения граблей в слой топлива — 200—350 мм. Она регулируется путем изменения величины груза, помещаемого на горизонтальный диск 3, укрепленный на верхнем наружном конце вала.

При увеличении сопротивления движению граблей, например вследствие повышения слоя или увеличения степени спекания угля, грабли автоматически поднимаются. Наобо-

рот, при уменьшении сопротивления грабли опускаются. Вертикальное перемещение граблей осуществляется следующим образом: на верхний конец вертикального вала (фиг. 87) насажена втулка с двумя большими спиральными выступами. Эти выступы образуют скользящую пару с выступами втулки зубчатого колеса, посредством которого приводится во вра-



Фиг. 87. Детали загрузочного и шурующего аппарата.

1—грабли; 2—зубчатое колесо; 3—барабан питателя; 4—храповой привод для вращения барабана питателя.

щение вал. Если в силу тех или иных причин собственного веса граблей и веса нагрузки на них для преодоления сопротивления слоя движению граблей оказывается недостаточным, приходит в действие указанное приспособление: грабли вывинчиваются кверху. Такие грабли делают от 6 до 10 об/час.

Один из газогенераторов с шуровочными граблями, показанный на фиг. 86, имеет неподвижный зольный поддон, выполняемый в виде бетонной ванны. Шлаколомание и шлакоудаление в газогенераторе осуществляется посредством вращающегося зубчатого бруса 1, снизу которого укреплены спирально расположенные гребни, отодвигающие шлаки к борту

ванны. Для подрезывания и дробления шлаков иногда устраиваются еще подрезные ножи 2, устанавливаемые у фартука генератора.

Суммарная затрата энергии для вращения шахты и приведение в действие питателя и шуровочного лома составляют: при шахте диаметром 3,2 м—5 квт, при шахте 2,1 м—3 квт.

На газогенераторах с шуровочными граблями при диаметре шахты 2,6 м устанавливают мотор в 1,5—2 квт.

41. Газогенераторы с получением смолы

При газификации некоторых видов топлива получается смола. Выход и качество ее зависят не только от характера применяемого для газификации топлива, но так же и от того, как происходит отгонка смолы в шахте газогенератора. Смола, получаемая во всех описанных выше газогенераторах кроме газогенератора со швельшахтой, получается сильно разложенной. По сравнению с выходом первичной смолы, получающейся при низкотемпературной перегонке, выход генераторной смолы оказывается значительно более низким, составляя не более 50—70% лабораторного ее выхода.

Низкое качество и малый выход генераторной смолы при газификации в низком слое объясняется тем, что отдельные кусочки топлива при загрузке в генератор попадают сразу на раскаленное зеркало слоя. Происходит быстрое выделение летучих веществ топлива, причем смолистые продукты перегреваются и крекируются.

Ввиду того, что смола многих топлив может представить собой значительную ценность как сырье для получения масел и других химических продуктов, представляется важным сохранить ее в неразложенном виде. Для этого нужно так организовать процесс, чтобы отгонка смолы протекала медленно и в температурном интервале, исключающем перегрев смоляных паров.

Выше на фиг. 65 изображен швельшахтный газогенератор с колосниками Т в том виде, как он выполняется нашими заводами для торфа и древесной щепы, т. е. для топлив с высокой влажностью. Высота швельшахты определяется соотношениями шуровки: она делается не менее длины шуровочной штанги, вводимой через шуровочные отверстия в основную шахту. Получающийся в результате такого расчета высоты швельшахты ее объем оказывается более чем достаточен, даже для таких влажных топлив, как торф и древесина, так как вполне обеспечивает необходимое для завершения сушки и швелования время пребывания топлива в швельшахте.

Характерной особенностью швельшахтных газогенерато-

ров, подобных изображенному на фиг. 65, является наличие у них одного верхнего отбора газа. Таким образом, весь газ, образующийся в зоне газификации, проходит в швельшахту.

Количество газа, которое нужно пропустить через швельшахту, чтобы завершить процессы подсушки и швелования, зависит в основном, от влажности топлива. Приблизительный расчет этого количества можно произвести следующим образом.

Пусть газификации подвергается бурый уголь с влажностью 19%. Примем: конечную температуру полукоксования 500°C ; теплоемкости угля 0,3, газа (в интервале $100\text{--}600^{\circ}\text{C}$) 0,34; начальную температуру теплоносителя 600°C , конечную 80°C , выход газа $2,0 \text{ нм}^3$ на 1 кг загруженного рабочего топлива; количество теплоносителя x . Предполагая, что начавшийся процесс швелования протекает без выделения и поглощения тепла, и пренебрегая потерями тепла в окружающую среду, мы можем написать уравнение баланса тепла:

$$0,01 x \cdot 2,0 \cdot 0,34 (600 - 80) = 0,19 \cdot 600 + 0,81 \cdot 0,3 \cdot 500.$$

Отсюда $x=67\%$.

Таким образом, при указанных условиях в швельшахту необходимо отвести не менее 65—70% газа, получающегося в зоне газификации.

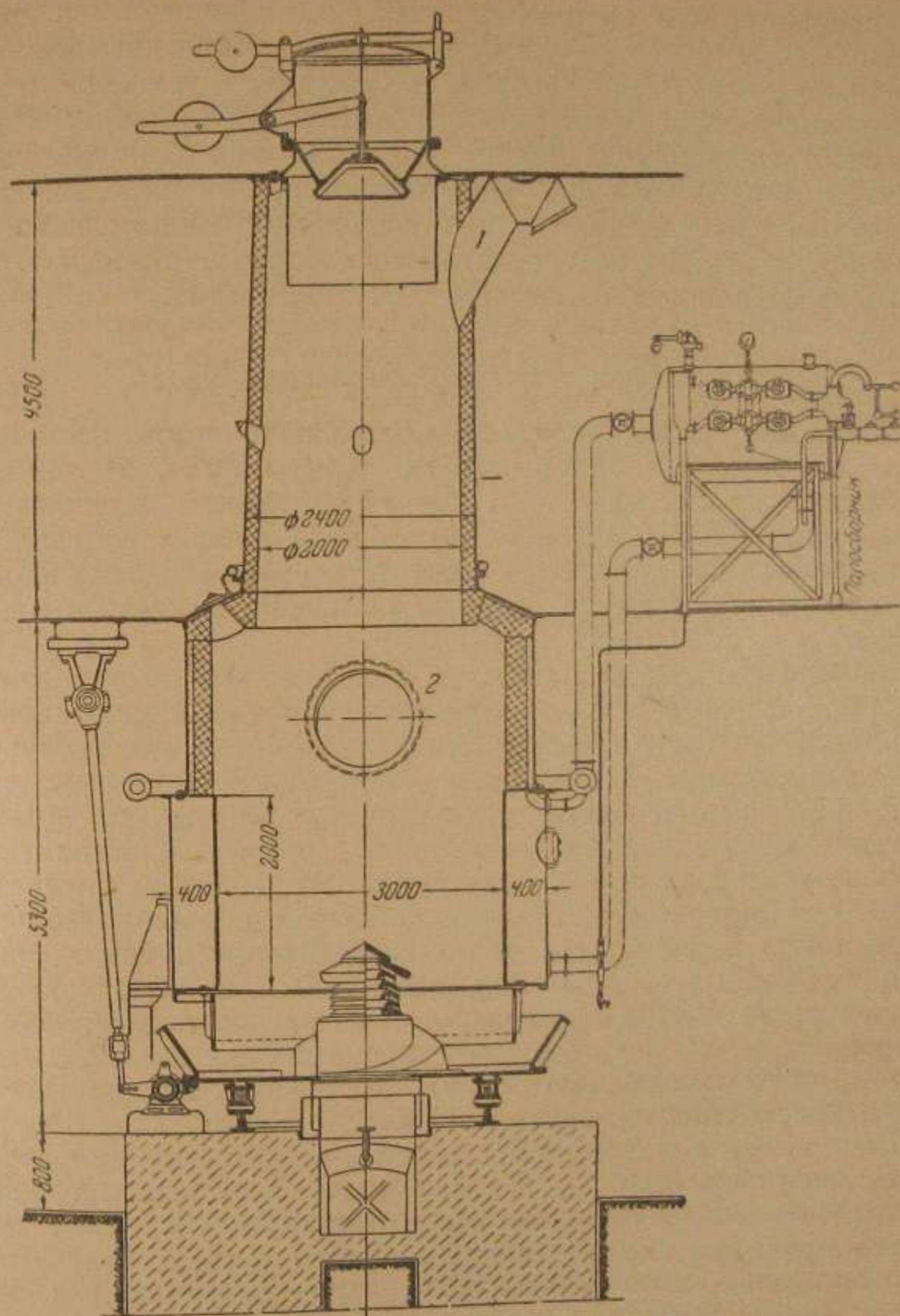
При 15%-ной влажности угля это количество снижается до 40%, при 10%—до 33%.

Влажность топлива, при которой потребуется пропустить через швельшахту все количество газов, определяется расчетом в 40—45%. Этот расчет достаточно хорошо совпадает с практическими данными: например, газификация торфа с влажностью от 30 до 45% идет с нормальными показателями по выходу и качеству смолы и газа.

При дальнейшем повышении влажности торфа топливо спускается в зону газификации недошвелованным. Наоборот, при работе на этих генераторах с торфом пониженной влажности наблюдается перегрев содержимого швельшахты и крекинг смоляных паров.

Из швельшахтных газогенераторов, в конструкции которых предусмотрено регулирование количества пропускаемого через швельшахту газа, следует указать на газогенератор с двойным отводом газа, изображенный на фиг. 88 и предназначенный для газификации буроугольных брикетов и бурых углей с влажностью до 15—20%.

Помимо того, что при двойном отводе газа удается предупредить перегрев содержимого швельшахты и крекинг смолы, такой способ позволяет, кроме того, сократить объем смолоочистной аппаратуры, так как очистке от смолы в данном случае подвергается лишь газ верхнего отбора. Газ из основной



Фиг. 88. Газогенератор с двойным отбором газа.
1—верхний отбор; 2—нижний отбор.

шахты, получающийся из полукокса, лишен смолы и нуждается только в охлаждении и очистке от пыли. Наконец, в некоторых случаях высококалорийный газ верхнего отбора, обогащенный летучими, может найти специального и более квалифицированного потребителя.

Газогенераторы со швельшахтой, независимо от того, имеют ли они один или два отвода газа, непригодны для спекающихся углей. Даже слабо спекающиеся угли, не представляющие никаких затруднений для газификации их в низком слое, оказываются совершенно неприменимыми для газификации в слое высоком. Так, например, донецкие газовые, лисичанские и кузнецкие угли Ленинского района, легко газифицирующиеся в обычных газогенераторах, оказались непригодными для швельшахтных газогенераторов.

42. Газогенераторы с разложением смолы

В промышленной практике может возникнуть необходимость в получении из смолистого (битуминозного) топлива свободного от смолы газа. Газовые двигатели внутреннего сгорания, например, требуют, чтобы в питающем их газе содержались лишь ничтожные количества смолы. Иначе засматриваются и покрываются нагаром клапаны двигателя и машина отказывает в работе.

Вообще говоря, для силовых целей может быть употреблен генераторный газ из смолистого топлива, полученный в любом из описанных выше генераторов. Для этого нужно только подвергнуть его очистке от смолы, для чего в настоящее время имеются соответствующие аппараты (см. ниже), обеспечивающие вполне достаточную степень очистки газа. Однако, установка такого рода смолоочистных аппаратов экономически оправдывается лишь для более или менее мощных газосиловых станций. На часто встречающихся газосиловых станциях мощностью 50—200, реже 500 л. с. сооружение и эксплуатация системы аппаратов для очистки газа от смолы удорожает и сильно осложняет производство газа. На этих мелких газосиловых станциях во всех случаях предпочтительнее непосредственное получение бессмольного газа. Это достигается путем разложения смолы в самом газогенераторе.

В газогенераторах, о которых говорилось выше, топливо двигается навстречу восходящему газовому потоку. Выделяющаяся при этом смола и влага на своем пути из генератора проходят зоны умеренных температур—швелования и подсушки. В генераторах с получением бессмольного газа потоку продуктов сухой перегонки дается обратное направление—через раскаленную зону газификации.

Одна из простейших конструкций такого рода обращенного газогенератора изображена на фиг. 89. Генератор представляет собою кирпичную шахту, одетую в железный кожух. Топливо (мелкоколотые дрова, торф и т. д.) загружается через люк 1; слой поддерживается колосниками 2. Образующийся в генераторе газ отсасывается двигателем через кана-

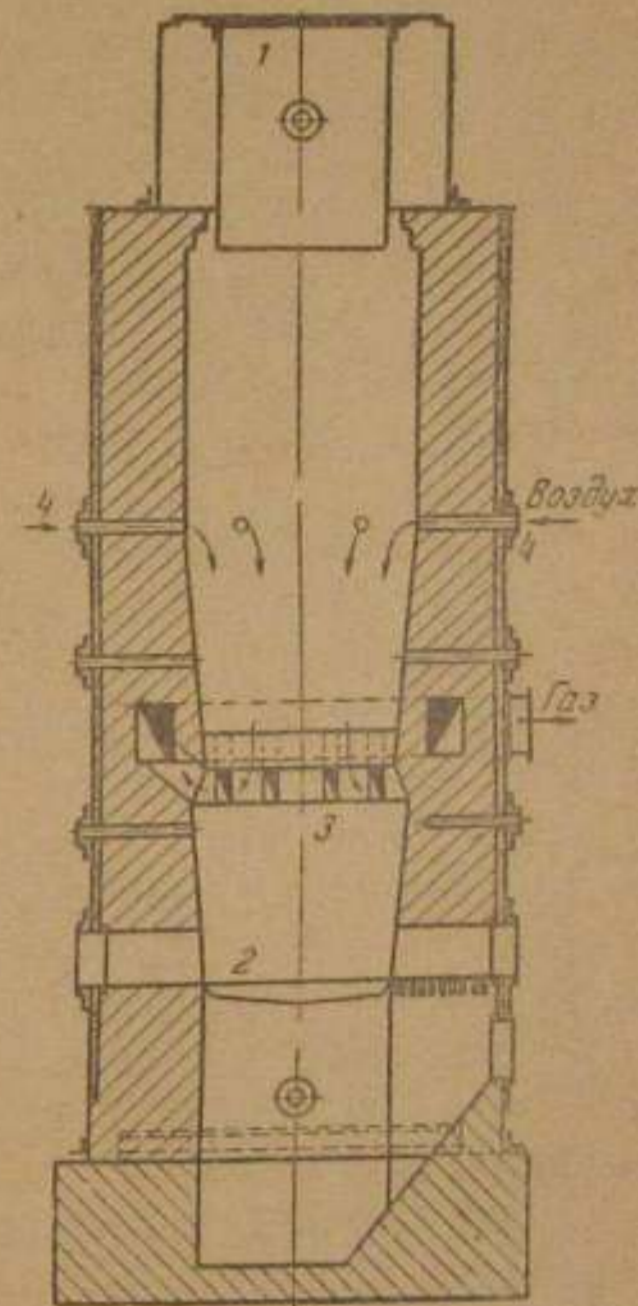
лы 3. Одновременно с отсосом газа происходит засос воздуха в генератор через фурмы 4. Таким образом, движение топлива, воздуха и газа происходит в одном направлении. Зона газификации располагается в плоскости газоотсосного кольца 3 и несколько выше его. Зоны сухой перегонки и подсушки располагаются над зоной газификации в том же порядке, как и в обычных генераторах. Процессы сухой перегонки и подсушки осуществляются за счет тепла, отдаваемого нижележащей зоной лучеиспусканием и теплопроводностью. Теплообмен между топливом и газом в обращенном генераторе, естественно, менее интенсивен, чем в обычном.

Гигроскопическая влага топлива, спускаясь вниз, смешивается с продуктами сухой перегонки (пирогенной влагой, смолой, жирными кислотами, газом и пр.). Смесь поступает в зону газификации. Здесь происходит частичное разложение влаги с образованием соответствующих газообразных и парообразных продуктов сухой перегонки. При этом жирные кислоты, если они имелись, и смолы крекируются нацело. Из газов сухой перегонки нацело разлагаются непредельные углеводороды.

Для крекинга метана требуются высокие (1000° и выше) температуры и катализаторы. В газогенераторах с обращенным процессом происходит лишь частичный крекинг метана. При газификации топлив с высокой влажностью (дрова, торф) метан крекируется меньше, чем при газификации топлив менее влажных (каменных углей).

Коэффициент полезного действия газификации на обращенных газогенераторах оказывается процентов на 5—8 ниже, чем, при прочих равных условиях, к. п. д. газификации на обычных генераторах. Происходит это по следующим причинам:

а) Вследствие значительных затрат тепла на разложение и нагревание водяных паров, а также на крекинг продуктов сухой перегонки температура в зоне газификации оказывается



Фиг. 89. Газогенератор обращенного процесса газификации.

недостаточной для полного развития и завершения основных реакций газификации. Это становится особенно чувствительным при газификации топлив с большим содержанием влаги.

В результате газ оказывается обедненным горючими продуктами и имеет низкую теплотворную способность. К этим же результатам приводит и недостаточная подготовка топлива в верхних зонах вследствие худших (чем у обычных генераторов) условий теплообмена.

На наших газосиловых станциях, оборудованных обращенными газогенераторами, работающими на древесных чурках влажностью 20—25%, получают газ с теплотворностью 950—1050 ккал/нм³. Как известно, при прямом процессе газификации такого топлива получается газ теплотворностью 1450—1550 ккал/нм³.

б) Так как при обращенном процессе газ отводится непосредственно из зоны газификации и тепло его для сухой перегонки и подсушки топлива не используется, температура его высока (600—700°С). Это ведет к лишним потерям тепла.

в) Частицы топлива, опускаясь ниже газоотсосного кольца, в процессе газификации не участвуют, что ведет к прямым потерям топлива.

Несмотря впрочем на все эти недостатки, газогенераторы описанного типа чрезвычайно просты в исполнении и эксплуатации, находят широкое распространение во всех тех случаях, когда газосиловая установка невелика и в наличии имеются значительные запасы дешевого топлива.

Во время Великой Отечественной войны в СССР было построено большое количество газосиловых установок, позволивших перевести большое количество двигателей внутреннего сгорания с жидкого топлива на газ.

43. Устройства для получения пара

На газогенераторных станциях расходуется водяной пар на следующие нужды:

- 1) под колосники газогенератора (технологический пар);
- 2) для паротбойников у шуровочных и загрузочных устройств;
- 3) для продувки и пропарки газопроводов и газоочистной аппаратуры.

Давление пара, подаваемого под колосники, может быть незначительным. Оно должно быть лишь достаточным, чтобы преодолеть давление воздуха в поддувале или воздухопроводе. В двух других случаях требуется пар с давлением от 1 до 3—4 ат.

Необходимый для газогенераторной станции пар получают из общей заводской или специально устраиваемой для стан-

ции котельной. Во многих случаях часть пара, иногда значительная, получается на самих газогенераторах. Возможно и полное покрытие потребности в паре, за счет пара, получаемого с генераторов.

Устройства для получения пара на газогенераторной станции либо конструктивно связаны с газогенератором, либо являются обособленными элементами станции.

К первым относятся пароводяные рубашки, а также экраны паробразователи (генераторы-котлы) и испарители-насытители.

Вторую группу составляют устройства, употребляемые в технике вообще для утилизации тепла отходящих газов и воды: котлы-утилизаторы, трубчатые и иные испарители, башенные насытители, теплообменники и пр.

а) **Пароводяные рубашки.** Как это видно из фиг. 65, 68, 69 и др., водяная рубашка представляет собой цилиндрический кальцевой сосуд, внутренняя стенка которого служит стенкою шахты генератора, а наружная является кожухом.

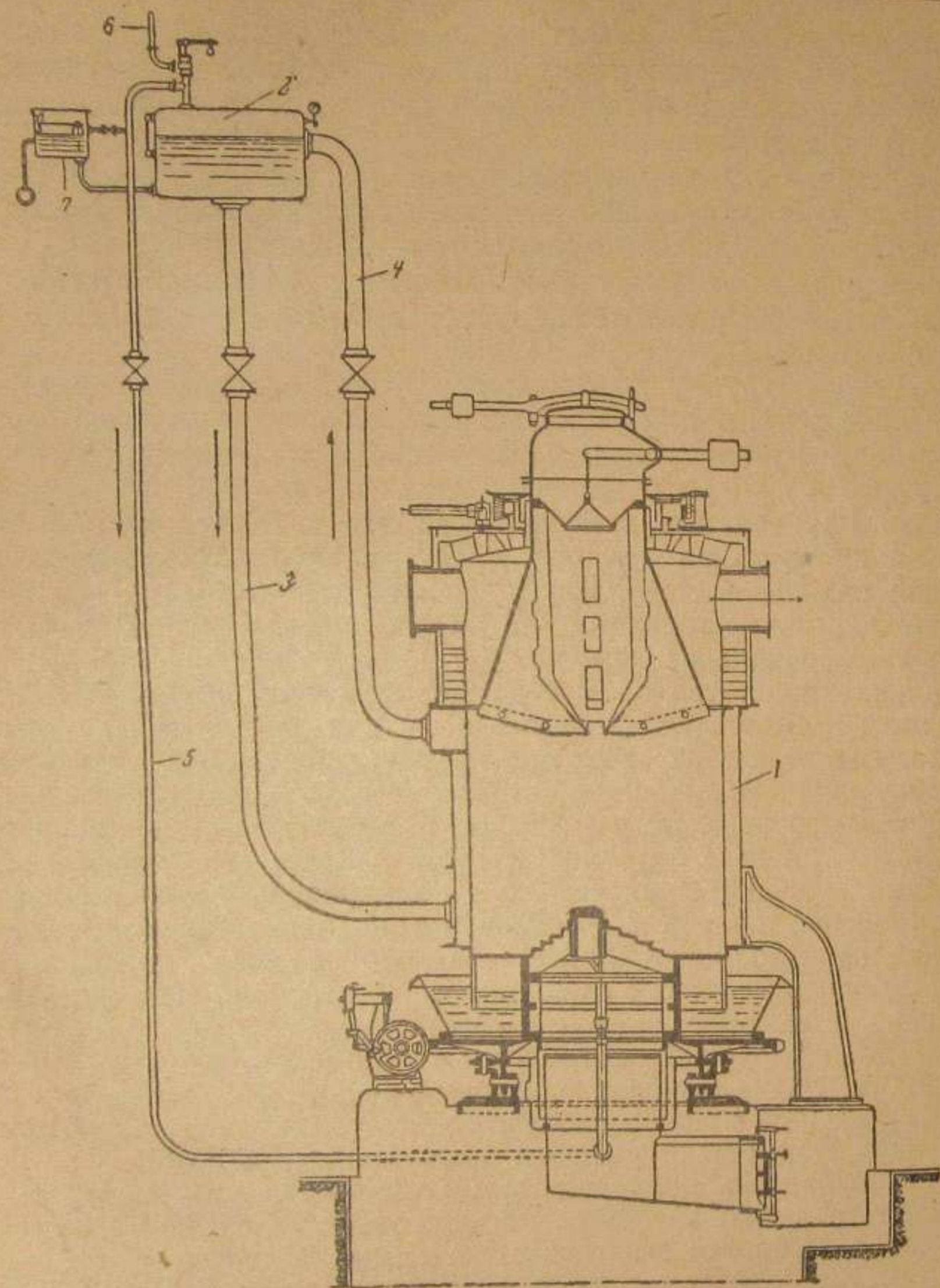
Первоначальное назначение рубашки—предотвращение налипания шлаков на футерованную стенку шахты. В связи с этим и высота ее рассчитывалась в соответствии с высотой зон, где вследствие высоких температур возможно приваривание шлака к кирпичной стенке. В дальнейшем, когда оказалось, что вследствие прогаров и перекоса зон прилипание шлаков к стенке возможно по всей высоте слоя топлива, водяные рубашки стали строить во всю высоту слоя. Наконец, стремление получить с рубашки максимальное количество пара привело к устройству рубашек с высотой, значительно превышающей высоту слоя топлива, а в некоторых конструкциях—с высотой, равной высоте шахты.

Ширина рубашек колеблется от 100 и менее мм до 400—500 мм. Узкие рубашки неудобны для чистки от грязи и накипи. Для этих целей приходится предусматривать устройство в наружной стенке рубашки многочисленных люков.

В рубашках, ширина которых (450—500 мм) достаточна для того, чтобы внутрь ее мог проникнуть рабочий, устраивают 2—4 плотно закрывающихся лаза.

В том случае, если рубашка предназначена лишь для охлаждения внутренней стенки и нагрева воды в ней достигается не выше 50°С, ее можно питать неочищенной водой. При нагреве воды до более высокой температуры требуется очистка воды.

Наиболее удобными и экономичными являются рубашки с получением пара низкого давления (0,3—0,5 ат). Вода (очищенная) в этом случае нагревается до 108—110°С. Пар собирается в особом котелке—паросборнике. На фиг. 90 показано устройство такого рода у одного из газогенераторов. Пе-



Фиг. 90. Газогенератор с пароводяной рубашкой.

регретая до 110°C вода из рубашки 1 по трубе 4 поднимается в котелок 2. Здесь происходит выделение пара, собирающегося в паровом пространстве котелка. Отсепарированная от пара вода спускается в рубашку по трубе 3. Образующийся в котелке пар по трубке 5 направляется под колосники или по трубке 6 — в коллектор пара низкого давления. Пита-

ние котелка водой производится автоматически через клапанное устройство 7. Котелок снабжен необходимой для котельных устройств арматурой.

Иначе устроена такая рубашка у газогенератора Дейтца (см. фиг. 79). Вода циркулирует здесь по широким трубам 1 и 2. Пар собирается в верхней части рубашки и в паросборнике 3. Так как газогенератор работает под разрежением, пар из паросборника 3 засасывается под колосники через трубы 4 вместе с воздухом, засасываемым через отверстия 5. Излишек пара выбрасывается в атмосферу через трубу 6.

Паросъем в рубашках различен для разных топлив и конструкций. Он больше для топлив с низким содержанием влаги и летучих и в рубашках, высота которых превышает высоту слоя топлива, так как условия теплопередачи в надслойном пространстве (газ — стенка — вода) лучше, чем в области слоя (топливо — стенка — вода). Сильно влияет на паросъем также производительность и паровой режим процесса газификации.

По имеющимся опытным данным с 1 м^2 поверхности пароводяной рубашки снимается пара до $30\text{--}35\text{ кг/час}$ у антрацитовых газогенераторов и $15\text{--}20\text{ кг/час}$ у торфяных — при диаметрах шахты $2,5\text{--}3,0\text{ м}$.

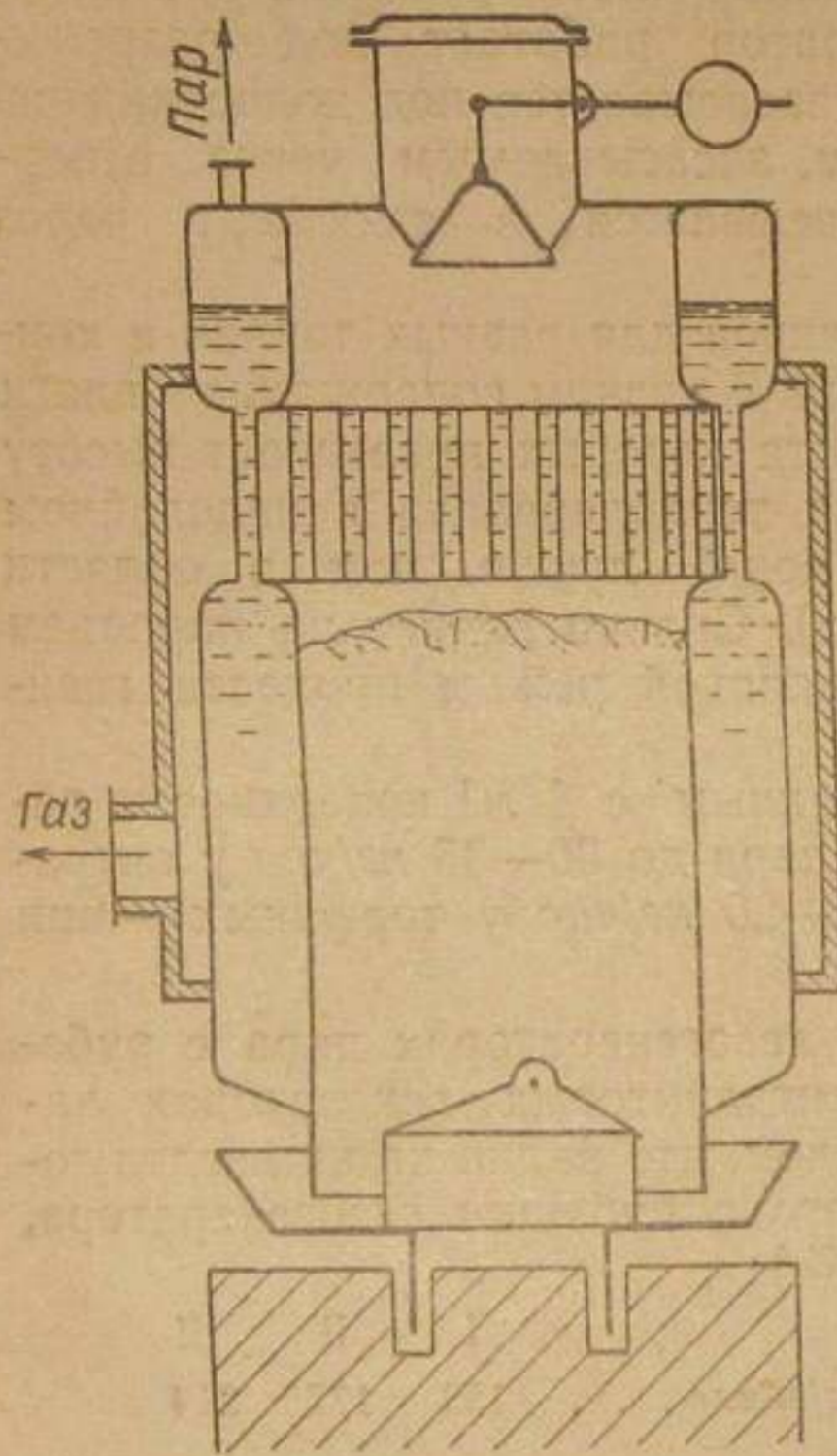
Как правило, на торфяных газогенераторах пара с рубашек на дутье нехватает. На антрацитовых генераторах наоборот, пар получается с избытком, что видно из нижеследующего баланса пара, получаемого с рубашки газогенератора, изображенного на фиг. 79 (в %):

	I	II	III
Напряжение сечения шахты, $\text{кг/м}^2\text{час}$	153	177	214
Баланс пара:			
1. Снято с рубашки	100	100	100
2. Расход пара, %			
а) на дутье	56,2	71,7	76,5
б) сконденсировалось в поддувале	3,9	3,9	2,4
в) выпущено в атмосферу	39,9	24,4	21,4

б) Газогенераторы-котлы. На фиг. 91 изображен газогенератор Маришка, предназначенный для получения пара высокого давления. Кроме уже известной нам водяной рубашки, играющей в данном случае роль водяного барабана, сверху под крышкой генератора имеется второй пароводяной барабан. Оба барабана соединены посредством вертикальных трубок, ввальцованных в их днища. Снаружи трубчатая часть конструкции и часть барабанов закрыты кожухом, футерованным огнеупорным кирпичом. Газ омывает трубки и нижнюю часть парового барабана, а также и наружную поверхность водяного барабана, выходя затем в нижней части генератора.

Образование пара происходит, таким образом, не только за счет тепла раскаленного слоя, но и за счет конвективного использования тепла покидающего генератор газа.

Более поздняя конструкция газогенератора Маришка представлена на фиг. 92. В ней увеличена длина трубок за счет



Фиг. 91. Газогенератор—паровой котел Маришка (вариант с короткими трубками).

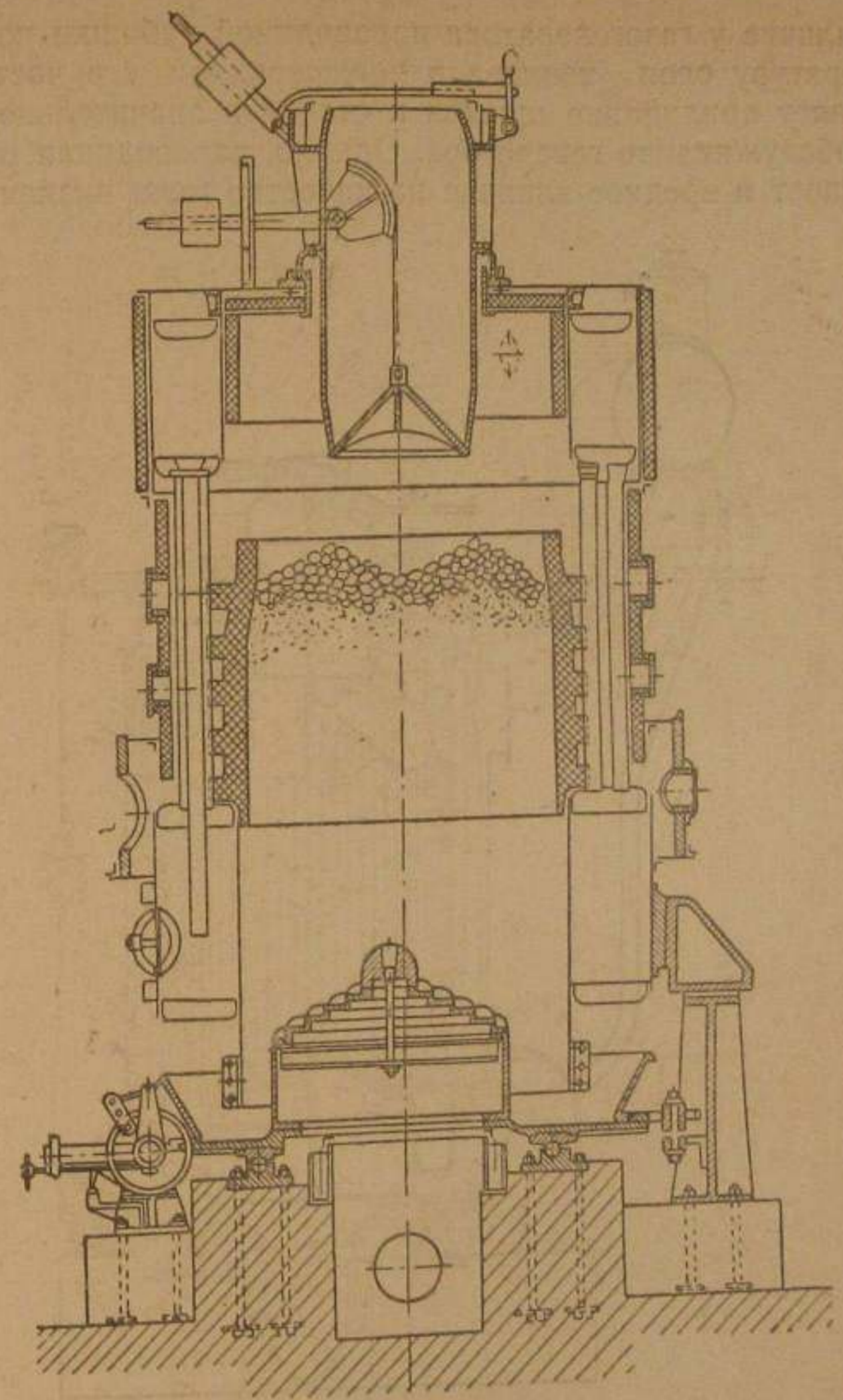
уменьшения высоты водяного барабана, чем достигнуто значительное увеличение поверхности нагрева. Для поддержания слоя топлива на нужном уровне нижний барабан наращен сверху шамотной стенкой.

Работа описанных конструкций может быть характеризована цифрами, полученными при эксплуатации газогенераторной станции, оборудованной 14 генераторами Маришка, работавшей на коксе с влажностью 16% и зольностью (рабочей) 14,6%, содержащем кусков ниже 25 мм — 52% и 25—45 мм 48%. Диаметр шахты 2 м. Поверхность нагрева котла — 55 м². Среднее напряжение сечения шахты 195 кг/м² час, максимальное напряжение 351 кг/м² час. Температура выходящего из генератора газа 180° С. Паросъем 18,8 кг/м² час или 1,2 кг на 1 кг кокса. Давление пара 5,6 кг/см².

Из полученного пара 21% потребляется генераторами. Остаток пара используется для силовых установок. Общий термический к. п. д. станции 87%.

На чистку газогенераторы-котлы останавливаются раз в 4 мес. Для питания котлов-рубашек применяется очищенная вода.

Дальнейшим развитием газогенератора Маришка является конструкция, представленная на фиг. 93. Особенностью ее является еще более развитая поверхность нагрева котла и наличие пароперегревателя. В конструкциях этого типа на 1 кг газифицированного кокса вырабатывается 0,75—1,0 кг пара давлением 10—15 ат.

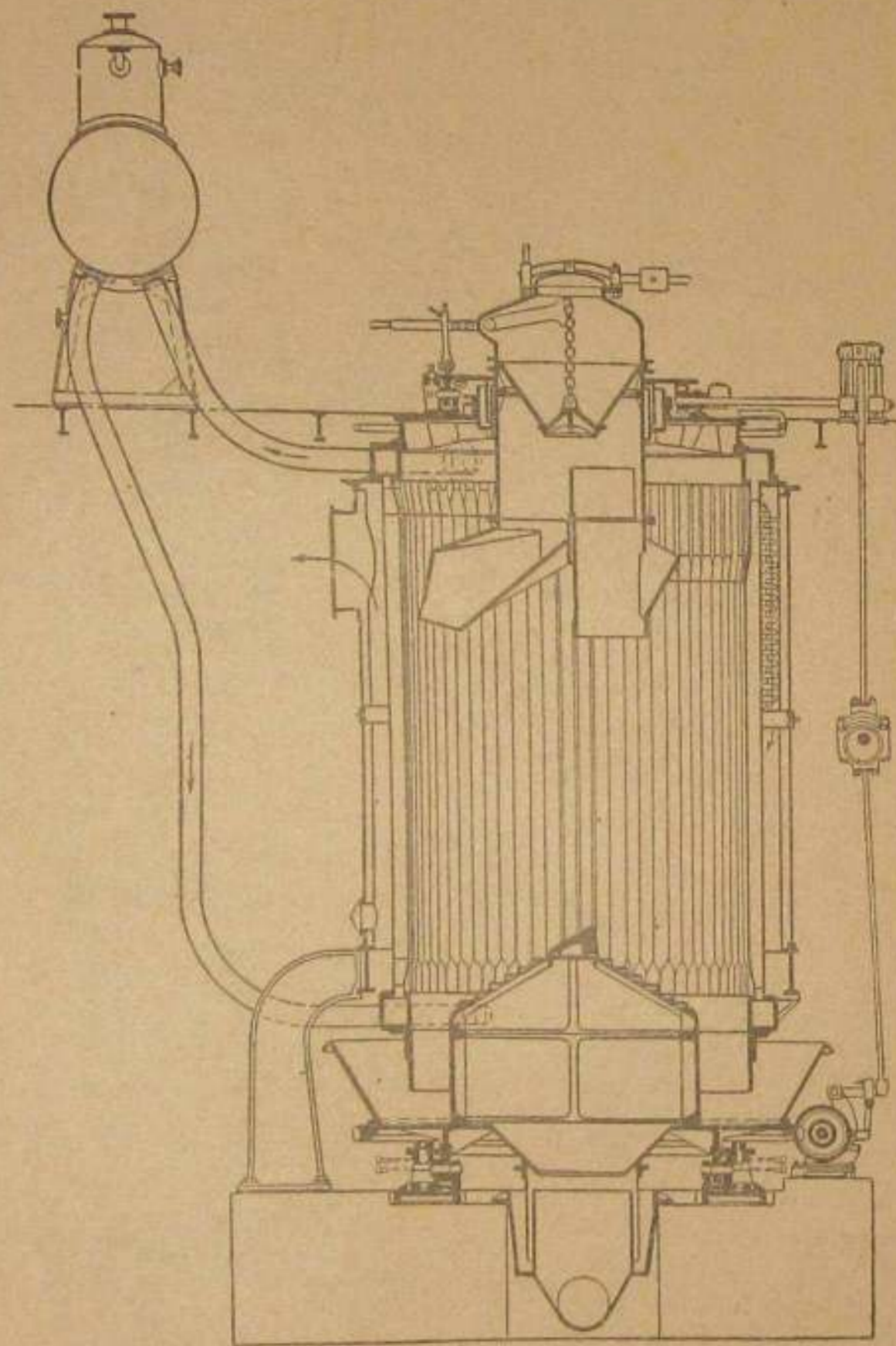


Фиг. 92. Газогенератор—паровой котел Маришка (вариант с длинными трубками).

Несмотря на хорошие показатели работы, газогенераторы-котлы не находят себе сколько-нибудь широкого распространения в промышленности.

Это обстоятельство объясняется, в основном, возможностью работы газогенераторов-котлов лишь на бессмольном топливе, не дающем ухудшающих теплопередачу сажистых и смоляных отложений на кипячительных трубах.

Наличие у газогенератора пароводяной рубашки понижает температуру слоя топлива в периферийной его части. Это устраняет прилипание шлаков к стенке и значительно облегчает обслуживание генератора. Однако, пароводяная рубашка оказывает и вредное влияние на качество газа: низкая темпе-

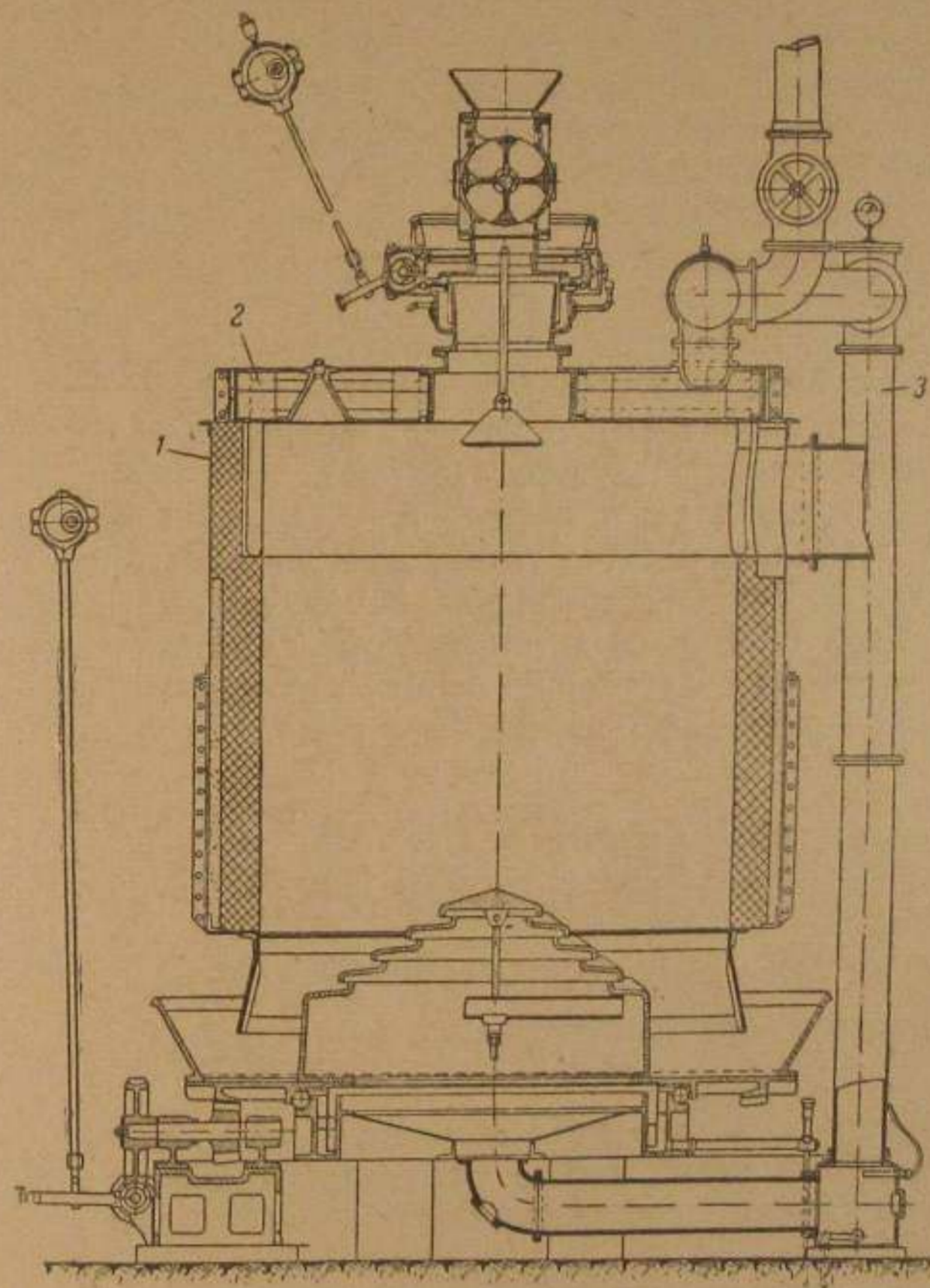


Фиг. 93. Газогенератор—котел позднейшей конструкции.

ратура у стенки мешает нормальному завершению реакций газификации, в результате чего у стенки получается газ значительно более худшего качества, чем в средней части слоя. Вследствие низкой теплопроводности топлива (угля, торфа, древесины) охлаждающее действие рубашки не распространяется, однако, далеко в глубь слоя и образование краевого (рантового) газа ограничено лишь областью, расположенной в непосредственной близости к рубашке. Тем не менее отно-

сительно большое количество краевого газа в случае малого диаметра шахты генератора может существенно понизить среднее качество генераторного газа.

в) Газогенераторы с насытителем и испарителем. В газогенераторах и насытителем и испарителем пар получает-



Фиг. 94. Газогенератор с испарителем.

ся за счет физического тепла газа и за счет лучистого тепла слоя. Впервые такого рода устройства появились у силовых газогенераторов, для которых получение собственного пара имеет часто решающее значение.

На фиг. 94 представлен крупный ($D = 2,8$ м) антрацитовый газогенератор, снабженный испарителем. Последний имеет вид рубашки 1, одевающей стенки надслойного пространства газогенератора и соединенной с полый крышкой 2 газогенера-

большое значение в топливном балансе современных металлургических комбинатов;

б) доменный процесс с точки зрения превращения топлива есть не что иное, как процесс газификации;

в) в некоторых специальных случаях уже в настоящее время домна превращается в газогенератор, когда целевым продуктом доменного производства оказывается газ, металлургический же процесс низводится к роли процесса подчиненного.

Сырьем доменного производства являются руда, топливо и флюсы. Железо в руде содержится в виде окислов.

Окислами железа являются: а) в красном железняке — окись железа (Fe_2O_3); б) в магнитном железняке — магнитная окись железа (Fe_3O_4); в) в буром железняке — гидрат окиси железа ($2\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$); г) в шпатовом железняке — углекислое железо (FeCO_3).

Природные руды, кроме окислов железа, всегда содержат в себе то или иное количество пустой породы. Поэтому содержание железа в промышленных рудах колеблется в широких пределах — от 25 до 70%.

Топливо, загружаемое в доменную печь, играет двойную роль. С одной стороны, содержащийся в топливе углерод и продукт неполного его сгорания (окись углерода) являются восстановителями железа. Они (т. е. углерод и окись углерода) отнимают от окислов железа кислород, переводя окислы железа в чистый металл.

С другой стороны, топливо является источником тепловой энергии. Тепло в доменной печи расходуется на проведение реакций восстановления железа, на расплавление чугуна, пустой породы и флюсов.

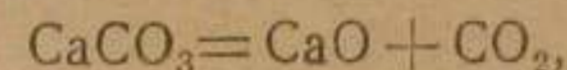
Процесс плавки ведется в высоком слое. Поэтому топливо в шахте домны испытывает большое давление вышележащих слоев. Кроме того, спускаясь сверху вниз, топливо подвергается истиранию. Так как наличие в топливе мусора вредно отзывается на равномерности газораспределения в домне, в доменных печах применяется только крупнокусковое и механически прочное топливо.

В современных домнах основным видом топлива является каменноугольный кокс. В старых домнах и в некоторых современных домнах с небольшой высотой шахты в качестве топлива применяется древесный уголь. Реже для плавки используется антрацит или специальные виды каменного угля. Имеется достаточно удачный опыт ведения доменной плавки на кусковом воздушно-сухом торфе.

Пустая порода руды, а также зола, содержащаяся в топливе, должны быть выведены из домны в жидком состоянии. Основными составными частями породы и золы являются

глинозем (Al_2O_3) и кремнезем (SiO_2). Оба эти соединения вместе и каждое порознь имеют очень высокую температуру плавления (свыше 1500°C). Для их расплавления пришлось бы затрачивать много топлива.

Чтобы понизить температуру плавления пустой породы и золы, к руде добавляют флюсы (плавни). В качестве флюса применяется известняк (CaCO_3). При температуре 600°C и выше известняк разлагается по уравнению



образуя известь CaO . Известь в соединении с кремнеземом и глиноземом образуют материал, плавящийся уже при более низкой (1150 — 1250°C) температуре.

Количественное соотношение между рудой, флюсами и топливом определяется особым расчетом (расчет доменной шихты). В таком расчете преследуются цели не только получения легкоплавких шлаков, но и шлаков легкотекучих.

Общее представление о конструкции доменной печи дает фиг. 96. На фигуре представлен осевой разрез одной из современных советских домн, работающих на коксе.

Верхняя цилиндрическая часть печи 1 носит название колошника. Сверху колошника располагается устройство для загрузки в печь сырых материалов, сбоку — трубы для отвода колошниковых газов.

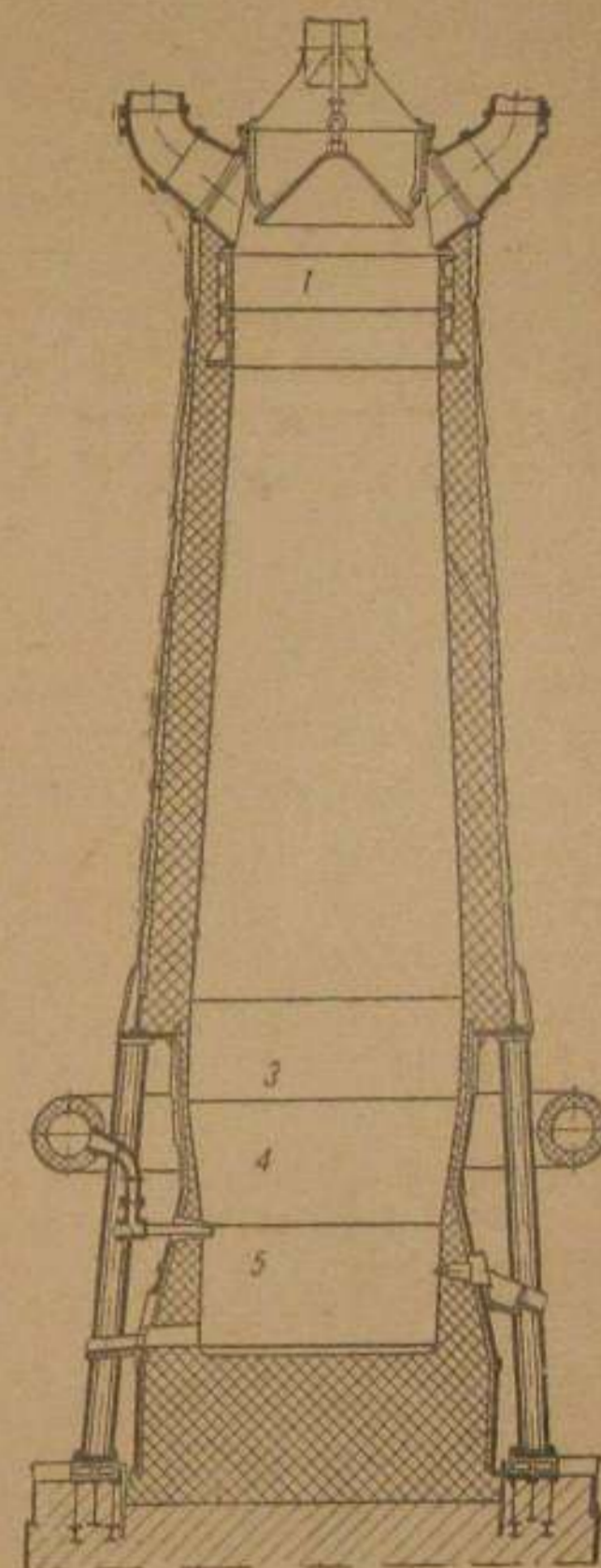
Внизу к колошнику примыкает шахта печи 2, имеющая форму усеченного конуса.

Далее шахта переходит в цилиндрический распар 3.

Коническая часть печи 4, расположенная под распаром, называется заплечиками.

Нижняя часть печи 5 называется горном.

Подвод воздуха в домну производится через фурмы 6, расположенные в верхней части горна. Число фурм — от 4 до 16,



Фиг. 96. Осевой разрез доменной печи.

в зависимости от диаметра горна. Горячий воздух в фурмы поступает из футерованного кольцевого коллектора.

Дно печи носит наименование лещади. На уровне лещади располагается отверстие для выпуска жидкого чугуна — чугунная летка.

Выше чугунной летки, ближе к верху горна, располагается шлаковая летка для спуска шлаков.

Изнутри доменная печь футеруется шамотным кирпичом, снаружи одевается в железный кожух.

В горне развиваются температуры до $1700—1800^{\circ}\text{C}$. Для предохранения шамотной футеровки от перегрева стенки горна охлаждаются с помощью водяных холодильников особой конструкции. Шахта печи имеет наружное водяное охлаждение.

Высота доменных печей зависит от вида применяемого горючего. Древесноугольные домны имеют высоту до 20 м. Современные мощные коксовые домны строятся высотой до 30—32,5 м.

Диаметр горна определяется заданной производительностью домны. От этой величины зависят остальные размеры печи.

В настоящее время строятся домны с диаметром горна 8 м и выше, рассчитанные на суточную выплавку 1500 т/сутки чугуна и больше. Печи с диаметром горна 6,5—7 м (например, на наших южных заводах) дают в сутки 750—850 т чугуна с диаметром 7,5 м — 1000 т чугуна.

Полезный объем домны V может быть определен из формулы

$$V = k \cdot D^2 \cdot H \text{ м}^3, \quad (52)$$

где D — диаметр распара;

H — полезная высота в м;

k — коэффициент, равный для печей современных профилей 0,53.

Полезный объем наших новых печей составляет 900—1200 м³, старых печей — 350—900 м³.

Своеобразие профиля доменной печи, высота и объем каждого из ее элементов (шахты, распара, заплечиков, горна) обусловлены, с одной стороны, стремлением обеспечить наилучшее движение материалов от колошника к горну, а с другой, — необходимым временем пребывания шихты в той или иной температурной зоне.

Для нормальной работы доменного цеха необходимо наличие для печей целого ряда вспомогательных устройств. Основными из них являются устройства для сжатия и нагревания воздуха, т. е. воздуходувное и воздухонагревательное хозяйство.

45. Превращение материалов

В горне, в области фурм за счет подаваемого в печь горячего воздуха происходит сгорание топлива. Образующиеся при этом газы, состоящие в основном из окиси углерода, поднимаются через толщу материалов к колошнику. Омывая куски руды, горючего и флюсов, газы вступают с ними в теплообменное и в химическое взаимодействие.

Вместо выгорающего топлива в горни непрерывно поступают все новые и новые его порции. Таким образом, происходит постоянное движение сырых материалов сверху вниз навстречу потоку газов.

В результате указанных выше взаимодействий материалов и газов сырые материалы, двигаясь вниз, непрерывно меняют свой химический состав и температуру. Температура материалов повышается.

Меняется также и агрегатное состояние материалов. Из твердого они переходят в жидкое состояние.

Вместо израсходованных в домне материалов через загрузочное устройство на колошнике производится периодическая завалка новых порций руды, горючего и флюсов. Разовая завалка этих трех компонентов носит название колоши.

Проследим превращения сырых материалов на пути их движения от колошника к горну.

Характер процессов, происходящих в верхних горизонтах колошника, аналогичен процессам, протекающим в верхней части слоя в газогенераторе. Здесь происходят подсушка руды, горючего и флюсов, а также отгонка летучих из топлива.

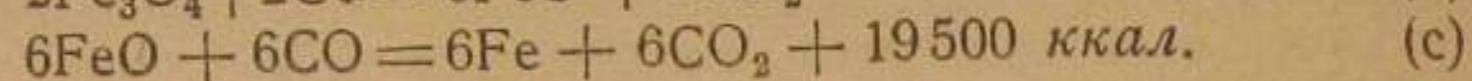
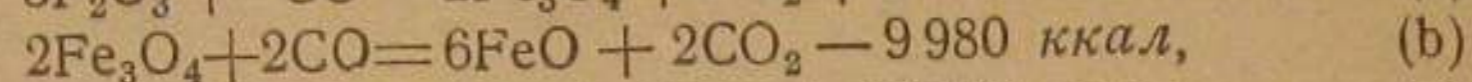
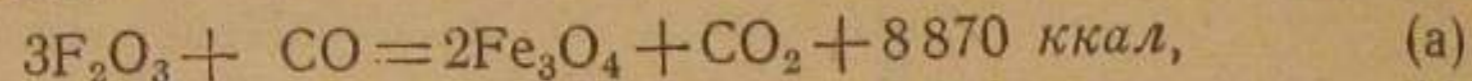
Температура газов на колошнике $150—300^{\circ}\text{C}$. Однако, куски материалов (руды и флюсов) вследствие плохой теплопроводности не успевают прогреться на колошнике до внутренних своих частей. Поэтому выделение остатков влаги из них заканчивается уже в шахте печи при температурах более высоких, вплоть до $700—800^{\circ}\text{C}$.

В верхних частях шахты, при температуре около 600°C , начинается, как указывалось, разложение известняка.

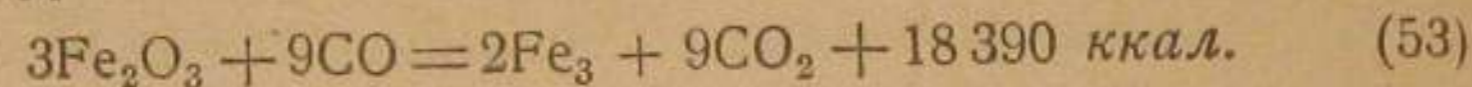
Восстановление железа из его окислов с помощью окиси углерода начинается при сравнительно низких температурах. По указанию акад. М. А. Павлова оно может начаться уже при температурах колошника. Но даже начавшись на колошнике, восстановление железа может не успеть закончиться в шахте печи и продолжается в области высоких температур в заплечиках и даже в горне.

Можно, таким образом, разграничить две температурные области восстановления железа: область умеренных температур (от 300 до $900—950^{\circ}\text{C}$) и область высоких температур (свыше 950°C).

В области умеренных температур восстановление железа протекает последовательно через образование низших окислов железа. Если, например, восстановлению подвергается красный железняк (Fe_2O_3), то процесс протекает по следующей схеме:

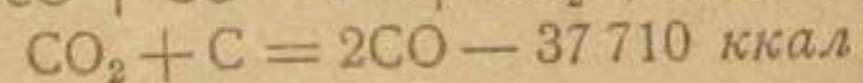
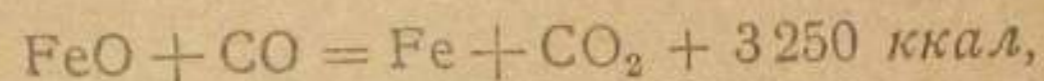


Складывая уравнения (a), (d) и (c), получим результирующее уравнение восстановления Fe_2O_3 в Fe:

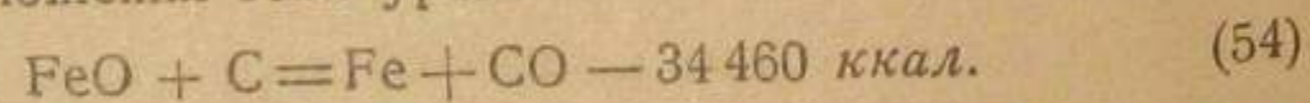


Таким образом, процесс восстановления железа в конечном счете имеет положительный (хотя и слабый) тепловой эффект.

Закись железа (FeO), образующаяся в зонах умеренных температур, не успевает полностью восстановиться до железа. Опустившись в зону высоких (выше 950°C) температур, закись железа взаимодействует с окисью углерода. Образующаяся при этом углекислота в присутствии раскаленного при высокой температуре углерода восстанавливается последним до окиси углерода, т. е. процесс протекает так:



или после сложения этих уравнений:



Таким образом получается так, как будто железо восстанавливается непосредственно углеродом, так как окись углерода не исчезает.

Реакция (54) носит название реакции прямого восстановления железа. По данным акад. Павлова примерно половина закиси железа, образующейся в домне, восстанавливается в железо путем прямого восстановления.

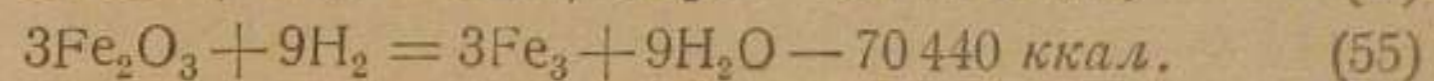
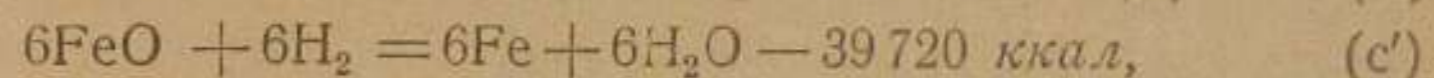
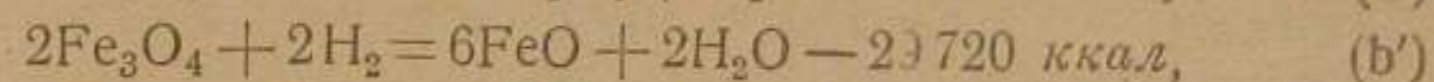
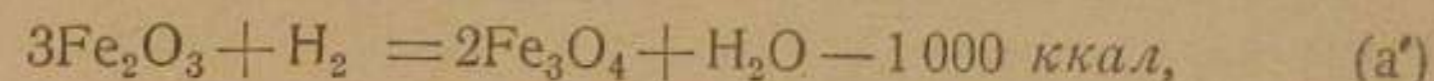
Как видно из уравнения, процесс прямого восстановления железа протекает со значительным поглощением тепла. В этом его коренное отличие от процессов, протекающих в зоне умеренных температур. Кроме того, здесь имеет место недостаточно полное использование тепла топлива, так как значительная часть углерода уходит с окисью углерода, образованной за счет кислорода руды, т. е. по эндотермической реакции.

Этот углерод выгоднее было бы сжечь у фурм.

Таким образом, восстановление железа окисью углерода является более выгодным. Поэтому зону умеренных температур целесообразно расширять.

Помимо окиси углерода некоторая часть железа восстанавливается также водородом. Водород получается от разложения водяных паров, поступающих через фурмы вместе с воздухом, и влаги сырых материалов, остатки которой выделяются в зоне высоких температур.

Процесс восстановления железа водородом идет по той же схеме, по какой он идет при окиси углерода:



Таким образом, использование водорода в качестве восстановителя железа сопровождается поглощением значительного количества тепла. Для предупреждения окисляющего действия водяных паров водород в смеси $\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O}$ должен быть в избытке.

Восстановленное железо, соприкасаясь с углеродом и окисью углерода, обуглероживается, давая сплав с углеродом и соединение Fe_3C — карбид железа. Науглероженное железо плавится при температуре 1140°C .

Содержащиеся в руде или добавленные в шахту окислы кремния (SiO_2), марганца (MnO) и фосфора (P_2O_5) восстанавливаются в условиях высоких температур с большой тратой тепла. Кремний, марганец и фосфор, восстановленные из своих окислов, растворяются в обуглероженном железе. Получающийся чугун стекает на лещадь горна.

При нормальной работе доменной печи плавление чугуна заканчивается раньше, чем начинается ошлакование пустой породы. Последняя сплавляется с известью флюса, расплавляется и в виде жидкого шлака стекает в горн. Здесь к шлакам пустой породы присоединяется расплавленная зола топлива.

Жидкие шлаки, как более легкие, располагаются над чугуном.

46. Газообразование в домне

В области фурм развиваются температуры порядка $1550—1800^\circ\text{C}$. При таких высоких температурах образующаяся у устья фурм углекислота очень быстро восстанавливается в окись углерода.

Поступающий вместе с воздухом водяной пар (влажность, воздуха) также очень быстро разлагается на водород и окись углерода.

Таким образом, в горне (в плоскости фурм в центре горна) и заплечиках создается восстановительная газовая среда. Совместно с окисью углерода и незначительным количеством водорода в газовой смеси присутствует также азот (из воздуха).

Поднимаясь выше, газы вступают в зону протекания реакций прямого восстановления железа, кремния, марганца и фосфора. Здесь, согласно реакции (54), к газам, поступающим снизу, присоединяются новые порции окиси углерода. Так как эта окись углерода образуется за счет кислорода закиси железа, а также окислов силиция, марганца и фосфора (а не воздуха), то одновременно с повышением в газовой смеси содержания окиси углерода понижается содержание азота.

В рассматриваемой температурной зоне (область заплечиков и распара) газовая смесь имеет максимальную концентрацию восстановительных газов.

Далее, в зоне умеренных температур, имеет место интенсивное расходование окиси углерода и обогащение газов углекислотой. В той же зоне протекает разложение известняка флюсов с образованием углекислоты.

Здесь же расходуется и водород. Однако, одновременно в газ поступают новые количества водорода, образующиеся при разложении влаги руды и флюсов, не успевшей выделиться в зоне подсушки. В конечном счете содержание водорода в газовой смеси, вступающей в колошник, оказывается более высоким, чем в зонах высоких температур.

Время пребывания газов в печи не превышает 8—10 сек. За этот промежуток времени восстановительные газы ($\text{CO} + \text{H}_2$) не успевают полностью использоваться для полезных металлургических процессов.

Пройдя колошник, газы присоединяют к себе продукты сухой перегонки и водяные пары из топлива.

Конечный состав колошниковых газов зависит от пяти факторов:

1. От удельного расхода топлива (вернее углерода). Чем больше расход углерода, тем выше содержание в газе азота и ниже отношение $\text{CO}_2 : \text{CO}$.

С увеличением (сверх нужного количества) расхода топлива создается избыток окиси углерода, не используемый для реакции восстановления железа. Кроме того, при избытке газов, образующихся при горении топлива, меньшее относительное значение имеет окись углерода от прямого восстановления, вследствие чего повышается в газе содержание азота.

2. От удельного расхода флюса. С увеличением количества флюса растет содержание в колошниковом газе углекислоты.

Расход флюса тем больше, чем больше серы в топливе и пустой породы в руде.

Переход серы в чугун недопустим. Чтобы перевести серу в шлак, в шихту дают известняк. Известь образует с серой сернистый кальций, который ошлаковывается и переходит в шлак.

3. От относительного развития прямого восстановления. Чем этот процесс развит сильнее, тем больше в газе окиси углерода и меньше азота.

С увеличением удельного расхода топлива растет температура в печи и, следовательно, развивается прямое восстановление железа.

Особенно это сказывается при выплавке ферросплавов, проводимой с большим расходом топлива при высоких температурах.

Расход топлива составляет (на 1 т чугуна): на мартеновский чугун 1—1,2 т, на ферросилиций 2,2—2,5 т, на ферроманган 2,5 т и выше и т. д.

4. От характера применяемой руды. При плавке Fe_2O_3 в газах получается больше углекислоты, чем при плавке Fe_3O_4 ; при плавке Fe_3O_4 больше, чем при плавке FeO . Чем выше окисел железа, тем больше нужно затратить окиси углерода, чтобы восстановить железо в зоне умеренных температур, тем больше, следовательно, окиси углерода будет переведено в углекислоту.

5. От состава и количества летучих. Состав и количество летучих зависят, в свою очередь, от характера применяемого топлива. Кокс содержит меньше летучих, чем древесный уголь, а этот последний — меньше, чем натуральное топливо — каменный уголь или торф.

В табл. 40 приведены данные о составе колошниковых газов, получающихся в коксовых и древесноугольных домнах. Данные эти почерпнуты нами из работ акад. М. А. Павлова. Они относятся к различным случаям практической работы советских доменных печей.

За нормальное колебание содержания отдельных компонентов в колошниковом газе можно принять следующие цифры:

Коксовые домны	Древесноугольные домны
CO_2 . . . 8—12	10—13
CO . . . 28—31	24—28
H_2 . . . 1,5—3,0	7—8
CH_4 . . . 0,2—0,4	1,0—1,6

Нетрудно видеть, что колошниковые газы по их составу и теплотворной способности очень близки к воздушному га-

Таблица 40

Состав колошниковога газа¹

	Расход топли- ва, т/т	Состав газа, об. %					Теплотворная способность газа, ккал/нм ³	
		CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	Q _в	Q _н
<i>Коксовые доменные печи</i>								
I. Литейный чугун								
1	0,92	12,2	27,6	2,4	0,8	57,0	985	966
2	1,12	7,9	32,9	2,1	0,2	56,9	1 083	1 071
II. Мартеновский чугун								
1	0,83	13,8	26,4	1,7	0,4	57,7	891	879
2	1,00	11,1	28,7	2,4	0,4	57,4	983	968
3	1,10	8,1	31,9	1,9	0,4	57,7	1 066	1 053
III. Ферросплавы								
1. Ферромарганец	2,40	5,1	33,1	2,9	0,2	58,7	1 118	1 102
2. Ферросилиций	1,73	4,4	33,7	3,4	0,2	58,3	1 148	1 121
<i>Древесно-угольные печи</i>								
1	0,68	18,1	21,4	7,8	1,1	51,6	993	944
2	1,10	12,4	26,6	8,0	1,3	51,7	1 175	1 127
3	1,10	11,2	28,4	10,1	1,2	49,1	1 287	1 225

¹ Акад. М. А. Павлов. Металлургия чугуна, т. II, стр. 255, 1940.

зу, получаемому в газогенераторах с жидким шлакоудалением.

Выход колошниковых газов на 1 кг сжигаемого в домне кокса колеблется в пределах 3,8—4,25 нм³. При плавке на древесном угле он составляет 3,5—4,0 нм³/кг.

Колебания выходов газа обусловлены целым рядом факторов, главнейшими из которых являются вид топлива, содержание в нем углерода, расход флюсов, тип выплавляемого чугуна и т. д.

Если обозначить через: g_m — расход горючего на 1 т чугуна, т; C_m — содержание углерода в горючем, %; g_f — расход флюсов на 1 т чугуна, т; C_f — содержание углерода в флюсах, %; C_u — содержание углерода в чугуне, %; CO₂, CO, CH₄ — объемное содержание в колошниковом газе углекислоты, окиси углерода и метана в объемных процентах, то выход колошниковога газа в расчете 1 т выплавленного чугуна (v_u) может быть найден из выражения:

$$v_u = \frac{g_m C_m + g_f C_f - C_u}{0,536 (CO_2 + CO + CH_4)} \text{ нм}^3/\text{т}, \quad (56)$$

а в расчете на 1 кг горючего (v_m) составит:

$$v_m = \frac{v_u}{g_m} \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (57)$$

Содержание углерода во флюсе C_f зависит от содержания чистого известняка (CaCO₃) в нем.

Содержание углерода в чугуне 3,5—4,2%.

Из выражения (56) следует, что углерод топлива почти полностью переходит в газ. Расход его в чугуне незначителен. Он меньше, чем, например, потери углерода в выгребе при газификации.

Приблизительный материальный баланс доменной плавки на коксе для случая получения передельного чугуна (мартеновского) может быть выражен в следующих цифрах:

	Расход материалов на 1 т чугуна	Переходит в газ т	%
Воздух	3,80	3,80	100
Кокс ($A_c = 12\%$; $C_u = 4\%$)	1,00	0,84	84
Руда	1,70	0,45	27
Флюсы	0,60	0,24	40
	7,10	5,35	75

Таким образом, 75% (по весу) загружаемых в домну материалов переходит в газ. В целевой продукт — чугун — переходит примерно 15% и в шлак — 10% от веса шихты.

Удельный расход дутья может быть определен по балансу азота в газе, топливе и воздухе.

47. Тепловой баланс доменной печи

Расход тепла на тонну выплавляемого чугуна зависит от качества руды и топлива, а также от характера получаемого продукта.

В табл. 41 приведены тепловые балансы доменной печи для двух практических случаев плавки.

Баланс I относится к случаю выплавки горячего литейного чугуна. Отсюда высокий расход топлива на восстановление и со шлаками. Вследствие низкой производительности печи — значительные потери во внешнюю среду. Высокая температура газа объясняется применением обожженной руды.

Баланс II характеризует работу современной крупной домны.

Покрывание тепловых затрат идет за счет тепла сжигаемого в домне углерода (80—84%) и тепла нагретого дутья (13—18%). Некоторая, очень небольшая часть тепла поступает от экзотермических реакций шлакообразования.

Таблица 41

Тепловые балансы доменной печи в %

	I	II
<i>Приход тепла</i>		
На 1 кг чугуна, ккал	4 463	2 986
В том числе, %		
1. Теплота горения углерода топлива	80,0	84,2
2. Тепло, вносимое дутьем	17,7	13,2
3. Тепло шлакообразования	2,3	2,6
Итого	100,0	100,0
<i>Расход тепла</i>		
1. Восстановление железа и других металлов (Mn, Si)	44,6	52,3
2. Разложение известняка	4,9	5,8
3. Испарение воды из материалов	0,4	4,7
4. Разложение влаги дутья и гидратной воды	1,6	1,6
5. Тепло газов	11,2	9,1
6. Тепло чугуна	7,3	9,2
7. Тепло шлака	17,3	10,3
8. Потери тепла с водой охлаждения и во внешнюю среду	12,7	7,0
Итого	100,0	100,0
К. п. д. тепла в печи (1—4; 6—7)	76,1	84,3
Расход топлива, <i>m/m</i> чугуна	1,12	0,90
Температура дутья, °C	700	460
Температура колошниковых газов, °C	320	226
Содержание CO ₂ в газе, об. %	9,0	10,9
Суточная выплавка, <i>m</i>	80	721

Количество тепла Q_{CO_2+CO} оставленного в доменной печи сгоревшим углеродом топлива, подсчитано по выходу колошникового газа и по содержанию в нем углекислоты и окиси углерода.

Если CO₂ и CO — содержание углекислоты и окиси углерода в газе в об. %; CO'₂ — содержание углекислоты во флюсах в *m³/кг* чугуна, а v_g — выход газов на 1 кг чугуна, то

$$Q_{CO_2+CO} = v_g(CO_2 - CO'_2) \cdot \frac{97\,650}{22,5} + v_g \cdot CO \cdot \frac{29\,970}{22,4}. \quad (58)$$

Таким образом, в тепловых балансах значится не все потенциальное тепло, заключенное во внесенном в дому горючим, а только та его часть, которая фактически выделилась в домне при сгорании углерода топлива в CO₂ и в CO.

В соответствии с этим и в расходной части статья 5 содержит только физическое, а не химическое тепло колошниковых газов.

Подогрев дутья осуществляется за счет тепла колошникового газа, сжигаемого в воздухоподогревателях регенеративного типа, в так называемых каудерах. Применяются нагреватели и другого типа, например металлические рекуператоры.

Таким образом, тепло, теряемое с колошниковыми газами, частично возвращается в дому с нагретым дутьем, причем относительное количество тепла, вносимого с дутьем, тем больше, чем выше теплотворная способность газа. Теплотворная же способность газов в сильной степени зависит от количества (удельного) сжигаемого топлива и от температуры, при которой ведется процесс плавки.

Как видно из расходной части баланса, из всего количества введенного в процесс тепла на самый металлургический процесс тратится всего лишь 42—52%. Остальные траты тепла (кроме статей 5 и 8) являются побочными тратами, но столь же необходимыми, как и траты тепла на собственно восстановление металла.

Величина затрат тепла на разложение известняка, равно как и потери тепла со шлаком, в основном связаны с количеством флюсов. Количество флюсов, в свою очередь, зависит от содержания пустой породы в руде, а также — золы и серы в топливе.

На тепловые потери со шлаком влияет, кроме того, и температурный режим плавки. В практических условиях температура шлака колеблется в пределах примерно 1 425—1 550° C. Чугун выпускается из горна домны с температурой 1 385—1 500° C. Тепловые потери с жидким чугуном составляют 7—9%.

Потери тепла по статье 4 баланса зависят от влажности вдуваемого в дому воздуха и характера руды.

Бесполезными тратами тепла являются траты на нагрев колошниковых газов, на покрытие потерь в окружающую среду и нагревание охлаждающей дому воды.

При плавке на передельный или литейный чугуны температура колошникового газа колеблется в пределах 100—350° C. Температура выше 300° C указывает уже на недостаточное использование тепла в печи, на неэкономичную ее работу.

При работе печи на ферросплавы температура на колошнике достигает 475° C, опускаясь до 430° C.

В к. п. д. тепла в доменной печи засчитываются статьи 1—4 и 6—7 приведенного в таблице теплового баланса. Он составляет 70—84% от всего тепла, выделившегося в печи.

48. Доменная печь как газогенератор. Доменная плавка на торфе

Получающийся в доменном цехе колошниковый газ расходуется непосредственно внутри металлургических комбинатов.

При рационально организованном газотопливном балансе комбината распределение колошникового газа между отдельными потребителями представляется примерно в таком виде:

Расход газа	На заводах СССР	На заводах США
	%	%
1. Отопление коксовых печей	26	25
2. Отопление воздухоподогревателей	25	25
3. Отопление мартеновских печей (в смеси с коксовальным газом)	13	20
4. Котельные	2	—
5. Прочие потребители	29	25
6. Потери	5	5
	100	100

Таким образом, на наших заводах балансы потребления колошниковых газов складываются так же, как на заводах США.

Впрочем, у нас еще имеется немало старых заводов, где колошниковый газ используется менее рационально (сжигается под котлами).

Колошниковый газ по своему составу и теплотворной способности близок к воздушному генераторному газу. Домна, как газопроизводящий аппарат, является мощным газогенератором с жидким шлакоудалением.

Современная крупная домна с суточной выплавкой чугуна в 1 100 т дает 180 000 нм^3 газа в час. При диаметре горна такой домны в 8 м напряжение поперечного сечения горна составит: по коксу 900 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$, по газу 3 600 $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$.

Выше, в табл. 38, среднее напряжение поперечного сечения горна газогенераторов с жидким шлакоудалением показано равным 1 000—1 200 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$. В отдельных случаях работы оно достигает и 1 500 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$.

Таким образом, интенсивность процесса газификации в домне, при всей ее значительности, все же отстает от той ее величины, которая имеет место при газификации в газогенераторах с жидким шлакоудалением.

При таком сравнении домны и газогенератора с жидким шлакоудалением не следует забывать различия в целевых установках процессов доменного и газификации. Естественным и прямым стремлением при осуществлении доменного

процесса является максимально возможная экономия топлива. При газификации, наоборот, совершенно логична тенденция увеличения количества сжигаемого топлива на единице сечения горна генератора.

Для тепловой оценки доменной печи, как газогенератора, можно воспользоваться табл. 42, содержащей тепловые балансы домны. Балансы составлены для случаев I и II табл. 41.

Таблица 42

Тепловой баланс домны, как газогенератора (на 1 кг чугуна)

№ по пор.		I		II	
		ккал	%	ккал	%
Приход					
1	Теплотворная способность кокса	5 970	92,9	7 379	89,1
2	Физическое тепло дутья	392	6,1	800	9,6
3	Тепло шлакообразования	65	1,0	115	1,3
	Итого	6 427	100,0	8 294	100,0
Расход					
1	Теплотворная способность газа	3 240	50,7	4 050	48,8
2	Физическое тепло газа	273	4,1	500	6,0
3	Физическое тепло чугуна	275	4,1	330	4,0
4	Физическое тепло шлака	308	4,6	770	9,3
5	Восстановление руды	1 577	24,7	1 982	23,9
6	Прочие тепловые затраты и потери	754	11,8	662	8,0
	Итого	6 427	100,0	8 294	100,0
	η_2 , %	—	54,3	—	54,8
	Расход кокса, $\text{кг}/\text{кг}$	0,90	—	—	1,12
	Суточная выплавка, т	721	—	—	80

В отличие от балансов табл. 41, где в приходной части записано только тепло, действительно выделившееся в домне, в балансах табл. 42 значится все тепло (теплотворная способность) загруженного в домну кокса. В табл. 41 учтено только физическое тепло колошниковых газов, в балансах табл. 42 учтена также и теплотворная способность их.

Таким образом, тепловые балансы табл. 42 составлены аналогично балансам газогенераторов.

Из всего тепла, введенного в процесс плавки, в колошниковый газ, как это видно из таблицы, переходит 48,8 и 50,7%. Термический к. п. д. домны, как газогенератора, кругло может быть оценен в 50%.

Коэффициент полезного действия газификации для обоих случаев будет равен:

$$1 - \eta_2 = \frac{50,7}{92,9} \cdot 100 = 54,3\%; \quad 1 - \eta_2 = \frac{48,8}{89,1} \cdot 100 = 54,8\%,$$

т. е. много ниже, чем η_2 для газогенераторов с жидким шлакоудалением.

Основные затраты тепла («потери» с точки зрения газификации) идут на восстановление руды. Они составляют 23,9 и 24,7%, кругло—24%. Реально эта трата тепла является результатом превращения горючих CO и H₂ в негорючие CO₂ и H₂O.

В газогенераторах с жидким шлакоудалением траты топлива на восстановление руды отсутствуют или, вернее, они незначительны.

Этим, в основном, объясняется и более высокий к. п. д. таких газогенераторов—72—75%. Кроме того, при доменном процессе неизбежны большие тепловые потери с чугуном, шлаком и на разложение известняка.

Значение домны как газогенератора в системе современного металлургического комбината достаточно велико. Особенно при рациональной организации газотопливного баланса комбината. Однако, значение это уменьшается тем, что колошниковый газ является низкокалорийным газом. Поэтому технологическое (т. е. для отопления нагревательных и плавильных печей) его применение возможно только в смеси с коксовальным газом.

В 1923 г. на Кулебакском заводе в качестве доменного топлива был применен воздушно-сухой машинноформованный торф. В 1932 г. опыт торфодоменной плавки был повторен на Косогорском заводе.

Опыты показали, что кусковой торф с влажностью 20—25% возможно применять вместо кокса в домнах небольшой (17—20 м) высоты.

Одновременно с нормальным металлургическим процессом в домне устанавливался генераторный процесс, по результатам показателям мало отличающийся от процесса, происходящего в обычном газогенераторе.

Колошник и верхняя часть шахты домны при плавке на торфе играли роль швельшахты газогенератора. Торфяной кокс непосредственно и образующаяся из него в горне окись углерода являлись обычными восстановителями в зонах металлургического процесса.

Так как торфяной кокс не содержит серы, сокращалось количество флюсов, а чугун получался высокого качества.

Основные показатели газификации торфа, полученные при торфодоменной плавке, приведены в табл. 43.

Результаты газификации торфа в домне Таблица 43

№ по пор.	Показатели	Единица измерения	Кулебакский завод	Косогорский завод
1	Высота домны	м	17	20
2	Полезный объем домны . .	м ³	113	348
3	Влажность торфа	%	22—28	21
4	Зольность сухого торфа . .	%	2—7	4,6
5	Напряжение поперечного сечения горна:			
	а) по рабочему топливу .	кг/м ² час	1 830	1 755
	б) по абс. сухому топливу .	"	1 373	1 386
	в) по полукоксу	"	550	554
6	Выход газа	нм ³ /кг	1,5	1,5
7	Состав газа:			
	CO ₂	об. %	8,0	11,0
	C _m H _n	об. %	0,5	0,5
	O ₂	об. %	0,0	0,2
	CO	об. %	25,0	27,0
	H ₂	об. %	14,0	10,0
	CH ₄	об. %	2,7	2,8
	N ₂	об. %	49,8	48,5
8	Теплотворная способность газа:			
	а) высшая	ккал/нм ³	1 520	1 473
	б) низшая	"	1 420	1 392
9	Температура газа на колошнике	°C	от 60	до 120
10	Температура дутья	°C	—	700
11	Выход смолы на горючую массу топлива	%	—	6,3
12	Расход торфа на 1 т чугуна	кг	—	3 950

Из таблицы видно:

1) что при торфодоменной плавке получается колошниковый газ по теплотворной способности не хуже газов, получаемых при газификации лучших сортов каменных углей;

2) что колошниковый газ содержит значительное количество углеводородных газов (C_mH_n и CH₄) и паров смолы, способных обеспечить светимость пламени при сгорании этого газа;

3) что получающаяся при торфодоменной плавке интенсивность процесса газификации в 5 раз выше, чем при газификации торфа в обычных швельшахтных газогенераторах.

Важное значение указанного заключается в том, что колошниковый газ по своей теплотворной способности и составу является топливом, вполне пригодным для всех металлургических печей, включая и мартеновские печи; что доменная печь, работающая на торфе, является мощным генератором газа хорошего качества.

Напряжение горна, с которым работали Кулебакская и Косогорская домны, составляет 1755—1830 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$. Оно более чем в 5 раз выше, чем напряжение при работе торфяных газогенераторов. Однако, если это напряжение отнести не к сырому торфу, а к коксу, который спускается в горн и фактически подвергается там газификации, то напряжение составит 550—554 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$. Если при этом учесть, что часть углерода этого кокса будет израсходована на прямое восстановление железа, то реальное напряжение поперечного сечения горна домны составляло около 480 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$.

Выше было указано, что напряжение горна коксовой домны равно примерно 900 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$. Таким образом, напряжение горна домны при работе на торфе составляет около половины напряжения, получаемого на коксе.

Можно ли из этого сопоставления сделать вывод, что в торфяной домне имеются большие резервы производительности по газу?

Утверждать это безоговорочно нельзя, так как дальнейшее увеличение интенсивности процесса газификации поведет к сокращению времени пребывания торфа в шахте домны. Это может повлечь за собой ухудшение подсушки и коксования торфа. Непрококсованные куски торфа, опускаясь в нижние зоны печи, могут понизить температуру в этих зонах и тем расстроить металлургический процесс.

Когда скажутся вредные последствия чрезмерно быстрого схода торфа, можно установить только опытным путем.

Но и при достигнутых показателях по качеству газа и производительности процесса газификации торфодоменный процесс имеет огромный практический интерес.

До сих пор мы рассматривали торфяную домну как газогенератор. Но в практических случаях может оказаться более удобным металлургическую сторону дела подчинить целям производства газа. В этом случае домна-газогенератор превращается в газогенератор-домну, где металлургический процесс будет иметь вспомогательное значение и где отпадет необходимость экономить топливо, так как топливо из вспомогательного сырого материала превращается в сырье для получения газа.

Торфодоменный процесс не получил пока широкого практического применения. Однако, в обоих рассмотренных вариантах (домна-газогенератор или газогенератор-домна) этот процесс, несомненно, имеет значительное будущее.

Применение для доменной плавки других топлив с высоким содержанием летучих (каменных и бурых углей) исключается, так как они не обладают необходимой для доменной плавки кусковатостью и механической прочностью.

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ПРОЦЕССОВ

49. Общие замечания

Расчет газогенераторного процесса имеет своей целью определение показателей этого процесса: состава, теплотворной способности и удельного выхода газа и других продуктов газификации; удельных расходов дутья (пара и воздуха); материального и теплового балансов и пр.

Выше приводились теоретические расчеты так называемых идеальных газогенераторных процессов. Однако, как мы видели, эти идеальные процессы, являясь лишь общим ориентиром, только в слабой степени отражают процессы, реально протекающие в газогенераторах.

Теоретические расчеты реальных газогенераторных процессов оказываются затруднительными вследствие трех причин: сложности (комплексности) процесса газификации; сложной зависимости его от характера исходного сырья, режима газификации и конструкции газогенератора; отсутствия условий, необходимых для достижения равновесного состояния химических реакций, протекающих в газогенераторе.

По указанным причинам теоретические расчеты реальных газогенераторных процессов дают результаты, значительно отличающиеся от результатов, практически получаемых. Тем не менее, применение такого рода методов в научных исследованиях является полезным, так как они позволяют определить вероятное направление вновь изучаемого газогенераторного процесса.

В практической деятельности пользуются двумя методами расчета газогенераторного процесса: а) расчета по практическим данным и б) расчета комбинированного.

В расчетах по практическим данным задача сводится к определению всех основных показателей процесса по некоторым показателям его, полученным практически. Типичным случаем такого рода расчета является расчет по данным, полученным при промышленных испытаниях газогенераторов, путем соответствующих замеров (подробнее об этом см. ниже «Расчетный контроль работы газогенераторных станций»).

В основу комбинированных расчетов наряду с практическими данными кладутся также некоторые теоретические предпосылки.

Из методов комбинированного расчета газогенераторного процесса известны методы Грум-Гржимайло, Доброхотова, Чернышева и др. Методы первых двух исследователей каса-

ются расчетов смешанного генераторного газа, метод Чернышева — двойного водяного газа.

Остановимся здесь на методе Доброхотова. Сущность этого метода заключается в следующем.

Принимается, что процесс газификации есть сумма процессов сухой перегонки (в верхней части слоя) и собственно газификации (в нижней части слоя), причем результирующий генераторный газ есть смесь продуктов, получающихся в зоне газификации и зоне сухой перегонки.

Количество продуктов сухой перегонки и их состав определяются проф. Доброхотовым по практическим данным.

В зоне газификации получаются CO_2 , CO , H_2 , H_2O . Количество каждого на этих компонентов определяется решением четырех уравнений, в которые количества указанных компонентов входят как неизвестные (в молях):

$$a) \text{CO}_2 + \text{CO} = C_{\text{ост}} \text{ (баланс углерода в зоне газификации);}$$

$$b) \text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{O}_{\text{дуть}} \text{ (баланс водорода в зоне газификации);}$$

$$в) 2\text{CO}_2 + \text{CO} = \frac{\text{N}_2}{1,9} + \text{H}_2 \text{ (баланс кислорода в зоне газификации);}$$

$$г) \frac{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2} = K \text{ (уравнение условной константы).}$$

В этих уравнениях обозначают:

$C_{\text{ост}}$ — количество молей углерода, опустившегося в зону газификации;

$\text{H}_2\text{O}_{\text{дуть}}$ — количество молей водяного пара, введенного с дутьем.

При расчетах принимается (по практическим данным), что на 100 молей азота, поступающего в газогенератор из воздуха, в зоне газификации расходуется 60—63 моля углерода.

В процессе практического применения метод проф. Доброхотова подвергался некоторым изменениям.

Ниже, в качестве примера, приведены расчеты показателей процесса смешанного генераторного газа на торфе и водяного газа — на антраците.

В обоих случаях в той или иной мере использован метод проф. Доброхотова

В табл. 44 приведены коэффициенты расхода кислорода, водорода и серы на образование в зоне сухой перегонки CO_2 ; H_2O ; C_2H_4 ; CH_4 ; H_2S .

Таблица 44

Расход отдельных элементов топлива на образование газов в зоне сухой перегонки (%)

Топливо	Расход кислорода		Расход водорода		Расход серы на образование H_2S
	на CO_2	на H_2O	на C_2H_4	на C_2H_6	
Антрацит АК	10	50	20	—	80
" АМ	10	50	20	—	80
" АС	10	50	20	—	80
Каменный уголь Г	10	50	30	4	80
Подмосковный уголь	30	50	30	3	80
Челябинский уголь	20	50	35	3	80
Торф	25	50	30	3	80

В табл. 45 приведены принимаемые в расчетах величины расхода пара, условных констант равновесия и расхода азота.

Таблица 45

Расход пара, условная константа равновесия продуктов газификации углерода и соотношение между количеством углерода и азота в газе

Топливо	Расход пара на горючую массу топлива, кг/кг	Условная константа равновесия $K = \frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2}$	Количество углерода на 100 молей азота
Антрацит АК	0,30—0,40	2,25	60
" АМ	0,40—0,45	2,00	60
" АС	0,45—0,55	1,90	60
Каменный уголь Г	0,25—0,35	2,25	61
Подмосковный уголь	0,20—0,33	2,30	62
Челябинский уголь	0,19—0,32	2,50	63
Торф	0,15—0,25	2,50	63

50. Пример расчета показателей газификации торфа на смешанный генераторный газ

А. Определение состава и количества топлива, принятого к расчету показателей газификации

Пусть газификации подвергается кусковой торф такого состава:

$$C^p = 35,30\% \quad O^p = 19,70\% \quad Q_o^p = 3402 \text{ ккал/кг}$$

$$H^p = 3,50\% \quad A^p = 4,56\% \quad Q_n^p = 3003 \text{ ккал/кг}$$

$$S^p = 0,18\% \quad W^p = 35,00\%$$

$$N^p = 1,76\% \quad \underline{\quad\quad\quad} 100,00\%$$

Расчет ведется на 100 кг загружаемого в газогенератор топлива. Поэтому приведенный процентный состав торфа

определяет собой выраженное в килограммах количество отдельных элементов торфа, содержащихся в 100 кг топлива.

Из 100 кг топлива, загружаемого в шахту генератора, часть топлива будет потеряна в виде уноса и не будет принимать участия в процессах, происходящих в газогенераторе.

Примем по практическим данным, что на 100 кг сырого торфа получается 2 кг абсолютно сухого торфа, выпадающего в очистной аппаратуре станции.

2 кг абсолютно сухого уноса в пересчете на сухое вещество торфа составят:

$$\frac{2 \cdot 100}{100 - W^p} = \frac{2 \cdot 100}{65} = 3,1\%$$

Из сухой массы торфа, содержащейся в 100 кг сырого торфа, исключаем эти 3,1 кг сухого уноса.

Для этого величину каждого элемента, входящего в состав сухого вещества торфа, нужно умножить на отношение

$$\frac{100 - 3,1}{100} = 0,969.$$

Тогда состав и количество торфа, подвергающегося процессам в генераторе, будут такими:

$$\begin{aligned} C^p &= 35,30 \cdot 0,969 = 34,20 \text{ кг} \\ H^p &= 3,50 \cdot 0,969 = 3,39 \text{ "} \\ S^p &= 0,18 \cdot 0,969 = 0,17 \text{ "} \\ N^p &= 1,76 \cdot 0,969 = 1,71 \text{ "} \\ O^p &= 19,70 \cdot 0,969 = 19,10 \text{ "} \\ A^p &= 4,56 \cdot 0,969 = 4,43 \text{ "} \\ W^p &= 35,00 = 35,00 \text{ "} \end{aligned}$$

$$100 \text{ кг} \quad \text{---} \quad 98 \text{ кг}$$

Таблица 46

Состав и количество торфа, участвующего в процессах, происходящих в газогенераторе (на 100 кг исходного топлива)

Составные части торфа	Состав и количество исходного топлива, загружаемого в газогенератор, кг	Состав и количество топлива, фактически участвующего в процессах (за вычетом уноса), кг	Молекулярный вес элементов	Количество молей (мо) элементов, перешедших в газ
C	35,30	34,20	12	2,850
H	3,50	3,39	2	1,695
S	0,18	0,17	32	0,053
N	1,76	1,71	28	0,061
O	19,70	19,10	32	0,597
A	4,56	4,43	—	—
W	35,00	35,00	18	1,944
	100,00	98,00	—	—

Для удобства ведения дальнейших расчетов состав топлива удобнее выразить в килограмм-молекулах или в молях (мо). Для этого весовое количество каждого элемента нужно разделить на молекулярный вес этого элемента.

Результаты всех пересчетов с топливом сведены в табл. 46.

Б. Расчет показателей процесса

Расчет газов сухой перегонки

	Израсходовано молей (мо)	Получено молей (мо)
1. Вода (водяные пары)		
Принимаем, что в пирогенную влагу переходит 50% кислорода топлива и учитываем, что по уравнению		
$2H_2 + O_2 = 2H_2O$		
на каждый моль израсходованного кислорода расходуется 2 моля водорода и что при этом получается два моля воды.		
Имеем:		
Расход	$O_2 = 0,597 \cdot 0,5 = 0,2985 \text{ мо}$	$O_2 = 0,2985$
	$H_2 = 0,2985 \cdot 2 = 0,5970 \text{ мо}$	$H_2 = 0,5970$
Получено воды:		
а) пирогенной	$H_2O_{пир} = 0,2985 \cdot 2 = 0,5970 \text{ мо};$	
б) влаги из топлива	$H_2O_{об} = 1,9444 \text{ мо}$	
	Всего $H_2O = 2,5414 \text{ мо}$	$H_2O = 2,5414$
2. Углекислота		
В углекислоту переходит 25% кислорода топлива.		
По реакции $C + O_2 = CO_2$ на моль кислорода расходуется моль углерода и при этом получается моль углекислоты.		
Расход:	$O_2 = 0,597 \cdot 0,25 = 0,1492 \text{ мо}$	$O_2 = 0,1492$
	$C = 0,1492 \text{ мо}$	$C = 0,1492$
Получилось углекислоты	$0,1492 \text{ мо}$	$CO_2 = 0,1492$

	Израсходовано молей (мо)	Получено молей (мо)
3. Метан		
В метан переходит 20% водорода топлива. По реакции $C + 2H_2 = CH_4$ с каждым мо- лем водорода тратится половина моля угле- рода и при этом получается половина моля метана.		
Расход:		
$H_2 - 1,695 \cdot 0,2 = 0,3390$ моля	$H_2 = 0,3390$	
$C - 0,339 \cdot 0,5 = 0,1695$ мо	$C = 0,1695$	
Получено метана $0,339 \cdot 0,5 = 0,1695$.		$CH_4 = 0,1695$
4. Этилен		
Предполагается, что в этилен переходит 3% водорода топлива. По реакции $2C + 2H_2 = C_2H_4$ с каждым молем водорода расходуется моль углерода. При этом получается полмоля этилена на моль водорода.		
Расход:		
$H_2 - 1,695 \cdot 0,3 = 0,0508$ мо	$H_2 = 0,0508$	
$C - 0,0508$ мо	$C = 0,0508$	
Получается этилена $0,0508 \cdot 0,5 = 0,0254$.		$C_2H_4 = 0,0254$
5. Смола		
По практическим данным выход смолы при- нимаем в 6% от исходного торфа, т. е. 6 кг на 100 кг торфа.		
Состав смолы такой:		
$C = 76,05\%$ $N = 1,87\%$		
$H = 9,15\%$ $S = 0,10\%$		
$O = 12,83\%$		
100,0%		
Расход элементов в смолу:		
$C = 76,05 \cdot 0,06$ кг:12 = 0,3803 моля	$C = 0,3803$	
$H = 9,15 \cdot 0,06$ кг: 2 = 0,2745 моля	$H = 0,2745$	
$O = 12,83 \cdot 0,06$ кг:32 = 0,0240 моля	$O = 0,0240$	
$N = 1,87 \cdot 0,06$ кг:28 = 0,0040 моля	$N = 0,0040$	
$S = 0,10 \cdot 0,06$ кг:32 = 0,0002 моля	$S = 0,0002$	
Получено смолы 6 кг.		Смола 6 кг

	Израсходовано молей (мо)	Получено молей (мо)
6. Шлак (выгреб)		
Принимаем, что сухой выгреб будет содер- жать 15% углерода. В выгреб перейдет вся зола топлива за вычетом той ее части, которая уйдет с уносом, и 20% серы.		
Всего серы в топливе $S = 0,0053$ мо		
Перешло в смолу $- 0,0002$ мо		
Перешло в выгреб:		
$S = (0,0053 - 0,0002) \cdot 0,2 = 0,0010$ мо		$S = 0,0010$
или $0,001 \cdot 32 = 0,032$ кг		
При содержании углерода в выгребке 15% будет получено выгребка (шлака):		
$\frac{4,43 + 0,032}{100 - 15} \cdot 100 = 5,25$ кг		Шлак 5,25 кг
Теряется углерода с выгребом:		
$5,25 \cdot 0,15 = 0,79$ кг:12 = 0,065 мо.		$C = 0,065$
7. Уксусная кислота		
Выход уксусной кислоты составляет 0,5% от загруженного торфа, т. е. 0,5 кг на 100 кг торфа.		
Формула уксусной кислоты CH_3COOH ; ее весовой состав: $C = 40\%$; $H = 6,67\%$; $O = 53,33\%$.		
Расход элементов на уксусную кислоту:		
$C = 0,5 \cdot 0,40 = 2$ кг:12 = 0,166 мо		$C = 0,0166$
$H = 0,5 \cdot 0,067 = 0,033$ кг:2 = 0,0166 мо		$H = 0,0166$
$O = 0,5 \cdot 0,533 = 0,267$ кг:32 = 0,0083 мо		$O = 0,0083$
Получено уксусной кислоты + 0,5 кг.		Уксусная ки- слота 0,5 кг
8. Аммиак		
В аммиак (NH_3) переходит 25% азота топ- лива.		
По реакции $N_2 + 3H_2 = 2NH_3$ на 1 моль азота тратится 3 моля водорода и при этом получается 2 моля аммиака.		
Расход:		
$N_2 - 0,061 \cdot 0,25 = 0,0152$ моля		$N_2 = 0,0152$
$H_2 - 0,152 \cdot 3 = 0,456$ моля		$H_2 = 0,0456$
Получается аммиака $0,0152 \cdot 2 = 0,0304$ моля.		$NH_3 = 0,0304$
9. Азот		
Всего в топливе азота 0,0610 моля.		
Израсходовано:		
на смолу 0,0040 моля		
на аммиак 0,0152 моля		
Остаток		
$0,0610 - (0,0040 + 0,0152) = 0,0418$ моля		
переходит в газ без изменения		$N_2 = 0,0418$
19*		$N_2 = 0,0418$

	Израсходовано молей (мо)	Получено молей (мо)
10. Сероводород		
80% серы, содержащейся в топливе, переходит в сероводород:		
$H_2 + S = H_2S$		
Расход:		
S — 0,0051 · 0,8 = 0,0041 моля	S = 0,0041	
H ₂ 0,0041 моля	H ₂ = 0,0041	
Получается H ₂ S — 0,0041 моля		H ₂ S = 0,0041
11. Водород		
Всего H ₂ в топливе 1,695 моля		
Израсходовано H ₂ :		
в H ₂ O 0,5970 моля		
• CH ₄ 0,3390 моля		
• C ₂ H ₄ 0,0508 моля		
• смолу 0,2745 моля		
• CH ₃ COOH 0,0166 моля		
• NH ₃ 0,0456 моля		
• H ₂ S 0,0041 моля		
Всего 1,3276 моля		
Остаток H ₂ :		
1,6950 — 1,3276 = 0,3674 моля		
переходит в газ без изменения.	H ₂ = 0,3674	H ₂ = 0,3674
12. Окись углерода		
Всего O ₂ в топливе 0,597 моля		
Израсходовано O ₂ :		
в H ₂ O 0,2985 моля		
• CO ₂ 0,1492 моля		
• смолу 0,0240 моля		
CH ₃ COOH 0,0083 моля		
Всего 0,4800 моля		
Остаток кислорода		
0,597 — 0,480 = 0,117 моля		
идет на образование окиси углерода по уравнению:		
$2C + O_2 = 2CO$.		
Расход:		
O ₂ 0,117 моля	O ₂ = 0,1170	
C — 0,117 · 2 = 0,234 моля	C = 0,2340	
Получается окиси углерода 0,234 моля		CO = 0,2340

Элементы H, S, N, O, а также A и W сбалансированы.

Составляем баланс углерода:

Содержалось углерода в торфе, перешедшем в газ	2,8500 моля
Израсходовано: в CO ₂	0,1492 моля
• CH ₄	0,1695 моля
• C ₂ H ₄	0,0508 моля
• смолу	0,3803 моля
• шлак	0,0650 моля
• CH ₃ COOH	0,0166 моля
• CO	0,2340 моля

Всего 1,0654 моля

Остаток углерода 1,7846 моля

Этот остаток углерода в виде кокса спускается в нижние горизонты слоя и там подвергается газификации паровоздушной смесью.

Расчет газов собственно газификации

При взаимодействии углерода с кислородом воздуха и паром в зоне газификации получаются газы CO₂, H₂, CO и остается некоторое количество неразложенного пара H₂O.

Количество каждого из этих компонентов можно определить путем совместного решения нижеследующих четырех уравнений.

а) Уравнение баланса углерода. Сумма молей CO и CO₂ в газе должна равняться количеству молей углерода, превращаемого в газ, т. е. в нашем случае

$$CO_2 + CO = 1,7846. \quad (a)$$

б) Уравнение баланса водорода. При газификации торфа расходуется 0,15—0,25 кг пара на 1 кг горючей массы топлива. Для торфа с балластом, равным в рассматриваемом случае 35 + 4,56 = 39,56%, удельный расход пара составит 0,1—0,15 кг на 1 кг торфа.

Примем 0,15 кг/кг, т. е. 15%, или 15 кг на 100 кг торфа, или

$$\frac{15}{18} = 0,8333 \text{ моля.}$$

Часть этого пара в зоне газификации разложится. Другая часть пара останется без разложения.

Из уравнения разложения пара видно, что каждому молю водорода в газе соответствует моль разложенного пара. На этом основании можно заключить, что сумма молей водорода (H₂) и неразложенного пара (H₂O), содержащихся в газе, должна равняться количеству молей введенного в генератор пара, т. е.

$$H_2 + H_2O = 0,8333. \quad (б)$$

в) Уравнение константы равновесия реакции. Для торфа в условиях температур в газогенераторе согласно табл. 45 фактическое соотношение между концентрациями CO ; H_2 ; CO_2 и H_2O можно принять равным 2,5, т. е.

$$K = \frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2} = 2,5. \quad (\text{в})$$

г) Уравнение баланса кислорода. Согласно данным, приведенным в табл. 45, на каждые 100 молей азота, содержащегося в газе, расходуется 63 моля углерода.

Всего, следовательно, будет введено в процессе азота

$$\frac{1,7846}{63} \cdot 100 = 2,833 \text{ моля.}$$

Вместе с азотом в процесс вводится кислород в количестве 1 моля кислорода на 3,76 молей азота.

Следовательно, из воздуха будет введено кислорода

$$\frac{2,833}{3,76} = 0,753 \text{ моля } (\text{O}_2)$$

или

$$0,753 \cdot 2 = 1,506 \text{ атомов } (\text{O}).$$

Кислород вводится в процесс также с водяным паром. При разложении пара по уравнению $\text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{O}$ на каждый моль водорода (H_2), поступающего в газ, освобождается атом кислорода (O). Таким образом, в газе содержится столько атомов кислорода из водяного пара, сколько содержится в нем молей H_2 .

Итак, в газ из воздуха и пара перешел кислород в количестве

$$(1,506 + \text{H}_2) \text{ атомов (килограмм-атомов).}$$

Весь этот кислород израсходован на образование углекислоты и окиси углерода.

Таким образом, количество атомов кислорода в CO_2 и CO равно количеству атомов кислорода, введенного в газогенератор, т. е.

$$1,506 + \text{H}_2 = 2\text{CO}_2 + \text{CO}. \quad (\text{г})$$

Итак, задача сводится к решению четырех уравнений с четырьмя неизвестными:

$$\text{CO}_2 + \text{CO} = 1,7846, \quad (\text{а})$$

$$\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = 0,8333, \quad (\text{б})$$

$$\frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2} = 2,5, \quad (\text{в})$$

$$1,506 + \text{H}_2 = 2\text{CO}_2 + \text{CO}. \quad (\text{г})$$

Решение этих уравнений дает такое значение искомым величин:

CO_2	0,2847	моля
CO	1,4999	"
H_2	0,5633	"
N_2	2,8330	"
H_2O	0,270	"

5,4509 моля

Расчет процесса в целом

Таблица 47

Суммарный состав смешанного генераторного газа из торфа

Компоненты газа	Газ сухой перегонки, мо	Газ собственно газификация, мо	Суммарный газ, мо	Состав газа, об. %	
				влажного	сухого
CO_2	0,1492	0,2847	0,4339	4,80	7,05
CO	0,2340	1,4999	1,7339	19,25	28,08
CH_4	0,1695	—	0,1695	1,86	2,74
C_2H_4	0,0254	—	0,0254	0,28	0,41
H_2	0,3674	0,5633	0,9307	10,32	15,15
H_2S	0,0041	—	0,0041	0,05	0,07
N_2	0,0418	2,8330	2,8748	31,85	46,50
CH_3COOH	0,0083	—	0,0083	0,09	—
NH_3	0,0304	—	0,0304	0,34	—
H_2O	2,5414	9,2700	2,8114	31,16	—
Влажный газ	3,5715	5,4509	9,0224	100,00	—
Сухой газ	0,9914	5,1809	6,1723	—	100,00

Суммарный состав газа приводится в табл. 47.

Выход газа — из табл. 47

Выход влажного газа

$$v_2^p = 9,0224 \cdot 22,4 = 202 \text{ нм}^3/100 \text{ кг, или } 2,02 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Выход сухого газа

$$v_2 = 6,1723 \cdot 22,4 = 138 \text{ нм}^3/100 \text{ кг или } 1,38 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Теплотворная способность газа

CO	—	28,08	·	3 045	·	0,01	=	854	ккал
CH_4	—	2,74	·	9 505	·	0,01	=	261	"
C_2H_4	—	0,41	·	15 239	·	0,01	=	62	"
H_2	—	15,15	·	3 048	·	0,01	=	462	"
H_2S	—	0,07	·	5 995	·	0,01	=	4	"

$$Q_g = 1 643 \text{ ккал/нм}^3$$

CO	—	28,08 · 3 045 · 0,01 =	854	ккал
CH ₄	—	2,74 · 8 562 · 0,01 =	235	"
C ₂ H ₄	—	0,41 · 14 297 · 0,01 =	59	"
H ₂	—	15,15 · 2 580 · 0,01 =	391	"
H ₂ S	—	0,07 · 5 524 · 0,01 =	4	"

$$Q_n = 1 543 \text{ ккал/нм}^3$$

Коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_g = \frac{1 643 \cdot 1,38}{3 402} \cdot 100 = 66\%$$

Степень разложения пара

Неразложенного пара 0,270 молей или

$$0,270 \cdot 18 = 4,86 \text{ кг.}$$

Степень разложения пара

$$\frac{15 - 4,86}{15} \cdot 100 = 66,8\%$$

Температура паровоздушной смеси

Количество введенного в газогенератор воздуха:

Азота воздуха	2,8330 молей
Кислорода воздуха 2,833:3,76	0,752

Итого воздуха 3,585 моля

или $3,585 \cdot 22,4 = 80,34 \text{ нм}^3/100 \text{ кг.}$

Удельный расход воздуха $0,8 \text{ нм}^3/\text{кг.}$

Влагосодержание подаваемого под колосники воздуха (паровоздушной смеси) составляет

$$\frac{15}{80,34} = 0,187 \text{ кг/нм}^3.$$

Согласно табл. 51 влагосодержанию паровоздушной смеси в 187 г/нм^3 отвечает температура насыщения 59°C.

Материальный баланс

Для проверки правильности проведенных расчетов составляется материальный баланс продуктов процесса газификации. Сводка этого баланса по данным приведенных выше вычислений дана в табл. 48.

Таблица 48

Материальной (элементарный) баланс продуктов процесса газификации торфа на 100 кг рабочего топлива

Статьи баланса	С	Н	S	N	O	W	A	Сумма, кг
<i>Приход</i>								
1. Топливо	35,30	3,50	0,18	1,76	19,70	35,00	4,56	100,00
2. Воздух	—	—	—	79,32	24,10	—	—	103,42
3. Пар:								
а) разложенный	—	1,13	—	—	9,01	—	—	10,14
б) неразложенный	—	—	—	—	—	4,86	—	4,86
Итого	35,30	4,63	0,18	81,08	52,81	39,86	4,56	218,42
<i>Расход</i>								
1. Газ сухой	28,65	2,65	0,13	80,49	41,62	—	—	153,54
2. Влага газа	—	1,19*	—	—	9,55*	39,86	—	50,60
3. Уксусная кислота	0,20	0,03	—	—	0,27	—	—	0,50
4. Аммиак	—	0,09	—	0,43	—	—	—	0,52
5. Смола	4,56	0,55	0,01	0,11	0,77	—	—	6,00
6. Унос	1,10	0,11	0,01	0,05	0,60	—	0,13	2,00
7. Шлак	0,79	—	0,03	—	—	—	4,43	5,25
Итого	35,30	4,62	0,18	81,08	52,81	39,86	4,56	218,41
Невязка	—	+0,01	—	—	—	—	—	+0,01

* Пирогенная вода.

Тепловой баланс

В тепловых расчетах по газификации тепловой баланс принято составлять по высшему пределу, т. е. с учетом теплоты парообразования жидких продуктов.

В приходную часть теплового баланса процесса газификации входят следующие статьи:

Теплотворная способность топлива	Q_1
Физическое тепло сухого воздуха	Q_2
Физическое тепло пара	Q_3

Расходную часть баланса составляют:

Теплотворная способность сухого газа	Q_1
Физическое тепло сухого газа	Q_2
Физическое тепло влаги газа	Q_3
Теплотворная способность смолы	Q_4
Физическое тепло смолы	Q_5
Теплотворная способность уксусной кислоты	Q_6
Теплотворная способность аммиака	Q_7
Теплотворная способность уноса	Q_8
Теплотворная способность выреба (шлака)	Q_9
Потери тепла через стенки газогенератора и прочие потери	Q_{10}

Физическим теплом топлива, уксусной кислоты, аммиака, выгреба и уноса, за незначительностью их величин, можно пренебречь.

Перейдем к подсчету перечисленных статей теплового баланса на 100 кг загружаемого топлива.

Приходные статьи

1. Теплотворная способность топлива (торфа)

$$Q_1 = 100 \cdot 3402 = 340200 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло сухого воздуха

$$Q_2 = g \cdot c \cdot t,$$

где g, c, t — количество, теплоемкость и температура воздуха;

$$g = 103,42 \text{ кг; } c = 0,242 \text{ ккал/}^\circ\text{С} \cdot \text{кг;}$$

$$t = 59^\circ\text{С.}$$

$$Q_2 = 103,42 \cdot 0,242 \cdot 59 = 1480 \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло пара.

Полное теплосодержание пара при $t = 59^\circ\text{С}$; $i = 622 \text{ ккал/кг}$

$$Q_3 = 15 \cdot 622 = 9330 \text{ ккал.}$$

Расходные статьи

1. Теплотворная способность газа

$$Q_1' = 100 \cdot 1,38 \cdot 1643 = 226734 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло сухого газа

$$Q_2' = 100 \cdot v_2 \cdot c \cdot t,$$

где c, t — теплоемкость и температура газа, выходящего из газогенератора.

В практических условиях температура газа, выходящего из швельшахтного газогенератора при работе на торфе с влажностью 35—40%, составляет 90—100°C. Примем ее равной 100°C.

Теплоемкость газа при 100°C составит

$$\text{CO}_2 - 0,410 \cdot 0,0705 = 0,0289$$

$$\text{CO} - 0,313 \cdot 0,2808 = 0,0878$$

$$\text{H}_2 - 0,313 \cdot 0,1515 = 0,0472$$

$$\text{N}_2 - 0,313 \cdot 0,4650 = 0,1455$$

$$\text{C}_2\text{H}_4 - 0,469 \cdot 0,0041 = 0,0019$$

$$\text{H}_2\text{S} - 0,34 \cdot 0,0007 = 0,0003$$

$$\text{CH}_4 - 0,464 \cdot 0,0274 = 0,0127$$

$$c = 0,3243$$

$$Q_2' = 100 \cdot 1,38 \cdot 0,3243 \cdot 100 = 4470 \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло влаги газа.

Полное теплосодержание пара при 100°C — 637 ккал/кг:

$$Q_3' = 50,6 \cdot 637 = 32232 \text{ ккал.}$$

4. Теплотворная способность смолы.

По формуле Менделеева имеем:

$$Q_4 = 81 \cdot 76,05 + 300 \cdot 9,15 - 26(12,83 - 0,1) = 8477 \text{ ккал/кг,}$$

$$Q_4' = 8477 \cdot 6 = 50862 \text{ ккал.}$$

5. Физическое тепло смолы

$$Q_5' = g \cdot (85 + ct),$$

где 85 — теплота парообразования смолы,

$$Q_5' = 6 \cdot (85 + 0,6 \cdot 100) = 870 \text{ ккал.}$$

6. Теплотворная способность уксусной кислоты.

По формуле Менделеева имеем (весовой состав уксусной кислоты: С = 40%; Н = 6,67%; О = 53,33%):

$$Q_6 = 81 \cdot 40 + 300 \cdot 6,67 - 26 \cdot 53,33 = 3854 \text{ ккал/кг,}$$

$$Q_6' = 0,5 \cdot 3854 = 1927 \text{ ккал.}$$

7. Теплотворная способность аммиака

$$Q_7' = 0,52 \cdot 5300 = 2750 \text{ ккал.}$$

8. Теплотворная способность уноса.

Унос представляет собой абсолютно сухое топливо (в данном случае — абсолютно сухой торф).

По заданию имеем (для торфа с $W = 35\%$):

$$Q_8^p = 3402 \text{ ккал/кг}$$

или для абсолютно сухого торфа:

$$Q_8^c = \frac{3402}{100 - 35} \cdot 100 = 5234 \text{ ккал/кг.}$$

При выходе уноса в 2 кг тепловые потери с уносом составят:

$$Q_8' = 2 \cdot 5234 = 10468 \text{ ккал.}$$

9. Теплотворная способность шлака (выгреба).

В выгребе, количество которого составляет 5,25 кг, содержится 0,79 кг углерода и 0,03 кг серы.

При теплотворной способности углерода 8 157 ккал/кг и серы 2 500 ккал/кг тепловые потери с выгребом составят:

$$Q_9' = 8137 \cdot 0,79 + 2\,500 \cdot 0,03 = 6\,505 \text{ ккал.}$$

10. Потери тепла через стенки газогенератора и прочие потери Q_{10} .

Потери тепла в окружающую среду через стенки газогенератора происходят путем конвективного и радиационного теплообмена. Их можно было бы подсчитать, определив температуру наружных стенок и температуру и скорость движения воздуха у отдающей тепло стенки. Практически, при расчетах потери тепла определяют как разность между приходной и расходной частями теплового баланса:

$$Q_{10}' = Q_1 + Q_2 + Q_3 - (Q_1' + Q_2' + Q_3' + Q_4' + Q_5' + Q_6' + Q_7' + Q_8' + Q_9').$$

Однако, при расчете теплового баланса, с одной стороны, не учитывался ряд мелких тепловых потерь (физическое тепло шлака, уксусной кислоты и пр.), а с другой, — при этом расчете могли быть допущены те или иные неточности. Поэтому указанная разность тепла в приходной и расходной частях баланса определяет собой сумму тепловых потерь в окружающую среду, неучтенных тепловых потерь и неточности вычислений. Так как удельное значение неучтенных тепловых потерь и неточности вычисления невелико, то, в основном, эта сумма все-таки характеризует величину тепловых потерь именно в окружающую среду.

В табл. 49 дана сводка теплового баланса.

Тепловые потери в окружающую среду определились примерно в 4% от суммы прихода. Это — низший предел потерь такого рода. В отдельных случаях эти потери достигают 6—7%.

Из таблицы теплового баланса имеем:

$$\eta_m = 64,6\%; \quad \eta_2 = \frac{64,6}{96,9} \cdot 100 = 66,6\%.$$

51. Схема расчета показателей процесса водяного газа

При расчете показателей процесса водяного газа можно применить тот же принцип, который использован в предыдущем расчете смешанного генераторного газа. При этом расчет показателей фазы воздушного и фазы парового дутья ведется отдельно.

Для определения показателей суммарного процесса можно исходить из сопоставления тепловых балансов обеих фаз

Таблица 49

Тепловой баланс процесса газификации на 100 кг загруженного торфа (по высшему пределу)

	ккал	%
<i>Приход</i>		
1. Теплотворная способность топлива . . .	340 200	96,9
2. Физическое тепло воздуха	1 480	0,4
3. Физическое тепло пара	9 330	2,7
Итого в приходе	351 010	100,0
<i>Расход</i>		
1. Теплотворная способность сухого газа	226 734	64,6
2. Физическое тепло сухого газа	4 470	1,3
3. Физическое тепло влажного газа	32 232	9,0
4. Теплотворная способность смолы	50 862	14,4
5. Физическое тепло смолы	870	0,2
6. Теплотворная способность уксусной кислоты	1 927	0,5
7. Теплотворная способность аммиака	3 750	1,1
8. Теплотворная способность уноса	10 468	3,0
9. Теплотворная способность выгреба	6 505	1,8
Итого	336 818	95,9
10. Потери тепла в окружающую среду, неучтенные потери и пр. (по разности).	14 192	4,1
Баланс	351 010	100,0

рабочего цикла, исходя из того, что тепло, аккумулированное слоем во время фазы воздушного дутья, расходуется на разложение пара во время фазы парового дутья.

Схема расчета представляется в следующем виде.

а) Расчет продуктов сухой перегонки. Предполагается:

1) что средние температурные условия во время отдельных фаз процесса одинаковы; 2) что теплоносители (продувочный газ при фазе воздушного дутья и водяной газ при фазе парового дутья) в зоне сухой перегонки в химическое взаимодействие с топливом не вступают.

При таком допущении продукты сухой перегонки в обеих фазах должны быть одинаковы.

Расчет этих продуктов ведется так же, как было показано в предыдущем примере.

б) Расчет продуктов собственно газификации при фазе воздушного дутья. При продувке слоя воздухом в зоне газификации получают углекислота и окись углерода.

Количество этих газов определяется путем решения системы двух уравнений:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 + \text{CO} &= C_{\text{ост}}, \\ \text{CO}_2 : \text{CO} &= a. \end{aligned}$$

$C_{\text{ост}}$ — углерод, опускающийся из зоны сухой перегонки в зону газификации. Первое уравнение, таким образом, есть уравнение баланса углерода.

Величина a выражает собой отношение объемов CO_2 и CO в продувочном газе. По практическим данным эта величина равна: для кокса 3—3,5; для антрацита — 1,6—2,0.

в) Расчет продуктов собственно газификации при фазе парового дутья. При разложении пара получают продукты: CO , CO_2 , H_2 , H_2O . Количество каждого из них определяется путем решения следующей системы четырех уравнений:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 + \text{CO} &= C_{\text{ост}}, \\ \text{CO} : \text{CO}_2 &= b, \\ 2\text{CO}_2 + \text{CO} &= \text{H}_2, \\ \frac{\text{H}_2}{\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O}} &= c. \end{aligned}$$

Здесь b — отношение в газе объемов CO и CO_2 равное по практическим данным 4—6,5;
 c — степень разложения пара — 0,5—0,6.

Третье из приведенных уравнений — уравнение атомов кислорода.

г) Тепловой баланс фазы воздушного дутья

Приходные статьи:

Q_1 — теплотворная способность топлива,
 Q_2 — физическое тепло воздуха.

Расходные статьи:

Q_1' — теплотворная способность газа,
 Q_2' — физическое тепло газа,
 Q_3' — физическое тепло влаги газа,
 Q_4' — теплотворная способность уноса,
 Q_5' — теплотворная способность шлаков,
 Q_6' — потери тепла в окружающую среду (принимается в 4—6% от прихода тепла),
 Q_7' — тепло, аккумулированное слоем.
 Q_7 — искомая величина

$$Q_7' = (Q_1 + Q_2) - (Q_1' + Q_2' + Q_3' + Q_4' + Q_5' + Q_6')$$

д) Тепловой баланс фазы парового дутья. Обозначив тепло, израсходованное слоем за время фазы парового дутья, через Q_3 , имеем:

$$Q_3 = (Q_1' + Q_2' + Q_3' + Q_4' + Q_5' + Q_6') - (Q_1 + Q_2).$$

е) Показатели процесса в целом. Пусть по обоим фазам процесса расходуется 100 кг топлива. Если при этом во время фазы воздушного дутья будет израсходовано x кг, а за фазу парового дутья $(100-x)$ кг, то, очевидно, будет справедливо равенство:

$$Q_7' \cdot x = Q_3 (100 - x).$$

Отсюда

$$x = \frac{100 \cdot Q_3}{Q_7' + Q_3} = m \text{ кг.}$$

Таким образом, по фазе воздушного дутья израсходовано m кг топлива, по фазе парового дутья

$$100 - m = n \text{ кг.}$$

Пользуясь найденными величинами m и n , определяются средние за процесс в целом количественные показатели (удельные выходы и расходные коэффициенты, тепловой баланс). Например, если удельный выход водяного газа, определенный для фазы парового дутья, составляет v_n' , то этот параметр для процесса в целом (v_n) будет равен:

$$v_n = \frac{v_n' \cdot n}{100} \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Теплотворная способность водяного газа в суммарном балансе составит:

$$\frac{Q_1' \cdot n}{100} \text{ ккал,}$$

а продувочного

$$\frac{Q_1' \cdot m}{100} \text{ ккал}$$

и т. д.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ОБРАБОТКА ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

ОХЛАЖДЕНИЕ И ОСУШКА ГАЗОВ

52. Цели и значение охлаждения и осушки газов

Газ в том виде, как он выходит из газогенератора, коксовой печи или домны, для передачи потребителю еще не пригоден. Этому препятствуют содержащиеся в газе примеси или высокая его температура, а иногда и совместно оба эти обстоятельства. Так возникает необходимость очистки и охлаждения газа.

Под очисткой газа разумеют извлечение из него твердых (пыль), жидких (смола, уксусная кислота и др.) и газообразных (H_2S , CO_2) продуктов, препятствующих нормальной работе газовой сети или снижающих качество газа.

Полнота и последовательность операций охлаждения, осушки и очистки газа могут быть различны. Они зависят:

а) От технических требований на газ. Например, силовой газ для двигателей внутреннего сгорания должен быть охлажден, а содержание пыли и смолы в нем должно быть доведено до минимума. Наоборот, газ для отопления многих промышленных печей можно вовсе не охлаждать, ограничиваясь лишь грубой очисткой его от пыли. Другой пример: в некоторых случаях газ, предназначенный для целей синтеза, должен быть очищен от окиси углерода или метана, тогда как в газе, предназначенном для нагревательных целей, присутствие окиси углерода и метана является весьма желательным.

б) От технологической схемы производства. Например, антрацитовый газ и газ из донецких газовых углей выгоднее подавать потребителю горячим, так как при этом будут использованы смола (газовый уголь) и физическое тепло газа. Но экономически и технически это будет целесообразно только в том случае, если потребитель находится в непосредственной близости от генераторной станции. В противном случае разветвленные газопроводы будут забиваться смолой и пылью.

в) От характера, употребляемого для газификации топлива.

Так, генераторные газы из тощих топлив не требуют очистки от смолы, газы из влажных топлив требуют осушки.

для газов из древесины и некоторых видов торфа может явиться необходимой очистка от уксусной кислоты и т. д.

Таблица 50

Температура горючих газов и содержание в них влаги, пыли, смолы

Вид топлива	Температура газа °C	Содержание в газе, г/м³				
		влаги		пыли		смолы
	от—до	от—до	от—до	среднее	от—до	среднее

Генераторные газы

Антрацит АМ	390—680	40—100	4—25	10	—	—
" АС	317—600	42—105	6—28	12	—	—
Газовый уголь	600—680	70—100	11—17	15	8—15	10
Лисичанский уголь	300—550	70—125	6—25	17	8—23	13
Челябинский уголь	106—335	160—280	11—22	15	7—29	15
Подмосковный уголь	69—150	220—420	18—55	45	27—39	30
Торф	70—120	260—520	—	15	18—51	37

Коксовые газы

Каменный уголь	750—800	270—300	—	—	70—100	—
--------------------------	---------	---------	---	---	--------	---

Колошниковый газ

Кокс	100—475	150—300	25—150	—	—	—
----------------	---------	---------	--------	---	---	---

В табл. 50 приведены цифры, характеризующие температуру газов по выходе из газопроизводящего агрегата и содержание в них влаги, пыли и смолы.

Необходимость охлаждения газа может быть вызвана следующими причинами: а) передачей газа по длинной и разветвленной сети; б) очисткой газа; в) осушкой газа.

Передача горячего газа по длинной и разветвленной сети может оказаться неосуществимой технически, так как необходимые для этого газодувки при высоких температурах работать не могут.

Охлаждение газа до определенного предела может определяться и соображениями технологии очистки. Так, для очистки газа от смолы в механических и электростатических смолоочистителях температура газа должна быть не выше 75—80° C.

Наконец, охлаждение газа является одним из самых простых и дешевых способов осушки газа.

Осушка газа путем его охлаждения основана на том, что при каждой данной температуре газ может содержать коли-

чество водяных паров не больше того, которое отвечает состоянию насыщения газа при этой температуре.

Таблица 51

Парциальное давление и содержание в газе насыщенных водяных паров

Температура, °С	Парциальное давление пара, мм рт. ст.	Содержание пара в 1 м³ газа при 0°С и 760 мм рт. ст., г/нм³		Температура, °С	Парциальное давление пара, мм рт. ст.	Содержание пара в 1 м³ газа при 0°С и 760 мм рт. ст., г/нм³	
		влажного	сухого			влажного	сухого
20	17,5	18,5	19,0	39	52,4	55,4	59,6
21	18,9	19,7	20,2	40	55,3	58,5	63,1
22	19,8	21,0	21,5	42	61,5	65,0	70,8
23	21,1	22,3	22,9	44	68,3	72,2	79,3
24	22,4	23,7	24,4	46	75,7	80,0	88,8
25	23,8	25,1	26,0	48	83,7	88,5	99,5
26	25,2	26,7	27,6	50	92,5	97,8	111
27	26,7	28,3	29,3	52	102,1	108	125
28	28,3	30,0	31,1	54	112,5	119	140
29	30,0	31,8	33,1	56	123,8	131	156
30	31,8	33,6	35,1	58	136,1	144	175
31	33,7	35,6	37,3	60	149,4	158	197
32	35,7	37,7	39,6	62	163,8	173	221
33	37,7	39,9	42,0	64	179,3	190	248
34	39,9	42,2	44,5	66	196,1	207	280
35	42,2	45,5	47,3	68	214,2	226	315
36	44,6	47,1	50,1	70	233,7	247	357
37	47,1	49,8	53,1	72	254,6	269	405
38	49,7	52,5	56,2	74	277,2	293	461

Из табл. 51 видно, что с понижением температуры содержание в газе насыщающего его пара резко падает.

Рассмотрим три случая охлаждения смешанного генераторного газа: из антрацита (I), донецкого газового угля (II) и из подмосковного угля (III). Охлаждение производится путем непосредственного орошения газа водой.

Имеем:

	I	II	III
Q_n сухого газа, ккал/нм³	1 200	1 400	1 425
Температура газа, °С	500	600	80
Содержание в газе, г/нм³:			
влаги	67	68	306
смоли	0	11	30
Q_n влажного газа, ккал/нм³ (а)	1 107	1 293	1 039
Физическое тепло газа, ккал/нм³ (б)	167	206	28
Теплотворная способность смолы в газе, ккал/нм³ (в)	0	88	240
Всего (а + б + в) ккал/нм³	1 274	1 587	1 291

Далее допустим, что газ охлаждается до 30°С. Тогда будем иметь:

	I	II	III
Температура газа, °С	30	30	30
Содержание в газе, г/нм³:			
влаги	35	35	35
смоли	0	1*	3*
Q_n влажного газа, ккал/нм³ (а)	1 154	1 346	1 370
Физическое тепло газа, ккал/нм³ (б)	10	10	10
Теплотворная способность смолы, ккал/нм³ (в)	0	10	24
Итого (а + б + в) ккал/нм³	1 164	1 365	1 404

* Остаток смолы в газе после промывки газа водой.

Приведенное сопоставление показывает, что с тепловой точки зрения осушка газа путем орошения водой оказывается целесообразной только для газа подмосковного угля, т. е. в случае, если исходный газ содержит большое количество влаги. В приведенном примере тепловой выигрыш для этого газа, несмотря на потерю смолы, определяется в $1 404 - 1 291 = 113$ ккал на 1 нм³ газа. Если же газ содержит небольшое количество влаги и если охлаждение газа не вызывается техническими причинами, выгоднее подавать его потребителю горячим.

53. Аппараты для охлаждения и осушки газа

Основными аппаратами для охлаждения газа в современной газовой технике являются холодильники и скрубберы.

а) Поверхностные водяные и воздушные холодильники. Характерной особенностью этих аппаратов является их малая производительность. Это обстоятельство ограничивает применение их теми случаями, когда объемы охлаждаемого газа невелики и одновременно с охлаждением и осушкой газа требуется сконденсировать смолу, получив ее не сильно обводненной.

Вследствие того, что условия теплопередачи от газа через стенку к воздуху менее благоприятны, чем теплопередача от газа через стенку к воде, более экономичным является водяной холодильник. Этот холодильник, кроме того, позволяет значительно легче регулировать тепловой режим процесса охлаждения. Поэтому в газогенераторной практике, там, где установка поверхностного холодильника является необходимой, предпочтение отдают водяному холодильнику.

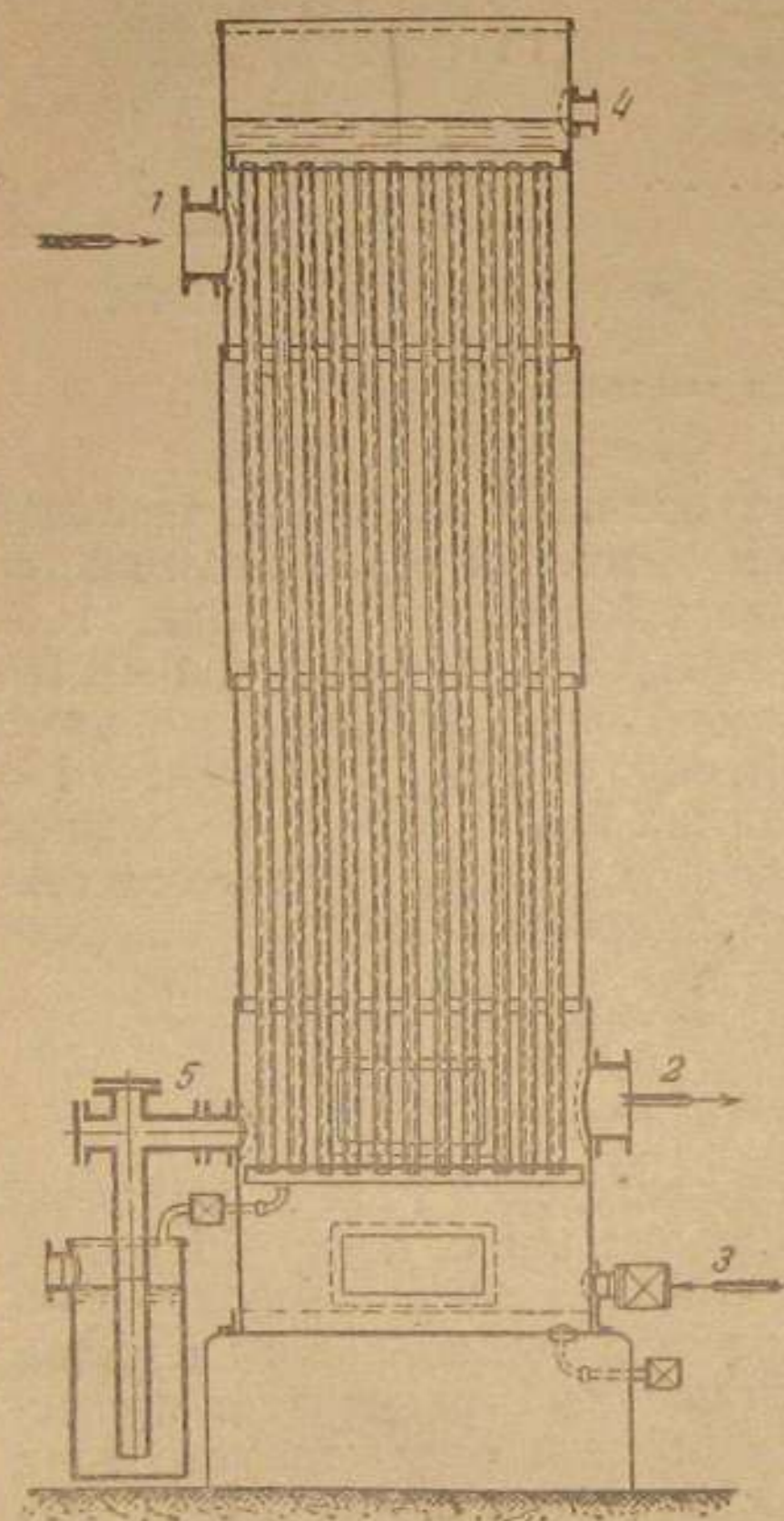
Однако, с охлаждением газа по принципу воздушного холодильника иногда приходится считаться, так как всякий

газопровод, по существу, является воздушным холодильником. Потеря газом тепла через стенки газопровода, зная длину, диаметр и температуру газа и окружающего воздуха, может быть легко подсчитана.

Далее, зная часовое количество проходящего через газопровод газа и его теплоемкость, нетрудно определить понижение температуры газа к концу газопровода.

Эффективность работы водяных холодильников в меньшей степени зависит от температуры окружающей среды, чем работа воздушных холодильников.

Встречающиеся в газовом деле водяные холодильники разделяются на водотрубные и газотрубные. В холодильниках первого рода вода пропускается через трубы, газ — через межтрубное пространство. В газотрубных холодильниках, наоборот, газ направляют по трубам, воду — в межтрубное пространство. По условиям теплопередачи водотрубные холодильники более эффективны. Однако, при охлаждении газа, содержащего смолу и пыль, они оказываются менее удобными в эксплуатации. Смола, осаждающаяся на наружных стенках труб водотрубного холодильника, труднее поддается удалению при очистке, чем в случае



Фиг. 97. Водотрубный холодильник.

осаждения ее на внутренних стенках труб газотрубного холодильника. Избежать же очистки труб от смолы нельзя, так как присутствие ее на стенках труб сильно понижает коэффициент теплопередачи последних.

На фиг. 97 представлен водотрубный холодильник. Газ подводится сверху через штуцер 1 и отводится через штуцер 2. Вода в трубы холодильника подается через патрубок 3, отводится через патрубок 4. В холодильнике, таким образом, осуществлен принцип противотока.

Смоловодяной конденсат отводится из холодильника через гидравлический затвор 5.

Тепловые процессы, протекающие в холодильнике, складываются из процессов охлаждения газов, паров и жидкостей и конденсации паров. Температурные напоры и коэффициенты теплопередачи для каждого из этих процессов различны. Поэтому определение величины необходимой поверхности охлаждения ведут отдельно по трем периодам: I — охлаждение газа и паров воды до температуры конденсации паров, II — конденсация паров, III — охлаждение конденсата и газа от температуры конденсации до заданной температуры. Поверхность охлаждения холодильника в целом определяется как сумма поверхностей, подсчитанных для каждого периода в отдельности.

Общее количество тепла, которое нужно отнять от охлаждаемого газа, определяется из уравнения теплового баланса холодильника:

$$Q = Q_I + Q_{II} + Q_{III},$$

где Q_I — часовое количество тепла, отнимаемого от газа и пара при охлаждении их с начальной температуры t_2 до температуры точки росы t_p ;

Q_{II} — тепло конденсации паров;

Q_{III} — тепло конденсата от t_p до заданной температуры t_2' .

В тех случаях, когда газ содержит пары смолы и растворимые в воде компоненты (H_2S ; NH_3), в балансе учитывается также теплота конденсации смолы и тепло растворения H_2S и NH_3 .

Для определения коэффициентов теплопередачи в холодильниках рассматриваемого типа можно пользоваться следующими эмпирическими формулами.

Для периода охлаждения газа и паров

$$K_I = 2 + 10 \sqrt{w},$$

где w — скорость газа в трубах, м/сек.

Для периода конденсации

$$K_{II} = 750 \cdot \sqrt{w} \cdot \sqrt{w_1 + 0,007},$$

где w — скорость газа;

w_1 — скорость воды, м/сек.

Для периода охлаждения конденсата

$$K_{III} = \frac{200}{\frac{1}{1+6Vw_1} + \frac{1}{1+6Vw_2}},$$

где w_1 — скорость воды;

w_2 — скорость течения конденсата.

Приведенные значения для K действительны для медных труб с чистой поверхностью. Для железных труб коэффициент составляет 75% от K для медных труб. Загрязнение поверхности труб смолой и пылью понижает коэффициент теплопередачи еще на 40—50%.

Кроме того, вторая формула (K_{II}) предусматривает лишь случай конденсации чистых водяных паров. Примесь к водяным парам неконденсирующихся газов снижает K_{II} следующим образом:

при содержании газов	10%	K_{II} снижается на	10%
"	"	"	"
"	20%	K_{II}	20%
"	"	"	"
"	50%	K_{II}	65%
"	"	"	"
"	70%	K_{II}	85%
"	"	"	"

б) Скрубберы. Основным аппаратом для охлаждения газа на газогенераторных станциях и в доменных цехах является скруббер, т. е. холодильник непосредственного орошения. Охлаждение газа в скрубберах происходит непосредственно на поверхности соприкосновения воды и газа.

Скруббер (фиг. 98) представляет собой сварную из котельного железа баню круглого (реже прямоугольного) сечения. Охлаждаемый газ подводится снизу скруббера, вода — сверху. Таким образом, создается противоток воды и газа.

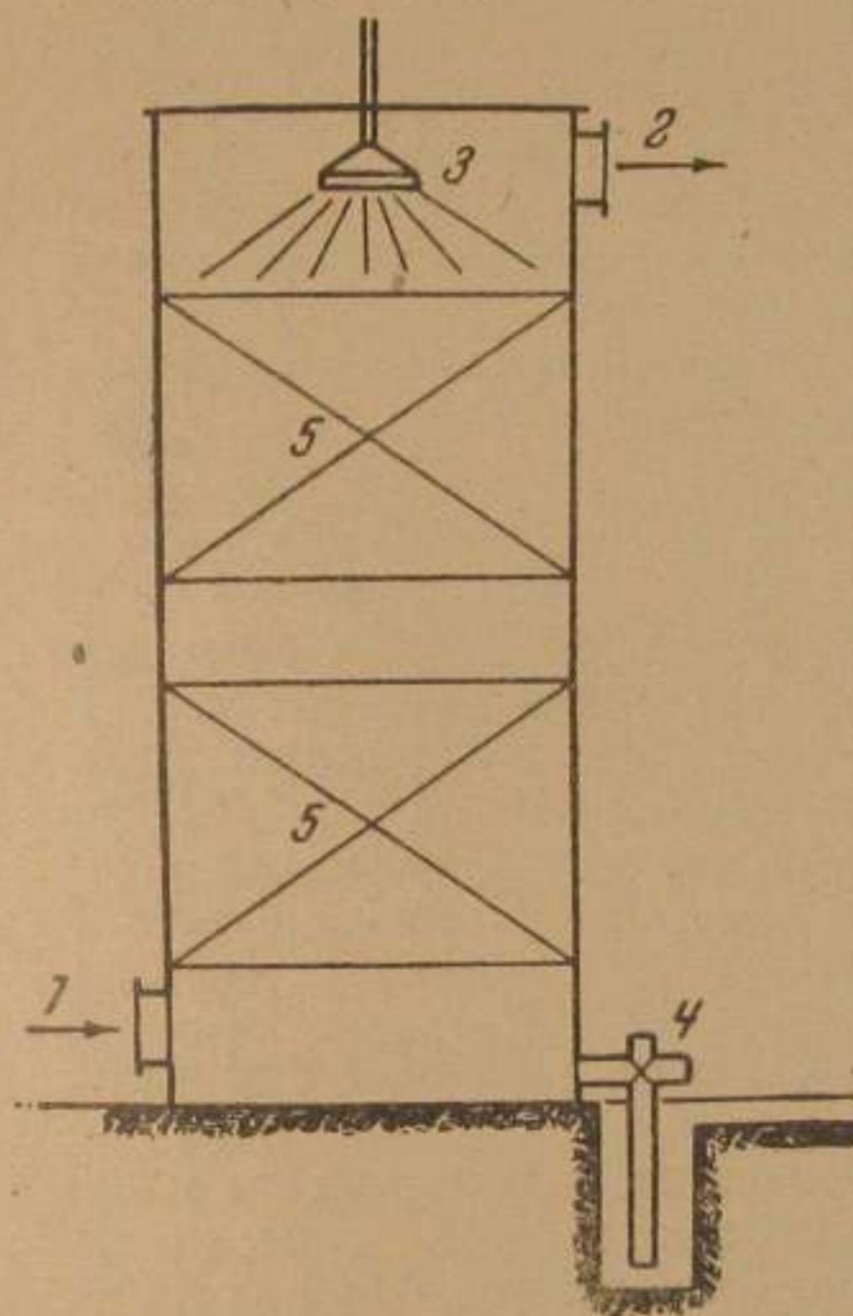
По способу создания поверхности соприкосновения газа и воды скрубберы можно разделить на следующие виды: скрубберы с насадкой (с заполнением); скрубберы без насадки (с распылением воды).

Скрубберы с насадкой. В скрубберах с насадкой поверхность соприкосновения воды и газа создает поверхность смачиваемой водой насадки. Наиболее часто употребляемыми насадками для заполнения скрубберов являются хордовая, кольца Рашига и кокс.

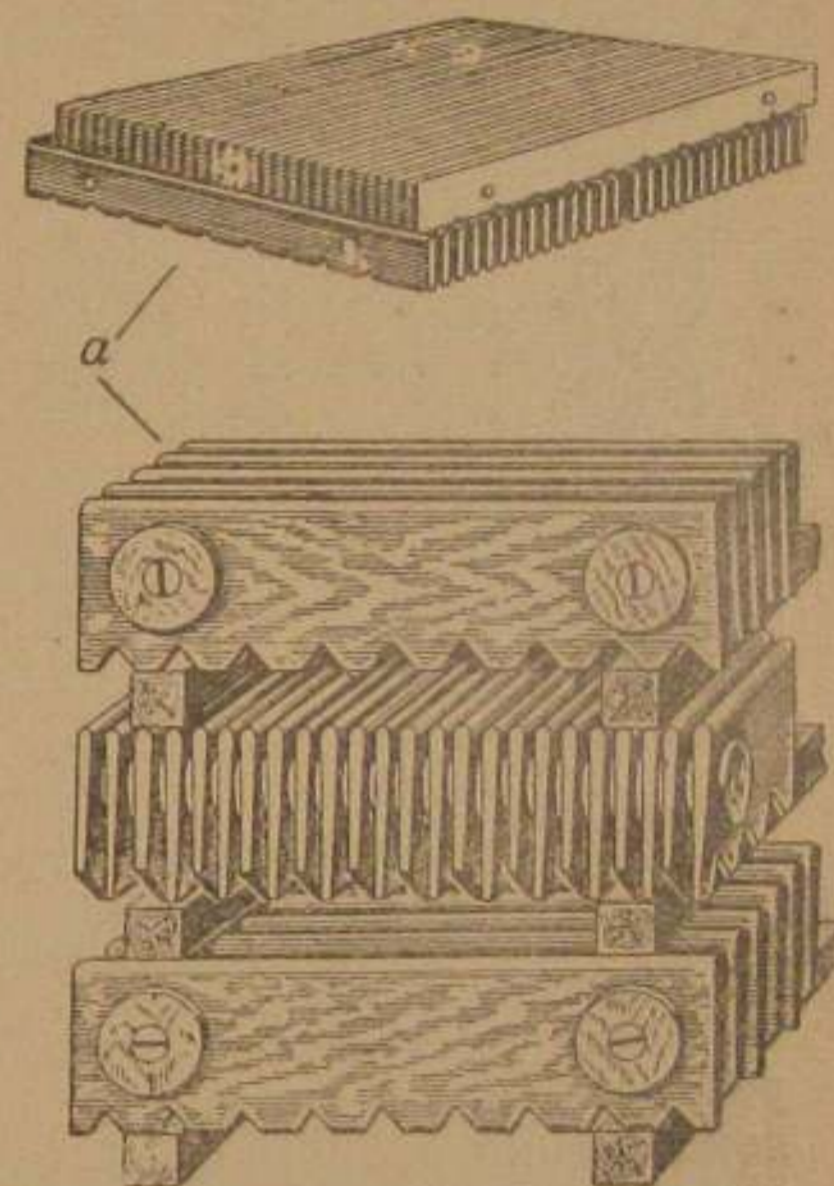
Хордовая насадка состоит из деревянных реек прямоугольного или трапециoidalного сечения, скрепленных в пачки (фиг. 99). Толщина реек 12,5—25 мм, высота 100—150 мм. Расстояние между рейками 25—50 мм. Иногда для достижения равномерного стекания воды по рейке нижний край последней делают с зубчатыми вырезами.

Кольца Рашига представляют собой цилиндрики, изготовляемые из фарфора, железа или чугуна. Для обеспечения равномерного заполнения скруббера кольцами Рашига и устранения образования свободных проходов газу кольца изготовляются с диаметром (наружным), равным высоте.

Коксовая насадка находит применение, главным образом, в скрубберах, предназначенных для охлаждения бессмольного



Фиг. 98. Схема скруббера.
1—вход газа; 2—выход газа; 3—брызгало;
4—отвод воды; 5—насадка.



Фиг. 99. Виды хордовой насадки скруббера.

газа, например генераторного газа из антрацита, водяного газа.

Как видно из табл. 52, в отношении образования поверхности орошения лучшей насадкой является насадка из колец Рашига. На втором месте стоит хордовая насадка, третье место занимает кокс.

Так как в скрубберах с насадкой основную роль в распределении воды по сечению скруббера, а также в создании поверхности соприкосновения воды и газа играет насадка, от устройства для подвода воды в скруббер не требуется тонкого распыливания воды. Поэтому в скрубберах рассматриваемого типа ставят брызгала простейшего устройства: сопла,

Характеристика скрубберных насадок

Таблица 52

Вид насадки	Количество элементов в 1 м ³ объема	Поверхность, образуемая 1 м ³ заполнения	Свободный объем, %	Вес 1 м ³ заполнения, кг
Кокс 75 мм	—	41	58	500
" 150 мм	—	19	59	430
Кварц 50 мм	—	63	45	1 420
" 150 мм	—	21	44	1 440
Кольца Рашига фарфоровые:				
15 × 15 мм	210 000	369	74	750
25 × 25 "	52 000	220	81	650
40 × 40 "	13 250	115	68	720
50 × 50 "	5 750	92	75	625
75 × 75 "	1 700	62	74	610
Хордовая насадка деревянная				
12,5 × 100 × 25 мм	255	61	67	200
12,5 × 100 × 50 " .	160	36	69	190
25 × 100 × 25 " .	200	50	50	200
25 × 100 × 50 " .	130	33	65	210
25 × 150 × 25 " .	130	46	50	300

трубки с отверстиями, сетки (душ), сита, чашечные брызгала, желоба с прорезями и т. п.

Чрезмерная интенсивность орошения может повести к переполнению насадки водой, в результате чего поверхность конденсации и охлаждения резко сокращается. По практическим данным максимальная интенсивность орошения, например хордовой насадки с промежутками между рейками 12,5 и 25 мм, не превышает соответственно 7,5 и 10 л/мин на погонный метр ребра насадки.

Скрубберы без насадки. В скрубберах без насадки поверхность охлаждения создается поверхностью капель воды. Величина поверхности соприкосновения воды и газа зависит, таким образом, от величины капель. При тонком распылении воды эта поверхность достигает 100 м² и выше на единицу объема скруббера.

Простота устройства, небольшая стоимость и ничтожное гидравлическое сопротивление благоприятствуют распространению скрубберов без насадки в практике охлаждения газов. Распыление воды производится пульверизаторами. Величина капель колеблется от 1 до 0,1 мм и зависит от давления и количества воды, а также от конструкции форсунки.

Однако, при работе на безнасадочных скрубберах наблюдается механический унос с газом значительного количества капельно-жидкой воды. Сокращение уноса воды может быть достигнуто либо уменьшением скоростей газа в скруббере, либо установкой форсунок с более грубым распылением воды, либо введением в скруббер специальных устройств для задержания уносимых газом капель воды. Первые две меры ведут к снижению производительности скруббера.

Кроме прямого своего назначения — охлаждения и осушки газа — скрубберы играют значительную роль как аппараты для очистки газа от смолы и пыли (об этом ниже). В скрубберах с насадкой выделение из газа смолы и пыли происходит в основном благодаря удару газовой струи о смоченные поверхности насадки. В безнасадочных скрубберах этих условий нет, поэтому смола и пыль задерживаются скруббером лишь в незначительном количестве.

Указанное обстоятельство ограничивает применение безнасадочных скрубберов, чаще всего лишь теми случаями, где основное назначение их — осушка и охлаждение газа. Применяются безнасадочные скрубберы также в качестве первичного холодильника и очистителя газа. Таковы, например, стояки, являющиеся первым элементом охладительно-очистительной системы всякой генераторной станции и предназначенные для частичного охлаждения газа и удаления из него наиболее грубой пыли и тяжелых погонных смолы.

Чтобы предупредить конденсацию водяных паров в смолоулавливающих аппаратах, охлаждение газа в стояке производится до температуры более высокой, чем температура точки росы.

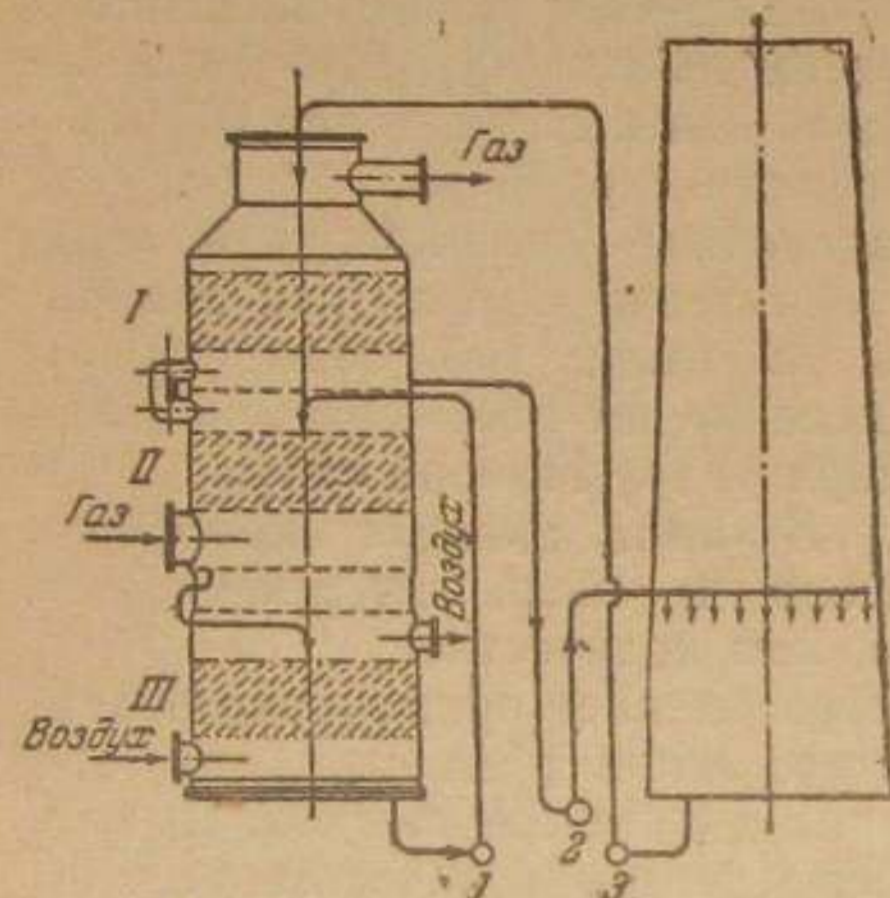
Каплеуловители. Для улавливания уносимой газом из скруббера капельной воды предусматриваются каплеуловители.

В скрубберах с насадкой роль каплеуловителя обычно играет верхний ярус насадки, не орошаемый водой. Иногда каплеуловитель выносят в отдельное от скруббера устройство. Такой каплеуловитель представляет собой железный цилиндр, в котором в 2—3—4 ярусах расположена неорошаемая насадка. В качестве насадки в каплеуловителе используют кольца Рашига, кокс, хорды, стружки и прочие материалы, благоприятствующие изменению скоростей и направления движения газа и выделению вследствие этого капелек воды из газа.

Скруббер-насытитель. На фиг. 100 представлена схема скруббера, скомбинированного с насытителем дутья.

Сплошными горизонтальными перегородками скруббер разгорожен на три ступени (камеры). Горячий газ поступает во вторую, горячую ступень. Нагретая во второй ступени во-

да по переточным трубкам стекает в третью ступень. Здесь навстречу горячей воде подается предназначенный для газогенератора воздух. Происходит подогрев и увлажнение воздуха. Вода из третьей ступени стекает в яму, откуда насосом 1 снова подается во вторую ступень. Так замыкается «горячий цикл» скруббера.



Фиг. 100. Трехступенчатый скруббер.

Газ, несколько охлажденный во второй ступени, для окончательного охлаждения до 20—30°С поступает в первую ступень скруббера. Вода из первой ступени стекает в особую яму, откуда насосом 2 качается на градирню. Охлажденная на градирне вода насосом 3 снова подается в первую ступень. Так замыкается «холодный цикл» скруббера.

Для улучшения условий теплопередачи от газа к воде и от воды к воздуху все камеры скруббера заполнены насадкой из колец Рашига или из реек.

Подобная конструкция комбинированного скруббера позволяет полезно использовать физическое тепло выходящего из газогенератора газа, в частности, скрытое тепло содержащихся в газе водяных паров.

54. Расчет скрубберов

При расчете скрубберов приходится иметь дело с газами, начальная температура которых обычно выше температуры точки росы. В отношении конечной температуры охлаждения следует различать два случая: охлаждение газа до температуры ниже точки росы (обычные скрубберы) и частичное охлаждение газа до температуры, предупреждающей конденсацию водяных паров (стояки).

Процесс охлаждения газа в скрубберах складывается из двух фаз. В первой фазе охлаждение газа происходит за счет испарения воды. Этот процесс протекает до тех пор, пока температура газа не достигнет точки росы. Вторая фаза — конденсация водяных паров и охлаждение газа путем передачи тепла от газа к воде теплопроводностью.

В стояках, очевидно, имеет место только первая фаза охлаждения.

Расчет поверхности охлаждения или рабочего объема скруббера ведут по каждой фазе отдельно.

Общая поверхность охлаждения F или общий объем скруббера получается как сумма этих величин для отдельных фаз:

$$F_I = \frac{Q_I}{\Delta t' \cdot K_I}; \quad F_{II} = \frac{Q_{II}}{\Delta t'' \cdot K_{II}}.$$

Для упрощения расчета охлаждения газа в первой фазе можно принять, что пока газ не насыщен водяными парами, тепло тратится на испарение воды, температура же воды при этом остается без изменения.

Температура (t_p), при которой должно произойти насыщение газа водяными парами, определится из следующего уравнения, решаемого подбором:

$$(c + g_1 \cdot c_1) \cdot (t'_2 - t_p) = g_p [r + c_2 (t_p - t'_s)], \quad (59)$$

где t'_s и t'_2 — начальные температуры воды и газа, °С;

c — средняя теплоемкость газа;

c_1, c_2 — средняя теплоемкость водяных паров;

g_1, g_p — влагосодержание газа начальное и при насыщении (при t_p) в кг на 1 м³ сухого газа;

r — теплота испарения воды, ккал/кг.

Коэффициент теплопередачи от ненасыщенного влагой газа к воде колеблется в пределах от 9 до 15 ккал/час°С на 1 м² орошаемой насадки скруббера.

Рабинсон и др. коэффициент теплопередачи относят к 1 м³ рабочего объема скруббера. Для скрубберов с коксовой или аналогичной коксу насадкой они дают

$$K_I = 1150 + 2 \cdot V \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{С}, \quad (60)$$

где V — часовое количество сухого газа в м³, проходящего через 1 м² сечения скруббера.

Для случая скруббера с хордовой насадкой K_I колеблется в пределах от 300 до 1000 ккал/м³ час °С и выражается формулой

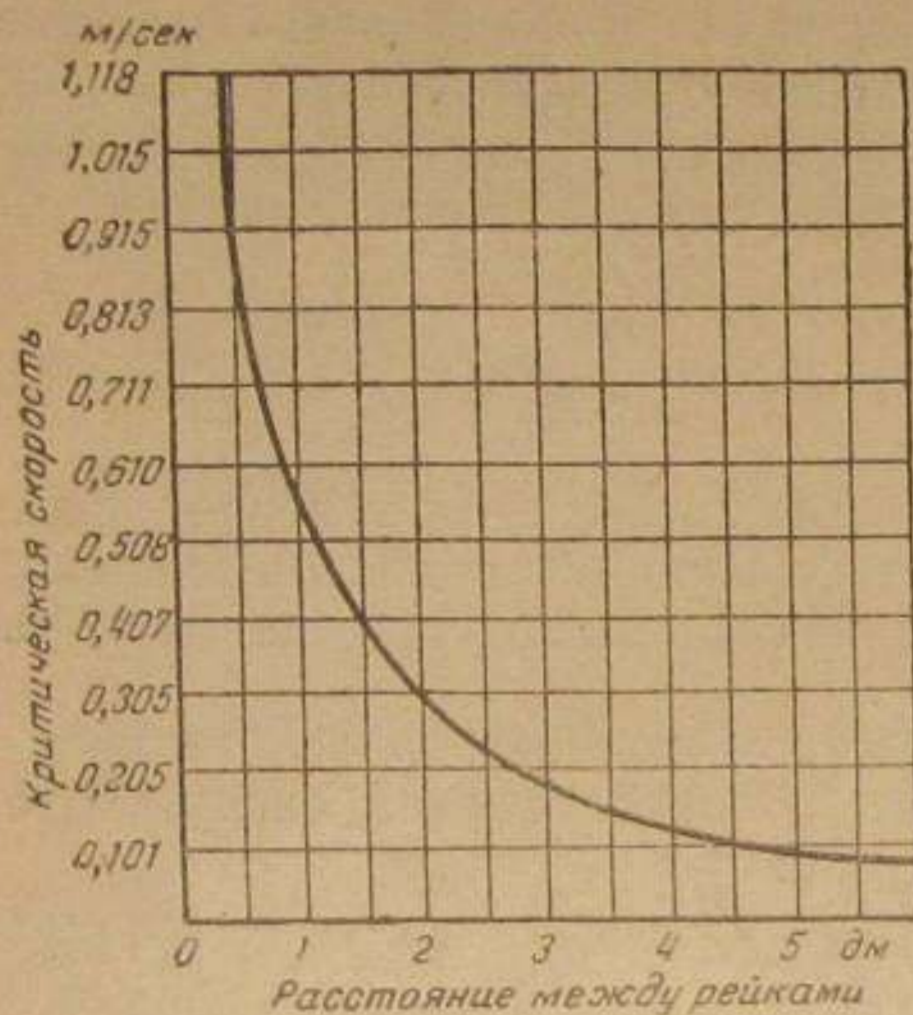
$$K_I = 0,08 \sqrt{V} \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{С}, \quad (60a)$$

где V — объем газа в рабочих условиях, проходящего через 1 м² свободного сечения скруббера.

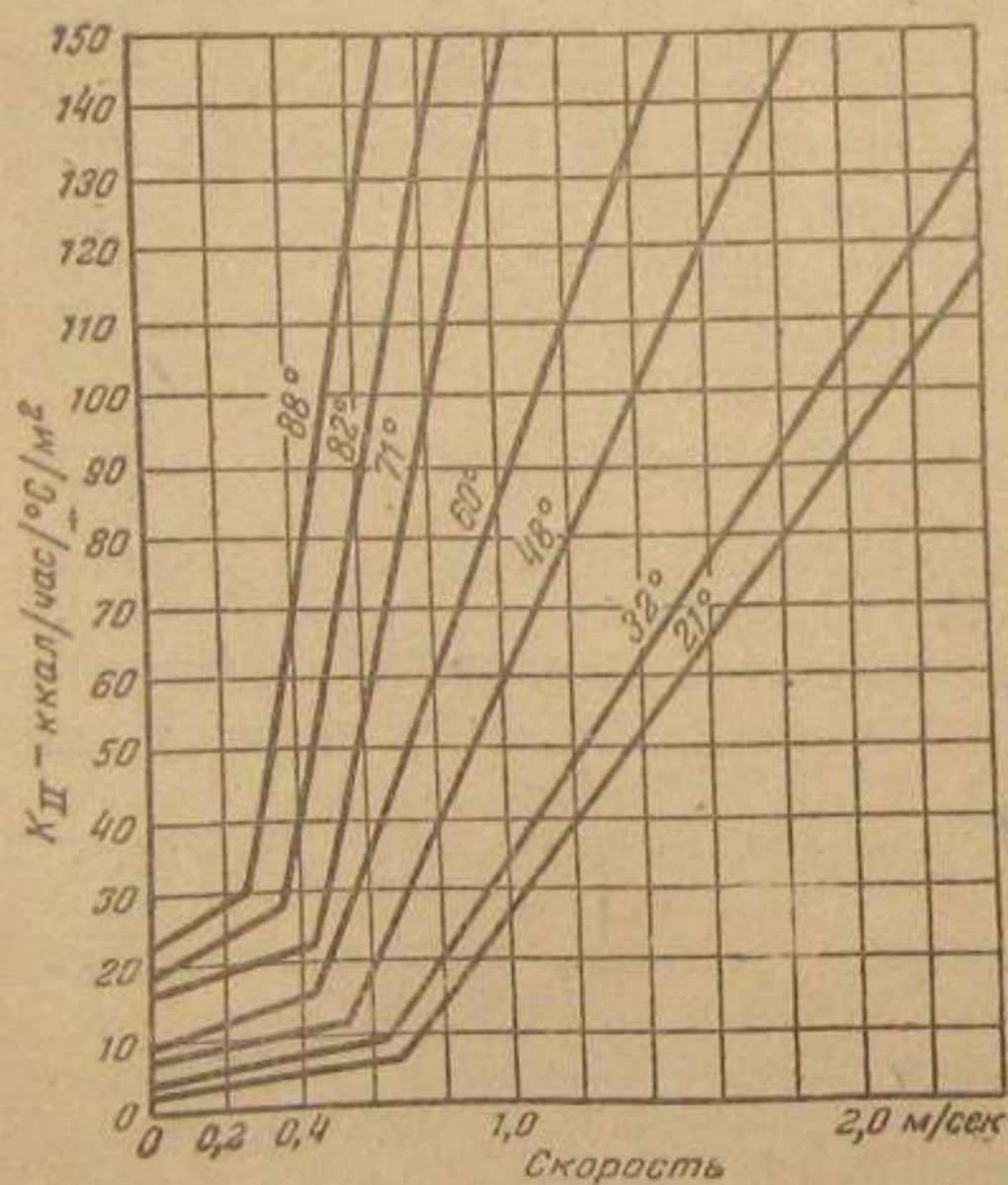
По более поздним исследованиям Пейсахова и Черткова коэффициент теплопередачи получил такое выражение:

$$K_I = 6,3 \cdot \sqrt{w},$$

где w — скорость газа в насадке в первом периоде охлаждения, м/сек.



Фиг. 101. Зависимость между критической скоростью газа и расстоянием между рейками.



Фиг. 102. Зависимость коэффициента теплопередачи от скорости и температуры входящего газа, насыщенного водяными парами.

Коэффициент теплопередачи для газов, насыщенных водяными парами (K_{II} — вторая фаза), колеблется в широких пределах, так как является функцией температуры и скорости газа. Для газов с температурой не выше 30°C в пределах критических скоростей газа $K_{II} = 150$ и выше. При скоростях газа выше критических K_{II} растет пропорционально отношению действительной скорости газа при выходе из скруббера к критической скорости. Критические скорости газа наступают тем быстрее, чем больше расстояние между рейками насадки. На фиг. 101 приведена диаграмма, графически выражающая эту зависимость для газа со средней температурой $15,5\text{--}65^\circ\text{C}$.

Изменение K_{II} от начальной температуры и скорости газа показана на графике фиг. 102. Кривые относятся к случаям температуры выходящего из скруббера газа $15,5^\circ\text{C}$. При более высоких температурах выхода газа K_{II} будет, очевидно, несколько выше.

Возрастание K_{II} при скоростях выше крити-

ческих в зависимости от начальной температуры газа характеризуется диаграммой на фиг. 103.

Что касается влияния на K_{II} интенсивности орошения насадки, то при интенсивности орошения, не превышающей указанных выше (см. «Скрубберы с насадкой») пределов, K_{II} остается практически без изменения.

Таганов для K_{II} дает следующую эмпирическую формулу:

$$K_{II} = (62 + 0,503p) \times (\omega_0 - 0,094) - 29,2, \quad (61)$$

где p — упругость насыщенного пара при температуре точки росы;

ω_0 — скорость газа в насадке, считая на сухой газ при нормальных условиях (0°C и 760 мм рт. ст.).

Применение изложенного понятно из нижеследующего примера:

Пример.

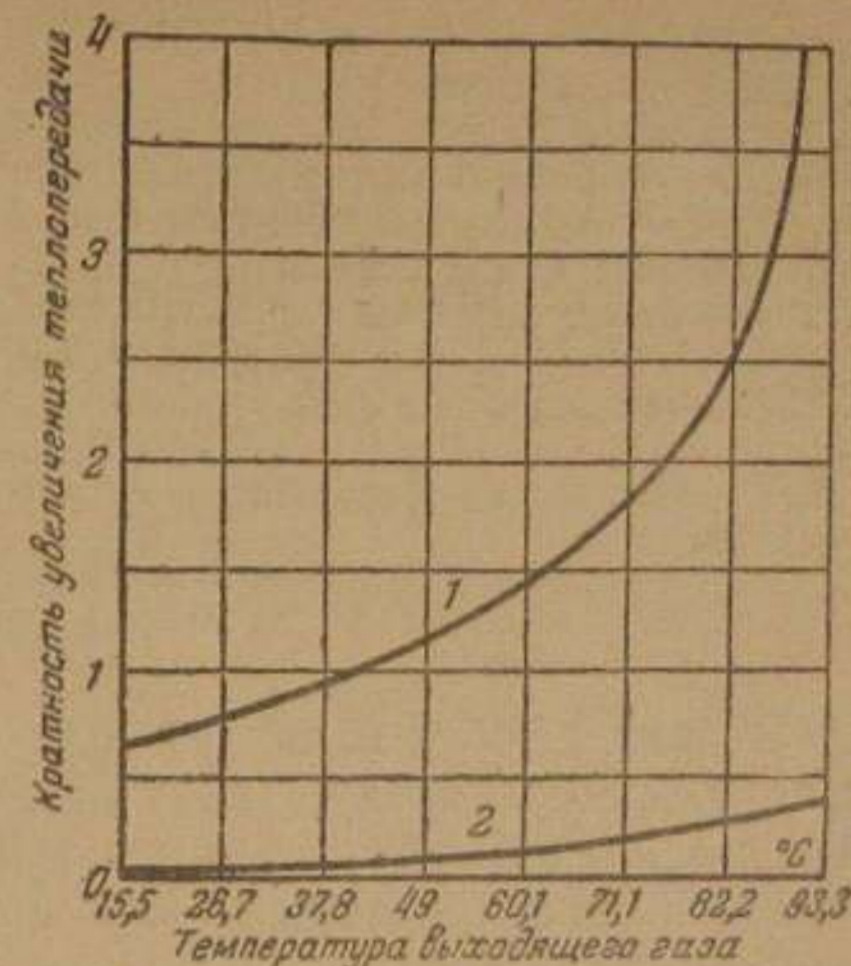
Часовой выход сухого газа	1 000 н.м ³
Содержание влаги в газе	300 г/н.м ³
Содержание смолы в газе	50
Температура газа перед скруббером	150°C
Температура газа после скруббера	35°C
Температура воды перед скруббером:	
летом	20°C
зимой	15°C
Температура воды после скруббера	45°C

Тепловой баланс скруббера
Приход тепла

1. Тепло сухого газа	$0,32 \cdot 150 \cdot 1\,000 =$	48 000 ккал
0,32 — теплоемкость газа		
2. Тепло влаги газа	$658,5 \cdot 0,3 \cdot 1\,000 =$	197 550 ккал
3. Тепло смолы	$0,5 \cdot 150 \cdot 0,05 \cdot 1\,000 =$	3 750 ккал
0,5 — теплоемкость смолы		
4. Тепло воды		20 x ккал
(x — количество подаваемой воды, кг/час)		

Расчет ведется на летние условия

Итого в приходе . . . (248 750 + 20 x) ккал



Фиг. 103. Кратность увеличения коэффициента теплопередачи относительно критической скорости в зависимости от температуры входящего газа. 1—выше критической скорости; 2—ниже критической скорости.

Расход тепла

1. Тепло сухого газа	$0,32 \cdot 35 \cdot 1000 =$	11 200 ккал
2. Тепло влаги газа	$612,2 \cdot 0,04 \cdot 1000 =$	24 488 ккал
612,2 — полное теплосодержание пара; 0,04 — влагосодержание газа при 35°.		
3. Тепло отработанной воды		45 х
4. Тепло выходящего из скруббера конденсата	$(0,300 - 0,040) \cdot 45 \cdot 1000 =$	11 650 ккал
5. Тепло оставшейся в газе смолы	$0,5 \cdot 35 \cdot 0,05 \cdot 1000 \cdot 0,6 =$	525 ккал
0,6 — количество (60%) оставшейся в газе смолы		

Всего в расходе . . . $(47\ 863 + 45\ х)$ ккал

В приведенном балансе тепла не учтены тепловые потери в окружающую среду. Ввиду незначительности этой величины в приближенных расчетах ею можно пренебречь. В случае надобности эти потери можно подсчитать по общепринятым формулам.

Часовой расход воды на охлаждение газа (х) определится из уравнения баланса тепла:

$$248\ 750 + 25x = 47\ 863 + 45x,$$

$$x = 10\ 004\ \text{л/час.}$$

Удельный расход воды составляет:

$$10\ 004 : 1\ 000 = 10,0\ \text{л/м}^3\ \text{газа.}$$

Общее количество воды, подлежащее отводу из скруббера, складывается из воды орошения и конденсата и составляет:

$$10\ 004 + (0,3 - 0,04) \cdot 1\ 000 = 10\ 260\ \text{л/час.}$$

Интенсивность орошения насадки при диаметре скруббера 1,1 м и площади сечения его 0,95 м² и величине реек 25 × 100 × 25 составит:

$$\frac{10\ 004 \cdot 2 \cdot 0,025}{60 \cdot 0,95 \cdot 2} = 4,4\ \text{л/пог. м/мин.}$$

Расчет рабочего объема скруббера.

Первая фаза — испарение воды в газ до насыщения газа; температура воды остается без изменения.

Задаемся температурой насыщения газа. Пусть она будет равна 71°С. Тогда количество тепла, отнимаемого от газа на испарение воды, будет:

$$1\ 000 (0,32 + 0,3 \cdot 0,47 + 0,05 \cdot 0,5) (150 - 71) = 38\ 394\ \text{ккал.}$$

При среднем теплосодержании пара 615,6 ккал испарится и перейдет в газ:

$$\frac{38\ 394}{615,6} = 62,2\ \text{кг.}$$

Следовательно, паросодержание газа к моменту его насыщения будет: $300 + 62 = 362\ \text{г}$ на 1 м³ сухого газа, что отвечает температуре насыщения 70—71°С.

Средняя температура газа в первой фазе:

$$\Delta t = \frac{150 - 71}{2,3 \lg \frac{150}{71}} = 92,6^\circ\text{C.}$$

Средний объем влажного газа при среднем влагосодержании $\frac{300 + 362}{2} = 331\ \text{г/м}^3$.

$$V_1 = \left(1\ 000 + \frac{1\ 000 \cdot 0,331 \cdot 22,4}{18} \right) \cdot \frac{273 + 92,6}{273} = 1\ 895\ \text{м}^3.$$

Принимаем: диаметр скруббера 1,1 м, свободное сечение скруббера при хордовой насадке (25 × 100 × 25 мм) — 50%.

Тогда объем газа, приходящийся на 1 м² свободного сечения скруббера, составит:

$$\frac{1\ 895}{0,95 \cdot 0,5} = 4\ 000\ \text{м}^3/\text{м}^2\ \text{час,}$$

где 0,95 м² — полная площадь сечения скруббера.

Коэффициент теплопередачи для первой фазы (по Робинсону):

$$K_1 = 0,08 \cdot 4\ 000 = 320\ \text{ккал/м}^3\ \text{час}^\circ\text{C.}$$

Средняя разность температур для первой фазы

$$\Delta t = \frac{(150 - 45) - (71 - 45)}{2,3 \lg \frac{105}{26}} = 56^\circ\text{C.}$$

Необходимый для первой фазы рабочий объем скруббера

$$V_1 = \frac{38\ 394}{56 \cdot 320} = 2,14\ \text{м}^3.$$

Вторая фаза. Охлаждение насыщенного парами газа. Тепло, отнятое от газа на испарение воды, снова выделится при конденсации пара. Поэтому охлаждение во второй фазе должно быть рассчитано по общей сумме тепла, отнимаемого от газа, т. е.

$$248\ 750 - 47\ 863 = 200\ 887\ \text{ккал/час.}$$

Часовой объем выходящего из скруббера газа

$$V_{II} = \left(1000 + \frac{1000 \cdot 0,04 \cdot 22,4}{18} \right) \cdot \frac{273 + 35}{273} = 1185 \text{ м}^3.$$

Скорость газа при выходе из скруббера:

$$w = \frac{1185}{3600 \cdot 0,95 \cdot 0,5} = 0,69 \text{ м/сек.}$$

По диаграмме (фиг. 100) для насадки с расстоянием между рейками, равным 25 мм, критическая скорость газа равна 0,55 м/сек. При такой скорости и начальной температуре насыщенного газа 71°С коэффициент теплопередачи равен 48 ккал. С учетом превышения фактической скоростью скорости критической и температуры газа коэффициент теплопередачи примет вид:

$$K_{II} = 48 \cdot \frac{w}{w_k} \cdot n,$$

где w и w_k — скорости газа — фактическая и критическая; n — коэффициент, учитывающий возрастание K_{II} с начальной температурой газа. По диаграмме (фиг. 100) при $t = 71^\circ\text{C}$ $n = 1,8$.

$$K_{II} = 48 \cdot \frac{0,69}{0,55} \cdot 1,8 = 108 \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура газа подсчитывается по среднему теплосодержанию в начале и конце фазы.

Теплосодержание влажного газа при 71°С

$$0,32 \cdot 711 + 627 \cdot 0,362 = 262 \text{ ккал.}$$

Теплосодержание влажного газа при 35°С

$$0,32 \cdot 35 \cdot 1 + 612 \cdot 0,04 = 36 \text{ ккал.}$$

Среднему теплосодержанию насыщенного газа отвечает средняя температура газа 54°С. При средней температуре воды $(20 + 45) : 2 = 32,5^\circ\text{C}$ разность средних температур воды и газа составит $54 - 32,5 = 21,5^\circ\text{C}$.

При поверхности орошения, образуемой 1 м³ хордовой насадки 25 × 100 × 25, равной 50 м², рабочий объем скруббера для второй фазы будет равен:

$$\frac{200887}{21,5 \cdot 108 \cdot 50} = 1,74 \text{ м}^3.$$

Полный полезный объем скруббера $2,14 + 1,74 = 3,88 \text{ м}^3$.

При сечении скруббера 0,95 м² ($D = 1,1 \text{ м}$) высота скруббера, занятая насадкой, составит $3,88 : 0,95 = 4,1 \text{ м}$.

Если учесть разрывы между ярусами насадки (3 по 0,4 м), расстояния от штуцеров до днищ скруббера ($2 \times 0,6 \text{ м}$) и наличие одного яруса неорошаемой насадки ($0,5 + 0,3 \text{ м}$), то общая строительная высота скруббера составит:

$$H = 4,1 + 0,8 + 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,6 = 6,5 \text{ м}.$$

В скрубберах без насадки теплопередача от газа к воде происходит на поверхности капель. Достаточно проверенных коэффициентов теплопередачи для этого случая не имеется. Поэтому при расчете безнасадочных скрубберов приходится довольствоваться приближенными исчислениями, используя для этого коэффициенты для уже известных нам случаев теплопередачи. Так, например, K_I для первой фазы охлаждения может быть определен по общей формуле

$$K_I = 2 + 10 \sqrt{w},$$

где w — относительная скорость падения капли в скруббере.

Для определения K_{II} во второй фазе процесса для периода конденсации может быть использована формула, применяемая при расчете поверхностных холодильников.

Само собой разумеется, никаких поправок на материал и загрязнение трубок вносить в эти формулы не следует.

Относительная скорость падения капли в момент, когда сила тяжести, действующая на каплю, будет уравновешена сопротивлением газовой среды и скорость станет постоянной, определится из формулы

$$w = 228 \sqrt{\frac{d}{\gamma \cdot \varphi}} \text{ м/сек.} \quad (62)$$

где d — диаметр капели, м;

γ — вес 1 м³ газа, кг;

φ — коэффициент, зависящий от формы капли.

Для шарообразной капли $\varphi = 0,5$, а относительная скорость падения

$$w = 162 \sqrt{\frac{d}{\gamma}} \text{ м/сек.}$$

Поверхность охлаждения (или, все равно, рабочий объем скруббера) для второй фазы процесса можно определить также, исходя из процесса диффузии водяного пара через пленку насыщенного пара к поверхности капли, пользуясь уравнением диффузии:

$$V(g_1 - g_2) = K_d \cdot F_{II} \cdot B, \quad (63)$$

где V — объем сухого газа, $\text{нм}^3/\text{час}$;
 g_1 и g_2 — начальное и конечное влагосодержание сухого газа, $\text{кг}/\text{нм}^3$;
 K_d — коэффициент диффузии;
 F — поверхность диффузии, м^2 ;
 B — движущая сила диффузии.

Коэффициент диффузии по Глинчлею равен:

$$K_d = 0,055 \left(1 + w \frac{60}{69} \right) \text{кг}/\text{м}^2 \text{ час мм рт. ст.} \quad (64)$$

Движущая сила диффузии может быть определена как средняя разность парциальных давлений пара в газе и на поверхности воды:

$$B = \Delta p \text{ мм рт. ст.}$$

Принимая далее во внимание, что вообще

$$F = V \cdot f \text{ м}^2,$$

где V — объем скруббера; f — общая поверхность капель воды в 1 м^3 скруббера, будем иметь объем скруббера для первой фазы:

$$V_I = \frac{Q}{K_I \cdot \Delta t \cdot f_I} \text{ м}^3;$$

для второй фазы:

$$V_{II} = \frac{V(g_1 - g_2)}{K_d \cdot \Delta p \cdot f_{II}}.$$

Вследствие целого ряда условностей, принимаемых при расчете безнасадочных скрубберов, расчеты эти весьма приближены.

Для первоначальных прикидочных расчетов величины скрубберов исходят иногда из средних скоростей и времени пребывания газа в скруббере. Действительные скорости газа в скруббере $0,4—0,8 \text{ м}/\text{сек}$. Время пребывания для смолистого газа составляет $20—25 \text{ сек}$., для бессмольного — $15—20 \text{ сек}$., считая по действительному объему газа и рабочему объему скруббера.

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

ОЧИСТКА ГАЗА ОТ ПЫЛИ

55. Сухая очистка газа от пыли

Сообразно тем или иным конкретным требованиям степень очистки газа от пыли может быть различной. В настоящее время различают три таких степени:

1) *Грубая очистка*. Содержание пыли в газе доводится до $1,5 \text{ г}/\text{нм}^3$ и выше. Такой очисткой газа довольствуются при

передаче газа по широким, коротким и неразветвленным газопроводам.

2) *Полутонкая очистка*. Газ очищается до содержания пыли в нем $0,1—1,0 \text{ г}/\text{нм}^3$. Такая степень очистки требуется, например, для передачи газа по длинным, сильно разветвленным газопроводам, для питания газовых горелок и пр.

3) *Тонкая очистка газа*. Содержание пыли в газе, достигаемое тонкой очисткой, $0,01—0,03 \text{ г}/\text{нм}^3$. Такую степень очистки требуют, главным образом, газовые двигатели и некоторые специальные виды газовых горелок.

Существует две группы способов очистки газа от пыли: способы сухой очистки и способы очистки мокрой.

Характерной особенностью группы способов сухой очистки является выделение из газа пыли при температурах, предупреждающих конденсацию содержащихся в газе паров воды и смолы в пылеотделителе.

Наоборот, способы мокрой очистки предусматривают охлаждение газа водой. При этом одновременно с пылью происходит выделение из газа влаги и смолы, если очистке газа подвергается смолистый газ.

Из способов сухой очистки в газогенераторной практике нашли себе применение следующие: для грубой очистки — очистка в осадительных камерах и циклонах, для тонкой очистки — осаждение пыли в электрофильтрах.

Для мокрой очистки газа от пыли пользуются либо скрубберами (полутонкая очистка), либо центробежными механическими пылесадителями (тонкая очистка).

а) *Осадительные камеры*: Частица, взвешенная в газе, находится под влиянием силы тяжести, равной

$$G = \frac{4}{3} \pi \cdot R^3 (d - d') \cdot g, \quad (65)$$

где R — радиус частицы;

d — плотность частицы;

d' — плотность газа;

g — ускорение силы тяжести.

Падая под действием этой силы, частица испытывает сопротивление среды, равное по закону Стокса

$$P = 6\pi \cdot \eta \cdot R \cdot w,$$

где η — вязкость среды в пуазах;

w — скорость падения частицы, $\text{см}/\text{сек}$.

С того момента, когда сопротивление газовой среды уравновесит силу тяжести, т. е. когда

$$\frac{4}{3} \pi R^3 (d - d') \cdot g = 6\pi \eta R w,$$

частица будет двигаться с постоянной скоростью, равной

$$w = \frac{2}{9} \cdot R^2 \cdot \frac{d-d'}{\eta} \cdot g \text{ см/сек.} \quad (66)$$

Таким образом, эта скорость, а вместе с ней и полнота осаждения содержащихся в газе частиц будут тем меньше, чем менее радиус частиц и выше вязкость среды.

Последняя формула в технических единицах имеет следующий вид:

$$w = \frac{2}{9} \cdot R^2 \cdot \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{\mu} \cdot g \text{ м/сек,} \quad (67)$$

где γ_1 — вес 1 м³ пыли, кг;

γ_2 — вес 1 м³ газа, кг;

R — радиус частицы, м;

μ — вязкость газа, кг/сек/м².

Необходимо заметить, что закон Стокса справедлив для шарообразных частиц с диаметром от 1 до 200 м, оседающих из ламинарного потока газа, движущегося с постоянной скоростью. Однако, для практических целей вычисления по формулам Стокса дают вполне достаточное приближение.

Для частиц размером 100—6000 м применяется формула Procat'a:

$$w = \sqrt{\frac{2g \cdot D \cdot \gamma_1}{3 \cdot k \cdot \gamma_2}}, \quad (68)$$

где w — скорость витания, см/сек;

D — диаметр частиц, см;

γ_1 — вес частиц, г/см³;

γ_2 — вес газовой среды, г/см³;

$k = 0,4 - 0,43$.

Производительность камеры осаждения определяется выражением

$$W = b \cdot l \cdot w,$$

т. е. при заданных скорости падения частицы w , длине l и ширине b камеры производительность камеры не зависит ни от глубины газового потока, ни от его скорости.

Далее, обозначая высоту камеры осаждения через H , скорость газа в камере через w_1 и время пребывания газа в камере через t и принимая во внимание, что

$$w = \frac{H}{t}; \quad t = \frac{l}{w_1}; \quad w = \frac{H \cdot w_1}{l},$$

получим

$$\frac{4}{3} R^2 (d - d') \cdot g = \frac{6 \cdot \eta \cdot H \cdot w_1}{l}.$$

Таким образом, квадрат радиуса частицы, осаждаемой в камере, при прочих равных условиях пропорционален высоте камеры.

Пример. Определить размер и скорость падения наименьших частиц пыли, осаждаемых в газовом коллекторе длиной 20 м и высотой 1,5 м. Скорость газа 0,6 м/сек; вязкость газа при температуре 500°C — 0,0007 пуаза, плотность частиц 1,5.

Продолжительность пребывания газа в коллекторе

$$20 : 0,6 = 33 \text{ сек.}$$

Минимальная скорость падения частицы, при которой возможно ее выпадение из газового потока:

$$1,5 : 33 = 0,0455 \text{ м/сек} = 4,6 \text{ см/сек.}$$

Радиус наименьших частиц, могущих выпасть из газа,

$$R = \sqrt{\frac{9 \cdot 4,6 \cdot 0,0007}{2 \cdot 1,5 \cdot 981}} = 3,1 \cdot 10^{-6} \text{ см,}$$

т. е. 31 м.

Таким образом, все частицы с диаметром больше 31 м должны выпасть в коллекторе.

Скорость падения этой частицы

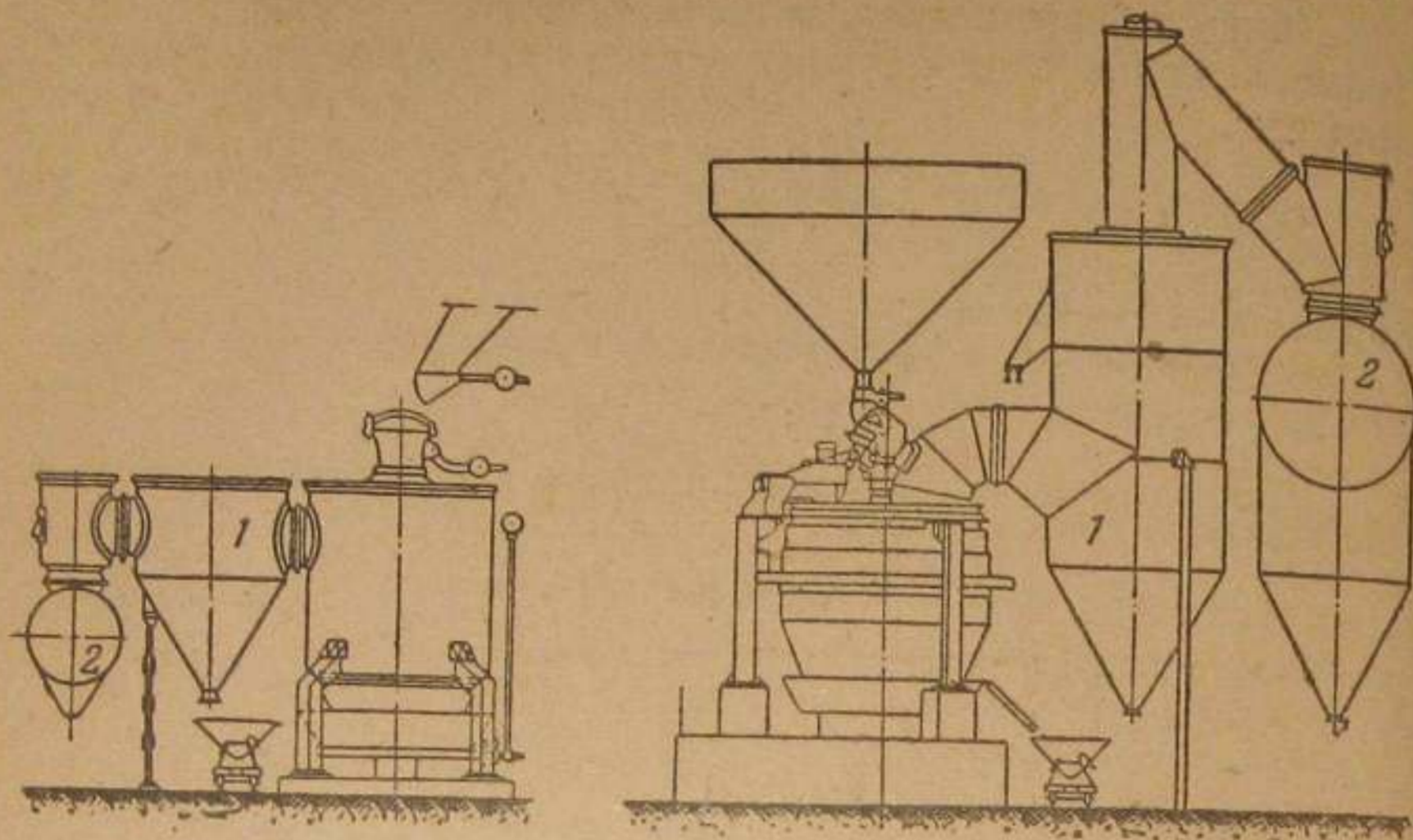
$$w = \frac{2 \cdot R^2 \cdot d \cdot g}{9 \cdot \eta} = 4,5 \text{ см/сек.}$$

Зная ситовой анализ пыли, можно определить степень осаждения пыли.

Осаждение пыли в случае сухой очистки происходит по всему пути следования газа от генератора до потребителя. На фиг. 104 представлена схема расположения элементов пылеосаждения на газогенераторной станции, подающей потребителю газ без охлаждения (из антрацита, каменного угля, кокса).

Первым из них является пылеотделитель, называемый также пылевой камерой. На фиг. 105 показаны некоторые наиболее употребительные виды таких пылеуловителей. Они представляют собой камеры, рассчитанные на время пребывания газа 3—4 сек. Скорость газа в пылеуловителе не должна превышать 0,5—0,7 м/сек.

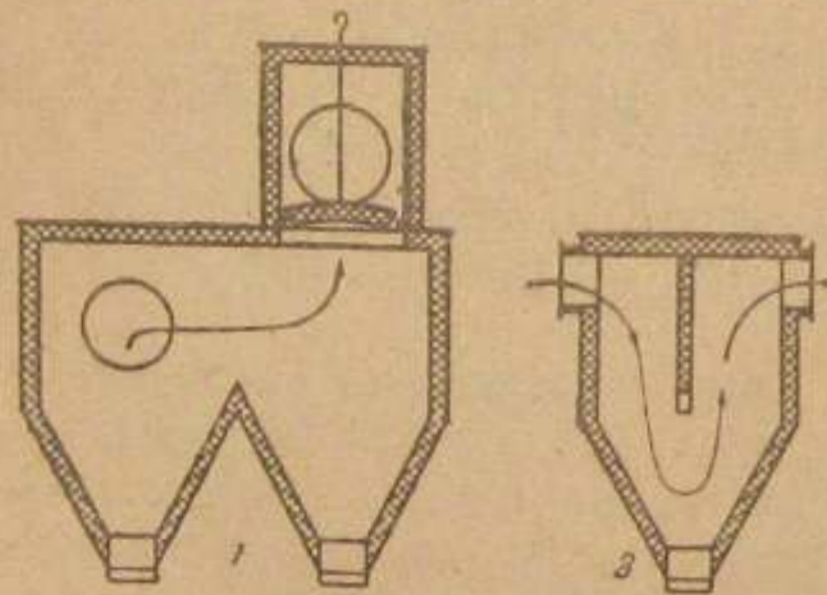
Действие таких устройств основано либо на осаждении пыли из прямолинейного потока (фиг. 104), либо на выделении ее из газа благодаря изменению направления потока газа. Последнее достигается устройством перегородок или специальным расположением вводных и выводных отверстий (фиг. 104). Частицы пыли при этом выходят из газового потока, ударяются о неподвижную перегородку или стенку камеры и, теряя скорость, выпадают на дно камеры. Нижняя часть пылеуловителя выполняется в виде конуса и имеет



Фиг. 104. Схема расположения элементов пылеосаждения.
1—пылевая камера; 2—коллектор газа с пылевыми мешками.

плотный затвор, через который скопившаяся в конусе пыль периодически выгружается в вагонетки.

В пылеуловителях описанного типа осаждается не более 45—65% содержащейся в газе пыли, т. е. наиболее грубая ее часть. Значительное ее количество осаждается в газопроводах и некоторая часть доходит до топки потребителя.



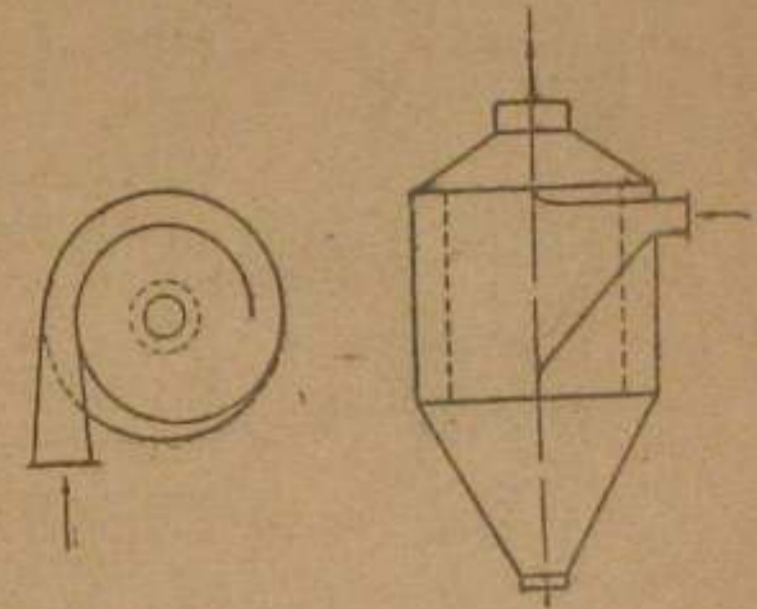
Фиг. 105. Виды пылеуловителей.
1—спаренный пылеуловитель; 2—пылеуловитель с перегородкой.

Существенную роль в пылеосаждении играет газовый коллектор. Поэтому газовые коллекторы проектируют с таким расчетом, чтобы создать в них благоприятные условия для осаждения пыли, и, с другой стороны, предусматривают удобное и быстрое удаление из них скопившейся пыли. Указанное достигается созданием в коллекторе малых скоростей (2—2,5 м/сек) движения газа и устройством на них системы пылевых мешков (фиг. 104). Мешки эти располагаются либо впритык один к другому, либо с небольшим разрывом между ним. По своему устройству мешки аналогичны нижней конической части пылеуловителей.

Для избежания быстрого износа, а также для тепловой изоляции пылеуловители и коллекторы футеруются изнутри огнеупорным кирпичом. Толщина футеровки $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{2}$ кирпича.

б) Циклонные пылеуловители. В пылеотделителях этого типа можно получить лучшую, чем в пылеосадительных камерах, очистку газа от пыли.

Схематическое устройство циклона показано на фиг. 106. Очищаемый газ через патрубок подводится тангенциально к цилиндрической части циклона. В циклоне газ приобретает вращательное движение. Взвешенные в газе частицы действием центробежной силы отбрасываются к стенке аппарата. Потеряв благодаря трению о стенки свою живую силу, частицы под влиянием силы тяжести выпадают в нижнюю коническую часть циклона. Пыль удаляется из циклона через нижнее отверстие, плотно закрываемое клапаном.



Фиг. 106. Схема циклонного пылеотделителя.

Очищенный от пыли газ выходит через трубу, расположенную по оси циклона.

Теория и практика работы циклонов приводят к следующим заключениям.

Степень очистки газа от пыли тем выше, чем крупнее частицы пыли, чем более плотна пыль и чем выше начальная концентрация пыли в газе. Наблюдения показывают, что наибольшая степень очистки достигается в том случае, если частицы пыли имеют размер не менее 100 μ . При наличии в газе более мелких частиц последние извлекаются из газа тем лучше, чем выше концентрация пыли, что объясняется увлечением малых частиц более крупными.

Очистка газа в циклоне зависит от величины скорости, с которой газ входит в циклон. Оптимум входной скорости различен для циклонов различных конструкций и колеблется в пределах 15—20 м/сек. При скоростях, меньших оптимума, ухудшается выпадение частиц из газа, при больших — газом увлекаются уже осевшие в циклоне частицы пыли.

Наконец, очистка газа тем совершеннее, чем меньше диаметр циклона. Уменьшение диаметра достигается увеличением числа оборотов газа при сохранении оптимальных его скоростей.

Для повышения качества очистки в практике иногда устанавливают несколько (два-три) циклонов, соединяя их параллельно или последовательно. Во втором случае степень

очистки достигается более высокой, чем в первом, зато сильно возрастает гидравлическое сопротивление очистителей.

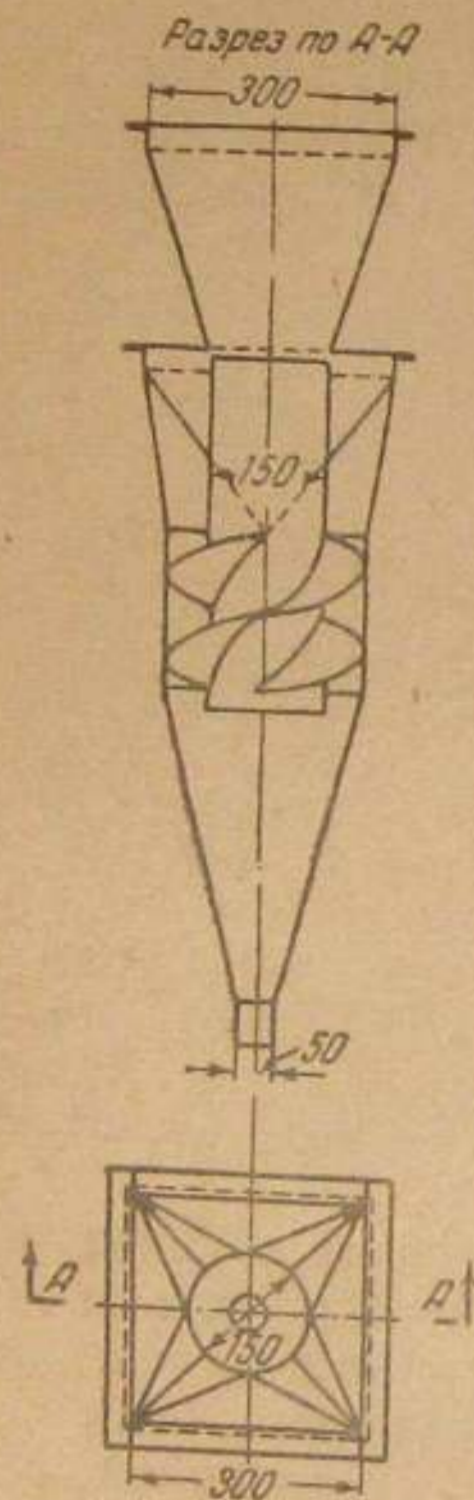
Высокое сопротивление циклонов вообще является основным их недостатком. Оно складывается из сопротивления трения газовых прослоек, удара струй и трения о стенки. Наибольшее значение имеет сопротивление центробежной силы.

Мультициклоны или батарейные циклоны представляют собой группу (120 и больше) циклонов — элементов малого (100—400 мм) диаметра (фиг. 107), соединенных параллельно в секции. Газ подводится сверху. Для придания ему вращательного движения в каждом элементе устраиваются особые приспособления — лопасти, расположенные под некоторым углом. Мультициклоны значительно повышают фактический эффект очистки газа.

Достаточно надежного метода для расчета циклонов в настоящее время не существует. Объясняется это сложностью процессов, происходящих в циклоне, и недостаточной изученностью вопроса. Наиболее надежным является метод, вытекающий из обобщения на основе теории подобия экспериментальных данных, приложимый для отдельных групп пыли, объединяющих более или менее однородные ее виды.

По материалам центральной научно-исследовательской лаборатории Промстройпроекта действительная эффективность работы циклона для улавливания высокодисперсной пыли составляет 40—60%, а для грубодисперсной — 80—90%.

Ниже приводится один из методов приближенного расчета циклона типа ЛИОЭТ (цилиндрического), предложенный Смухниным. При расчете вводятся следующие допущения: частицы пыли имеют форму шара; при своем движении они друг на друга не влияют; поступательная скорость движения частицы принимается равной скорости движения газового потока; центробежная сила направлена по радиусу циклона; действием на частицу силы тяжести пренебрегается, как очень малой по сравнению с центробежной силой. Расчетные формулы распространяются лишь на цилиндрическую часть



Фиг. 107. Элемент мультициклона.

циклона, так как законы движения частицы в конусе изучены чрезвычайно слабо.

Сопротивление среды, оказываемое движущейся в ней частице, определяется выражением:

$$P = \frac{1}{2} \cdot k \cdot d_1 \cdot \frac{\pi \cdot D^3}{4} \cdot \omega^2,$$

где k — коэффициент сопротивления среды;

d_1 — плотность среды, равная $\left(\frac{\gamma_1}{g}\right)$;

D — диаметр частицы;

ω — скорость движения частицы.

Центробежная сила, под действием которой находится эта частица, равна:

$$C = \frac{\pi \cdot D^3}{6} \cdot d_2 \cdot \omega^2 \cdot x,$$

где d_2 — плотность вещества частицы;

ω — угловая скорость частицы;

x — расстояние частицы от оси вращения.

При равновесии P и C будем иметь:

$$k \cdot d_1 \cdot \omega^2 = \frac{4}{3} \cdot D \cdot d_2 \omega^2 \cdot x. \quad (69)$$

Скорость перемещения частицы в радиальном направлении будет меняться в зависимости от величины x .

Величина этой скорости в точке, расположенной на расстоянии x от оси циклона, будет равна:

$$\omega = \frac{dx}{dt} = \sqrt{\frac{4 \cdot D \cdot d_2 \omega^2 x}{3 \cdot k \cdot d_1}}.$$

Отсюда

$$dt = \sqrt{\frac{3 \cdot k \cdot d_1}{4 \cdot D \cdot d_2 \cdot \omega^2}} \cdot x^{-\frac{1}{2}} \cdot dx.$$

Если радиус выхлопной трубы циклона обозначить через R_1 , а радиус циклона через R_2 , то максимальный путь, который должна будет пройти частица, равняется $R_2 - R_1$. Время прохождения пути определится интегрированием функции dt при изменении x в пределах от R_1 до R_2 :

$$t = \sqrt{\frac{3 \cdot k \cdot d_1}{4 \cdot D \cdot d_2 \cdot \omega^2}} \cdot \int_{R_1}^{R_2} x^{-\frac{1}{2}} \cdot dx = \sqrt{\frac{3 \cdot k \cdot d_1}{4 \cdot D \cdot d_2 \cdot \omega^2}} \cdot (R_2 - R_1).$$

Заменяя в последнем выражении d_1 и d_2 на $\frac{\gamma_1}{g}$ и $\frac{\gamma_2}{g}$, получим:

$$t = \sqrt{\frac{3 \cdot k \cdot \gamma_1}{4 \cdot D \cdot \gamma_2 \cdot \omega^2}} \cdot (\sqrt{R_2} - \sqrt{R_1}). \quad (70)$$

Коэффициент сопротивления k изменяется с изменением скорости и является функцией числа Рейнольдса, определяемого выражением:

$$Re = \frac{D\omega}{\eta},$$

где D — диаметр частицы, см;

ω — скорость движения частицы, см/сек;

η — кинематическая вязкость газа, см²/сек.

При изменении Re от 0,5 до 10^6 k меняется от 100 до 0,2. Для $Re \leq 1$

$$k = \frac{24}{Re}.$$

Для частиц малого диаметра число Рейнольдса будет иметь малую величину. При этих условиях можно принять:

$$k = \frac{24}{Re} = \frac{24\eta}{D \cdot \omega}.$$

Подставляя это выражение в уравнение (70) и проинтегрировав по предыдущему функцию dt , получим более удобную для практического применения формулу для t :

$$t = \frac{18\eta \cdot \gamma_1}{D^2 \cdot \gamma_2 \cdot \omega^2} \cdot \ln \frac{R_2}{R_1} \text{ сек.}, \quad (71)$$

здесь γ_1 и γ_2 — в г/см³;

η — в см²/сек;

D, R_1, R_2 — в см;

ω — в см/сек/см.

Применение изложенного метода для расчета показано в нижеследующем примере.

Пример. Начальное пылесодержание газа 15 г/н.м³, конечное 0,5 г/н.м³. Объемный вес пыли 1,5 г/см³. Часовое количество газа 3000 н.м³; температура газа 500°C. Кинематическая вязкость газа 0,19 см²/сек.

Ситовой состав пыли:

До 5 μ — 0,05%	30 ÷ 50 μ — 9,11%
5 ÷ 10 μ — 0,10%	50 ÷ 90 μ — 27,27%
10 ÷ 20 μ — 0,87%	90 ÷ 200 μ — 37,12%
20 ÷ 30 μ — 2,02%	200 ÷ 800 μ — 23,46%

Требуется определить основные размеры циклона.

Заданная степень очистки $(15-0,5):15 = 0,97$. Следовательно, из газа должны быть удалены все частицы с диаметром m 30 μ и выше.

Определяем диаметр выхлопной трубы циклона D_1 . Диаметр рассчитывается на скорости газа 4—8 м/сек. Принимаем 8 м/сек.

Тогда

$$D_1 = \sqrt{\frac{8500}{3600 \cdot 3,14 \cdot 8}} = 0,62 \text{ м.}$$

где 8500 — часовой объем газа при 500°C.

При входной скорости газа 18 м/сек сечение входного отверстия будет:

$$f = \frac{8500}{3600 \cdot 18} = 0,131 \text{ м}^2.$$

Отношение высоты входного отверстия a к ширине b принимается равным 1,5—2,0. Пусть $a = 0,50$ м, тогда $b = 0,26$ м.

Ширина кольцевого пространства между выхлопной трубой и кожухом циклона принимается равной ширине входного отверстия.

Следовательно, диаметр цилиндрической части циклона будет:

$$D_2 = D_1 + 2b = 0,62 + 2 \cdot 0,26 = 1,14 \text{ м.}$$

Соответственно:

$$R_1 = 31 \text{ см}; R_2 = 57 \text{ см.}$$

Средний радиус вращения газового потока

$$R_0 = (31 + 57):2 = 44 \text{ см.}$$

Скорость газового потока при входе в кольцевое пространство циклона падает. Согласно опытным данным в цилиндрических циклонах без винтовых перегородок коэффициент уменьшения средней окружной скорости равен 1,4. Принимая это во внимание, средняя угловая скорость газового потока будет равна:

$$\omega = \frac{1800}{1,4} : 44 = 29,5 \text{ см.}$$

Имея в виду, далее, что вес 1 м³ газа при 500°C равен 0,425 кг, или 0,00043 г/см³, будем иметь:

$$t = \frac{18 \cdot 0,19 \cdot 0,00043}{(0,003)^2 \cdot 1,5 \cdot 29,5^2} \cdot \ln \frac{57}{31} = 0,77 \text{ сек.}$$

Таким образом, время, потребное для прохождения наименьшей из осаждаемых частиц (30 μ) от центра циклона до его стенки, равно 0,77 сек.

При средней окружной скорости газового потока в циклоне, равной 18:1,4 = 13 м, длина газохода должна быть:

$$13 \times 0,77 = 10 \text{ м.}$$

При среднем диаметре 0,88 м длину каждого витка можно считать равной $3,14 \cdot 0,88 = 2,74$ м.

Число витков

$$10 : 2,74 = 3,66.$$

Сечение витка

$$\frac{8500}{3600 \cdot 18} = 0,18 \text{ м}^2.$$

Высота витка

$$0,18:0,26 = 0,69 \text{ м.}$$

Высота рабочей цилиндрической части циклона

$$0,69 \times 3,66 = 2,52 \text{ м.}$$

Нижняя часть циклона выполняется в виде конуса с углом при вершине 30—40°; диаметр пылеспускного отверстия 0,2—0,3 м. Выхлопная труба должна быть опущена до конической части циклона.

в) Электрофильтры. Тонкая очистка газа от пыли может быть осуществлена в электрофильтрах. Этим способом широко пользуются для очистки доменного газа, запыленного воздуха, дыма и пр. В газогенераторной практике и на коксовых заводах электрофильтры употребляются почти исключительно для улавливания смолы. Принцип работы и конструкции электрофильтров описаны в главе об очистке газа от смолы.

56. Мокрая очистка газа от пыли

а) Скрубберы. Одновременно с функцией охлаждения газа скрубберы выполняют также функцию мокрого очистителя газа от пыли, играя роль пылеочистителя первой ступени или предварительного пылеочистителя.

Очистка газа от пыли может осуществляться в одном скруббере, в двух скрубберах, в стояке и скруббере и т. д. в зависимости от требуемой степени чистоты газа. Так, например, на современных газогенераторных станциях, работающих на антраците или коксе и снабжающих газом металлургические нагревательные печи, типичной является схема: стояк — скруббер. В стояке при этом имеет место первичная очистка от грубой пыли, в скруббере — окончательная очистка.

Если очистке подвергается смолистый газ, то одновременно с пылью в скрубберах будет частично выделяться и смола.

Скрубберы (размеры, расход воды и пр.) рассчитываются обычно как аппараты для охлаждения газа. Пылеочистительная функция скрубберов рассматривается при этом как сопутствующая функция газоохладительной и не рассчитывается.

Безнасадочные скрубберы, являясь хорошими аппаратами для охлаждения газа, во многих случаях могут оказаться неприемлемыми в качестве пылеочистителей. Вследствие плохой смачиваемости пыли последняя слабо задерживается в таких скрубберах. Содержание пыли в газе, промытом в безнасадочном скруббере, составляет 1—2,5 г/м³ и более в зависимости от характера пыли.

В скрубберах с насадкой пылеулавливание идет значительно лучше. Частицы пыли вместе с газовым потоком, рез-

ко меняя свое направление, ударяются о смоченную поверхность насадки, прилипают к ней, а затем смываются водой и увлекаются из скруббера. Скрубберы с насадкой дают возможность довести степень очистки газа до 80—85%. Неудобством такого рода скрубберов является то, что насадка их засоряется и время от времени требует смены (кокс) или прочистки.

б) Центробежные пылеочистители. Производительными пылеочистителями, обеспечивающими к тому же высокую степень очистки газа, являются центробежные пылеочистители (дезинтеграторы). Устройство и принцип работы их описаны ниже в главе об очистке газа от смолы.

Представление о режимах и результатах работы дезинтеграторов дают нижеследующие цифровые данные, полученные при очистке доменного газа (табл. 53):

Таблица 53

Показатели работы дезинтеграторов на доменном газе

Показатели	I	II	III	IV
Производительность (газ при 45°), м ³ /час	48 515	46 611	59 800	55 800
Температура газа:				
до дезинтегратора . . .	33	33	43	45
после дезинтегратора . . .	35	34	—	—
Температура воды:				
до дезинтегратора . . .	30	29	33	33
после дезинтегратора . . .	34	33	44	44
Расход воды, л/м ³	0,55	0,43	1,26	0,86
Давление газа, мм вод. ст.:				
до дезинтегратора . . .	— 85	— 85	—	—
после дезинтегратора . . .	153	158	283	304
Расход энергии, л. с./1 000 м ³	5,22	5,00	—	6,00
Содержание пыли в газе, г/м ³ :				
до дезинтегратора . . .	0,94	0,88	1,18	1,15
после дезинтегратора . . .	0,018	0,008	0,016	0,018

Для задержания капельной воды после дезинтегратора устанавливается каплеуловитель.

ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ

ОЧИСТКА ГАЗА ОТ СМОЛЫ И СМОЛОУЛАВЛИВАНИЕ

57. Механические смолоуловители

Извлечение смолы из газа производится с целью:

а) предупреждения выпадения смолы в газопроводящей системе; в данном случае качество получаемого продукта (смолы) не составляет предмета забот производства;

б) улавливания смолы для использования ее как товарного продукта; здесь уже обращается внимание не только на полноту извлечения смолы из газа, но и на качество смолы: ее влажность, запыленность и пр.

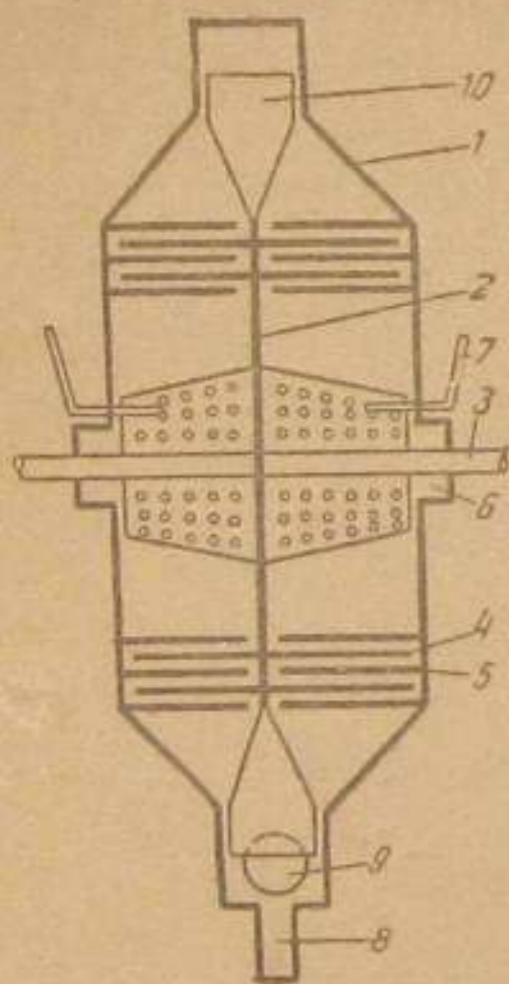
Смолоулавливание осуществляется не в одном аппарате, а в системе последовательно соединенных аппаратов. Для первичной (грубой и полутонкой) очистки газа употребляются стояки, скрубберы и поверхностные холодильники.

Тонкая очистка и смолоулавливание осуществляются в дезинтеграторах, электрофильтрах и других смолоуловителях, действие которых основано не на конденсации, а на иных принципах. В названных аппаратах одновременно с очисткой газа от смолы происходит очистка газа от пыли.

В тех случаях, когда преследуются цели получения товарных смол, в схемах очистки газа предусматривается максимально возможное удаление из газа пыли до смолоуловителя.

Для улавливания смолы из газа в настоящее время применяются, главным образом, способы механические и электростатический. Непременным условием успешной работы смолоуловителей является предварительное охлаждение смоляных паров до образования смоляного тумана.

Наиболее распространенным аппаратом для механической очистки газа от смолы является дезинтегратор. Устройство и принцип действия его состоят в следующем (фиг. 108). В кожухе 1 вращается диск 2, насаженный на ось 3. Диск несет на себе ряд бичей 4, проходящих между бичами 5 неподвижными, укрепленными на кожухе. Газ 6 и промывающая жидкость 7 подводятся в аппарат с боков. Жидкость попадает во вращающийся дырчатый конус, насаженный на ось дезинтегратора. При быстром вращении диска промывающая

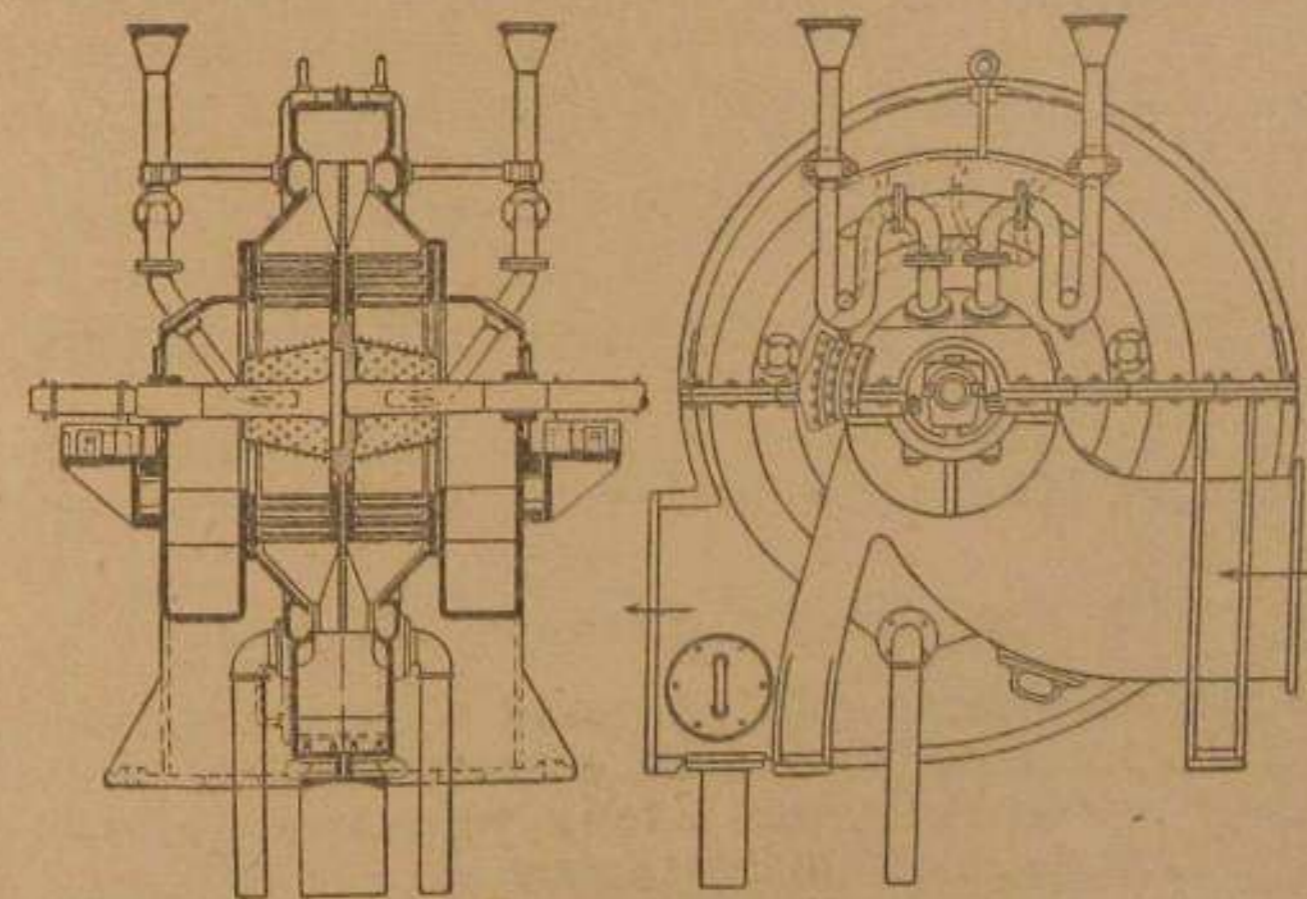


Фиг. 108. Схема дезинтегратора.

жидкость и газ действием центробежной силы отбрасываются к периферии. При ударе жидкости о движущиеся и неподвижные бичи аппарата она дробится на мельчайшие частицы. Приходя при этом в тесное соприкосновение с находящимися в газе пузырьками и более плотными частицами смолы и пыли, частицы промывной жидкости укрупняются, отбрасываются на кожух дезинтегратора и через трубу 8 стекают в смолоприемник. Очищенный от смолы газ покидает дезинтегратор через отверстие 9. Наличие у описанного аппарата лопаток 10 позволяет создать значительное (до 500 мм вод. ст.) давление газа. Таким образом, одновременно со смолоулавливанием дезинтегратор играет роль газового вентилятора.

Поперечный разрез и боковой вид дезинтегратора представлены на фиг. 109.

Выходящий из смолоотделителя газ всегда содержит значительное количество капельно-жидкой смолы. Для ее улавливания после аппарата устанавливается каплеуловитель, заполненный обычно кольцами Рашига.



Фиг. 109. Разрез и внешний вид дезинтегратора.

В тех случаях, когда основная часть смолы осаждается в скрубберах и целью извлечения из газа смолы является лишь очистка газа, а не получение товарного продукта, дезинтегратор устанавливается в конце системы очистки. Для отмывки смолы в этом случае в аппарат подается вода. Смолы получается сильно обволненная.

Наоборот, если имеется в виду получение смолы для дальнейшей переработки (например, первичной смолы), сильное

обводнение ее является недопустимым. В этом случае в качестве промывной жидкости применяют смолу и притом газ в смолоуловитель подают при такой температуре, чтобы избежать конденсации в нем водяных паров. Температура эта должна на 10—20°С превышать температуру точки росы. Обычно она держится на уровне 70—90°С. При промывке газа смолой влажность получаемой из дезинтегратора и каплеуловителя смолы не превышает 1—5%. При промывке водой она составляет 20% и выше.

Степень очистки газа от смолы, достигаемая в дезинтеграторах, составляет 80—95%. Остальная смола, представляющая собой, главным образом, легкокипящие фракции, улавливается в скрубберах.

При очистке газа от пыли в дезинтегратор подается вода. Описанные аппараты просты в эксплуатации и надежны в работе. Недостатком их является высокий расход электроэнергии, составляющий от 4 до 6 квтч на 1 000 м³ очищаемого газа. Необходимо, однако, иметь в виду, что часть этой энергии полезно используется на создание давления для передачи газа потребителю. Если, например, аппарат создает давление газа в 300 мм вод. ст., то количество затрачиваемой на это энергии при очистке 1 000 м³ газа составит:

$$\frac{1\,000 \cdot 300}{3\,600 \cdot 75 \cdot 0,6} \cdot 0,736 = 1,35 \text{ квтч,}$$

т. е. затраты энергии на собственно очистку газа выразятся в 3—5 квтч.

Описанный аппарат — не единственный смолоуловитель-дезинтегратор. Имеются и другие конструкции этого типа.

58. Электростатическая очистка газа

Для тонкой очистки газа от смолы и пыли и улавливания смолы в слабообводненном виде в настоящее время часто применяют электрофилтры. Схема устройства и принципы работы электрофилтра представлены на фиг. 110.

Проволока 1, проходящая по оси трубы 2, является электродом, несущим заряд высокого потенциала. Сама труба при этом является вторым, заземленным электродом.

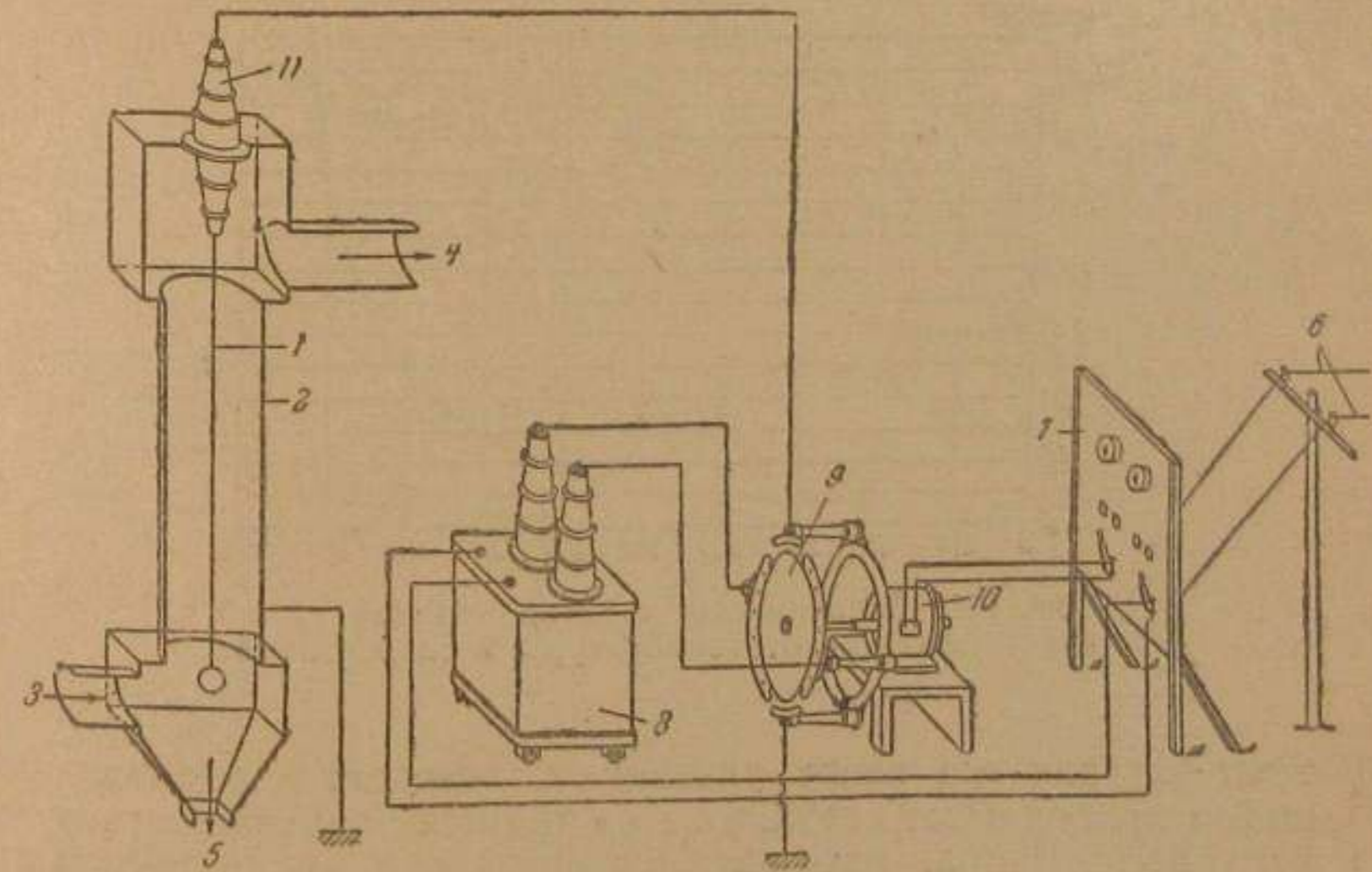
Тонкая проволока — электрод 1 интенсивно излучает электроны, ионизирующие газовое пространство между электродами. Диэлектрик — газ, будучи ионизирован, приобретает свойства проводимости.

Ионизация газовой среды начинается с того момента, когда градиент напряжения около излучающего электрода превысит пробивное сопротивление газа (для воздуха пробивное сопротивление составляет 21 000 в/см).

Внешним признаком начавшейся ионизации является образование вокруг излучающего проводника короны свечения. Та часть газового пространства, которая, оставаясь неионизированной, отделяет корону от второго электрода, играет роль изолятора, препятствующего короткому замыканию электродов.

Если по трубе 2 в направлении от 3 и 4 или, наоборот, пропустить поток газа, содержащий частицы пыли, смолы и влаги, а также пузырьки тумана (смолы и влаги), то эти последние, попав в ионизированное поле аппарата, получают заряд, одноименный с зарядом излучающего электрода.

Поведение заряженных частиц в электрофилтре может быть двояким: а) заряженные частицы пыли, смолы и т. д. будут притягивать незаряженные и, соединяясь с ними в более крупные комплексы, будут выпадать из газового потока под действием силы тяжести; б) получив заряд излучающего электрода, частицы будут двигаться к противоположному электроду (заземленному), которому и отдадут свой заряд.



Фиг. 110. Схема электрофилтра.

Лишенные заряда частицы будут, таким образом, осаждаться на втором электроде. Скопившись здесь в известном количестве, утяжеленные частицы под действием силы тяжести будут стекать или спадать в нижнюю часть электрофилтра.

Скопившаяся смола или пыль может периодически удаляться через отверстие 5.

Излучающий электрод электрофильтра носит название коронирующего, электрод, на котором происходит выделение частиц, — осадительного.

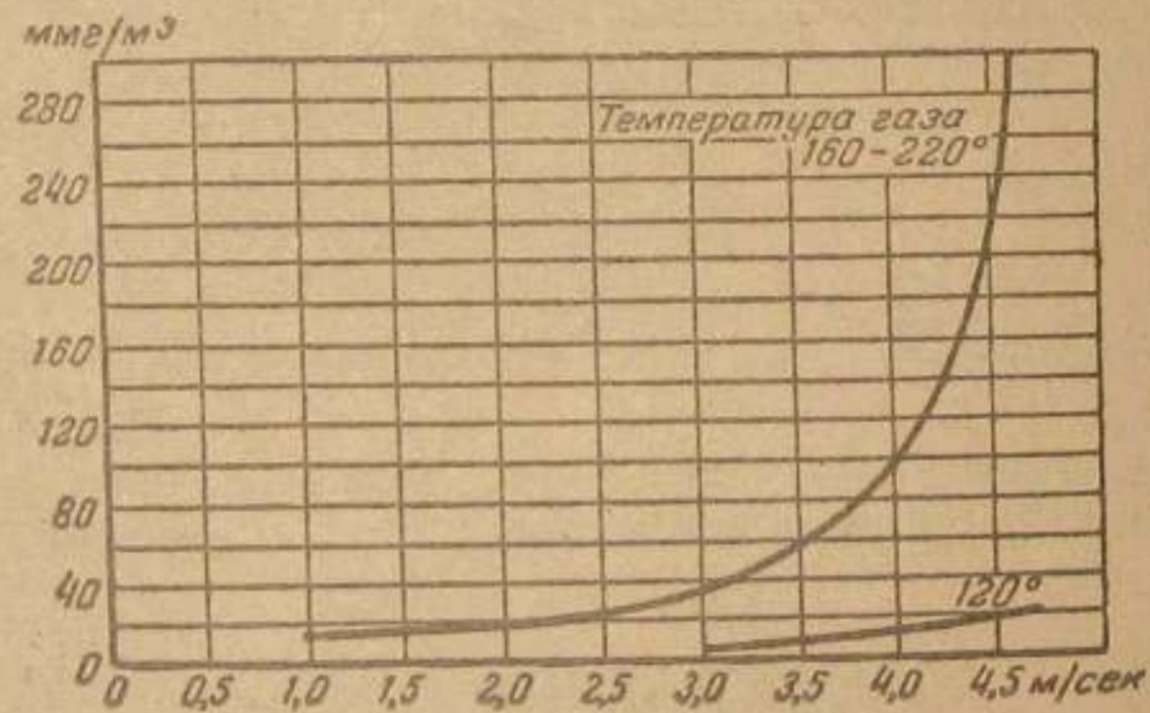
Практически установлено, что наилучший эффект очистки газа достигается в том случае, если коронирующий электрод имеет отрицательный заряд. Это объясняется, главным образом, тем, что при работе с отрицательным коронирующим электродом удается создать ионное поле более высокого напряжения и корону большего объема.

Применение для электрофильтров постоянного тока оказывается эффективнее, нежели переменного.

Напряжение на электродах электрофильтров дается в пределах 30—80 кВ.

Электрическая очистка газа позволяет выделить из газа мельчайшие взвешенные частицы, не поддающиеся извлечению другими способами.

Как показывает опыт, с увеличением температуры газа до 250—300°С степень очистки газа от пыли снижается. При

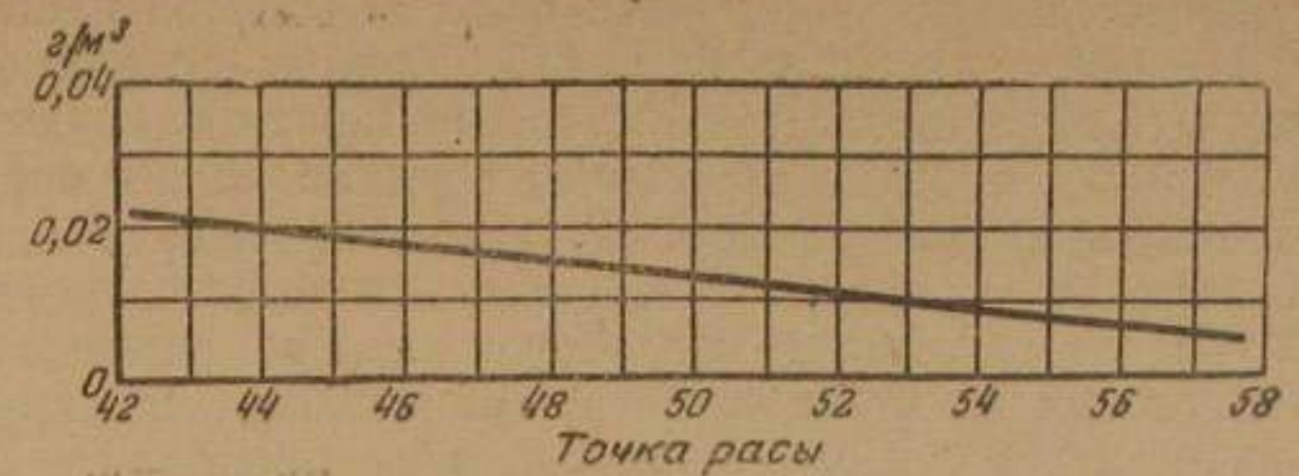


Фиг. 111. Зависимость степени очистки газа в электрофильтре от температуры и скорости газа.

температурах же выше указанных, вследствие увеличивающейся проводимости газа, уже не удается поддерживать нужного напряжения, наблюдаются пробой и аппарат отказывается работать.

На фиг. 111 приведен график, показывающий зависимость степени очистки газа от температуры и скорости газа в электрофильтре (т. е. от производительности). График фиг. 112 показывает влияние на степень очистки влажности газа.

Как это следует из графиков, для успешной работы электрофильтра необходимы охлаждение газа и высокое его влагосодержание.



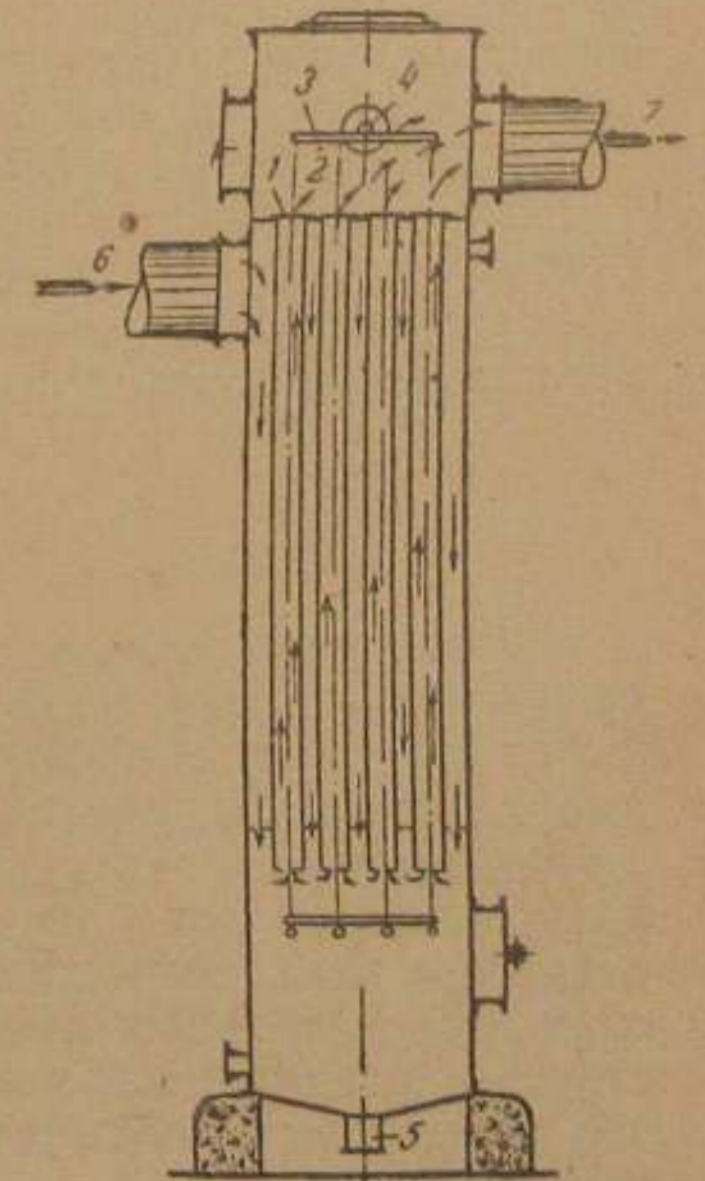
Фиг. 112. Влияние влажности газа на степень очистки газа в электрофильтре (при $t = 60 - 80^\circ\text{C}$).

В том случае, когда очистке от пыли должен подвергнуться бессмольный газ, очистке газа в электрофильтре должно предшествовать охлаждение газа в скруббере до 80—100°С. Для того чтобы избежать конденсации паров воды в электрофильтре, температура газа не должна понижаться ниже этого предела.

Чрезмерное понижение температуры газа ведет к образованию шлама и загрязнению электрофильтра.

Различают два типа электрофильтров: трубчатые и пластинчатые. В трубчатых электрофильтрах осадительные электроды выполняются в виде труб, в пластинчатых они изготавливаются в виде пластин, расположенных параллельно друг другу. Коронирующие электроды в обоих случаях выполняются в виде туго натянутых проволок.

Материалом для электрофильтров, как правило, служит железо. Однако, в некоторых специальных случаях как коронирующие, так и осадительные электроды могут быть изготовлены и из другого материала. Так, например, в случае очистки газа, содержащего кислоты, коронирующий электрод изготавливают из нихрома; осадительный может быть сделан из дерева, бетона и пр. При пылеосаждении осадительные электроды пластинчатого электрофильтра выполняются в виде сетки.



Фиг. 113. Трубчатый электрофильтр.

Трубчатый электрофильтр для очистки от смолы генераторного газа представлен на фиг. 113. Кожух электрофильтра выполнен в виде цилиндра. Внутри аппарата в глухой горизонтальной перегородке укреплены верхние концы осадительных электродов-труб 1. Коронирующие провода 2 закреплены в раме 3, укрепленной посредством штанг, выведенных наружу через проходные изоляторы 4. На нижних концах коронирующих электродов нагружена гибкая рама, обеспечивающая необходимое натяжение всех проволок. Улавливаемая в электрофильтре смола отводится через затвор 5. Газ подводится в межтрубное пространство аппарата через ввод 6. Далее он спускается вниз и выходит в нижнее устье осадительных электродов 3. Пройдя трубы, газ покидает электрофильтр через отверстие 7.

Степень очистки газа от смолы (90—99%), как и очистка газа от пыли, зависит от температуры, влажности и скорости газа в электрофильтре. Характер этой зависимости указан выше. Для предупреждения конденсации в электрофильтре водяных паров и избежания обводнения смолы улавливание ее производится при температуре выше точки росы.

Неизвлеченной из газа остается смола, находящаяся в газе в виде паров.

Характерной особенностью очистки газа в электрофильтрах является малая затрата электроэнергии. Так, при одноступенчатой очистке она составляет 0,4—0,5 квтч, при двухступенчатой 0,8 квтч на 1 000 нм³ газа.

Важным условием безопасной работы электрофильтра является поддержание в нем положительного давления, предупреждающего проникновение в электрофильтр воздуха и образование взрывчатой смеси.

*
* * *

Сероводород является вредной примесью горючих газов. Вредность эта обусловлена тем, что раствор сероводорода в выпадающем из газа водном конденсате корродирует железные газопроводы, скрубберы и пр. Еще более вредным является сернистый ангидрид, содержащийся в дымовых газах, получающихся при сжигании горючих газов. Например, при сжигании газа, содержащего сероводород, в металлургических нагревательных печах сернистый ангидрид взаимодействует с раскаленной поверхностью нагреваемого металла, что ведет к повышенному образованию окалины. В плавильных печах сернистый ангидрид дурно влияет на качество выплавляемого металла.

Попадая вместе с дымом в атмосферу, сернистый ангид-

рид отравляет окрестный растительный и животный мир, разрушает железные предметы (например, крыши). При сжигании газа в кухонных горелках и во многих случаях в нагревательных печах продукты горения попадают в жилое или рабочее помещение, действуя вредно на человеческий организм.

В силу изложенных обстоятельств очень часто возникает необходимость очистки газа от сероводорода. Требуемая степень очистки может быть различной. Так, бытовой газ подвергается абсолютной очистке от сероводорода, газы промышленного назначения требуют различных степеней очистки.

Содержание сероводорода в горючих газах колеблется в широких пределах, достигая в отдельных случаях 18 г/нм³.

В настоящее время в промышленности применяется несколько способов очистки газа от сероводорода, отличающихся друг от друга производительностью и эффективностью.

СХЕМЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

59. Газовые заводы и газогенераторные станции

Различают две основные формы организации производства горючих газов: газогенераторные станции и газовые заводы.

Газогенераторные станции, как правило, организуются в системе заводов-потребителей газа. Таковы газогенераторные станции металлургических, машиностроительных, химических, стекольных, керамических и прочих заводов.

В системе завода газогенераторная станция является либо самостоятельным цехом, либо входит в состав других цехов. На некоторых крупных машиностроительных заводах можно встретить оба эти вида газогенераторных станций.

Газогенераторные станции оборудуются газогенераторами.

Газовые заводы являются самостоятельными производственными организациями, преследующими цели снабжения газом бытовых потребителей. В соответствии с этим на газовых заводах основным методом производства газа является не газификация топлива, как на газогенераторных станциях, а иные способы производства горючих газов.

По существующим стандартам бытовой газ должен обладать теплотворной способностью не менее $4000-4200 \text{ ккал/нм}^3$. Кроме того, такой газ не должен содержать больше определенного количества окиси углерода.

Наиболее полно этим требованиям отвечает коксовальный газ. Поэтому основным способом производства бытового газа является коксование каменных углей. При этом, если одновременно с производством бытового газа преследуются цели получения доброкачественного металлургического кокса, газовые заводы оборудуются коксовыми печами. В тех же случаях, когда качеству кокса придают меньшее значение, коксование углей производят в специальных ретортах.

С усовершенствованием техники металлургического коксования на крупных газовых заводах реторты стали вытесняться коксовыми печами. Поэтому, как общую тенденцию в развитии бытового газоснабжения, можно отметить постепенное вытеснение старых газовых заводов, производящих ретортный газ, коксогазовыми заводами.

Производство генераторных газов на газовых заводах является вспомогательным. Смешанный генераторный газ служит обычно для отопления реторт и коксовых печей. Водяной газ применяется как разбавитель коксовального, если теплотворная способность последнего превышает норму теплотворной способности, установленную для бытового газа. Водяной газ служит также для покрытия пик суточного графика потребления бытового газа. В этом последнем случае для повышения теплотворной способности водяного газа до установленного уровня его карбюрируют. Для карбюрации применяют смолу или нефтяные остатки.

Таким образом, газовые заводы представляют собой сложный комплекс производства, смешения и распределения газа среди широкого круга однородных потребителей.

Некоторым подвидом газового завода является газовое хозяйство современного крупного металлургического комбината, заключающее в себе производство, обработку, смешение и распределение коксовального, колошникового и генераторного газов. Различие здесь заключается лишь в том, что газовому хозяйству заводов приходится считаться с наличием разнородных потребителей газа. Смесительная станция металлургического завода должна приготовить газовые смеси, удовлетворяющие по теплотворной способности мартеновские, различные нагревательные и другие промышленные печи, в то время как газовые заводы выпускают продукцию одного вида — стандартный бытовой газ.

Поскольку изучение сложного технологического комплекса газовых заводов не входит в задачи настоящего курса, ограничимся по этому вопросу лишь изложенным и перейдем к более подробному ознакомлению с вопросами организации, структуры и эксплуатации газогенераторных станций.

Основными схемами газогенераторных станций являются следующие: а) станция горячего газа; б) станция холодного газа; в) станция холодного газа с улавливанием безводной смолы; г) станция водяного газа.

Каждая из этих основных схем выполняется в различных вариантах в зависимости от мощности, назначения газа, характера применяемого топлива и т. д.

Ниже рассматриваются наиболее типичные схемы.

60. Станция горячего газа

Схема станции горячего газа в поперечном разрезе и в плане показана на фиг. 114.

Сортированное топливо посредством того или иного подъемного устройства подается в бункер 1. Из бункера топливо периодически или непрерывно загружается в газогенератор 2.

На чертеже показана загрузочная коробка 3 для периодической ручной загрузки топлива.

Воздух для газификации подается вентилятором в воздушный коллектор 4. Отсюда по отдельным коротким воздухопроводам 5 воздух подводится под колосники газогенератора. Количество подаваемого воздуха регулируется задвижкой 6, управление которой выведено на рабочую площадку.

Рабочая или, как она часто называется, загрузочная площадка располагается на уровне крышки газогенератора.

Необходимый для газификации пар подводится из парового коллектора 7 через паропровод 8 в нижнее колено воздухопровода.

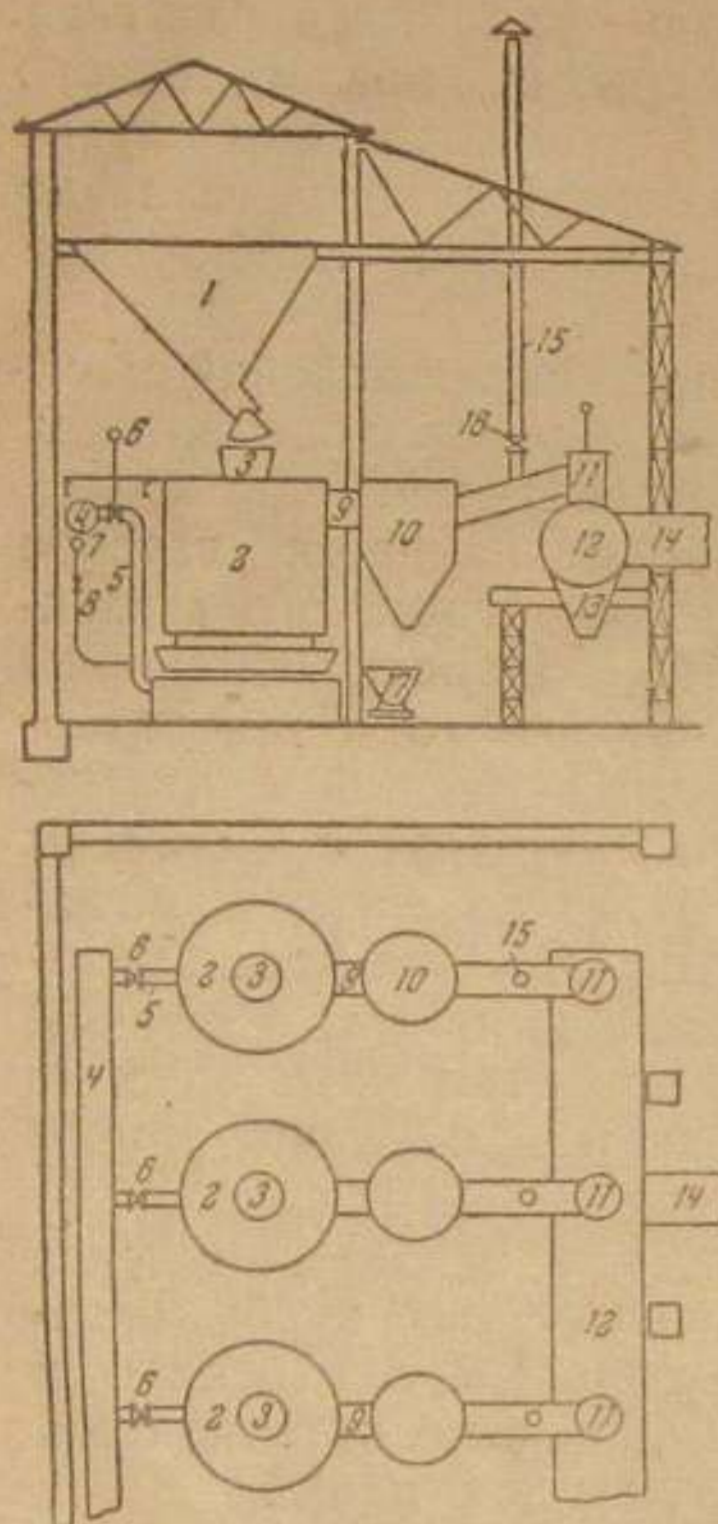
Образующийся в газогенераторе газ под давлением, создаваемым вентилятором, через патрубков 9, называемый газовым штуцером или газосливом, поступает в пылеотделитель 10. Пылеотделитель выполняется в виде циклона или просто пылесадительной камеры.

Из пылеуловителя газ через горячий клапан 11 поступает в коллектор 12.

Горячий клапан предназначен для отключения газогенератора от коллектора. Одна из конструкций горячего клапана, так называемый тарельчатый клапан, представлена на фиг. 115. Тарелка клапана 1 поднимается и опускается с помощью троса, перекинутого через блок. При положении тарелки, изображенном на

фигуре, газогенератор отключен от коллектора. Для достижения большей плотности клапана сверху тарелки подсыпается песок. Песок засыпается через дверцу 2. При поднятии тарелки песок просыпается в пылевой мешок 13 коллектора, расположенный под клапаном.

Из газового коллектора через газопровод 14 газ направляется к потребителю.



Фиг. 114. Схема станции горячего газа.

1—бункер; 2—газогенератор; 3—загрузочная коробка; 4—воздушный коллектор; 5—воздухопровод; 6—задвижка; 7—паровой коллектор; 8—паропровод; 9—газослив; 10—пылеотделитель; 11—горячий клапан; 12—газовый коллектор; 13—пылевой мешок; 14—газопровод к потребителю; 15—выхлопная труба; 16—задвижка.

При розжиге или выключении газогенератора в горячий резерв клапан закрывается. Дымовые (при розжиге) или генераторные газы при этом отводятся в атмосферу через выхлопную трубу 15, на которой открывают для этого задвижку 16.

Основная часть содержащегося в газе уноса (грубая пыль) выпадает в пылеотделителе 10. Значительное ее количество осаждается также в коллекторе газа, по всей длине которого предусматривается устройство пылевых мешков 13.

Выгружаемые из газогенератора шлаки принимаются в вагонетку и последней вывозятся из помещения. Применяются и иные способы шлакоудаления.

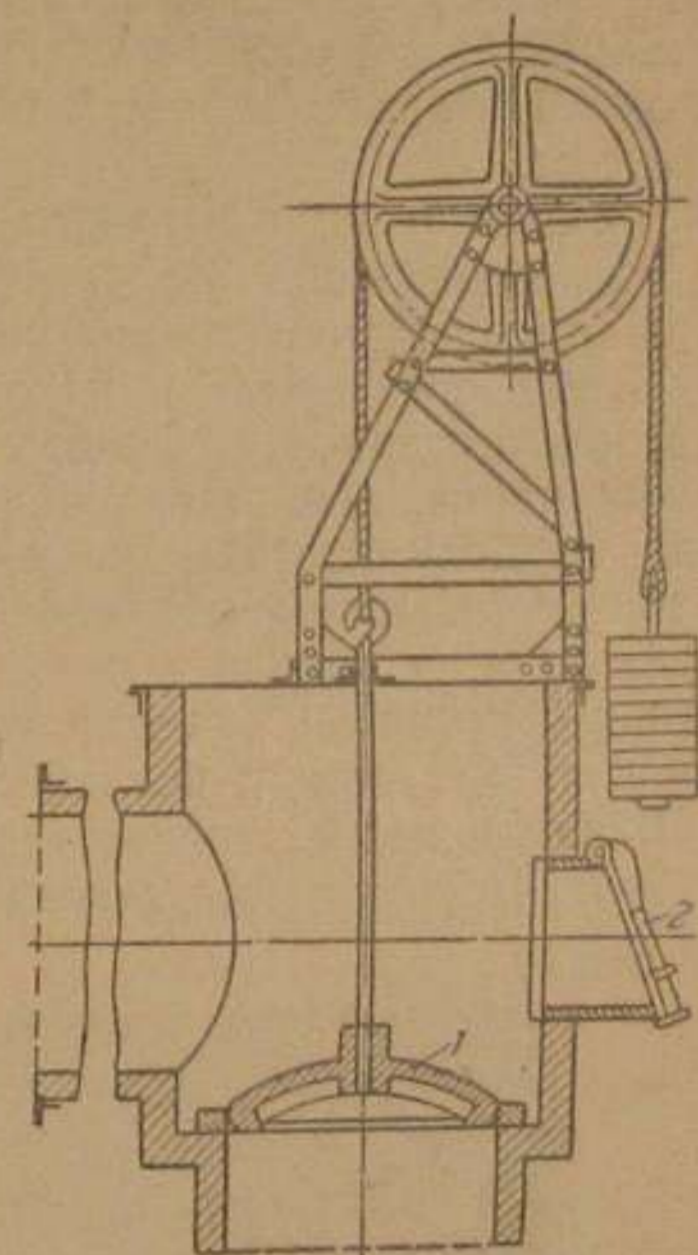
Скапливающаяся в пылеотделителях и пылевых мешках пыль периодически выгружается через клапаны, расположенные в вершине конусной части этих устройств.

Станции горячего газа располагаются обычно в трехстенном здании. Ввиду того, что вследствие наличия больших теплоизлучающих поверхностей (крышки газогенераторов, циклоны, газопроводы, коллектор и пр.) температура в рабочем помещении устанавливалась бы чрезмерно высокой, со стороны коллектора газа здание открыто. Этим достигается интенсивное проветривание помещения.

По высоте станция разбивается на три этажа. Первый этаж (пол его на нулевой отметке) — зольный. Здесь производится шлакоудаление.

Второй этаж — рабочая площадка. С этой площадки производится основное обслуживание газогенератора: загрузка топлива, шуровка, регулировка подачи воздуха и пара, контроль зон, наблюдение за состоянием газогенератора через шуровочные отверстия, оперирование горячими клапанами и задвижками на выхлопной трубе.

Третий этаж — бункерный коридор.



Фиг. 115. Горячий (тарельчатый) клапан.

На фиг. 116 показана рабочая площадка, оборудованная ручными загрузочными коробками. На фигуре видны: нижняя часть бункера 1, секторный затвор бункера 2, загрузочная коробка, газоотводный штуцер 4, инструмент для обслуживания газогенератора (шуровочные штанги, пики) 5.

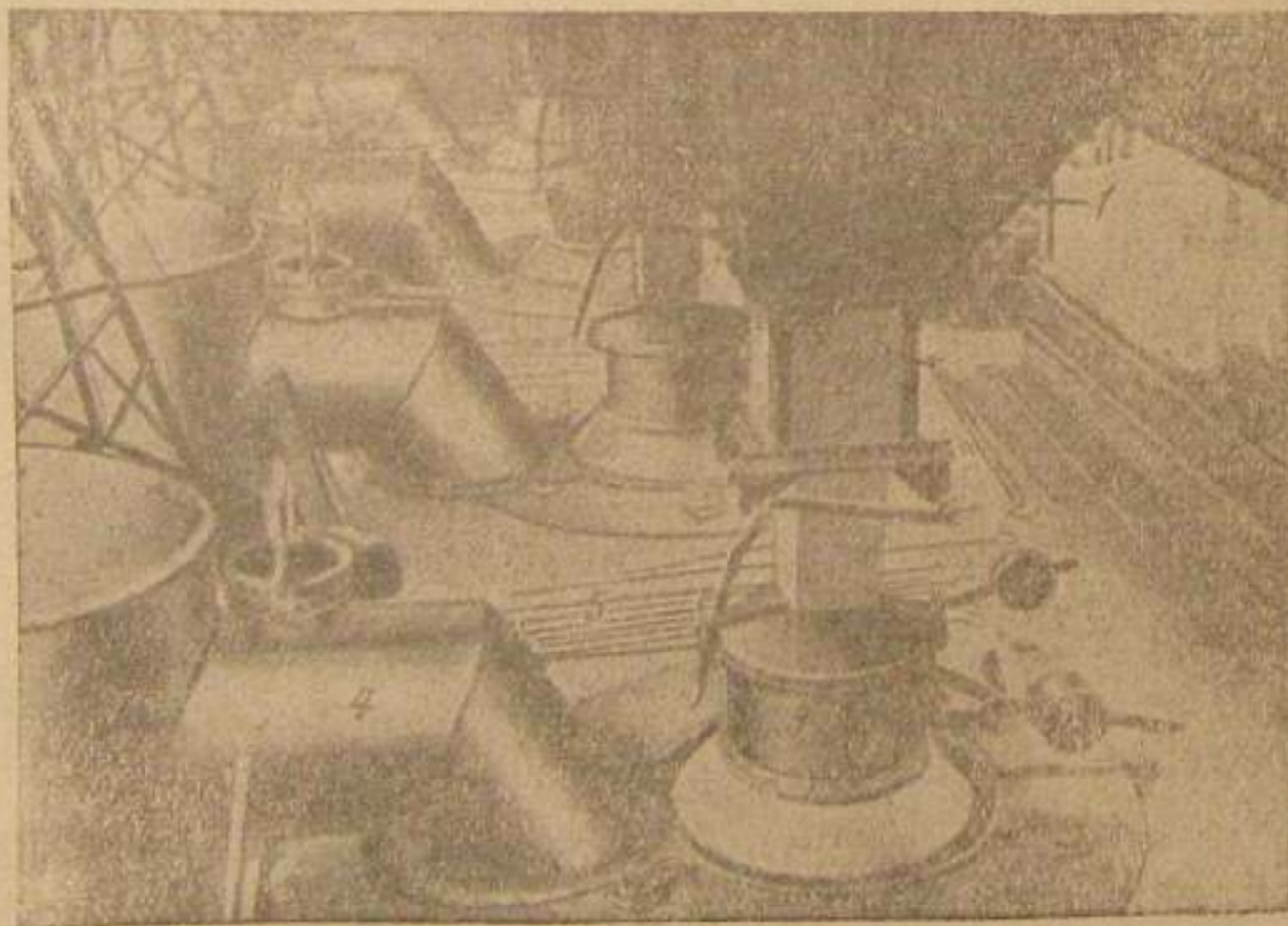
На фиг. 117 представлена загрузочная площадка другой газогенераторной станции, оборудованной механическими питателями и рыхлителями слоя топлива.

Характерной особенностью рассмотренной схемы газогенераторной станции является подача потребителю неохлажденного газа.

В схеме станции горячего газа преследуются цели довести до потребителя все физическое и химическое тепло газа и содержащихся в нем смоляных паров.

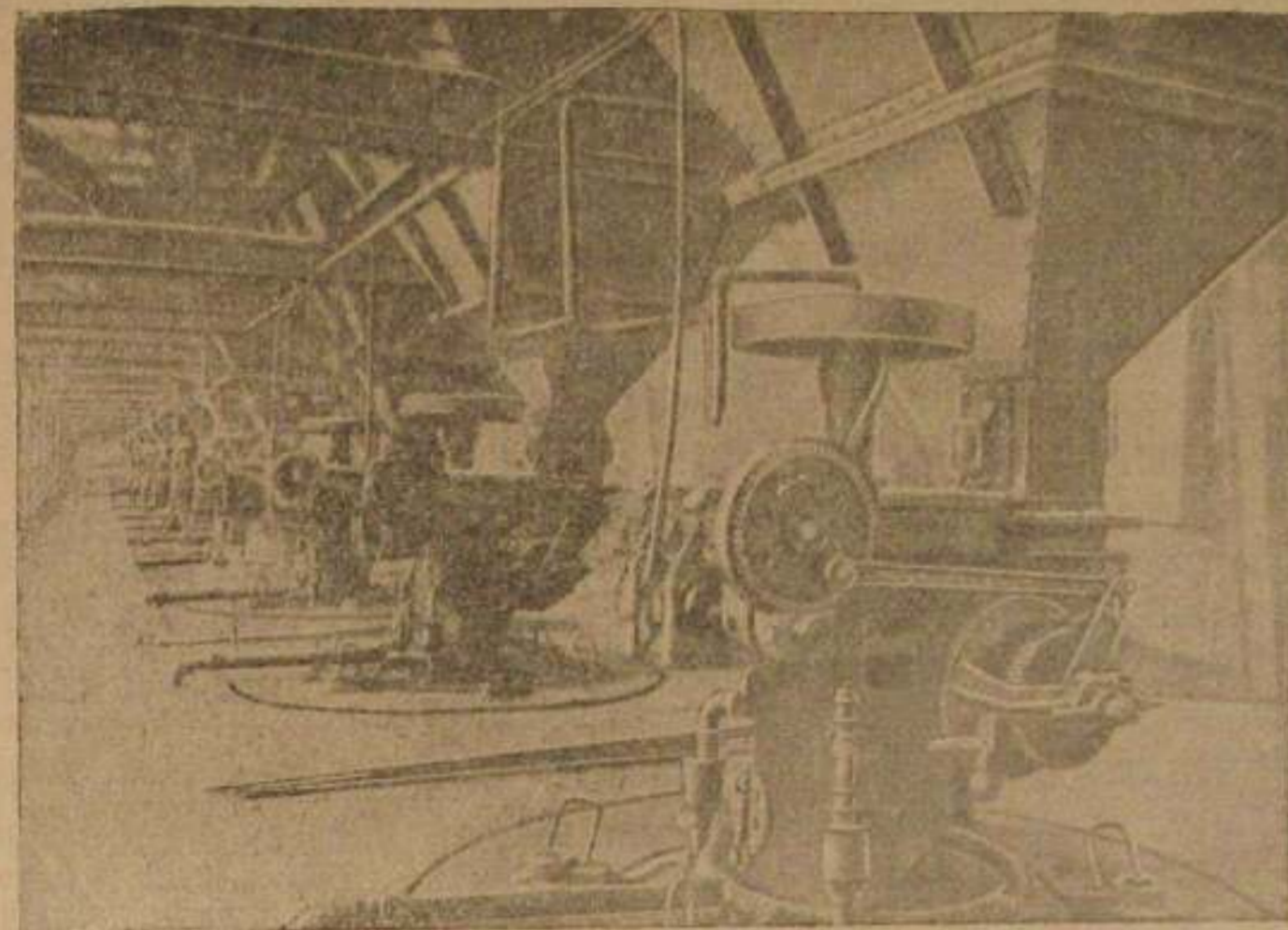
Чтобы предупредить охлаждение газа и избежать, таким образом, потерь физического тепла газа и конденсации смоляных паров, вся газопроводящая система, т. е. пылеуловитель, горячий клапан, коллектор, газопровод, должна иметь хорошую тепловую изоляцию. В тех же целях сохранения тепла газа, а также в целях удешевления газопроводов их строят короткими. Станции горячего газа строят в непосредственной близости к потребителю.

Ввиду того, что разветвление громоздких футерованных газопроводов является затруднительным, станции горячего га-



Фиг. 116. Вид рабочей площадки газогенераторной станции.

1—нижняя часть бункера; 2—секторный затвор бункера; 3—загрузочная коробка; 4—газоотвод (газоотводный штуцер); 5—инструмент для обслуживания газогенератора.



Фиг. 117. Рабочая площадка с механическими питателями газогенераторов.

за строят на небольшое число крупных потребителей. Обычным потребителем горячего газа являются мартеновские печи, большие ваннные печи стекольных заводов и пр.

Газ на станциях горячего газа подвергается только грубой очистке от пыли. Отложение неосевшей в пылеотделителе и коллекторе пыли наблюдается по всему газовому тракту, вплоть до регенераторов, где газ подогревается перед сжиганием. Это обстоятельство осложняет эксплуатацию газопроводов, вынуждая к частой их очистке от пыли. Тонкую же очистку газа от пыли на станциях горячего газа осуществить невозможно, так как все современные методы тонкой очистки газа от пыли сопряжены с необходимостью охлаждения газа.

Побудителем движения газа в газопроводящей системе станции горячего газа является воздушный вентилятор, нагнетающий воздух под колосники. Вентилятор должен преодолеть сопротивление слоя топлива в газогенераторе, а также все сопротивления, стоящие на пути газа от газогенератора до горелок потребителя включительно. В некоторых случаях преодоление некоторой части сопротивления газового тракта возлагается на дымовую трубу у потребителя газа.

Таким образом, под крышкой газогенератора создается подпор газа, равный по величине сумме всех сопротивлений, включая сопротивление газосжигающих устройств,

В порядке обслуживания газогенераторов персоналу приходится открывать шуровочные отверстия. При этом возможно выбивание газа из газогенератора в рабочее помещение. Выделение газа в помещение будет тем больше, чем выше давление (подпор) в газогенераторе. Нормально давление газа под крышкой газогенератора не должно превышать 40—50 мм вод. ст.

Регулярная чистка газопроводов и коллектора от пыли является необходимой для устранения излишних сопротивлений системы.

Установка газового вентилятора между газогенератором и потребителем, т. е. в токе горячего газа, исключается.

Газифицировать топлива с высоким содержанием влаги на станциях горячего газа нецелесообразно по следующим причинам.

Во-первых, температура газа из таких топлив низка, следовательно, в нем содержится малое количество физического тепла. Кроме того, при незначительном снижении температуры газа начинается конденсация паров воды и смолы, что поведет к засмолению газопроводов, регенераторов и пр.

Во-вторых, и это самое главное, рабочая теплотворная способность газа с такой высокой влажностью оказывается сильно пониженной.

Следует, впрочем, заметить, что если не считаться со снижением теплотворной способности газа, можно высоковлажное (30—33%) топливо газифицировать в низком (1,5—2,0 м) слое. Температура газа при этом будет достаточно далека от точки росы. Конденсации паров воды и смолы в газопроводах происходить не будет. Отпадает, таким образом, одна из причин, препятствующих газификации высоковлажных топлив при схеме станции горячего газа.

Что же касается резкого снижения теплотворной способности газа вследствие его высокого влагосодержания, то в практике возможны такие случаи, когда потребитель может принять газ пониженного качества.

Важные преимущества станций горячего газа состоят в следующем:

- а) они являются простейшими по компоновке;
- б) при газификации топлив с низкой влажностью они позволяют наиболее полно использовать тепловую энергию топлива;
- в) при их эксплуатации полностью отсутствуют сбросные фенольные воды, ликвидация и обезвреживание которых на станциях других типов является одной из труднейших технических задач.

Обычным топливом для станций горячего газа является слабоспекающийся газовый или длиннопламенный каменный

угли. Реже применяется антрацит. Влажность этих топлив не превышает 15%.

Выше показано, какой эффект дает использование смешанного генераторного газа из антрацита и каменного угля в том случае, если он подается потребителю без охлаждения.

61. Станция холодного газа

Схема газогенераторной станции с охлаждением газа показана на фиг. 118. Эта схема характеризуется наличием аппаратов для охлаждения и очистки газа от пыли.

Топливо из бункера 1 подается в газогенератор 2. Воздух поступает из воздушного коллектора 3 через воздухопровод 4. Управление воздушной задвижкой и паровым вентилем производится с рабочей площадки.

Газ из газогенератора поступает в стояки 5 и 6. Чтобы подвести газ в нижнюю часть скруббера 7, стояк 6 имеет перевальную вертикальную перегородку. Стояки и скруббер орошаются водой.

В стояках газ охлаждается до 80—200°С в зависимости от той температуры, с которой он выходит из газогенератора. В скруббере происходит окончательное охлаждение до 20—35°С.

В стояках же удаляется из газа основная масса пыли (грубая пыль). Дальнейшая очистка газа от пыли осуществляется в скруббере.

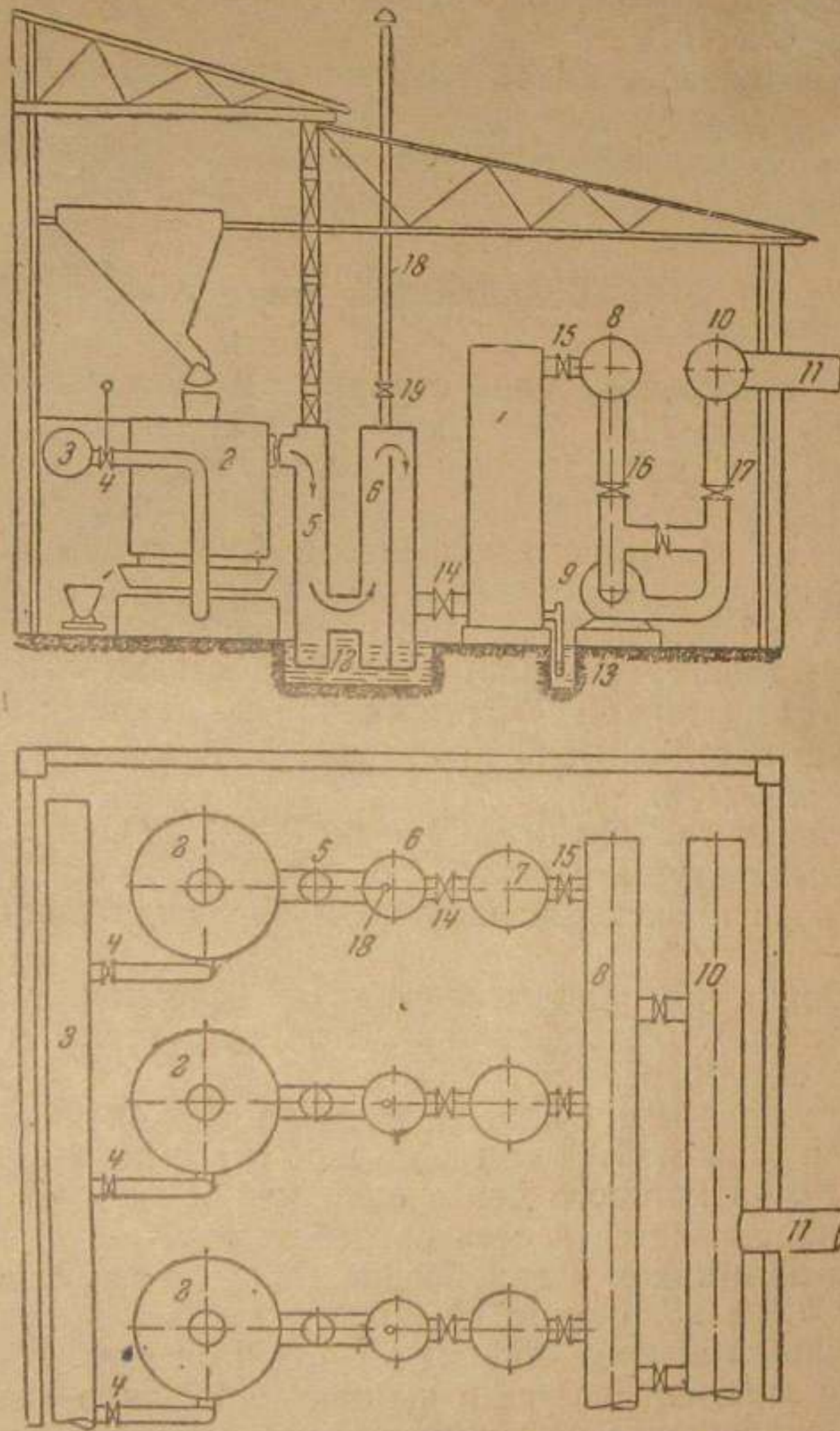
Охлажденный и очищенный газ из скруббера поступает в коллектор газа 8. Отсюда газодувкой 9 газ нагнетается в коллектор 10, из которого через один или несколько газопроводов 11 направляется в сеть потребителя.

Вода из стояков и скруббера стекает в их гидравлические затворы 12 и 13, откуда самотеком по бетонным канавкам, проложенным в полу, стекает в отстойные ямы. Из отстойников вода либо спускается в канализацию, либо (чаще) подается на охлаждение на градирню и затем снова насосами подается на стояки и скрубберы.

Оседающий в гидравлических затворах и отстойниках унос периодически из них удаляется.

Для отключения газогенератора от скруббера служит задвижка 14, а для отключения скруббера от коллектора 8 — задвижка 15. На случай выключения газодувки предусмотрены задвижки 16 и 17.

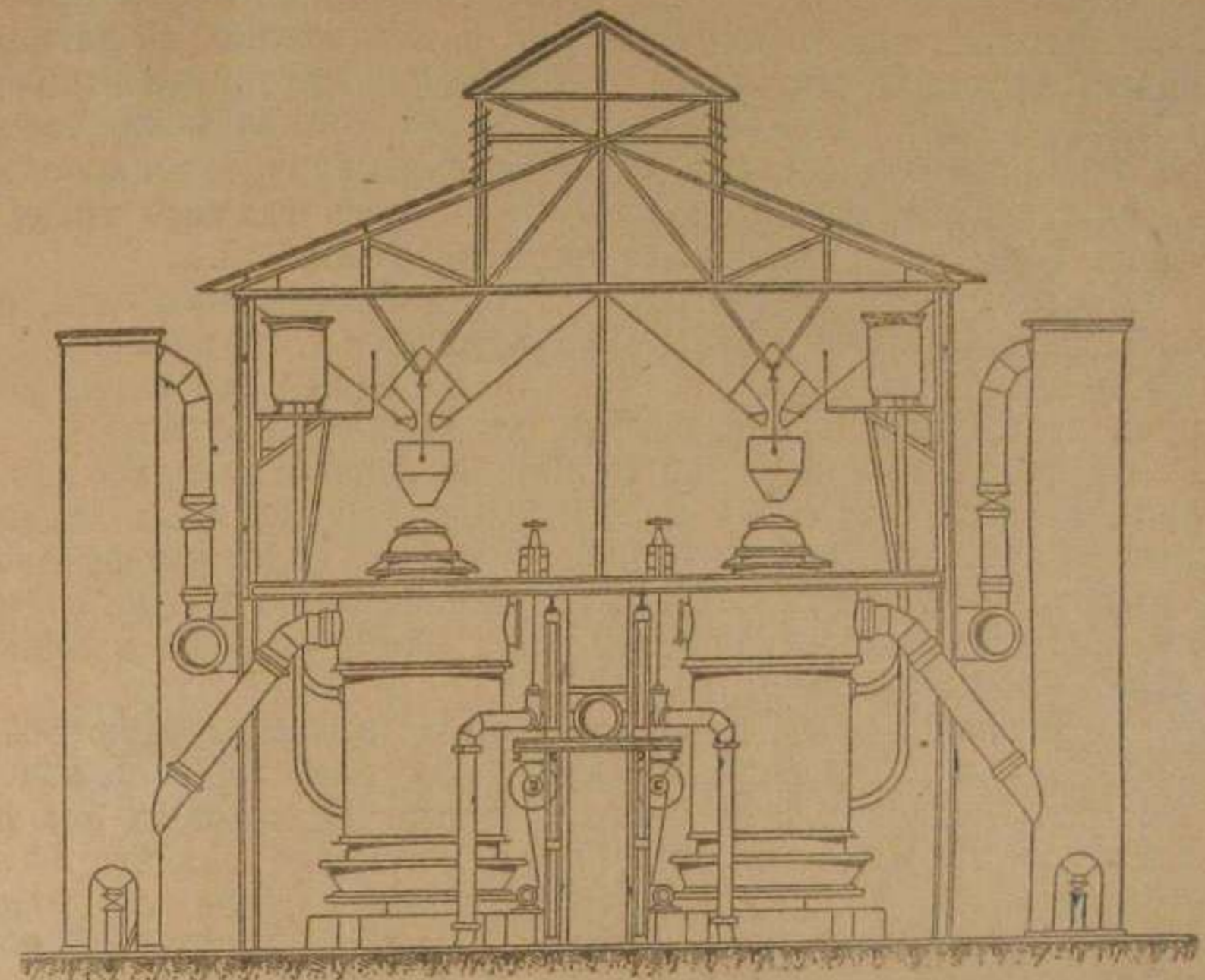
При растопке или выключении газогенератора дым или газ выбрасываются в атмосферу через выхлопную трубу 18, снабженную задвижкой 19.



Фиг. 118. Схема станции холодного газа.

1—бункер; 2—газогенератор; 3—воздушный коллектор; 4—воздухопровод; 5—6—стояки; 7—скруббер; 8—газовый коллектор; 9—трубка; 10—газовый коллектор; 11—газопровод к потребителю; 12—13—гидравлические затворы; 14—17—затворы; 18—выхлопная труба; 19—затворка.

Движение газа в рассматриваемой схеме осуществляется совместным действием вентилятора и газодувки. Вентилятор нагнетает воздух под колосники газогенератора и проталкивает газ по системе. Газодувка отсасывает газ и далее нагнетает его в газопроводы потребителя. В практических условиях избегают держать газогенератор под вакуумом. Поэтому вен-



Фиг. 119. Поперечный разрез газогенераторной станции с двухрядным расположением газогенераторов.

тилятор и газодувку регулируют таким образом, чтобы в газогенераторе было положительное давление.

Впрочем имеются установки, приспособленные специально для работы под вакуумом. В этих установках вентилятор используется только при розжиге газогенератора. Во время работы станции он выключается, а засос воздуха под колосники и далее отсос газа из системы осуществляются газодувкой. Станции, работающие под вакуумом, более удобны в санитарном отношении, так как на них совершенно отсутствует газовыделение в рабочее помещение. Однако, они имеют ограниченное применение, так как считаются взрывоопасными. Полагают, что при наличии в газовом тракте вакуума через неплотности газопроводов и аппаратуры возможен засос в систему воздуха и образование взрывчатой смеси. Практика, однако, не оправдывает этих опасений. Случаи взрывов на станциях, работающих под вакуумом, не более часты, чем на станциях, работающих с положительным давлением в системе.

На фиг. 119 показан поперечный разрез станции холодного газа с двухрядным расположением газогенераторов, скомпонованной по иной схеме, чем указано на фиг. 118.

Схема газогенераторной станции, описанная выше, применяется только для топлив тощих, т. е. для топлив, не дающих при газификации смолы. Она типична для антрацита и кокса. Газификация по этой схеме смолистых топлив исключается по той причине, что смола, оседая в скруббере, газопроводах, задвижках и т. д., быстро забила бы весь газовый тракт и сделала бы эксплуатацию станции невозможной.

Характерными особенностями станций холодного газа, работающих на коксе и антраците, являются следующие:

а) свободный от смолы и пыли холодный газ легко распределяется по длинной, сильно разветвленной сети;

б) промывные воды станции, работающей на коксе и антраците, содержат очень малое количество вредных воднорастворимых соединений и практически не содержат фенолов, что позволяет сбрасывать воды в канализацию (после отстоя пыли) или применять простейшую систему очистки и ликвидации промывных вод;

в) так как газ из антрацита и кокса имеет высокую (500—600° С) температуру при выходе из газогенератора и не содержит смолы, оказывается легко и просто использовать его физическое тепло на получение пара, установив для этого на месте стояков испарительное теплоутилизационное устройство.

Как правило, станции холодного газа работают на собственном паре.

Частным случаем станций холодного газа являются газосиловые установки, т. е. установки для снабжения газом двигателей внутреннего сгорания небольших мощностей.

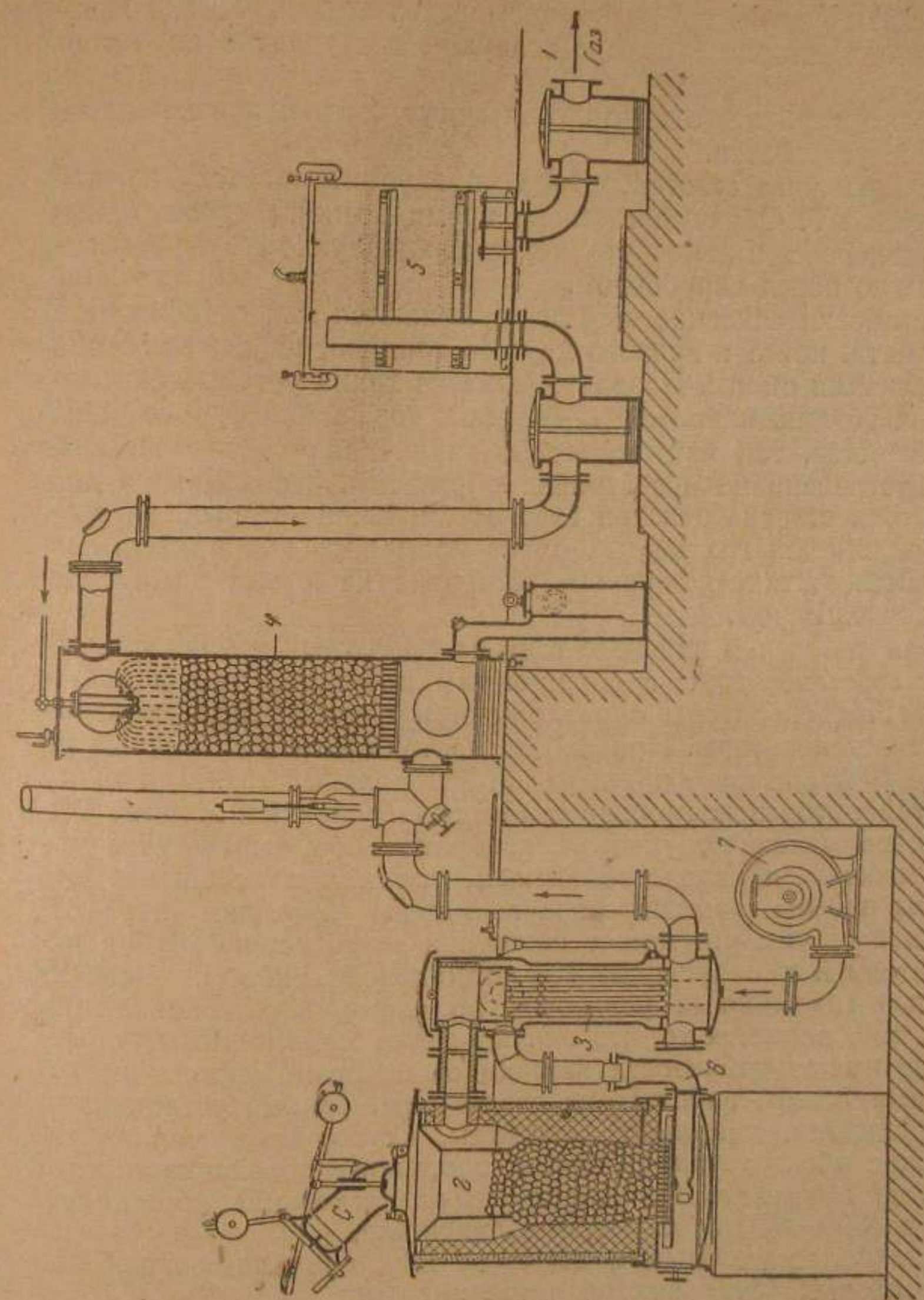
Одна из схем такого рода установки представлена на фиг. 120.

Газ из установки отсасывается двигателем через патрубок 1. Под влиянием всасывающего действия цилиндра двигателя вся система оказывается под вакуумом.

Воздух засасывается под колосники газогенератора 2 через отверстие, расположенное в стенке подколосниковой камеры.

Газ из газогенератора попадает в трубчатый испаритель 3. Отсюда газ поступает в скруббер 4, где благодаря обильному орошению водой охлаждается и очищается от пыли. Унесенные из скруббера капельки воды и остатки пыли извлекаются из газа в фильтре 5. Фильтр представляет собой цилиндрический бак с герметически закрывающейся крышкой. Внутри бака расположены деревянные или металлические решетки, покрытые сверху редкой (мешочной) тканью. На ткань насыпается слой древесных опилок, стружек или древесной шерсти.

Пройдя через эти фильтрующие поверхности, газ оставляет в них капельки воды и последние частицы пыли и, очищенный и охлажденный, направляется в цилиндр двигателя.



Фиг. 120. Схема газосиловой установки.

Задержанная в фильтре вода отводится из него через гидравлический затвор.

Образующийся в межтрубном пространстве испарителя водяной пар через трубу б засасывается под колосники газогенератора, откуда вместе с воздухом поступает в слой топлива.

Кроме трубчатого испарителя могут быть и иные испарительные устройства.

Для розжига газогенератора предусматривается ручной вентилятор 7. Образующиеся во время розжига газы (дым) выбрасываются в атмосферу через выхлопную трубу, устанавливаемую перед скруббером.

Установки описанного типа применяются для газификации антрацита, кокса и всякого другого топлива, не дающего при газификации смолы. Использование на таких установках смолистых топлив, например древесины, торфа или бурого угля, исключается, так как, во-первых, наличная очистная аппаратура установки не в состоянии обеспечить необходимую для двигателя степень очистки газа от смолы; во-вторых, загрязненный смолой газ не позволяет применять испарительных устройств и, таким образом, установка не может сама себя обеспечить паром.

Для получения силового газа из смолистых топлив применяют газогенераторы с обращенным процессом газификации (см. «Газогенераторы с разложением смолы») или двухзонные газогенераторы. При работе на топливе с влажностью не выше 20% они дают практически бессмольный газ. Для таких газогенераторов возможно применение описанной схемы. Однако, применение трубчатого испарителя и в этом случае может оказаться нецелесообразным, так как в отдельные моменты работы газогенератора возможны проскоки неразложившейся смолы, что может повести к загрязнению трубок испарителя и к нарушению его нормальной работы. Особенностью газосиловых установок по схеме, изображенной на фиг. 120, является то, что они являются маломощными, обычно не имеют поблизости источников пароснабжения и поэтому вынуждены работать на своем паре. Такими установками оборудуются, например, мельницы, крупорушки, мелкие городские электростанции, железнодорожные водокачки и депо и т. д. Мощность их колеблется от нескольких лошадиных сил до 500—600 л. с. в одном двигателе.

Наиболее удобным и дешевым топливом для подобных газосиловых установок является антрацит.

62. Станция холодного газа с получением товарной смолы

В тех случаях, когда сырьем для получения газа является смолистое топливо с высокой влажностью или когда также

топливо имеет низкую влажность, но газ из него нужно распределять по длинной и разветвленной сети, газ перед подачей в сеть должен быть охлажден и очищен от смолы и пыли.

Очистка газа от смолы связана с ее улавливанием (за исключением имеющего ограниченное значение обращенного процесса газификации, где газ очищается от смолы путем ее разложения в газогенераторе).

Уловленная смола может представить собой определенную ценность. При этом смолы, не подвергшиеся термическому разложению (крекингу), так называемые первичные смолы, являются более ценным продуктом, чем смолы разложившиеся, тяжелые.

С другой стороны, смола редко используется непосредственно в том виде, в каком она получается при газификации, коксовании или полукоксовании. Она подвергается переработке на вторичные, более ценные продукты. При переработке существенное значение имеет содержание в смоле пыли и, особенно, влаги. Сильно обводненная смола трудно, например, поддается разгонке и т. д.

Таким образом, важно извлечь смолу из газа так, чтобы она содержала возможно меньше воды и пыли.

На современных газогенераторных станциях с улавливанием смолы стремятся, одновременно с получением хорошего газа получать также товарную, т. е. пригодную для сбыта смолу.

Наиболее распространенным видом топлива, перерабатываемого по рассматриваемой технологической схеме, являются машинноформованный торф, щепа и бурые угли.

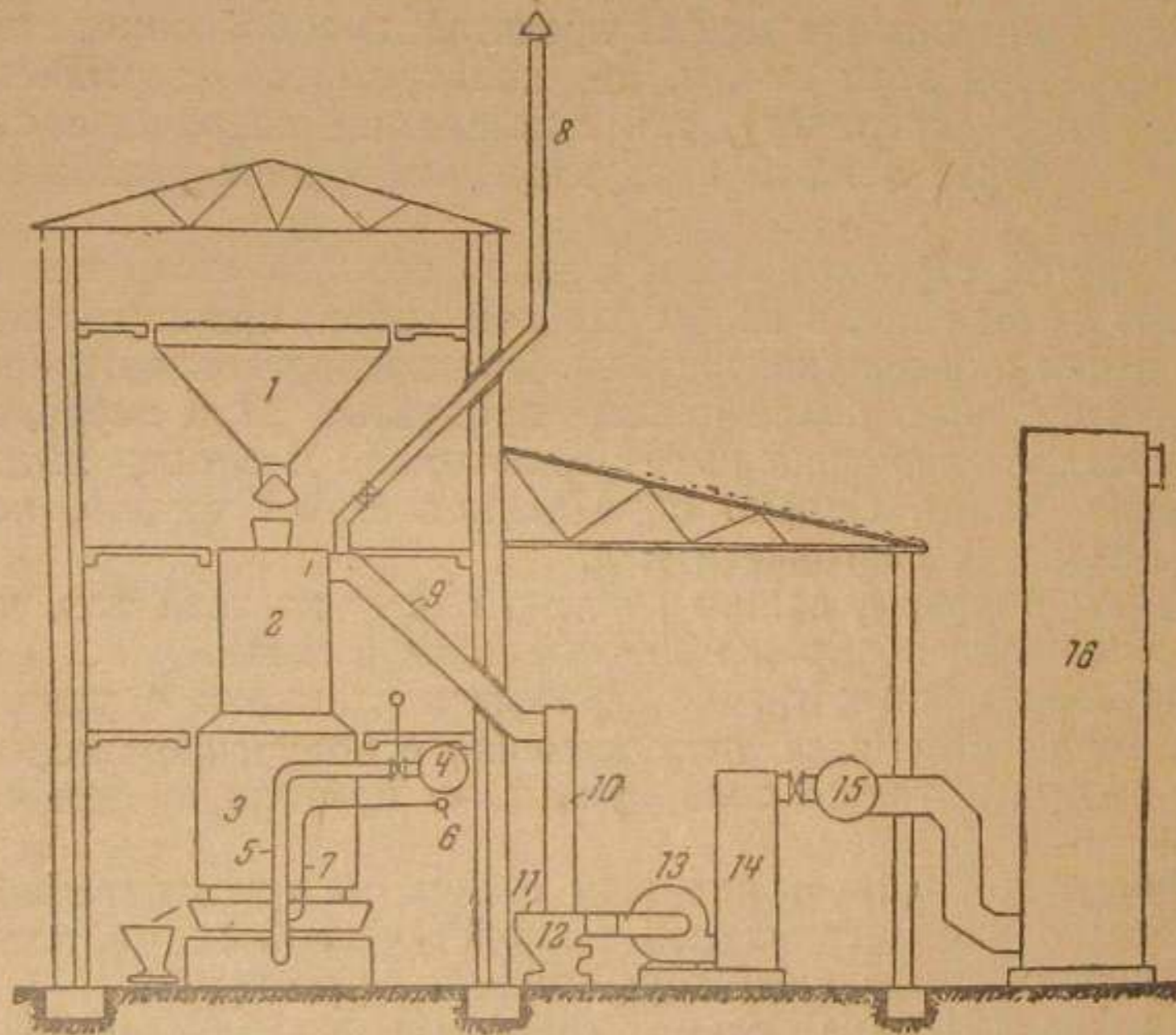
На фиг. 121 дана схема современной газогенераторной станции с получением безводной первичной смолы.

Подобные станции оборудуются швельшахтными газогенераторами и смолоочистителями, обеспечивающими получение смолы с минимальным содержанием влаги. В этом особенности этих станций.

Кроме того, на этих станциях загрузка топлива и обслуживание газогенератора расположены в разных этажах. В шуровке нуждается только нижняя шахта, только в нижней шахте замеряются зоны и наблюдается состояние слоя топлива. Поэтому шуровочные отверстия располагаются на крышке нижней шахты и основной рабочей площадкой является площадка второго этажа.

На чертеже фиг. 121 обозначают: 1 — бункер; 2 — швельшахта, 3 — нижняя шахта; 4 — воздушный коллектор; 5 — воздухопровод с задвижкой; 6 — паровой коллектор; 7 — паровая подводка к газогенератору; 8 — выхлопная труба с задвижкой; 9 — газослив. Газ из газослива с температурой 80—120° С поступает в стояк 10. Стояк от газового коллектора 11

может отключаться гидравлическим затвором 12. Из коллектора газ поступает в смолоочиститель 13. На чертеже в качестве смолоочистителя условно показан дезинтегратор. На этом месте может быть также, например, электрофильтр. В смолоочистителе может выделиться только смола, находящаяся в газе в туманообразном или капелеобразном состоянии. В такое состояние пары смолы приходят при температу-



Фиг. 121. Схема станции холодного газа с получением товарной смолы.

1 — бункер; 2 — шпельшахта; 3 — нижняя шахта; 4 — воздушный коллектор; 5 — воздухопровод; 6 — паровой коллектор; 7 — паровая подводка к газогенератору; 8 — выхлопная труба; 9 — газослив; 10 — стояк; 11 — коллектор неочищенного газа; 12 — гидравлический затвор; 13 — смолоочиститель; 14 — каплеуловитель; 15 — коллектор очищенного газа; 16 — скруббер.

ре 75—85° С. Поэтому, если газ в стояке имеет более высокую температуру, в стояк дают воду, чтобы охладить газ и содержащиеся в нем смоляные пары до указанной температуры. В стояке выпадает часть тяжелых погоньев смолы, образующей с пылью фусы. Фусы осаждаются в гидравлическом затворе, откуда они периодически удаляются.

В дезинтеграторе газ нагревается на 2—3° С, причем в нем остаются мельчайшие капельки вынесенной смолы и небольшое количество паров легких смоляных погоньев, не конденсирующихся при 75—85° С.

Капельки смолы задерживаются каплеуловителем 14. Кап-леуловитель представляет собой металлический цилиндр, за-

полненный насадкой из колец Рашига. Капельки смолы, ударяясь о поверхности колец, прилипают к ним и стекают в нижнюю часть каплеуловителя. Отсюда смола отводится в яму безводной смолы.

Газ, несущий в себе пары легких погоньев смолы, проходит далее в коллектор чистого газа и из него в скруббер 16. В скруббере газ охлаждается водой до 20—25° С. Здесь выделяются остатки легкой смолы.

После скруббера газ направляется к потребителю.

Вода из скруббера стекает в отстойник. Всплывшая на поверхность воды легкая смола сливается (самотеком по жолобу) в приемник легкой смолы или в яму безводной смолы.

Отстоявшаяся вода подается на градирню для охлаждения и затем возвращается на скруббер.

Безводная смола фактически содержит некоторое небольшое количество воды, не мешающее ее переработке. Так, на одной из крупных уральских торфяных газогенераторных станций средняя годовая влажность смолы, улавливаемой дезинтегратором, составляет 2,6—3,3%.

При наличии в схеме центробежного дезинтегратора движение газа в системе осуществляется совместно вентилятором и дезинтегратором. При этом в коллекторе сырого (неочищенного) газа поддерживают положительное давление.

В том случае, если в качестве смолоочистителя установлен электрофильтр, для передачи газа потребителю между электрофильтром и скруббером ставят газодувку. Необходимое в целях безопасности положительное давление в электрофильтре поддерживается дутьевым вентилятором.

63. Станция водяного газа

Основным и наиболее распространенным методом получения водяного газа является периодический метод, заключающийся в чередовании воздушного и парового дутья, подаваемого в слой топлива.

Эта особенность процесса обуславливает собой наличие в схеме станции водяного газа двух чередующихся газовых потоков.

Необходимость разграничения потоков продувочного и водяного газов и периодического изменения их направления обуславливает, в свою очередь, наличие системы задвижек, путем переключения которых потокам газа дается требуемое направление.

С другой стороны, вследствие той же периодичности процесса, а также из-за непрерывного изменения количества и качества водяного газа по отдельным фазам, поток водяного газа оказывается качественно и количественно неравномер-

ным. Для устранения этой неравномерности между газогенераторами и потребителем на станциях водяного газа устанавливается промежуточная емкость — газгольдер. Потребитель получает газ из газгольдера, в котором выравниваются и состав водяного газа и его давление.

Таким образом, характерным для технологической схемы станции водяного газа является наличие в ней системы периодически переключаемых задвижек и газгольдера.

При производстве водяного газа периодическим процессом получается большое количество отбросного тепла в виде физического тепла продувочного и водяного газов, а также в виде теплотворной способности продувочного газа. Для повышения общего к. п. д. станций водяного газа является необходимым использовать это отбросное тепло. Поэтому для современных станций водяного газа характерно наличие устройств для утилизации этого тепла (котлы-утилизаторы, регенераторы, специальные теплообменники и пр.).

По признаку оснащенности станций водяного газа аппаратурой для использования отбросного тепла их можно разбить на следующие группы:

а) Станции без утилизации отбросного тепла. Это — маломощные установки, работающие на паре, получаемом со стороны (из заводской котельной). Пар обычно имеет низкий перегрев ($150\text{--}200^\circ\text{C}$).

б) Станции с использованием физического тепла водяного газа. Это также небольшие и простые по схеме станции. Продувочный газ на таких станциях выбрасывается в атмосферу. Тепло водяного газа (нижнего парового дутья), выходящего из газогенератора с температурой $600\text{--}650^\circ\text{C}$, используется для перегрева (до $300\text{--}350^\circ\text{C}$) пара, поступающего на станцию со стороны.

Водяной газ верхнего парового дутья (нижний газ) имеет более низкую ($350\text{--}400^\circ\text{C}$) температуру. Поэтому во время этой фазы перегрев пара достигает более низкого уровня (250°C).

в) Станции с использованием физического тепла водяного и продувочного газов и теплотворной способности продувочного газа, оборудованные индивидуальными котлами-утилизаторами. Это — наиболее распространенный тип крупных станций водяного газа. Они работают на собственном паре низкого ($0,5\text{ ат}$) давления, перегретом до $380\text{--}420^\circ\text{C}$. Получаемый пар высокого ($17\text{--}19\text{ ат}$) давления, перегретый до 350°C , передается для использования вне станции.

Ниже схема этой станции рассматривается подробнее.

г) Станции с использованием физического тепла водяного

и продувочного газов и теплотворной способности продувочного газа, оборудованные групповыми котлами-утилизаторами и отдельными регенераторами (1 агрегат на 2 генератора).

Продувочный газ выходит из газогенератора с температурой $650\text{--}700^\circ\text{C}$. Газ поступает в регенератор, в котором охлаждается до $550\text{--}575^\circ\text{C}$, отдавая часть своего физического тепла насадке регенератора. Затем он направляется в топку котла-утилизатора для дожигания. В топке развивается температура около 1000°C . Образующийся в котле пар с давлением $17\text{--}19\text{ ат}$ и температурой 350°C направляется внешнему потребителю или используется (частично) для собственных турбовоздуходувок.

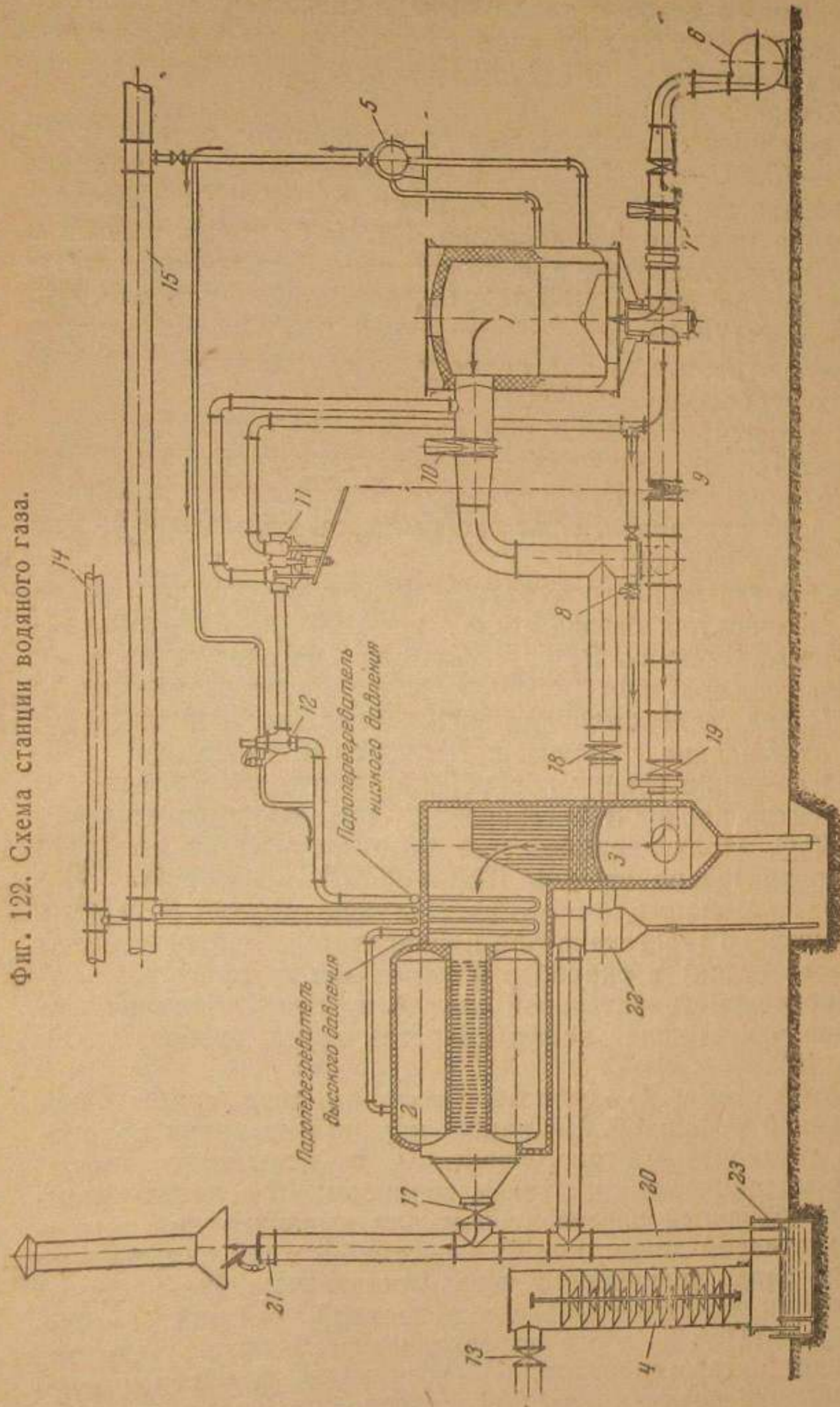
Для дутья применяется пар низкого ($0,5\text{ ат}$) давления, получаемый с пароводяных рубашек газогенераторов. При нехватке пара для дутья используется мятый пар собственных турбовоздуходувок, если они имеются, или мятый пар из других цехов завода.

Водяной газ нижнего парового дутья проходит последовательно регенератор, бывший перед этим под продувочным газом, и теплообменник. В теплообменнике за счет тепла водяного газа дутьевой пар (низкого давления) перегревается до 350°C . После теплообменника водяной газ поступает в скруббер на охлаждение и отсюда нагнетается в газгольдер.

При газовании сверху водяной пар перед поступлением в газогенератор проходит регенератор, где перегревается до $500\text{--}550^\circ\text{C}$. Получающийся при этом нижний водяной газ имеет сравнительно низкую ($350\text{--}400^\circ\text{C}$) температуру. Поэтому физическое тепло этого газа не используется и он через нижний штуцер газогенератора направляется непосредственно (или через стояк) в скруббер и далее — в газгольдер.

Наиболее употребительной схемой крупной станции водяного газа в настоящее время является схема, изображенная на фиг. 122.

На этой схеме: 1 — генератор водяного газа, снабженный пароводяной рубашкой. На наших крупных станциях водяного газа установлены газогенераторы с диаметром шахты 3,6 м, с механическим питанием топливом; 2 — котел-утилизатор, снабженный регенератором для выравнивания температур и камерой дожигания; 3; 4 — скруббер для охлаждения водяного газа, прошедшего котел-утилизатор; 5 — котелок-паросборник, соединенный с пароводяной рубашкой газогенераторов. Пар из этого котелка после перегрева в топке котла идет в газогенератор; 6 — воздуходувка, обеспечивающая давление воздуха до 1600 мм вод. ст. Воздух подается в газогенератор во время воздушного дутья и в камеру дожигания продувочного газа.



Фиг. 122. Схема станции водяного газа.

1 — генератор водяного газа; 2 — котел-утилизатор; 3 — регенеративная топка котла; 4 — скруббер Лими; 5 — котелок-паросборник; 6 — воздухоуловка; 7 — задвижка первичного воздуха; 8 — задвижка вторичного воздуха; 9 — задвижка «нижнего» газа; 10 — задвижка «верхнего» газа; 11 — трехходовой паровой кран; 12 — отсекающий паровой клапан; 13 — отсекающий паровой клапан; 14 — паропровод высокого давления; 15 — паропровод высокого давления; 16 — паропровод высокого давления; 17 — пароперегреватель высокого давления; 18 — пароперегреватель низкого давления; 19 — пароперегреватель низкого давления; 20 — стояк; 21 — горячий клапан; 22 — пылевой мешок; 23 — гидравлический затвор.

В схеме станции предусматриваются следующие задвижки и клапаны: 7 — задвижка первичного воздуха, т. е. воздуха, поступающего в газогенератор; 8 — задвижка вторичного воздуха, подаваемого в топку котла. Обе эти задвижки открыты во время воздушного дутья и закрыты во время газования; 9 — задвижка нижнего газа, т. е. водяного газа, получающегося при газовании сверху; 10 — задвижка верхнего газа, получающегося при газовании снизу; 11 — трехходовой кран на паре низкого давления. Он служит для переключения пара на нижнее и верхнее паровое дутье; 12 — отсекающий паровой клапан, служащий для полного отключения пара на время воздушного дутья; 13 — задвижка для отключения всей группы (установки) от коллектора водяного газа.

Номерами 14 и 15 обозначены паропровод высокого давления для передачи пара со станции на сторону и паропровод низкого давления для отработанного пара, поступающего на станцию со стороны для дутья.

16—19 — ручные задвижки неперiodического действия, служащие для отключения установки на случай ее остановки (17) или (18—19) для изменения потоков газа на длительное время. Например, при нормальной работе станции верхний водяной газ должен пройти через котел-утилизатор. При этом задвижка 18 должна быть постоянно закрыта, а задвижка 19 — постоянно открыта. Но в порядке эксплуатации может явиться необходимость потоку верхнего водяного газа временно дать направление мимо котла, непосредственно в холодильник. Тогда закрывают задвижку 19 и открывают задвижку 18 и ведут работу газогенератора при этом положении задвижек.

То же можно сказать про поток нижнего водяного газа. Путем соответствующего положения задвижек ему можно дать направление либо через котел-утилизатор, либо минуя его.

На представленной схеме показано положение периодически переключаемых задвижек (7, 8, 9 и 10) в момент подачи в газогенератор воздушного дутья (фаза I при шестиэтажном рабочем цикле). Стрелками показано направление потоков первичного и вторичного воздуха и продувочного газа.

При открытии задвижек 7 и 8 воздух устремляется частично под колосники газогенератора, частично для дожигания продувочного газа. Горячий (650—700° С) продувочный газ, пройдя открытую задвижку 10, вступает в нижнюю часть камеры 3, здесь перемешивается со вторичным воздухом и сгорает. Температура при этом достигает 1100° С.

Тепло дымовых газов расходуется на нагрев регенеративной насадки, на перегрев пара высокого (до 250° С) и низкого (до 420° С) давления и на парообразование в котле.

Дымовые газы покидают котел с температурой 330—350° С. Через дымовую трубу и открытый горячий клапан 21, они выбрасываются в атмосферу.

При нижнем паровом дутье (задвижки 7, 8, 9 закрыты) верхний водяной газ с температурой 600—650° С вступает в топку котла. За счет тепла, аккумулированного насадкой топки во время воздушного дутья, водяной газ нагревается до 800—820° С. Свое тепло водяной газ отдает пароперегревателям и котлу, охлаждаясь при этом до 200—250° С. Так как во время рассматриваемой фазы горячий клапан 21 закрыт, водяной газ по стояку 20, через гидравлик (с барботером) 23 направляется на окончательное охлаждение в скруббер 4. Отсюда охлажденный газ проходит в коллектор водяного газа и из коллектора в газгольдер.

Водяной газ верхнего дутья (нижний газ) при закрытой задвижке 10 и открытой задвижке 9 направляется тем же путем, что и газ нижнего дутья. Температура газа верхнего дутья: по выходе из генератора 350—400° С, после регенераторной насадки топки — 700° С, за котлом 200—220° С.

Спрашивается, в какой мере применение описанных схем использования отбросного тепла на станциях водяного газа позволяет повысить общетермический ($\eta_{об}$) к. п. д. процесса?

Выше (см. Возврат тепловых потерь) мы видели, что из всего отбросного тепла станций водяного газа в настоящее время полезно используется 28—30%. Если общее количество отбросного тепла по отношению ко всему теплу, внесенному в генератор, оценить в среднем в 35% (см. табл. 54),

Таблица 54

Примерное распределение отбросного тепла станций водяного газа по отдельным статьям баланса (при газификации кокса)

Показатели	В % от всего тепла, внесенного в генератор	В % ко всему отбросному теплу
Теплотворная способность продувочного газа	18,0	51
Физическое тепло сухого водяного газа	3,5	10
Физическое тепло сухого продувочного газа	6,0	18
Явное тепло влаги газа	2,5	7
Скрытое тепло влаги газа	5,0	14
Итого	35,0	100

то применение описанной схемы теплоиспользования позволяет повысить $\eta_{об}$ процесса газификации на

$$0,30 \cdot 0,35 \cdot 100 = 10\%.$$

η_m по тепловым балансам табл. 27 составляет 53—54%, считая по теплотворной способности водяного газа. С учетом указанных возвратов тепла, $\eta_{об}$ на современных крупных станциях составит, таким образом, 63—64%.

Недостаточное использование отбросного тепла на станциях водяного газа объясняется двумя причинами: низким потенциалом этого тепла и неравномерностью процесса во времени.

В среднем, по отдельным статьям отбросное тепло станций водяного газа распределяется так, как указано в табл. 54. Как видно из таблицы, значительную долю (14%) отбросного тепла составляет скрытое тепло содержащихся в газе водяных паров. Использовать это тепло в условиях станции затруднительно, хотя и возможно, например на подогрев воды для питания котлов. В настоящее время скрытое тепло не используется вовсе и пропадает в скруббере при охлаждении газа.

Неравномерность теплового потока во времени создает тяжелые термические условия для работы котлов-утилизаторов. Благодаря непостоянству теплового режима работы некоторые конструкции котлов оказались мало пригодными или вовсе непригодными для эксплуатации в условиях станций водяного газа. Так, например, газотрубные котлы (и вертикальные и горизонтальные) при дожигании газа дают течь в местах развальцовки труб. На многих наших станциях средней мощности, оборудованных подобными котлами, последние стоят в бездействии.

Водотрубные котлы оказались более пригодными для описываемых специфических условий работы.

Для наиболее полного и правильного решения задачи использования отбросного тепла станций водяного газа целесообразно: а) выравнивание температурного режима поступления тепла и работы котлов. В той или иной мере этого можно достичь путем соответствующего развития теплоаккумулирующей способности котла и предвключенного регенератора; б) раздельное использование тепла продувочного и водяного газов. При наличии на станции нескольких генераторов продувочные газы можно использовать в отдельной центральной котельной. Тепло водяного газа могло бы быть использовано при этом на самой станции для получения необходимого для процесса пара и перегрева его до возможно высокой температуры.

* *
*

Одной из важных особенностей станций водяного газа является наличие на них большого количества задвижек, служащих для переключения газовых потоков в системе газопроводов станции.

Задвижки работают в тяжелых термических условиях и, кроме того, вследствие частых переключений подвергаются постоянным механическим воздействиям.

А так как задвижки на станции водяного газа являются одним из самых ответственных элементов ее схемы, то к изготовлению их предъявляются очень высокие требования. Задвижки должны обладать высокой жароустойчивостью и механической прочностью. Они должны легко и быстро перекрываться и обеспечивать максимальную плотность при закрытии. Задвижки, работающие на газе, изготавливаются из жароупорного металла и, кроме того, имеют водяное охлаждение.

Другим важным обстоятельством является управление задвижками. Задвижки должны переключаться периодически и притом в строгой последовательности. От педантического выполнения этих требований зависят не только успех производства в отношении производительности и экономичности процесса, но и безопасность работы на станции. Серьезные аварии могут происходить от нарушения установленной последовательности переключения задвижек, от неполного их закрытия и т. д. При этом управление задвижками усложняется тем больше, чем сложнее технологическая схема станции и чем многофазнее рабочий цикл процесса газификации.

На мелких станциях водяного газа переключение задвижек осуществляется вручную. При этом используется механический или гидравлический приводы. На крупных станциях применяется автоматическое управление задвижками.

Для предупреждения нарушения последовательности переключения задвижек предусматривается их автоблокировка.

ГЛАВА ВОСЕМНАДЦАТАЯ

КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СТАНЦИЙ

64. Аппаратурный и лабораторный контроль работы газогенератора

Предметом контроля на газогенераторных станциях являются работа газогенераторов, очистной системы и устройств для утилизации тепла, а также состояние газопроводов.

Объектом контроля является также сырье, перерабатываемое станцией.

При организации контроля является важным выбор параметров, подлежащих контролю, и установление непрерывного или периодического наблюдения за контролируемым параметром.

Контролируемые параметры подбираются так, чтобы совокупность их давала полное представление о протекании процесса и работе аппаратуры.

Что касается непрерывности или периодичности контроля, то этот вопрос разрешается в зависимости от постоянства или изменчивости контролируемого параметра, от методики контроля, от легкости регулирования данного параметра и пр.

Нет нужды, например, очень часто контролировать содержание в топливе влаги и золы или содержание в газе смолы и пыли. Еще реже контролируется элементарный состав топлива. Эти параметры сравнительно мало изменяются во времени и, кроме того, сама методика их определения требует продолжительного времени.

На газогенераторных станциях, равно как и на заводах полукоксования и коксования, осуществляется три вида контроля: 1) аппаратурный, 2) лабораторный и 3) расчетный.

Различают также контроль непрерывный и периодический. Лабораторный и расчетный контроль по своей сущности является периодическим, аппаратурный контроль, за редким исключением, — непрерывным.

Аппаратурный контроль производится контрольно-измерительными приборами, устанавливаемыми непосредственно на газогенераторной станции.

Лабораторный контроль заключается, главным образом, в анализе проб топлива, газа, выгребов, уноса, смолы и т. д., производимом в цеховой или заводской лаборатории.

Расчетный контроль заключается в общей увязке показателей работы станции в целом с составлением материального и теплового балансов, с определением удельных выходов продуктов и расходных коэффициентов и с выводом к. п. д. газогенераторов и станций.

Основанием для расчетного контроля служат посменные журналы дежурных газовщиков, куда записываются все данные по контролю за смену; данные лаборатории и специальных испытаний газогенераторов.

В качестве контрольно-измерительной аппаратуры используются, в основном, нормальные тепловые контрольно-измерительные приборы.

Система измерений, проводимых на газогенераторе, имеет своей целью: дать газовщику возможность регулировать процесс газификации и позволить произвести количественный учет и качественную оценку производства.

Для этого проводится нижеследующая система измерений:

а) **Количество топлива.** Учет загружаемого в газогенератор топлива может быть произведен путем взвешивания, например, перед подачей его в бункеры. Иногда прибегают к более простому, но менее точному объемному методу. По количеству сработанных бункеров, зная их объем и насыпной вес топлива, можно судить о производительности по топливу газогенератора или станции.

Ту же задачу можно решить путем подсчета вагонеток угля, загружаемого в бункер, если предварительно определить вес содержимого одной вагонетки.

б) **Качество топлива.** Газогенераторные станции работают обычно на топливе постоянного происхождения и сорта. Поэтому можно считать, что элементарный состав топлива (т. е. содержание в нем С, Н, N, O) и теплотворная способность органической его части остаются неизменными. Нет необходимости, следовательно, часто производить элементарный анализ топлива и определять его теплотворную способность. Обычно эти данные можно почерпнуть из специальных справочников.

Наоборот, содержание в топливе влаги, золы и отчасти серы подвержено колебаниям

По указанным причинам на газогенераторных станциях ведется систематический контроль топлива на содержание в нем влаги и золы. Для этого отбираются средние пробы топлива по одной за смену, за сутки или за иной период, в зависимости от обстоятельств. Пробы отбираются из бункеров, загрузочных коробок или из вагонов, в которых доставлено топливо.

Анализ проб производится в лаборатории.

Кроме указанного, топливо контролируется также на содержание в нем мелочи. Этот контроль производится путем просеивания через сито с ячейкой размером, отвечающим нижнему пределу величины зерна топлива, потребляемого станцией.

в) **Количество газа.** Замер количества газа производится с помощью шайбы, устанавливаемой на прямолинейном участке газопровода, по которому протекает очищенный и охлажденный газ.

На станциях, работающих на антраците и коксе, шайбу можно установить для каждого газогенератора после скруббера и на сборном газопроводе к потребителю. На станциях, работающих на смолистых видах топлива шайба устанавливается на газопроводе очищенного газа.

На станциях горячего газа произвести непосредственный замер количества вырабатываемого газа невозможно.

В этом случае, как и в других аналогичных случаях, о количестве газа, вырабатываемого каждым газогенератором,

можно судить по количеству подаваемого под колосники воздуха.

Если в газе содержится $N_2\%$ азота и если пренебречь азотом, перешедшим в газ из топлива, то расход воздуха на 1 нм^3 газа будет равен:

$$v_{\text{возд}} = \frac{N_2}{79} \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Шайбу для измерения количества воздуха устанавливают на воздухопроводе, за воздушным шибером.

Показания микроманометра, присоединенного к шайбе, дают возможность обслуживающему персоналу регулировать количество газа, вырабатываемого газогенератором или станцией.

г) **Давление дутья.** Изменение производительности газогенератора достигается изменением количества воздуха, подаваемого под колосники. Но с изменением количества воздуха изменяется и давление его. Таким образом, давление воздуха под колосниками может служить косвенным показателем производительности газогенератора.

Давление воздуха измеряется U-образным манометром.

Повышение давления воздуха под колосниками может служить также показателем возрастания гидравлического сопротивления слоя топлива в газогенераторе. Последнее может произойти не только от увеличения количества воздуха, но при одном и том же или даже уменьшившемся количестве воздуха, от зашлакования генератора от поступления в него мелкого топлива, от чрезмерного повышения толщины слоя топлива.

д) **Количество пара.** Необходимый для газификации пар подается под колосники в смеси с воздухом. Количество пара в паровоздушной смеси зависит от ее температуры. Таким образом, по температуре и количеству паровоздушной смеси можно судить о количестве подаваемого под колосники пара.

Температура паровоздушной смеси измеряется ртутным термометром или термометром сопротивления.

При производстве водяного газа расход пара определяется дроссельным прибором, присоединенным к дифференциальному манометру.

е) **Температура газа.** Температура газа измеряется пирометром. Точка замера располагается на газосливе (в газотъемном штуцере).

Изменение температуры газа против ее нормального для данного случая уровня может быть вызвано изменением производительности газогенератора, высоты слоя топлива и шлаковой подушки, температуры паровоздушной смеси, наличием прогара.

ж) Давление газа. Давление газа замеряется U-образным манометром. Точка замера — в газосливе, в том же месте, где располагается точка замера температуры газа.

Изменение давления газа служит показанием изменения состояния слоя топлива и газопроводов или очистных устройств, а также изменения производительности газогенератора.

Разность давления дутья и газа служит показателем сопротивления слоя топлива.

Возрастание давления газа при неизменном сопротивлении слоя указывает на засорение уносом газопроводов или газоочистных устройств. При возрастании сопротивления слоя повышение давления газа указывает на увеличение производительности газогенератора.

Уменьшение давления газа при одновременном увеличении давления дутья свидетельствует о возросшем сопротивлении слоя топлива вследствие зашлакования, чрезмерного увеличения высоты слоя или поступления в генератор топлива с большим содержанием мелочи.

з) Качество газа. Качество газа характеризуется его составом и теплотворной способностью.

Важным показателем протекания процесса газификации и состояния слоя топлива является содержание в газе углекислоты.

Увеличение, против нормального, содержания в газе углекислоты показывает: а) при одновременном возрастании температуры газа — на наличие в слое прогара, на чрезмерное уменьшение высоты слоя вследствие пропуска загрузок топлива, на прекращение или сокращение подачи в газогенератор пара, на скопление большого количества золы и шлаков; б) при одновременном понижении температуры газа — на чрезмерное повышение высоты слоя, на ненормально высокое количество подаваемого пара, на сползание зоны газификации в гидравлический затвор вследствие излишне интенсивного шлакоудаления, на резкое сокращение поступления в газогенератор воздуха вследствие зашлакования колосников.

Содержание в газе углекислоты определяется на ручном газоанализаторе Орса. Одновременно с углекислотой на этом аппарате определяется и содержание кислорода.

Нормально в генераторных газах содержание кислорода составляет 0—0,3%. Увеличение этой цифры указывает на наличие в слое прогара или на сильное уменьшение высоты слоя топлива. В обоих случаях увеличение содержания в газе кислорода сопровождается повышением температуры газа.

Тщательный контроль газа на содержание в нем кислорода требуется при растопке газогенератора и выведении его на газ.

Содержание в газе углекислоты является очень важным параметром процесса газификации, почему определение его,

как и температуры и давления газа, должно производиться возможно чаще или даже непрерывно, помощью автоматических газоанализаторов.

Для суждения о качестве газа определения содержания в нем только углекислоты недостаточно. Необходимо знать также и содержание других компонентов: окиси углерода, водорода, метана и пр. Окись углерода и водород являются в основном продуктами процесса собственно газификации. Сведения о содержании их в газе помогают оценить процесс с точки зрения характера протекающих реакций и полноты использования пара.

Выполнение полного анализа газа на ручном газоанализаторе является трудоемкой работой. Поэтому, во-первых, такие анализы выполняются сравнительно редко (один анализ за смену) и, во-вторых, контролируется газ не с каждого газогенератора, а суммарный газ со всей станции.

Задача упрощается применением автоматических газоанализаторов типа дуплекс и триплекс, позволяющих определить содержание в газе CO_2 и $\text{CO} + \text{H}_2$ или CO_2 , CO и H_2 .

Недостатком такого рода аппаратов являются их высокая стоимость и необходимость квалифицированного обслуживания.

Другой показатель качества газа — теплотворная способность — либо подсчитывается по его составу, либо определяется в газовом калориметре.

Для практических целей в большинстве случаев довольствуются определением теплотворной способности газа по его составу. Там, где хорошо поставлен полный анализ газа, такой способ вполне приемлем.

Автоматический калориметр удобен тем, что дает непрерывные определения теплотворной способности газа, регистрируя их на особой диаграмме. Это дает возможность непрерывного контроля за качеством газа и позволяет своевременно принимать меры к исправлению нарушенного хода газогенератора.

и) Состояние зон в газогенераторе. Для наблюдения за состоянием слоя топлива периодически производится замер положения верхнего горизонта слоя и высоты отдельных зон. Оба этих замера производятся посредством специальных железных штанг, вводимых в газогенератор через шуровочные отверстия.

Замер положения верхнего горизонта слоя позволяет определить общую высоту слоя в газогенераторе и путем своевременной загрузки топлива поддерживать ее на постоянном уровне.

Замер зон производится следующим образом. Через все шуровочные отверстия одновременно или через каждое из

них последовательно в газогенератор вводится вертикально железная штанга такой длины, чтобы конец ее упирался в колосники. Продержав штангу в слое в течение 3—5 мин., ее извлекают из газогенератора. В разных своих частях штанга будет иметь различный накал.

Нижний конец штанги окажется темным и слабо нагретым. Длина этого участка штанги укажет на толщину шлаковой подушки.

За темным концом штанги следует раскаленная до красно-белого каления ее часть. Эта часть располагалась в самом горячем месте слоя, в зоне горения.

Выше яркокрасного участка расположится темнокрасная часть. В этом месте слоя температура ниже, чем в предыдущей зоне, но еще достаточно высока. Это — основная часть восстановительной зоны.

Над темнокрасным участком штанги располагается снова темный ее участок, иногда слегка покрытый смолой. Этот участок отвечает расположению зоны сухой перегонки топлива.

Длины отдельных участков штанги приблизительно характеризуют высоту отдельных зон в различных точках слоя топлива.

Сопоставление раскала отдельных штанг, извлеченных из различных шуровочных отверстий, дает картину расположения зон в слое, что, в свою очередь, позволяет судить о равномерности процесса газификации и шлакоудаления.

Замер зон производится 1—2 раза в смену.

к) Содержание горючих в шлаке (выгребе). Для контроля за величиной потерь горючего с выгребом от последнего периодически отбирается проба. После соответствующей разделки пробы от нее отбирается навеска, которая помещается в открытый тигель и прокаливается в муфеле. Потеря в весе после прокаливания, отнесенная к абсолютно сухой массе навески, принимается за углерод.

Пробы выгреба отбираются по одной за смену от каждого газогенератора.

Перечисленные измерения дают возможность полного контроля работы газогенератора. Показания контрольно-измерительных приборов позволяют обслуживающему персоналу следить за протеканием процесса газификации и регулировать его в соответствии с установленным режимом работы.

На каждом газогенераторе устанавливаются индивидуальные щиты, на которых монтируются измерительные приборы, необходимые газовщику для регулирования работы генераторов. В число этих приборов входят: 1) манометр для определения давления под колосниками; 2) манометр для определения давления газа; 3) указатель температуры паровоздуш-

ной смеси; 4) указатель температуры газа (гальванометр); 5) автоматический газоанализатор на углекислоту (редко); 6) указатель расхода воздуха или газа.

Показания этих приборов, как и все прочие данные замеров, занесаются газовщиком в особый журнал сменного мастера или в отдельные рапорты.

65. Контроль работы газоочистной и газопроводящей системы

а) Стояк и скруббер. Контролю подвергаются следующие параметры: температура и давление газа до и после стояка или скруббера и температура отработанной воды.

Температура газа является показателем степени охлаждения газа. Она регулируется количеством подаваемой на стояк или скруббер воды.

Разность давления газа на входе в скруббер и выходе из него показывает состояние насадки в отношении ее загрязнения.

б) Пылеуловитель. Показателем, характеризующим работу пылеуловителя, является его сопротивление. Последнее определяется разностью давлений газа, замеряемых до и после пылеуловителя.

Повышение сопротивления пылеуловителя при неизменной производительности указывает на переполнение его пылью.

в) Смолоуловитель. При всех системах смолоуловителей контролю подлежат: 1) температура газа до аппарата; 2) давление газа до и после аппарата.

Контроль работы смолоуловителя (степень очистки) производится в специальном испытании.

При работе с электрофильтрами контролю подлежит напряжение тока.

г) Газосос. Для контроля работы газососа измеряется давление газа до и после него и температура газа до него.

Мотор газососа снабжается амперметром.

д) Вентилятор. Регулирование давления воздуха в воздушном коллекторе осуществляется степенью открытия задвижки после вентилятора. Давление замеряется после задвижки.

Мотор вентилятора снабжается амперметром.

е) Газопроводы. Состояние газопроводов характеризуется их загрязненностью и герметичностью. Степень загрязнения выявляется сопротивлением, возрастающим с увеличением загрязнения. Давление газа в газопроводе измеряется манометрами, устанавливаемыми в начале и конце газопровода.

Температуры в рассмотренных здесь случаях измеряются

Таким образом, выход сухого газа может быть вычислен по формуле

$$v_z = \frac{N_m + N_s - N_c}{N_2} \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (72)$$

где N_m , N_s , N_c — соответственно количество азота в топливе, воздухе и смоле, выраженное в нм^3 .
 N_2 — содержание азота в газе в об. %.

Расход в газ отдельных элементов:

$$\begin{aligned} C &= 0,536 (\text{CO}_2 + 2C_m H_n + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 0,01 \cdot 328 = 60,45 \text{ кг} \\ H &= 0,899 (\text{H}_2\text{S} + 2C_m H_n + \text{H}_2 + 2\text{CH}_4) \cdot 0,01 \cdot 328 = 5,60 \text{ " } \\ O &= 1,429 (\text{CO}_2 + \text{O}_2 + 0,5\text{CO}) \cdot 0,01 \cdot 328 = 86,50 \text{ " } \\ S &= 1,429 \cdot \text{H}_2\text{S} \cdot 0,01 \cdot 328 = 1,41 \text{ " } \\ N &= 1,251 \cdot N_2 \cdot 0,01 \cdot 328 = 216,10 \text{ " } \end{aligned}$$

Здесь CO_2 , $C_m H_n$, CO и т. д. — содержание этих компонентов в газе в об. %.

б) Расход и степень разложения пара. Температура паровоздушной смеси 55°C . При этой температуре паронасыщения воздуха содержание паров воды в воздухе составляет 149 г на 1 м^3 сухого воздуха. Расход пара на 100 кг топлива, таким образом, составит:

$$0,149 \cdot 2,15 \cdot 100 = 32 \text{ кг.}$$

Количество разложенного пара можно определить по балансу кислорода или по балансу водорода. Воспользуемся для этого балансом кислорода.

Поступает в процесс кислорода (на 100 кг угля):

$$\begin{array}{ll} O_m & \text{— из топлива} & 9,00 \text{ кг} \\ O_a & \text{— из воздуха} & 215 \cdot 0,21 \cdot 1,429 = 64,50 \text{ " } \\ O_n & \text{— из разложенного пара} & x \text{ " } \\ \hline & \text{Всего} & \dots (73,50 + x) \text{ кг} \end{array}$$

Израсходовано кислорода:

$$\begin{array}{ll} O_z & \text{— на образование газа} & 86,50 \text{ кг} \\ O_c & \text{— на образование смолы} & \\ & & 0,0094 \cdot 328 \cdot 0,035 = 0,11 \text{ " } \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} O_{na} & \text{— на образование пирогенной воды (40\% от кислорода, содержащегося в топливе) —} & 9 \cdot 0,4 = 3,60 \text{ кг} \\ \hline & \text{Всего} & 90,21 \text{ кг} \end{array}$$

Количество кислорода из разложенного пара

$$x = 90,21 - 73,50 = 16,71 \text{ кг.}$$

Количество разложенного пара $(16,71:8) \cdot 9 = 18,78 \text{ кг}$.
Степень разложения пара

$$\frac{18,78 \cdot 100}{32} = 58,6\%.$$

В этом расчете: 1,429 — вес 1 нм^3 кислорода, $\text{кг}/\text{нм}^3$;
0,0094 — содержание смолы в газе, $\text{кг}/\text{нм}^3$
0,035 — содержание кислорода в смоле (3,5%).

Количество кислорода топлива, переходящего в пирогенную воду, колеблется от 40 до 50%. Для более старых углей и при этом газифицируемых в низком слое (слабо спекающиеся газовые угли) эта величина меньше, чем для молодых топлив (торфа, бурого угля).

Влагосодержание газа. В газ перейдут:

$$\begin{array}{ll} W_m & \text{— влага топлива} & 6,00 \text{ кг} \\ W_n & \text{— неразложенный пар:} & 32,00 - 18,78 = 13,22 \text{ " } \\ W_{na} & \text{— пирогенная вода:} & (3,60:8) \cdot 9 = 3,94 \text{ " } \\ \hline & & 23,16 \text{ кг} \end{array}$$

При выходе газа 328 $\text{нм}^3/100 \text{ кг}$ влагосодержание его составит:

$$23,16:328 = 0,071 \text{ кг}/\text{нм}^3.$$

в) Выходы шлака и уноса. Произвести более или менее точный учет шлаков и уноса практически оказывается затруднительным. Особенно трудно учесть количество уноса, теряющегося в отдельных элементах газопроводящей системы станции. Вследствие отсутствия достаточно надежной методики определения содержания уноса (пыли) в газе выходы уноса трудно определить и по содержанию его в газе.

В тех случаях, когда количество шлаков (выгреба) все же определить удастся, выход уноса можно определить из баланса углерода:

$$C_{\text{топлива}} = C_{\text{газ}} + C_{\text{смола}} + C_{\text{шлак}} + C_{\text{унос}}.$$

Если же этого сделать нельзя, количество шлака и уноса, состав которых известен, определяется решением двух уравнений с двумя неизвестными, представляющими собой баланс углерода и баланс золы топлива:

$$A_y \cdot Y + A_{ш} \cdot Ш = A_m \cdot 100, \quad (73)$$

$$C_y \cdot Y + C_{ш} \cdot Ш + C_c C_{см} + C_z \cdot Г = C_m \cdot 100, \quad (74)$$

где $A_y, A_{ш}, A_m$ — содержание золы соответственно в уносе, в шлаке, топливе, %;
 $У, Ш, C_{см}$ — количество уноса, шлака, смолы на 100 кг топлива;
 Γ — количество газа на 100 кг топлива, $нм^3$;
 $C_y, C_{ш}, C_c, C_m$ — содержание углерода в уносе, шлаке, смоле и топливе, %;
 C_g — содержание углерода в газе, $кг/нм^3$.

Подставляя в уравнения числовые значения букв и решая их относительно $У$ и $Ш$, получим:

$$У = 4,01 \text{ кг}; Ш = 10,67 \text{ кг}.$$

Для проверки правильности произведенных измерений (исходные величины) и точности вычислений составлен материальный баланс, приведенный в табл. 55.

Таблица 55

Материальный баланс процесса газификации каменного угля на смешанный генераторный газ (на 100 кг угля)

	W	A	S	C	H	N	O	Σ
<i>Приход</i>								
1. Топливо	6,00	10,00	1,77	67,85	4,28	1,10	9,00	100,00
2. Воздух	—	—	—	—	—	215,50	64,50	280,00
3. Пар:								
а) разложенный	—	—	—	—	2,07	—	16,71	18,78
б) неразложенный	13,22	—	—	—	—	—	—	13,22
Итого	19,22	10,00	1,77	67,85	6,35	216,60	90,21	412,00
<i>Расход</i>								
1. Газ сухой	—	—	1,41	60,45	5,60	216,30	86,50	370,26
2. Влага газа:								
а) из топлива	6,00	—	—	—	—	—	—	23,16
б) неразложенный пар	13,22	—	—	—	—	—	—	
в) пирогенная вода	—	—	—	—	0,34	—	3,60	
3. Смола	—	—	0,02	2,63	0,35	0,03	0,11	3,14
4. Шлак (выгреб)	—	9,24	0,15	1,28	—	—	—	10,67
5. Унос	—	0,76	0,05	3,20	—	—	—	4,01
	19,22	10,00	1,63	67,56	6,29	216,33	90,21	411,24
Невязка	—	—	+0,14	+0,29	+0,06	+0,27	—	+0,76
Баланс	19,22	10,00	1,77	67,85	6,35	216,60	90,21	412,00

Относительно большая (8,5%) невязка по сере объясняется, главным образом, неточностью и малым количеством определений содержания в газе сероводорода.

Невязки по главнейшим элементам — углероду, водороду и азоту — невелики. Они составляют всего 0,1—1,4% и произошли, в основном, за счет неточности вычислений. Измерения и анализы, произведенные при определении исходных данных материального баланса, можно, следовательно, считать вполне удовлетворительными.

В практике составления материальных балансов невязка баланса по отдельным (кроме серы) элементам больше 3% не допускается.

г) **Тепловой баланс.** О структуре теплового баланса говорилось выше («Смешанный генераторный газ»). Пользуясь данными материального баланса, рассчитывается тепловой баланс процесса.

Сводка теплового баланса приведена в табл. 56.

Таблица 56

Тепловой баланс процесса газификации каменного угля на смешанный генераторный газ (по высшему пределу)

	ккал	%
<i>Приход</i>		
1. Теплотворная способность топлива	659 400	96,5
2. Физическое тепло топлива	600	0,1
3. Физическое тепло пара	19 885	2,9
4. Физическое тепло воздуха	3 700	0,5
Итого	683 585	100,0
<i>Расход</i>		
1. Теплотворная способность сухого газа	490 032	71,7
2. Физическое тепло сухого газа	55 760	8,2
3. Физическое тепло влаги газа	19 339	2,8
4. Теплотворная способность смолы	31 482	4,6
5. Физическое тепло смолы	1 036	0,2
6. Теплотворная способность уноса	25 552	3,7
7. Физическое тепло уноса	722	0,1
8. Теплотворная способность шлака	10 368	1,5
9. Физическое тепло шлака	218	0,0
10. Парообразование в рубашке	21 350	3,1
11. Потери в окружающую среду и прочие потери и невязки	27 726	4,1
Итого	683 585	100,0

Коэффициент полезного действия:

$$\text{Термический } \eta_m = 71,7\%,$$

$$\text{Газификации } \eta_g = \frac{71,7 \cdot 100}{96,5} = 74,2\%.$$

В данном случае газ к потребителю поступает в горячем состоянии (станция горячего газа) и в топке используется, кроме теплотворной способности газа, также физическое тепло газа и все тепло смолы. Кроме того, полезно используется и пар, получаемый в пароводяной рубашке. С учетом этого общий к. п. д. процесса выразится величиной

$$\eta_{об} = 71,7 + 8,2 + 2,8 + 4,6 + 0,2 + 3,1 = 90,6\%.$$

ГЛАВА ДЕВЯТНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

67. Предпусковой и пусковой периоды станции. Розжиг газогенераторов

В жизни газогенераторной станции различают три периода: а) предпусковой; б) пусковой и в) период текущей эксплуатации.

Предпусковой период начинается с момента выхода станции из монтажа и продолжается до горячего опробования и пуска станции.

За это время все элементы станции подвергаются холодным испытаниям. Газогенератор, газоочистная аппаратура и газопроводы подвергаются испытанию на плотность, механизмы — на исправность работы, задвижки — на плотность и исправность действия, гидравлические затворы — на достаточность глубины, предохранительные клапаны — на плотность и исправность действия и т. д.

Все испытания производятся согласно соответствующим нормам, предписывающим методы испытания и указывающим на те требования, каким должен удовлетворять тот или иной элемент газогенераторной станции.

В этот же период заготавливается топливо, необходимое для дальнейших горячих испытаний и испытывается и приводится к готовности система углеподготовки и топливоподдачи.

После того, как убедятся, что отдельные аппараты, узлы и коммуникации станции и вся станция в целом вполне исправны и отвечают установленным нормам, приступают к пуску и горячему опробованию станции.

Пусковой период можно разбить на два этапа: а) горячее опробование станции и регулирование работы отдельных ее

звеньев (скрубберов, смолоочистителей, вентиляторов, газососов, водяного хозяйства, насосов и пр.) в их взаимной связи и б) вывод газогенераторов в нормальный для них (по проектам) режим работы с проведением полного теплотехнического их испытания.

В рассматриваемый период, следовательно, должны быть: а) проверена исправность работы в горячем состоянии генераторов, скрубберов, смолоочистителей, гидрозатворов, задвижек, вентиляторов и пр.; б) подобран соответствующий топливу и генератору режим газификации; в) определены в специальном испытании параметры газификации (т. е. производительность процесса, качество газа, потери горючего с выгребом и пр.).

В течение пускового периода, который продолжается обычно длительное время, производится обучение обслуживающего персонала, составляются должностные и предметные инструкции и разрабатываются формы отчетности по работе станции по сменам, суткам, месяцам, кварталам и году.

Обслуживающий персонал допускается к эксплуатационной работе на станции только по сдаче технического минимума, проверке знания инструкций и правил техники безопасности.

Эксплуатация газогенераторных станций складывается из выполнения следующих функций:

- 1) розжига газогенераторов;
- 2) ведения процесса газификации;
- 3) остановки газогенераторов и станции;
- 4) предупреждения аварий.

В дальнейшем имеется в виду розжиг газогенератора с вращающимися колосниками.

Перед розжигом газогенератор отключается от газового коллектора или скруббера. Задвижка на выхлопной трубе открыта. Верхний гидравлический затвор водой не залит. Залита пароводяная рубашка и отходящий к ней котелок.

Для предупреждения сгорания колосников и для создания лучших условий для равномерного распределения дутья по сечению шахты перед розжигом на колосники насыпают шлаковую подушку толщиной 100—150 мм. Шлак для подушки просеивают через сито с ячейкой 25×25 мм и на колосники загружают куски величиной не больше 50—75 мм.

На шлаковую подушку накладывается слой сухих дров. Дрова розжигают в нескольких точках, используя для этого легко горючие материалы (стружки, отработанные концы и пр.). Горение дров в описываемый момент происходит за счет воздуха, засасываемого выхлопной трубой через незалитый верхний гидравлический затвор.

По мере сгорания дров сверху через загрузочную короб-

ку или боковой смотровой лаз подбрасывают новые порции дров.

Сжигание ведут так и до тех пор, пока поверх шлаковой подушки не нагорит слой древесного угля, равномерный по толщине (150—200 мм), накалу и структуре.

После этого заливают гидрозатворы, дают вентилятором легкое дутье и загружают одну-две коробки топлива, на котором предполагается вести работу в дальнейшем. Следят, чтобы засыпанное топливо раскалялось равномерно по всему сечению шахты. В случае, если, вследствие дефектов загрузки, топливо рассыпается неравномерно по зеркалу горения, его выравнивают штангой, вводимой через шуровочные отверстия на крышке газогенератора.

По мере раскала топлива загружают новые его небольшие порции, все время стремясь получить равномерное зеркало горения. При накоплении таким образом слоя топлива в 150—200 мм в генератор дают пар, усиливают дутье и более интенсивно ведут загрузку топлива, с тем расчетом, чтобы на полную (1 000—1 500 мм) высоту слоя газогенератор вывести через 3—4 часа после начала загрузки топлива.

Следует заметить, что правильный розжиг газогенератора имеет существенное значение для дальнейшей нормальной работы последнего.

Одновременно с началом интенсивной загрузки топлива ведут систематический анализ газа на содержание в нем кислорода и углекислоты (по Орса). При содержании кислорода в газе 0,3—0,8% газогенератор включают в сеть.

Если газогенератор после включения в сеть должен работать под давлением, то при включении сначала открывают горячий клапан или гидрозатвор и, таким образом, присоединяют газогенератор к коллектору, и уже после этого закрывают задвижку на выхлопной трубе.

В случае же, если газогенератор будет работать под вакуумом (вакуум в газовом коллекторе), сначала выключают вентилятор, затем закрывают задвижку на выхлопной трубе и после этого открывают горячий клапан или гидрозатвор. При такой последовательности исключается возможность засоса воздуха в коллектор через открытую выхлопную трубу.

До сих пор предполагалось, что разожженный и выведенный на газ газогенератор включается в сеть, уже заполненную газом от других генераторов станции, т. е. что станция уже работала.

При пуске станции вновь описанные выше операции по включению генератора в сеть выполняются иначе.

При пуске станции один из газогенераторов включается в сеть с самого начала розжига. Получающиеся в начале дымовые газы пропускаются не в выхлопную трубу на генера-

торе, а в газоочистную и газопроводящую систему и отсюда в выхлопную трубу, расположенную в конце этой системы за пределами станции. Таким образом, воздух, находящийся в системе, будет постепенно вытесняться дымом, а дым по мере образования в генераторе газа будет вытеснен газом.

Другие газогенераторы, после розжига и выведения на газ будут включаться в сеть, как указано выше.

68. Ведение процесса газификации

Ведение процесса газификации заключается: а) в установлении и поддержании режима газификации; б) в согласовании работы газогенераторной станции с работой цехов-потребителей газа и регулировании работы газогенераторов; в) в обслуживании газогенераторов и других элементов станции.

а) Установление и поддержание режима газификации. Основными параметрами режима газификации являются: высота слоя топлива, напряжение поперечного сечения шахты (т. е. производительность процесса) и удельный расход пара. Остальные параметры — давление дутья, температура и давление газа, расход воздуха и пр. являются производными от режимных.

Из предыдущего известно, что высота слоя топлива в газогенераторе не является безразличной для результатов газификации и для обслуживания газогенератора. Для каждого вида топлива или, вернее будет сказать, для ряда групп, заключающих в себе однородные виды топлива, практикой устанавливается определенная оптимальная высота слоя. Так, например, для антрацитов и тощих каменных углей она установлена в 800—1 000 мм. Повышение высоты слоя сверх указанной величины бесполезно с точки зрения процесса газификации и вредно в силу большей затруднительности обслуживания высокого слоя и возрастания его сопротивления.

Недопустимо также и снижение нормальной высоты слоя. При чрезмерно низком слое также затрудняется его обслуживание и нарушается нормальное течение генераторного процесса (плохая подготовка топлива, быстрое прогорание и пр.).

В тех случаях, когда станции приходится переходить на новый вид топлива, высота слоя устанавливается опытным путем в специальном испытании.

Контроль высоты слоя топлива осуществляется путем замера положения верхнего горизонта слоя посредством короткой железной штанги, вводимой в генератор через шуровочные отверстия. Одновременно измеряется и высота слоя

шлака длиной штангой, пропускаемой через всю толщину слоя (см. выше о контроле зон).

Поддержание высоты слоя на постоянном заданном уровне достигается регулярной загрузкой топлива и своевременным удалением золы и шлака.

Второй параметр режима — напряжение поперечного сечения шахты — является показателем производительности отдельных газогенераторов. Оптимальная величина напряжения устанавливается либо при проектировании станции, либо путем специальных испытаний. В нашей практике следует отметить чрезвычайно большое влияние, которое оказало на величину норм напряжения стахановское движение. В результате этого движения существовавшие ранее нормы напряжения оказались превышенными в полтора и более раза.

Этот успех был достигнут благодаря хорошей подготовке топлива, внимательному обслуживанию газогенераторов и постоянному контролю производства.

В порядке повседневной эксплуатации газогенераторов напряжение поперечного сечения шахты, в противоположность высоте слоя, не может оставаться постоянным. Оно колеблется в зависимости от колебания в расходе газа станцией, которое связано с требованием цехов-потребителей газа.

В зависимости от колебаний в расходе газа регулирование общей производительности станции производится либо путем изменения напряжения сечения отдельных газогенераторов, либо выключением или включением газогенераторов. На время ночных смен, например, когда потребление газа может резко сократиться, удобнее полностью выключить один или несколько газогенераторов, сохранив нормальное напряжение оставшихся. Наоборот, незначительные колебания в расходе газа в течение смены удобнее регулировать путем изменения напряжения газогенераторов.

Третий режимный параметр — удельный расход пара. Вообще говоря, расход пара при газификации того или иного сорта или вида топлива в известных пределах может колебаться. Так, мы говорим о холодном и горячем режиме газификации одного и того же топлива. Однако, если для данной станции паровой режим установлен, поддержание его и регулирование в процессе эксплуатации являются обязательными, так как даже небольшое изменение в паровом режиме может вызвать значительные колебания в составе газа, что может осложнить ведение режима сжигания газа в топках потребителей.

Удельный расход пара регулируется температурой паровоздушной смеси. При указанном выше неизбежном колебании производительности газогенераторов и, следовательно, расхода воздуха, должно соответственно регулироваться и ко-

личество расходуемого пара. При наличии автоматического регулятора температуры паровоздушной смеси поддержание соответствия между количеством воздуха и пара осуществляется автоматически. При отсутствии такого регулятора это производится путем регулирования паровым вентилем вручную.

б) Согласование работы газогенераторной станции с работой цехов потребителей газа. Как правило, газогенераторная станция организационно связана с цехами-потребителями газа. Поэтому работа станции полностью зависит от работы цехов. Для нормальной организации производственной работы станции необходим более или менее жесткий график производства газа, отражающий ход изменения расхода газа по сменам, суткам и в течение года. Такой график необходим станции, во-первых, для регулирования работы станции в течение смены и суток; во-вторых, для общего планирования ремонтов, переделок, заготовки топлива, отпусков обслуживающего персонала и пр.

в) Обслуживание газогенераторов и пр. Строгое поддержание заданных параметров режима газификации ни в какой мере не гарантирует еще нормальных результативных показателей газификации. Последние зависят еще и от состояния слоя топлива, состояния и работы газопроводов, скрубберов и прочей аппаратуры.

Обслуживание газогенератора заключается в поддержании нормального его хода, обеспечивающего получение нормальных показателей газификации. Суждение о нормальности или ненормальности хода генератора составляется на основании наблюдения за показанием контрольно-измерительной аппаратуры, а также глазомерными наблюдениями.

Основное в обслуживании газогенераторов — это предупреждение расстройства процесса путем соответствующего его регулирования.

При начинающемся расстройстве процесса необходимо: во-время заметить это расстройство, выявить его причины, выбрать нужные средства для исправления нарушенного процесса и быстро и правильно применить эти средства.

О причинах начинающегося расстройства хода газогенератора судят не по отдельным изолированным показателям процесса, а по совокупности их.

Например, повышение температуры газа в газосливе против нормального уровня указывает на начало развития каких-то нарушений процесса. По одной температуре газа заключить о причинах этого нарушения нельзя, так как такими могут быть: резкое снижение слоя в генераторе, чрезмерное повышение шлаковой подушки, прогар в слое, резкое

снижение температуры паровоздушной смеси, повышение производительности процесса.

Очевидно, что для заключения о причинах повышения температуры газа можно дать только по исследовании состояния слоя (замер зон, наблюдение на-глаз), температуры паросмеси и производительности генератора (по давлению дутья, по расходу воздуха).

В рассматриваемом нами случае повышение температуры газа, являющееся показателем нарушения установленного режима газификации, может быть истолковано и как улучшение процесса вообще. В самом деле, если при повышении температуры газа газоанализатор показывает одновременное понижение содержания в газе углекислоты, то значит, что процесс, вообще говоря, улучшился. Очевидно, что вследствие повышения температуры слоя улучшилось восстановление углекислоты.

Таким образом, факт снижения содержания в газе углекислоты в данном случае исключает нарушение структуры и толщины слоя топлива из числа причин, вызвавших повышение температуры газа. При таком нарушении одновременно с повышением температуры газа должно было бы возрасти и содержание в газе углекислоты.

Следует, однако, заметить, что это улучшение процесса, вызванное, следовательно, повышением производительности или снижением температуры паросмеси, может оказаться опасным в отношении зашлакования генератора. Поэтому с точки зрения установленного нормального режима газификации оно может оказаться нецелесообразным и подлежащим устранению. Газогенератор должен быть возвращен к процессу, может быть, менее эффективному, зато более надежному в условиях обычной продолжительной эксплуатации.

Из приведенного примера видно, как важен в практике анализ показателей процесса газификации в их совокупности и как важна оценка того или иного создавшегося положения с точки зрения интересов продолжительной устойчивости эксплуатации газогенераторов.

Ликвидация причин, вызвавших нарушение хода газогенератора, должна следовать сейчас же, как только эти причины установлены.

В случае нарушения структуры слоя (высокая шлаковая подушка, перекося зон, прогары) принимают меры к удалению из генератора излишков шлака, к расшуровке прогаров, сбиванию шлаков и пр. Прогары являются одним из трудно ликвидируемых нарушений структуры слоя.

Лучшие меры борьбы с прогарами — это недопущение их. В качестве профилактических мер против прогаров являются: применение хорошо отсортированного и равномерного по

составу топлива; при неравномерном распределении топлива при загрузке по сечению шахты выравнивание загрузки штангой вручную, своевременное и равномерное удаление золы и шлака; своевременное и тщательное сбивание со стенок шахты шлаковых комьев.

Важной операцией в обслуживании газогенераторов является шуровка слоя. Необходимость ее вызывается образованием и привариванием к кирпичной стенке шахты шлаков и спеканием угля в верхних горизонтах слоя.

При шуровке комья шлака сбиваются со стенок шахты и разрушаются ударами железного лома, вводимого в шахту через шуровочные отверстия. Разрушение коксовых корок, образующихся при газификации спекающихся углей, производится короткой штангой (поверхностная шуровка).

Одним из признаков шлакования газогенератора или образования коксовых корок является повышение гидравлического сопротивления слоя.

Возрастание разности давлений газа в газосливе и дутья под колосниками при неизменном или уменьшающемся количестве подаваемого воздуха указывает на возрастание сопротивления слоя. Последнее, кроме зашлакования и образования коксовых корок, может быть вызвано также чрезмерным повышением высоты слоя и загрузкой в генератор топлива с большим содержанием мелочи и пыли.

В порядке обслуживания станции производится постоянное наблюдение за состоянием газопроводов и аппаратуры для охлаждения и очистки газа и машин для транспорта газа и подачи воздуха.

Газопроводы и аппаратура для очистки и охлаждения газа подвержены засорению пылью и смолой. Требуется периодическая их очистка. Пылеуловители и пылевые мешки на газовых коллекторах очищаются от пыли ежедневно без исключения. Чистка газопроводов, скрубберов, коллекторов производится при остановке отдельных групп или всей станции.

Состояние отдельных элементов газопроводящей системы станции в отношении их засоренности определяется по тому сопротивлению, которое они оказывают прохождению газа.

Возрастанию засорения сопутствует повышение давления газа. Помимо того, что это ведет к усиленному газовыделению в рабочее помещение, отравляя атмосферу этих помещений, с повышением давления снижается производительность газогенераторов и повышается расход энергии на нагнетание воздуха и передачу газа.

Скрубберы, если они работают на смолистом газе, при очистке продуваются паром. Разогревающаяся при этом смола легче стекает с насадки скруббера.

Обслуживание газогенераторов и станции сопровождается непрерывным наблюдением за показаниями контрольно-измерительных приборов. Периодически (один раз в час, в полчаса) показания приборов записываются в специальные журналы (рапорты) сменных газовщиков и мастеров. Сюда же вписываются сведения о расходе топлива и материалов, о состоянии генераторов и аппаратов, если это состояние является необычным, и о всех событиях, имеющих отношение к работе станции (об авариях, чистках и пр.). Журналы служат материалом для повседневного контроля за работой станции и для составления месячных, квартальных и годовых отчетов.

69. Остановка газогенераторов и газогенераторной станции

В процессе эксплуатации газогенераторных станций неизбежны остановки отдельных газогенераторов и всей станции. Различают остановки предусмотренные и внезапные, кратковременные и длительные.

Типичной кратковременной предусмотренной остановкой является остановка газогенератора на время ночной смены, когда резко сокращается потребление газа. Иногда на ночь останавливается и вся станция (например, для чистки и прожига газопроводов и пр.). Длительные остановки газогенераторов и станции предусматриваются графиком ремонта генераторов и других элементов станции.

Остановки внезапные являются следствием наступившего аварийного состояния газогенератора или станции в целом. Причинами непредусмотренной внезапной остановки отдельного газогенератора могут быть: обрыв горячего клапана или обвал футеровки в пылеуловителе (на станциях горячего газа), зашлакование газогенератора, поломка золоудаляющего или углеподающего механизмов и пр.

Типичными причинами внезапной остановки всей станции являются: прекращение подачи на станцию электроток, питающего моторы станции; взрывы газа в тех или иных точках газовой коммуникации; аварии у потребителя газа и т. д.

Продолжительность внезапных остановок газогенераторов или станции неопределенна, так как зависит от характера и серьезности аварии, объема разрушений и пр.

При хорошо организованной работе газогенераторной станции и внимательном обслуживании газогенераторов, скрубберов и пр. аварии на станции случаются редко. Наиболее часто повторяющаяся авария — это прекращение подачи тока.

Вызванная той или иной причиной остановка газогенератора или всей станции в целом ведет к резкому нарушению

гидродинамического режима системы станции. Эти нарушения могут вызвать изменение движения газа или воздуха в нежелательном направлении, следствием чего может быть образование взрывчатой газовой смеси.

Так, например, при остановке вентилятора давление газа в газогенераторе может оказаться более высоким, чем давление воздуха в дутьевой камере. В результате газ проникнет в дутьевую камеру и далее в воздухопровод и образует там взрывчатую газозвушную смесь. Эта смесь может быть подожжена раскаленным углем, находящимся в газогенераторе, что неизбежно приведет к взрыву и разрушению дутьевой камеры, воздухопроводов и иногда — вентиляторов.

Другой пример. Газопроводы, скрубберы и другие емкости после остановки станции заполнены газом. При остывании содержащегося в них газа и конденсации водяных паров газопроводы и скрубберы могут оказаться под вакуумом. Через неплотности в систему может подсосаться воздух и с газом образовать взрывчатую смесь. При пуске станции вновь эта смесь попадает в топку потребителя, где, будучи подожжена, взорвется.

Уже из этих двух примеров видно, в какой последовательности следует переключить задвижки и клапаны при остановке генераторов и станции и какие мероприятия проводить, чтобы избежать образования взрывчатой смеси и последующего взрыва.

При выключении отдельных газогенераторов, работающих под положительным давлением, сначала снижают до минимума давление под колосниками, затем открывают задвижку на выхлопной трубе у генератора и, наконец, отключают генератор от коллектора или от скруббера (в зависимости от схемы станции). После этого полностью выключают дутье, оставляя генератор под слабой тягой выхлопной трубы.

При остановке на короткое время (на ночь) всей станции выключают последовательно все генераторы, как указано выше. Всю систему (газопроводы, скрубберы и т. д.) освобождают от газа путем продувки ее паром. Пар и газ при этом выпускают через выхлопную трубу у потребителя. При соблюдении известных предосторожностей продувку можно произвести и воздухом.

В тех случаях, когда предполагается газогенератор остановить на длительное время (на ремонт и пр.), после отключения от коллектора или скруббера генератор ставят под выгрузку от топлива. Иногда перед выгрузкой топливо тушится паром. Так как на тушение паром требуется много времени (5—6 час.), чаще топливо выгружают горячим, заливая его водой на полу помещения.

Таким же порядком отключаются и разгружаются газо-

генераторы при остановке всей станции. При этом остается неотключенным один газогенератор, который ведется на прогар, т. е. до получения дыма. По заполнении газопроводов и аппаратов дымом выключается и этот последний газогенератор.

При внезапных остановках отдельных газогенераторов сообщают генератор с атмосферой и отсекают его от коллектора путем закрытия горячего клапана, задвижки или гидрозатвора. Немедленно после этого или одновременно с этим принимаются меры к поддержанию положительного давления под колосниками, пока не установится тяга выхлопной трубой.

При внезапной остановке всей станции указанным способом поступают со всеми генераторами. Если такая остановка вызвана взрывом в газопроводах или аппаратах, разрушенный участок системы немедленно изолируют путем перекрытия задвижек или клапанов до и после места разрушения. Одновременно принимаются меры к интенсивной вентиляции рабочего помещения.

70. Техника безопасности

Характерными опасностями при производстве всех видов горючих газов являются: отравляющее действие окиси углерода, взрываемость смеси газа и воздуха и воспламеняемость газа.

По существующим нормам органов охраны труда содержание окиси углерода в воздухе рабочих помещений не должно превышать 0,03 мг/л. Более высокие концентрации окиси углерода в воздухе приводят к отравлению обслуживающего персонала.

Взрываемость смеси газа и воздуха может быть причиной разрушения газопроводов и аппаратов газогенераторных станций, а также увечий и гибели работающих на станции. Происходящее при взрывах нарушение плотности или целостности газопроводящей системы может привести к загазовыванию рабочего помещения и отравлению персонала.

О причинах и возможных случаях смещения газа и воздуха говорилось выше. Здесь отметим, что взрываемость газозооушной смеси возможна только при условии, если концентрация газа в смеси не превышает или не снижается ниже определенного предела. Эти низший и высший пределы объемной концентрации газа в смеси различны для разных газов. Так, для водорода они составляют соответственно 4,1 и 74,0%. Это значит, что смесь, содержащая водорода меньше 4,1% и больше 74%, не взрывоопасна. Для окиси углерода эти цифры составляют 12,4 и 75,0%, для метана 2,5 и 81,0%, этилена 3,0 и 34,0%.

Для газовой смеси предел (низший или высший) взрываемости определяется из формулы.

$$z = \frac{100}{\frac{CO}{a} + \frac{H_2}{b} + \frac{CH_4}{c} + \frac{C_2H_4}{d}}, \quad (75)$$

где z — предел взрываемости смеси, %;
CO, H₂, CH₄, C₂H₄ — содержание горючих компонентов в газовой смеси, %;

a, b, c, d — предел взрываемости соответствующего компонента.

Пределы взрываемости расширяются при наличии в газе пыли или водяных паров.

Воспламеняемость газа и в связи с этим возможность ожогов обслуживающего персонала возможны при открывании шуровочных отверстий и боковых люков при чистке или разгрузке газогенераторов. Ожоги возможны также при чистке и прожигании газопроводов.

Техника безопасности включает в себе совокупность правил эксплуатации газогенераторной станции, предупреждающих наступление опасных положений на станции.

Так как вероятность таких положений в основном зависит от того, насколько обслуживающий персонал сведущ в порученной ему работе, от всякого допускаемого к работе на газогенераторной станции требуется знание техминимума, должностной инструкции, правил техники безопасности и правил оказания первой помощи пострадавшим от отравления или ожогов.

В отношении предупреждения отравления правила техники безопасности предписывают нижеследующие мероприятия.

Газогенератор и вся система аппаратов и газопроводов должны быть абсолютно плотны. Появляющиеся неплотности должны немедленно заделываться.

Шуровочные отверстия должны быть снабжены паровыми завесами, которые должны обязательно включаться при открывании отверстий для шуровки и замера зон.

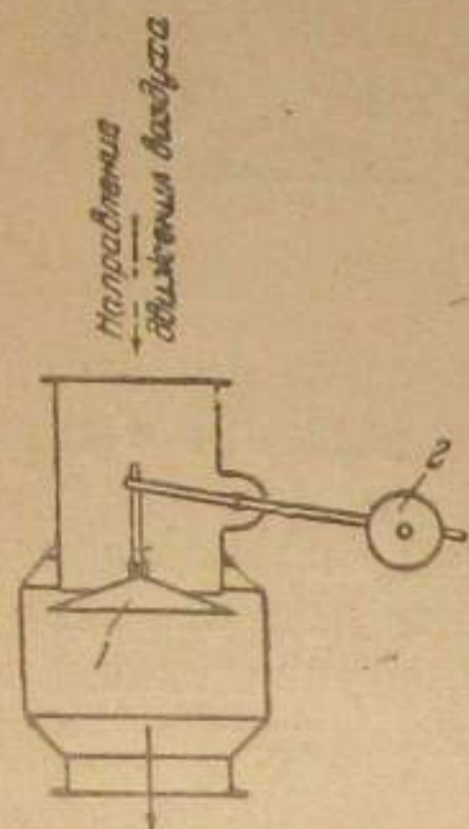
Для предупреждения проникновения газа из механического питателя в бункер на тееке последнего должен быть установлен местный отсос газа.

Работы внутри бункеров, скрубберов, газопроводов и прочих устройств, куда может проникнуть газ, производятся с обязательным соблюдением правил «Проведения газоопасных работ».

Газогенераторное, газоочистное и бункерное помещения должны быть оборудованы вентиляцией.

На обслуживающий персонал возлагается обязанность постоянного наблюдения за плотностью задвижек, клапанов и гидравлических затворов.

В отношении предупреждения образования взрывчатой смеси правила техники безопасности предписывают выполнение тех мер предосторожности при заполнении газом газопроводящей системы и при опорожнении ее от газа, о которых говорилось выше в главах о включении и остановке газогенераторов. Основное здесь — абсолютная плотность системы и недопущение образования в системе вакуума (кроме тех случаев, когда станция спроектирована для работы под вакуумом).

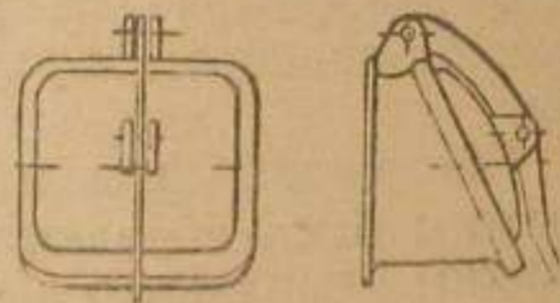


Фиг. 123. Обратный клапан на воздухопроводе.

В целях предупреждения проникновения газа в воздухопровод при внезапном снижении давления под колосниками на воздухопроводе, в точке, ближайшей к дутьевой камере, предписывается установка обратного клапана. Одна из конструкций такого клапана представлена на фиг. 123. Тарелка 1 закрывает отверстие трубы, по которой воздух направляется в дутьевую камеру. Груз 2 устанавливается таким образом, чтобы давление воздуха легко преодолевало сопротивление тарелки. В случае остановки вентилятора и падения давления под колосниками тарелка будет прижата к устью трубы и проникший в дутьевую камеру газ попасть в воздухопровод не может.

При пуске вентилятора, перед включением генераторов, воздухопровод должен быть продут. Продукты продувки выпускаются в атмосферу через выхлопную трубу, установленную в торце воздухопровода.

Для предупреждения разрушений от взрывов в отдельных точках газопроводящей системы устанавливаются так называемые взрывные клапаны. Конструкции этих клапанов разнообразны. Наиболее простой из них является конструкция, изображенная на фиг. 124. Подобные клапаны устанавливаются в торцах и на поворотах газопроводов, на скрубберах и других аппаратах. Действие их основано на том, что в случае взрыва продукты взрыва, надавливая на клапан, открывают его и выходят наружу, теряя энергию давления.



Фиг. 124. Взрывной клапан

Иногда для создания плотности клапана просвет его закрывается тонким металлическим или картонным диском, зажатым между фланцами корпуса клапана и седла крышки. При взрыве такая диафрагма прорывается.

Чтобы исключить возможность взрыва в электрофильтре, последний всегда держат под давлением. Для предупреждения образования в нем вакуума и подсоса в него воздуха устанавливается реле давления, предназначенное для автоматического снятия напряжения при снижении давления ниже определенного предела.

Что касается опасностей, связанных с воспламенением газа, то таковые устраняются путем применения тех или иных мер предосторожности. Так, при открывании боковых лазов необходимо снизить давление в генераторе до минимума, дверцу лаза открывать медленно, дав спокойно загореться газу; при наблюдении за слоем через шуровочные отверстия глаза следует защищать очками.

ГЛАВА ДВАДЦАТАЯ

ЭЛЕМЕНТЫ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА ЗАВОДОВ

Наиболее крупное и сложное газовое хозяйство имеют металлургические комбинаты. В состав такого хозяйства помимо самих газопроизводящих агрегатов (доменных печей, коксовых печей и газогенераторов) и газоочистной системы входят следующие наиболее важные элементы.

а) Устройства для хранения, подготовки, подачи и распределения топлива. Сюда относятся: аварийный склад топлива, приспособления для сортировки топлива, транспортные средства для передачи топлива к месту переработки.

б) Устройства для подачи дутья и газа.

в) Газопроводы.

г) Газгольдеры.

д) Газосмесительные и газоповысительные станции.

е) Смоло-водяное хозяйство.

71. Аварийный склад топлива.

В нормальных условиях эксплуатации газогенераторная станция должна работать на сортированном топливе. Только при этих условиях можно рассчитывать на хорошую производительность станции и нормальное качество газа.

На случай возможных перебоев в регулярной доставке топлива на станцию на последней должен создаваться некоторый аварийный запас топлива.

Величина аварийного запаса определяется двумя факторами: способностью топлива к продолжительному хранению

на аварийном складе и предполагаемой максимальной продолжительностью вероятного перерыва в доставке топлива. Такие топлива, как древесина, антрацит, кокс и др., могут лежать в штабелях на складе сколь угодно продолжительное время без видимого изменения их свойств и качества.

Наоборот, каменные и бурые угли при продолжительном лежании в штабелях подвергаются выветриванию, а иногда и самовозгоранию. Качество угля при этом резко снижается: уголь превращается в мелочь и пыль, его теплотворная способность снижается.

Вопрос о продолжительности вероятного перерыва в доставке топлива решается в зависимости от конкретных условий доставки топлива с места добычи на станцию. Вероятность перебоев в доставке топлива на станцию возрастает с увеличением расстояния станции от места добычи. Чем дальше станция находится от места добычи топлива, тем на большее число суток создается аварийный запас его.

Если суточную потребность станции в топливе обозначить через B , а число суток запаса через a , то аварийный запас топлива на складе должен составить:

$$R = B \cdot a \text{ тонн.}$$

Если при этом максимальная продолжительность лежания в штабеле, допустимая для данного топлива, составляет b суток, то, очевидно, каждые сутки нужно обновлять на складе

$$\frac{B \cdot a}{b} \text{ т топлива.}$$

Обновление складских запасов осуществляется таким образом, что указанное количество топлива ежедневно отправляется со склада на станцию, а вместо него на склад поступает такое же количество свежего топлива. Через b суток топливо на складе полностью обновится.

По смыслу изложенного очевидно, что величина a не может быть больше b .

Если $b = \infty$ (для антрацитов, кокса), величина $\frac{B \cdot a}{b}$ превращается в нуль, т. е. необходимость обновления топлива отсутствует.

Топливо поступает на станцию, как правило, сортированным. Однако, в процессе перевозки, перегрузки и транспортировки к бункерам топливо (особенно рыхлое, например бурые угли) частично разрушается, в результате чего в нем образуется много мелочи. Так возникает необходимость в дополнительном грохочении топлива перед подачей его в бункеры. Сита для отсеивания мелочи в этом случае располагаются обычно на пути следования топлива к бункерам в непосредственной близости к последним.

При организации указанного дополнительного грохочения и установлении предельной величины зерна отсеиваемой мелочи необходимо считаться с наличием потребителя на эту мелочь. Пусть, например, на газогенераторную станцию поступает бурый уголь сорта 20—40 мм. В результате перевозки и перегрузки вследствие разрушения угля в этом сорте образуется, допустим, 15% мелочи ниже 20 мм. С точки зрения интересов газификации целесообразно установить грохот с ячейкой в 20 мм и отсеять всю мелочь 0—20 мм. Однако, на заводе может не оказаться потребителя на все количество отсеиваемой мелочи 0—20 мм. Тогда, очевидно, придется ограничиться отсеиванием меньшего количества мелочи, устанавливая для этого грохоты с ячейкой не в 20 мм, а меньшего размера, в газогенераторы же подавать менее тщательно подготовленное топливо.

При наличии на заводе крупных котельных вопрос о ликвидации получающегося на газогенераторной станции отсева решается использованием отсева в этих котельных.

Для перегрузки топлива, сортировки и транспорта его к газогенераторам применяется типовое оборудование: перегрузочные краны, скреперы, транспортеры и пр.

Топливные склады коксового и доменного цехов и подготовка топлива перед подачей его в коксовые печи и домы имеют некоторые специфические особенности, обусловленные технологией этих производств.

72. Подача дутья и газа

Количество воздуха, подаваемого под колосники газогенераторов, зависит от производительности станции.

Если обозначить: через B — часовой расход станцией топлива, кг; v_2 — выход сухого газа из 1 кг топлива, $\text{н.м}^3/\text{кг}$; N_2 — содержание азота в сухом газе, об. %; N_m — содержание азота в топливе, вес. %, то часовое количество воздуха E , необходимого для газификации, определится из выражения

$$E = \frac{Bv_2(1,25 N_2 - N_m)}{1,25 \cdot 79} \text{ н.м}^3/\text{час.} \quad (76)$$

При расчете мощности воздуходувных средств к вычисленному указанным способом количеству воздуха прибавляют 15—20% на утечки.

В качестве воздуходувных средств применяются обычно центробежные вентиляторы и воздуходувки.

Вентилятор или иной прибор для нагнетания под колосники воздуха должен располагать напором, не меньшим, чем сумма

$$H_c + H_{об} + H_z,$$

где H_c и $H_{об}$ — гидравлическое сопротивление слоя топлива и системы газопроводов;
 H_2 — давление газа, необходимое для нормальной работы горелок у потребителя.

Гидравлическое сопротивление системы $H_{об}$ определяется способами, описанными ниже, необходимым же для горелок давление H_2 обычно бывает заданным. Что же касается сопротивления слоя топлива H_c , то оно зависит от высоты слоя, характера топлива и производительности и режима процесса газификации. Сколько-нибудь надежных способов расчета этой величины нет. В необходимых случаях ее подбирают по эмпирическим данным. В табл. 57 приводятся приблизительные данные о гидравлическом сопротивлении слоя для некоторых видов топлива, полученные в отдельных случаях работы газогенераторов.

Таблица 57

Гидравлическое сопротивление слоя топлива

Вид топлива	Тип колосников	Напряжение сечения шахты, кг/м ² час	Высота слоя, мм	Сопротивление слоя, мм вод. ст.
Торф	Т	244	7 000	80
	Т	288	7 000	162
	Т	271	7 000	167
	Т	254	7 000	125
Челябинский бурый уголь:				
а) зерно 35—150 мм	Т	212	2 600	146
б) зерно 10—50 мм	Т	212	2 600	208
Антрацит	Д	128	1 000	160
	Д	140	1 000	185
	Д	165	1 000	191
	Д	214	1 000	350

Сумма $H_{об} + H_2$ определяет собой величину давления под крышкой газогенератора (подпор газа). Она не должна быть большой, так как наличие высокого давления газа под крышкой ведет к усиленному газовыделению в рабочее помещение через шуровочные отверстия при их открывании и через всякие неплотности в загрузочных (особенно механических) устройствах. Поэтому давление под крышкой газогенератора даже в 50—60 мм вод. ст. считается уже недопустимым. В практике, вследствие засорения газопроводов,

оно иногда поднимается до 80—100 мм вод. ст., что сильно затрудняет или делает невозможным обслуживание газогенераторов и требует принятия немедленных мер по очистке газопроводов.

Во многих случаях, например при наличии аппаратуры для охлаждения и очистки газа и длинных разветвленных газопроводов, сопротивление системы, а следовательно, и давление под крышкой генератора могут оказаться настолько значительными, что нагнетание газа к потребителю действием одного вентилятора становится технически невозможным. Поэтому в помощь воздушному вентилятору чаще всего устанавливают газовый вентилятор (газодувка) для отсоса из генератора газа и дальнейшего его нагнетания к потребителю.

Место установки газодувки в газовом тракте станции определяется следующими факторами: температурой газа, содержанием в нем примесей и распределением давления газа в системе.

Газодувка надежно может работать только на газе с невысокой температурой. При работе на горячем газе, вследствие снижения удельного веса последнего, падает напор, создаваемый газодувкой, изменяющийся прямо пропорционально удельному весу газа, и увеличивается расход энергии на подачу газа к потребителю.

Кроме того, чрезмерно высокая температура газа приводит к расстройству уплотнений вала, кожуха и подшипников. Содержание в газе примесей затрудняет или вовсе исключает возможность надежной работы газодувки. Так, смола, налипая на ротор газодувки, утяжеляет его и замазывает лопатки. В результате снижается к. п. д. газодувки, увеличивается расход энергии и сильно осложняется ее эксплуатация.

Учитывая изложенное, газодувку обычно устанавливают (по ходу газа) за скрубберами, где газ уже охлажден и в достаточной мере освобожден от примесей.

На станциях с улавливанием смолы во многих случаях устанавливают центробежные смолоочистители (дезинтеграторы), выполняющие одновременно роль и смолоочистителя и газодувки.

При совместной работе вентилятора и газодувки распределение давлений газа в газовом тракте может регулироваться в широких пределах. Однако, при этом регулировании приходится принимать в соображение следующие обстоятельства: с одной стороны (в интересах безопасности), стремятся до минимума сократить длину участков газовой системы, находящихся под вакуумом; с другой стороны, стремятся держать минимальное давление под крышкой газогенератора, чтобы, по возможности, избежать обильного газовыделения через шуровочные отверстия при открывании последних.

Указанные стремления находятся друг с другом в противоречии. Для полного устранения в системе вакуума нужно, чтобы вентилятор покрывал все сопротивление системы от газогенератора до всаса газодувки. Но в этом случае под крышкой газогенератора должен создаться подпор газа, равный этому сопротивлению, которое может быть очень значительным.

Чтобы избежать этого противоречия, следует, очевидно: газодувку ставить возможно ближе к газогенератору; стремиться к снижению гидравлического сопротивления системы от газогенератора до газодувки до минимума путем возможно большего уменьшения скоростей газа на этом участке.

Практически газ ко всасу газодувки подводится с некоторым небольшим вакуумом. Так, например, в коллекторе сырого газа на станциях с улавливанием смолы поддерживается давление, равное $\pm 2-3$ мм вод. ст. Под крышкой газогенератора у шуровочных отверстий при этом (т. е. под швелл-шахтой) поддерживается давление в 25—40 мм вод. ст.

На средних и крупных газогенераторных станциях вентиляторы и газодувки располагаются в отдельных от газогенераторов и очистной аппаратуры помещениях.

Количество воздуха, подаваемого в дому, может быть определено по той же формуле, по которой определяется количество воздуха, подаваемого в газогенераторы. В среднем удельный расход воздуха можно считать равным 35—3,7 $\text{м}^3/\text{кг}$ загружаемого в дому кокса. Давление, с которым подается воздух в дому, в зависимости от высоты ее колеблется в пределах 1—2,5 ат.

Для нагнетания доменного газа в горелки потребителя, в газгольдеры и т. д. устанавливаются газодувки. При наличии в газопроводящей системе центробежных пылеочистителей нагнетание газа выполняется ими.

На коксовых заводах отсос газа из печей и транспортировка его в цех улавливания (химзавод) и далее к потребителю осуществляются газодувкой (экспаустером), устанавливаемой после первого скруббера.

73. Газопроводы

Различают три вида систем газопроводов: 1) газопроводы станционные; 2) газопроводы заводские и 3) система внутрицеховых газопроводов.

В систему станционных газопроводов входят короткие газопроводы, соединяющие отдельные элементы станции и коллекторы сырого или очищенного газа.

Системой заводских (внешних) газопроводов газ распределяется между отдельными цехами завода или отдельными

крупными потребителями. Эти магистральные газопроводы обычно имеют значительную длину и небольшое количество ответвлений.

Внутрицеховую систему образует сеть газопроводов, по которой газ распределяется между отдельными, подчас многочисленными и мелкими, потребителями газа. Это геометрически наиболее сложная трубопроводная система.

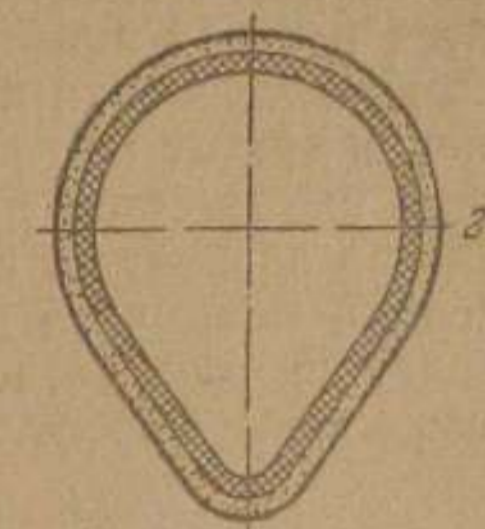
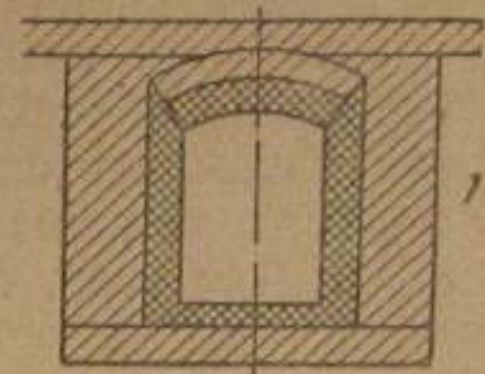
Для передачи горячего газа применяются либо кирпичные газопроводы без внешнего металлического кожуха, либо железные газопроводы с огнеупорной футеровкой.

Кирпичные газопроводы (фиг. 125) имеют прямоугольное сечение. Они выкладываются из красного кирпича и футеруются изнутри огнеупором. Чаще всего они прокладываются под землей. Несмотря на то, что такие газопроводы дешевы в изготовлении, в настоящее время они применяются редко, так как из-за недостаточной их плотности по ним нельзя передавать газ под повышенным давлением или разрежением. Кроме того, такие газопроводы, особенно если они расположены под землей, трудно обслуживать.

Наиболее употребительны на станциях горячего газа железные газопроводы, футерованные огнеупорным кирпичом. Сечение таких газопроводов круглое, овальное или яйцевидное. Футеровка выполняется в $1/4$ или $1/2$ кирпича. Между футеровкой и металлической стенкой иногда предусматривается изоляционный слой. Подобные газопроводы и газовые коллекторы располагаются над землей на металлических опорах.

Для снижения гидравлического сопротивления газопроводов горячего газа и обеспечения максимального осаждения в них пыли они рассчитываются на малые скорости газа. В кирпичных газопроводах эти скорости составляют 0,5—1,0 м/сек, в металлических 2—3 м/сек, считая при 0° С.

Для передачи охлажденного и очищенного газа применяются круглые железные газопроводы, монтируемые на колоннах, кронштейнах (по стенам) и т. д. В тех случаях, когда возможно замёрзание в таких газопроводах конденсирующейся в них влаги, предусматривается их наружная изоля-



Фиг. 125. Газопроводы горячего газа.
1—кирпичный подземный газопровод. 2—железный футерованный газопровод.

ция. Иногда газопроводы прогревают, прокладывая рядом с ними паропровод или впуская пар внутрь газопровода. Для предохранения газопроводов от разъедания уксусной кислотой (при газификации древесины и верхового торфа) внутреннюю поверхность газопроводов и коллекторов приходится покрывать специальными кислотоупорными материалами (бакелит, диабаз, керамическая или деревянная футеровка). Для газа, содержащего уксусную кислоту, применяются также чугунные газопроводы, более устойчивые против кислотной коррозии.

Скорости газа в газопроводах холодного газа принимаются в 8—12 м/сек.

При движении в газопроводе газ часть своей энергии движения тратит на преодоление трения о стенки трубы. Эта потеря выражается в падении давления газа. Величина этой потери зависит от скорости газа, длины и диаметра газопровода и объемного веса газа. Для прямолинейного газопровода, не имеющего ответвлений, потери давления могут быть выражены формулой:

$$H_m = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \cdot \gamma \text{ мм вод. ст.}, \quad (77)$$

где H_m — потеря давления, мм вод. ст.;

L — длина газопровода, м;

D — диаметр газопровода, м;

w — скорость газа, м/сек;

γ — объемный вес газа, кг/м³;

λ — коэффициент трения, равный 0,02—0,03 для металлических газопроводов и 0,04—0,05 для кирпичных;

g — ускорение силы тяжести.

В условиях обычных заводских газовых сетей перепад давления газа в газопроводах невелик. Поэтому скорость газа и объемный вес его можно считать постоянными по всей длине газопровода.

Если при этом

$$w = \frac{4Q}{\pi D^2} \text{ м/сек},$$

где Q — секундный расход газа, м³/сек;

D — диаметр газопровода, м, то

$$H_m = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{Q^2}{0,785^2 \cdot D^4 \cdot 2g} \gamma \text{ мм вод. ст.} \quad (78)$$

Объемный вес $\gamma_{об}$ кг/м³ можно выразить через относительный удельный вес газа s (по отношению к воздуху) и объемный вес воздуха (1,293):

$$\gamma_{об} = \gamma_{возд} \cdot s = 1,293 s.$$

Принимая это во внимание и определяя из уравнения (78) Q , получим:

$$Q = \sqrt{\frac{H_m \cdot D^5 \cdot 2g \cdot 0,785^2}{L \cdot s \cdot \lambda \cdot 1,293}} \text{ м}^3/\text{сек},$$

$$\text{или} \quad Q = K \sqrt{\frac{H_m \cdot D^5}{L \cdot s}} \quad (79)$$

Коэффициент

$$K = \sqrt{\frac{2g \cdot 0,785^2}{\lambda \cdot 1,293}}$$

зависит от коэффициента трения λ . Этот последний, в свою очередь, зависит от величины диаметра и давления газа. В среднем его принимают для металлических газопроводов равным 0,024.

Тогда

$$Q = 19,7 \sqrt{\frac{H_m D^5}{L \cdot s}} \text{ м}^3/\text{сек}. \quad (80)$$

Формула (80) носит название формулы Поле. Она связывает между собой все факторы, влияющие на величину потери давления от трения в газопроводе. Формула применима во всех случаях, когда разность давления (перепад) в начале и конце газопровода не превышает 400 мм вод. ст. и когда, следовательно, скорость газа и вес его остаются практически постоянными.

В формуле (80) выражены: D в м; H_m в мм вод. ст.; L в м; Q в м³/сек; s — относительный удельный вес газа (отношение веса 1 м³ газа к весу 1 м³ воздуха).

Кроме потерь на трение (H_m) энергия газа тратится также на преодоление так называемых местных сопротивлений, появляющихся в результате резкого изменения направления и скорости потока. Такие изменения имеют место в тройниках, отводах, задвижках и пр. В разветвленных газовых сетях потери давления от местных сопротивлений составляют значительную величину, превышая потери давления от трения.

Величина потери давления от местного сопротивления определяется из выражения:

$$H_{м.с} = \frac{w^2}{2g} \cdot \gamma \cdot k \text{ мм вод. ст.}, \quad (81)$$

где k — коэффициент, зависящий от характера деформации газового потока;

w — скорость газа, м/сек.

Общие потери давления газа в газопроводе складываются, таким образом, из потерь на трение и суммы потерь на местные сопротивления:

$$H_{об} = H_{т} + \Sigma H_{м.с.} \quad (82)$$

В практических условиях расчета заводских газопроводов заданными являются: расход газа Q , удельный вес газа s ; скорость газа w выбирается на основе указанных выше соображений. Искомыми являются: диаметры газопроводов D и общие потери давления газа H .

Последняя величина важна для подбора вентиляторов и газодувок.

В трубопроводах дальнего газоснабжения, когда газ подвергается компрессии до нескольких десятков атмосфер, плотность и скорость газа в газопроводе являются величинами переменными. В начале газопровода газ имеет максимальную плотность и минимальную скорость движения. Далее, по мере снижения давления и расширения газа, снижается плотность газа и повышается его скорость.

По указанным причинам формула (80) для расчетов газопроводов дальнего газоснабжения оказывается непригодной. В этих случаях применяются специальные формулы, в которых учитывается непрерывное изменение плотности и скорости газа по длине газопровода.

Такого рода формул, являющихся в основном эмпирическим, имеется большое количество. Результаты расчетов, произведенных по этим формулам, в той или иной степени отличаются от фактических результатов. Наиболее близкие к действительности результаты дает формула Веймаута:

$$Q = k \cdot D^{8/3} \cdot \sqrt{\frac{P_1^3 - P_2^3}{L \cdot T \cdot s}} \text{ нм}^3/\text{сек}, \quad (83)$$

где P_1 и P_2 — давление газа в начале и конце газопровода, $\text{кг}/\text{см}^2$;

T — абсолютная температура газа;

D — диаметр газопровода, м ;

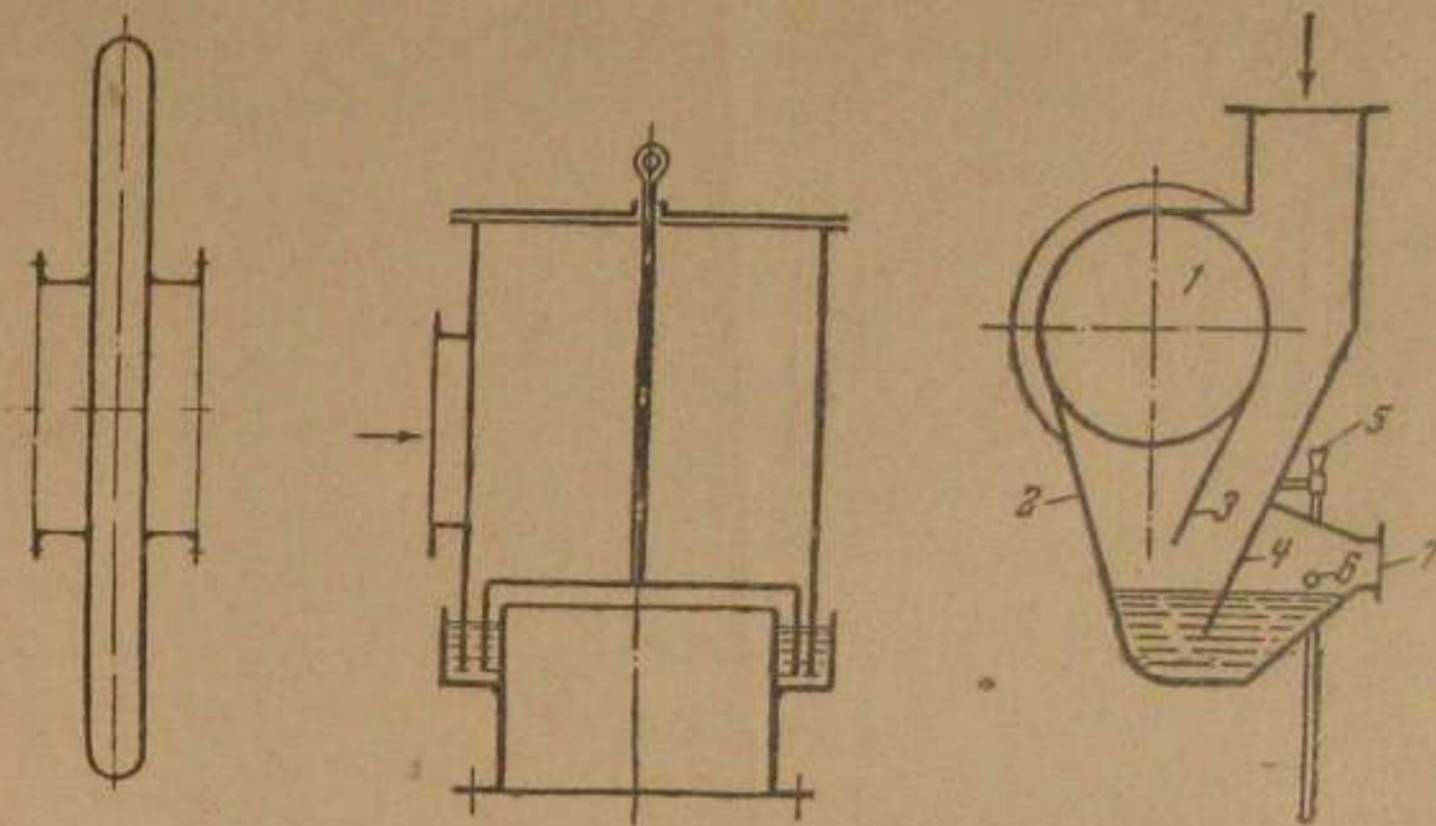
L — длина газопровода, м ;

k — числовой коэффициент, величина которого связана с характером выбранных единиц измерения входящих в формулу величин. При принятых в данном случае единицах измерения $k = 38\,200$.

Секундный расход газа Q в приведенной формуле отнесен к нормальным условиям (0°С , 760 мм рт. ст.).

* * *

Газопроводы снабжаются следующей арматурой: а) компенсаторами, б) отсекающими устройствами и в) дренажными устройствами.



Фиг. 126. Дискосый компенсатор. Фиг. 127. Колокольный клапан. Фиг. 128. Гидравлический затвор.

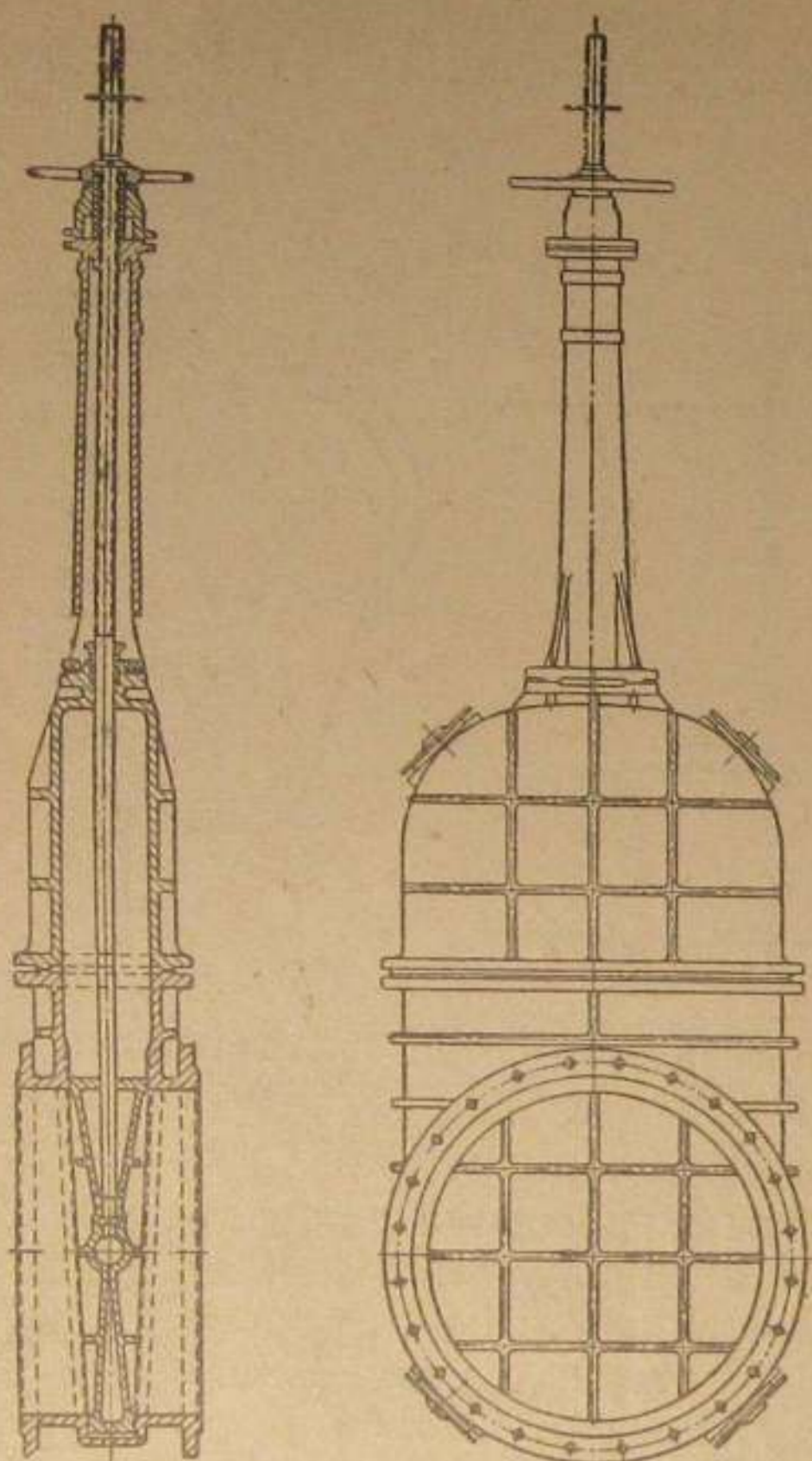
При изменении температуры газопровода длина его может измениться на значительную величину. Чтобы избежать дополнительных термических напряжений на газопроводах полагают компенсаторы температурных удлинений. Один из видов таких компенсаторов, дискосый компенсатор, показан на фиг. 126. Такой компенсатор состоит из двух параллельно расположенных упругих дисков большего диаметра, чем диаметр газопровода. При удлинении или при укорочении газопровода диски расходятся или сближаются, не нарушая при этом плотности газопровода и предохранения его от вредных напряжений.

Существуют и другие конструкции компенсаторов.

Отсекающими устройствами являются клапаны, гидравлические затворы и задвижки.

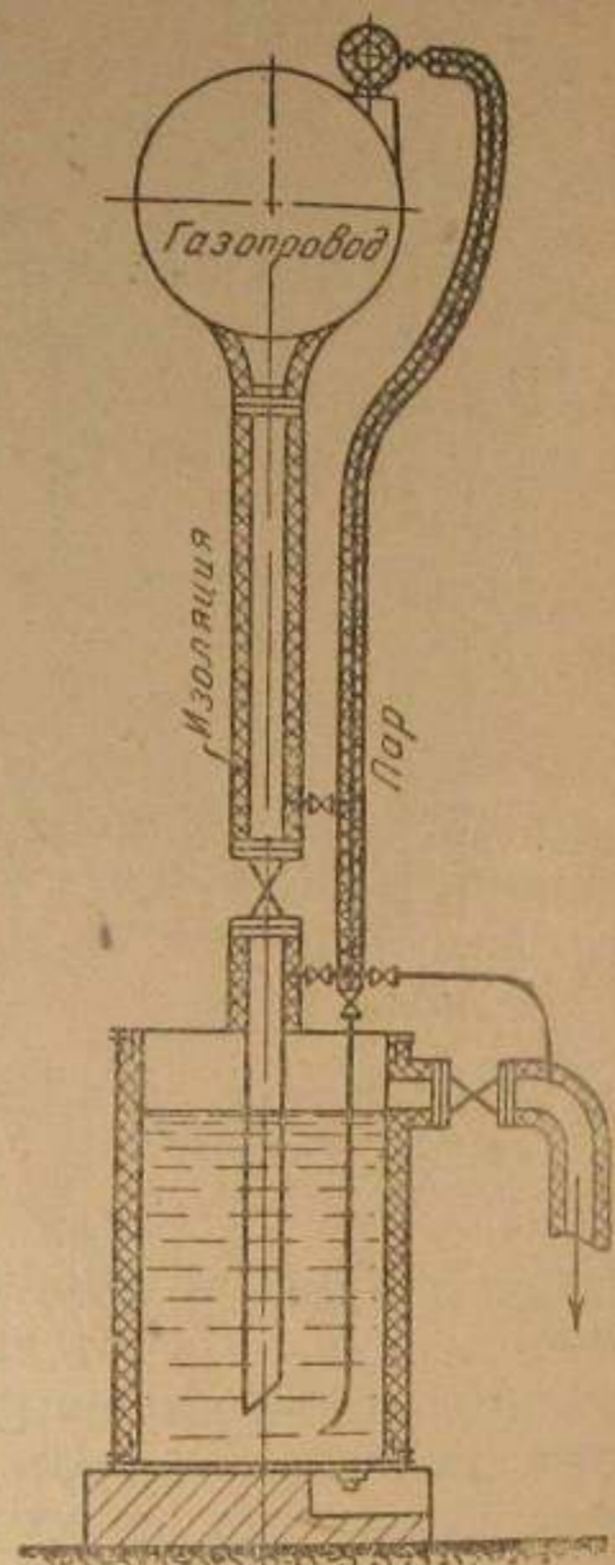
Одна из конструкций клапана, применяемая на станциях горячего газа для отключения газогенераторов от коллектора, изображена выше на фиг. 115.

Для случаев, когда газ имеет температуру, близкую к точке росы смоляных паров, содержащихся в газе, применяют колокольные клапаны, подобные изображенному на фиг. 127. Уплотнение в этом клапане достигается жидкостью (смола и вода), в которую погружается колокол при положении «закрото».



Фиг. 129. Задвижка.

Для отключения газогенераторов, дающих смолистый газ с низкой температурой (из торфа, древесины, бурого угля), часто применяется гидравлический затвор, схема которого показана на фиг. 128. Он состоит из металлической коробки 2, прикрепленной к коллектору 1. В коробку опущены две перегородки 3 и 4. Через воронку 5 в коробку поступает вода. При открытом кране 6 уровень воды поддерживается на высоте расположения этого крана и перегородка 4 оказывается погруженной в воду. При таком положении уровня воды газ свободно проходит между перегородками 3 и 4 и вступает в коллектор 1. Если кран 5 закрыт, уровень воды поднимается, перегородка 3 также погружается в воду и, таким образом, путь газа из газогенератора в коллектор оказывается закрытым. При нижнем уровне воды через дверцу 7 производится чистка гидравлического затвора от фусов, без отключения газогенератора.



Фиг. 130. Конденсационный горшок.

На газопроводах чистого газа в качестве отсекающих устройств применяются задвижки. Задвижка Лудло показана на фиг. 129.

Содержащиеся в газе водяные пары при охлаждении газа в газопроводе конденсируются. Для отвода конденсата газопроводам при укладке дается некоторый уклон, а в точках наибольшего снижения устанавливаются соответствующие конденсационные устройства. Одно из таких устройств — конденсационный горшок — показано на фиг. 130. Конденсат, собирающийся на дне газопровода, по вертикальной трубке стекает в закрытый приемник, а из приемника отводится в канализацию или специальный сборник конденсата. Глубина погружения конца трубки в приемнике должна быть в полтора-два раза больше давления газа в газопроводе. На случай засорения пылью или смолой трубок конденсационного горшка предусмотрена паровая продувка, для чего к горшку подведен пар.

74. Газгольдеры

График потребления газа может колебаться. Так, в дневные часы, например, газа потребляется больше, чем в ночные. В отдельные часы дня колебания в расходе газа также могут быть очень значительными.

С другой стороны, по тем или иным причинам возможны колебания и в производстве газа.

Строго согласовать график производства газа с графиком его потребления может оказаться невозможным, а в некоторых случаях и нецелесообразным.

Так возникает необходимость в создании некоторых запасов газа, которые играли бы роль буфера между потреблением и производством газа и устраняли бы жесткость связи графиков производства и потребления.

Для создания таких запасов газа в технике газового дела служат особые газохранилища, носящие название газгольдеров.

В производстве генераторных газов газгольдеры имеют применение почти исключительно на станциях водяного газа. На станциях смешанного генераторного газа они не применяются, так как такие станции обычно непосредственно и тесно связаны с потребителем и им легче приурочить свою работу к требованиям потребителя.

Совершенно необходимым элементом газгольдеры являются в организации производства и рационального потребления коксового и доменного газов, а также в городском газовом хозяйстве.

Значение газгольдеров в газовом деле не исчерпывается одной ролью аккумулятора газа. Газгольдеры выполняют

также функции регулятора давления газа и газового смесителя.

При отсутствии газгольдера и неравномерном расходе газа сильно колебалось бы давление в газопроводе потребителя, что затруднило бы использование газа. Наличие в системе газгольдера позволяет выравнивать это давление и поддерживать его на постоянном уровне.

В том случае, если качество вырабатываемого газа подвержено колебаниям, в газгольдере оно выравнивается.

Роль газгольдера, как регулятора давления и качества (состава) газа, особенно наглядно в производстве водяного и доменного газов, давление которых подвержено значительным колебаниям.

Существующие типы газгольдеров можно разбить на две группы: на газгольдеры переменного объема и газгольдеры постоянного объема.

Первая группа разбивается, в свою очередь, на: а) мокрые и б) сухие газгольдеры.

Мокрые газгольдеры являются наиболее простыми конструкциями. На фиг. 131 показана схема такого газгольдера.

Газгольдер представляет собой железный колокол 1, края которого погружены в водяной бассейн 2. Бассейн выполняется либо в виде свободно стоящего железного цилиндрического резервуара, либо в виде железобетонного кольцевого резервуара (как на рисунке). Под свод колокола выведены две трубы 3 и 4. По одной из них газ подводится под колокол, по другой отводится из-под него.

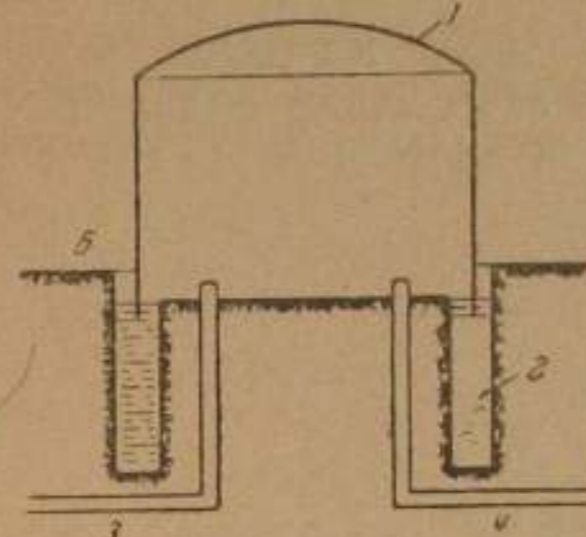
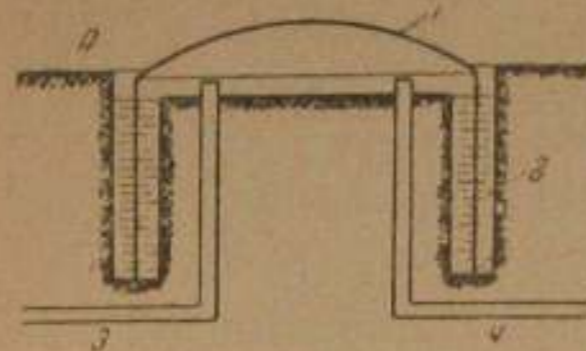
Фиг. 131, А показывает положение колокола, когда он газом не заполнен, на фиг. 131, Б колокол заполнен газом.

В положении Б давление в газопроводе и в газгольдере одинаково. При усиленном разборе газа потребителем давление газа в газопроводе должно было бы упасть. Однако, весом колокола газ выдавливается в газопровод, чем и поддерживается постоянное давление в последнем.

Газгольдеры описанной конструкции строятся объемом на 2 000—3 000 м³. На больший объем их строить избегают, так как при этом колокол и резервуар получились бы чрезмерно громоздкими.

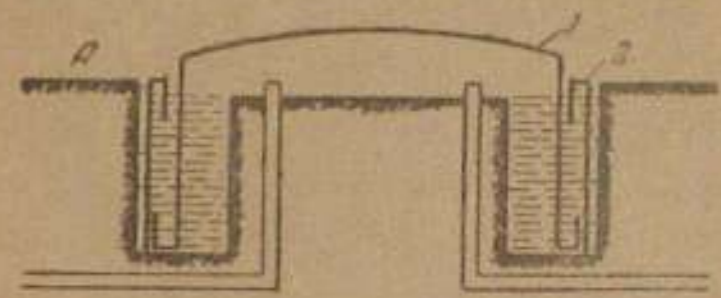
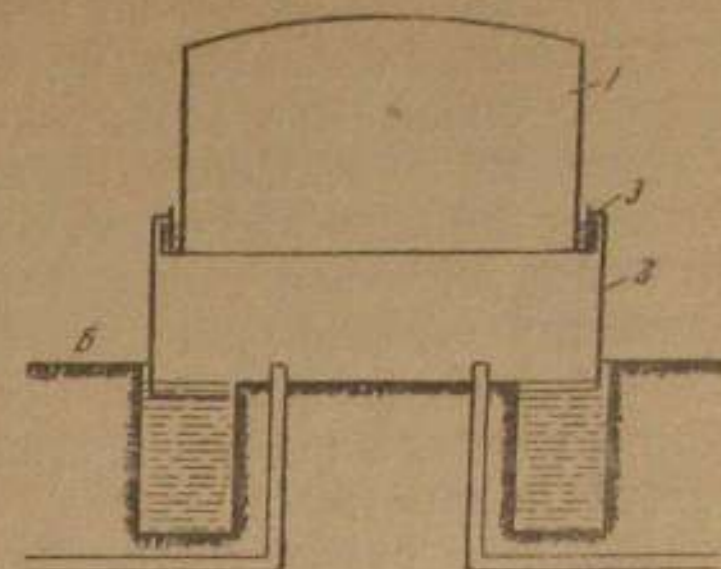
В таких случаях прибегают к конструкции, изображенной на фиг. 132. Это—так называемый телескопический газгольдер. Он состоит из колокола 1 и цилиндрических звеньев 2. Число звеньев различно (до 5) и зависит от объема газгольдера.

Колокол и звенья соединены между собой посредством гидравлических затворов 3, расположенных по всей окружности звеньев и колокола.



Фиг. 131. Схема мокрого газгольдера.

А—газгольдер не заполнен газом; Б—газгольдер заполнен газом.



Фиг. 132. Схема мокрого телескопического газгольдера.

А—газгольдер заполнен газом; Б—газгольдер не заполнен газом.

На фиг. 132, А газгольдер в сложенном виде и газа не содержит, на фиг. 132, Б — газгольдер наполнен газом.

При наполнении газгольдера сначала поднимается колокол 1. Затем он своим кольцевым гидравлическим затвором зацепляет первое звено, увлекая его за собой. Первое звено, поднимаясь вместе с колоколом, увлекает за собой второе звено и т. д.

При опорожнении газгольдера выключение звеньев происходит в обратном порядке.

Газгольдеры переменного объема относятся к типу газгольдеров низкого давления. В газгольдерах рассмотренных конструкций давление (мм вод. ст.) газа поддерживается на таком уровне:

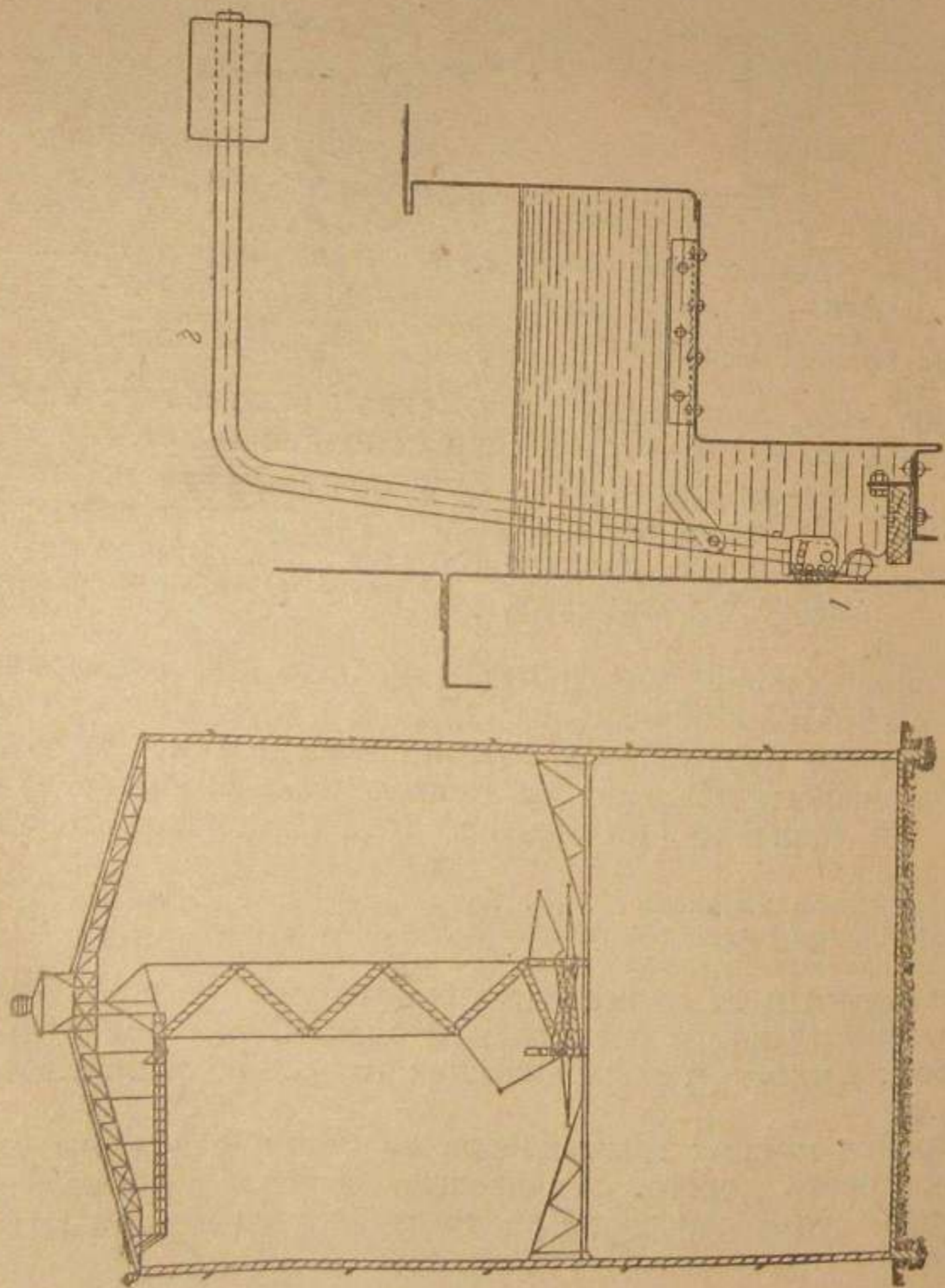
при одном колоколе	75—200
при одном звене телескопа	150—225
при двух звеньях телескопа	200—270

В зависимости от климатических условий мокрые газгольдеры строят или в специальном здании, или под открытым небом. Емкость телескопических газгольдеров достигает 100 000 м³.

Постройка мокрых газгольдеров на большие объемы газа обходится очень дорого. Значительно дешевле оказываются газгольдеры сухие, начавшие распространяться в промышленности с 1915 г.

Наиболее известной из конструкций такого рода является конструкция, показанная на фиг. 133. Этот газгольдер представляет собой многогранную металлическую вертикально стоящую призму. Снизу призма закрыта днищем. Внутри призмы свободно движется особый поршень (шайба), плотно прижимающийся к стенкам призмы (фиг. 133). По всему периметру шайбы укреплен брезентовый жгут 1, прижимаемый к стенке рычагами 2. Все кольцевое пространство, образуемое кромкой шайбы и стенкой призмы, заливается смолой (газгольдерное масло).

Шайба в сухих газгольдерах играет роль колокола мокрых газгольдеров. Газ, поступающий в газгольдер снизу, давит на шайбу, заставляя ее подниматься вверх.



Фиг. 133. Сухой призматический газгольдер.
1—разрез; 2—схема уплотнения шайбы.

Смола, заливаемая по периметру шайбы, играет двойную роль. С одной стороны, она смазывает стенки корпуса газгольдера и улучшает условия скольжения брезентового жгута вдоль стенок корпуса. С другой стороны, смола обеспечивает необходимую герметичность шайбы. Смола просачивается через уплотняющий жгут, стекает по стенкам и смазывает их. Достигнув днища, смола отводится в смолосборники, из которых насосами снова перекачивается вверх.

Таким образом осуществляется постоянная циркуляция смолы, что требует некоторых затрат энергии. В зависимости от величины газгольдера устанавливают от 4 до 16 насосов и больше, работающих периодически.

Время от времени смола (газгольдерное масло) обновляется.

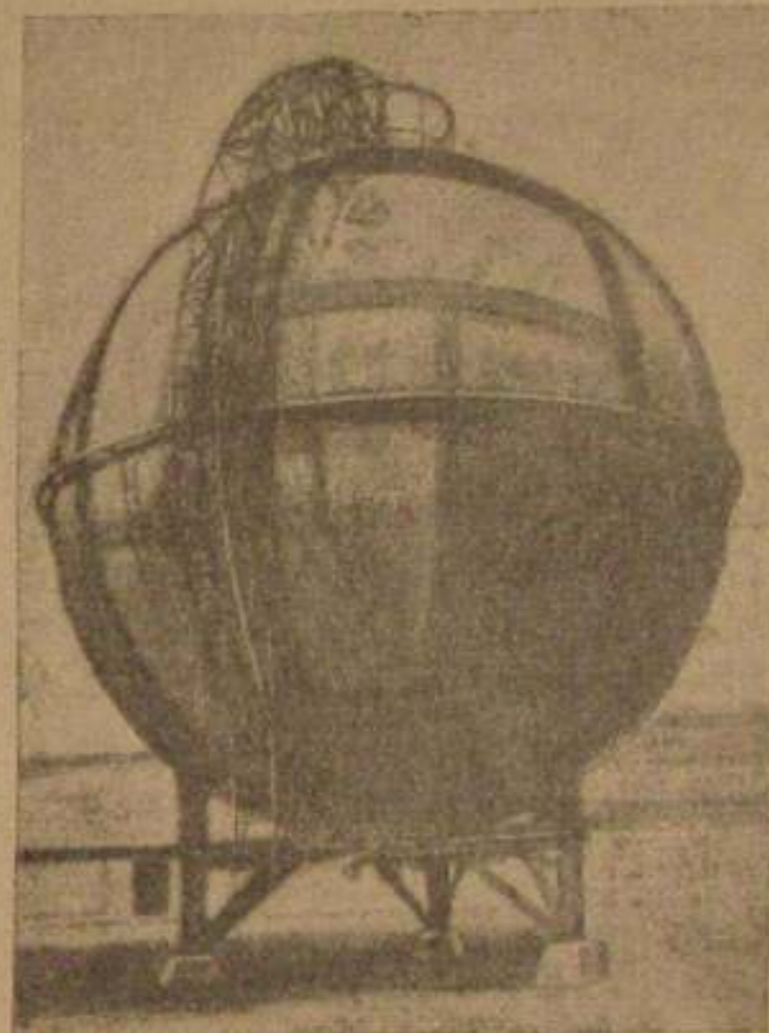
Кроме сухих газгольдеров рассмотренного типа имеются и другие конструкции такого рода.

Сухие газгольдеры в настоящее время широко распространены. Строят их на емкость от 2 000 до 500 000 м³ и выше.

В практике городского газоснабжения за последние годы получили значительное распространение газгольдеры постоянного объема высокого давления. Они представляют собой железные резервуары емкостью до 5 000 м³. Форма газгольдеров цилиндрическая или шаровая (фиг. 134). Газ в них закачивается компрессором до давления в 4—5 ат. Количество газа, которое содержит такой газгольдер, равно произведению его геометрического объема на давление.

Более дешевыми в изготовлении являются цилиндрические газгольдеры. Шаровые газгольдеры требуют меньших затрат металла, но более дороги в постройке.

Вследствие значительных затрат на компрессию газа (закачка), эксплуатация газгольдеров высокого давления обходится дороже, чем газгольдеров низкого давления. Установка их целесообразна при сетях и магистралях газа высокого давления.



Фиг. 134. Шаровой газгольдер.

В такие именно газгольдеры принимается в Москве са-
ратовский газ.

В случае, если газгольдеры предназначаются для выравнивания давления и служат хранилищем для излишнего газа, в газовую сеть они включаются параллельно. При необходимости выравнивания периодически меняющегося состава газа через газгольдер пропускается все количество проходящего через сеть газа. В этом случае, следовательно, газгольдер включается в сеть последовательно. Такое включение применяется, например, в сеть водяного газа, количество и качество которого подвержено изменениям во времени.

75. Смесительные и повысительные станции

Многочисленные потребители газообразного топлива, входящие в систему современного металлургического комбината, требуют для себя газа различной теплотворной способности. Так, например, мартеновским и прокатным цехам нужен газ с теплотворной способностью 1 800—3 000 ккал/нм³, для цеха огнеупоров в 1 300—1 400 ккал/нм³, для термических — в 1 200—1 500 ккал/нм³.

Разнообразны также и требования к газу в отношении его давления.

Комбинат располагает газами: доменным с $Q_n = 900—1\,200$ ккал/нм³, коксовальным с $Q_n = 3\,700—4\,000$ ккал/нм³ и, во многих случаях, генераторным с $Q_n = 1\,200—1\,550$ ккал/нм³.

Для того, чтобы удовлетворить требования потребителей на газ нужной теплотворной способности, прибегают к смешению газов. Чаще всего смешению подвергаются доменный и коксовальный газы. В отдельных случаях для приготовления смесей используются и генераторные газы.

Необходимость смешения газов с различной теплотворной способностью с целью получения газовой смеси заданной теплотворной способности может возникнуть и в других случаях. Например, бытовой газ, который распределяется по московской городской сети и который имеет стандартную теплотворную способность в 4 200—4 500 ккал/нм³, является смесью 5—6 отдельных видов газа с теплотворной способностью от 1 000 до 10 000—11 000 ккал/нм³.

Смешение газов производится на так называемых смешительных станциях. На смешительных станциях металлургических заводов готовят смеси одной или нескольких теплотворных способностей.

При наличии на заводе большого числа потребителей газа с различными требованиями к его качеству организуется не одна, а несколько станций: одна из них — центральная

и несколько цеховых местных, обслуживающих однородных потребителей. Местные станции получают газовую смесь с центральной станции и исправляют состав этой смеси применением к ней коксовального газа согласно своим требованиям.

На фиг. 135 приведена схема газовой сети металлургического завода. Как видно из схемы, на заводе имеется три источника газа: доменные печи, коксовый завод и газогенераторная станция.

Доменный газ в известной части направляется на отопление кауперов и коксовых печей. Здесь он применяется в своем первоначальном виде. Далее, значительная часть доменного газа идет в центральную газосмесительную станцию для смешения с коксовальным газом.

На линии доменного газа имеется включенный параллельно газгольдер доменного газа. В газгольдере создаются запасы газа, необходимые для покрытия пик потребления и выравнивания давления доменного газа в сети.

Центральная заводская котельная служит буферным потребителем доменного газа. В те часы суток, когда доменные печи вырабатывают максимальное количество газа, все излишки его сжигаются в котельной. В часы отсутствия излишков доменного газа котлы переводятся на твердое топливо.

Коксовальный газ направляется частично на центральную, частично на цеховую газосмесительные станции. Во втором случае коксовальный газ служит для исправления поступающей с центральной станции смеси согласно требованиям данного цеха.

Таким образом к цехам прокладывается два газопровода: один для смешанного газа, другой для коксовального газа.

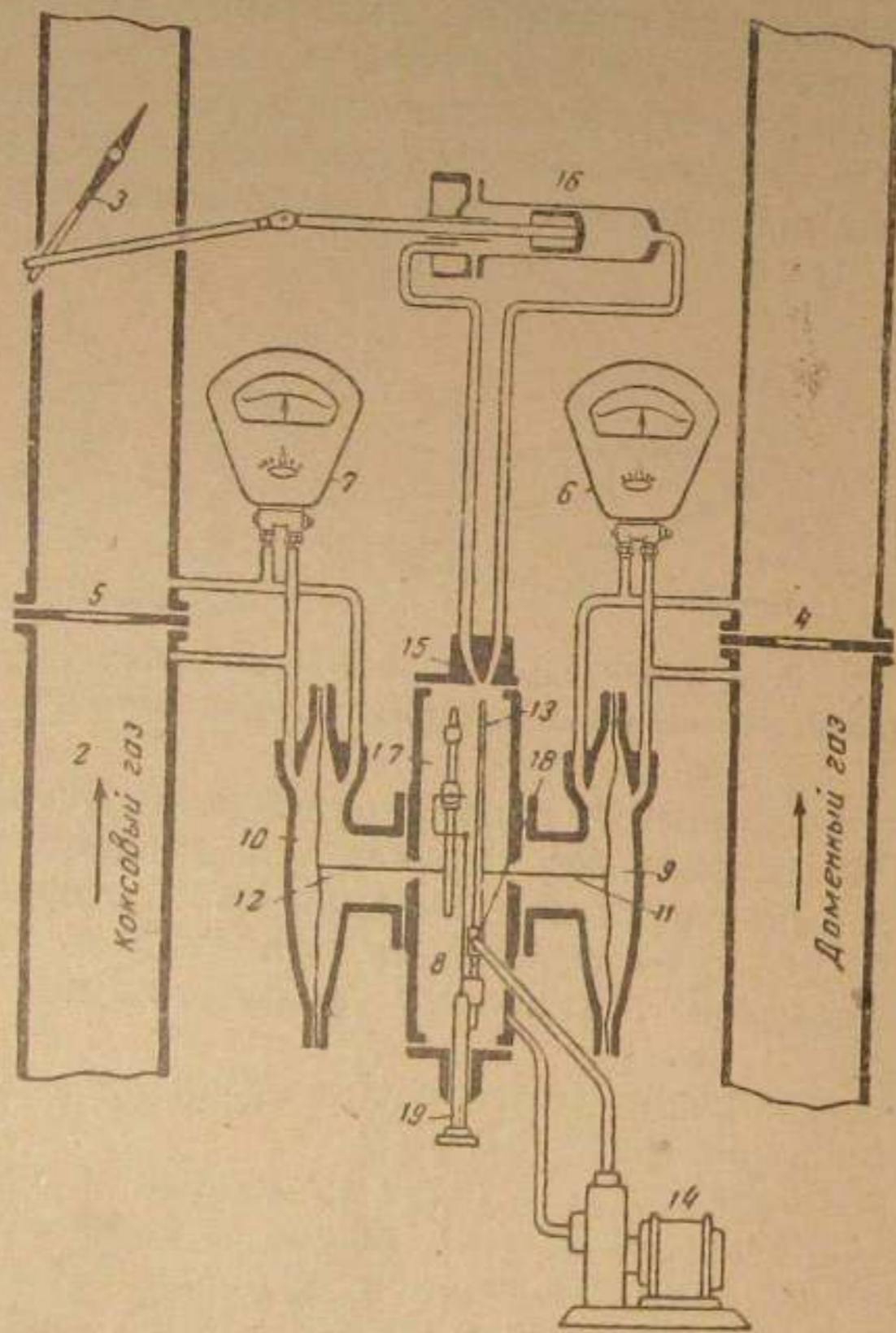
На линии коксовального газа, как и на линии доменного, устанавливается (параллельно) газгольдер. В нем создаются запасы газа, необходимые для поддержания давления в сети на постоянном заданном уровне.

Генераторный газ направляется непосредственно на центральную газосмесительную станцию.

При смешении доменного и коксовального газа (вообще двух газов) состав смеси определяется следующим простым расчетом: если теплотворная способность доменного газа Q_d , коксовального газа Q_k , а требуемой газовой смеси $Q_{см}$, то количество доменного газа x , входящего в 1 нм³ смеси составит:

$$x = \frac{Q_k - Q_{см}}{Q_k - Q_d} \text{ м}^3. \quad (84)$$

Две одинаковые камеры прибора имеют кожаные перегородки-мембраны 9—10. Каждая половинка камеры соединена трубкой с соответствующей точкой замера давления у диафрагмы (см. фиг. 137). В центре мембраны укреплены иглы 11 и 12. Концы игл подходят к так называемой струйной трубке 13, закрепленной на шарнире 18 и удерживаемой в вертикальном положении противовесом, укрепленным на ее нижнем конце.



Фиг. 137. Регулятор пропорции газовой смеси.

Таким образом, перепад давления у диафрагм через посредство мембран и игл 11 и 12 передается струйной трубке 13. В зависимости от соотношения перепадов давления у диафрагм 4 и 5 струйная трубка 13 может отклониться вправо или влево от своего вертикального положения.

В струйную трубку 13 насосом 14 непрерывно подается масло с давлением 4—5 ат. Конец трубки устанавливается

против патрона 15, имеющего два канала, соединенных посредством трубок с цилиндром 16.

В том случае, если давление игл 11 и 12 на струйную трубку одинаково, устье трубки занимает среднее положение. При этом давление масла по обе стороны поршня в цилиндре 16 будет одинаково и дроссельный клапан 3, соединенный с поршнем системой рычагов, также примет какое-то определенное среднее положение.

Если вследствие увеличения расхода доменного газа перепад давлением у шайбы 4 увеличится и игла 11 сдвинет струйную трубку влево, масло из трубки устремится в левое отверстие патрона и передвинет поршень вправо. Дроссель в трубе 2 при этом займет положение, при котором проход коксовальному газу увеличится, и таким образом, нужное соотношение между количествами доменного и коксовального газов будет сохранено.

При уменьшении расхода доменного газа прибор работает в направлении, противоположном описанному.

Для настройки прибора на требуемое соотношение перепадов давления в диафрагмах предусматриваются соответствующие приспособления (17, 18, 19).

Для осуществления смешения газов необходимо, чтобы давление в газопроводах смешиваемых газов было одинаково. В действительности газы подходят к смесительной станции с разными давлениями. Для выравнивания давления на газопроводе с более низким давлением устанавливается газовый вентилятор, так называемый бустер. С помощью бустера давление в этом газопроводе поднимается до нужного предела.

Газовая смесь, получаемая на газосмесительной станции, может иметь давление значительно более низкое (100—500 мм вод. ст.), чем то, которое требуется для сжигательных устройств некоторых потребителей (2 000—3 000 мм вод. ст.). Чтобы повысить давление в газопроводах газовой смеси, устанавливают бустеры.

В большинстве случаев газосмесительные станции совмещаются с бустерными, т. е. газоповысительными станциями.

Газоповысительные станции, также как и газосмесительные, могут быть центральными и местными (цеховыми).

Регулирование газового хозяйства в целом, распределение газа по многочисленным потребителям, связь с источниками газоснабжения завода и прочие операции, связанные с рациональным использованием газообразного топлива на современном крупном заводе, осуществляются через посредство диспетчерских пунктов, устанавливаемых обычно в центральной газосмесительно-повысительной станции.

76. Смоло-водяное хозяйство

Газоочистные системы газогенераторных станций, доменных цехов и коксовых печей потребляют большое количество воды на орошение стояков и скрубберов.

Выйдя из оросительных устройств, вода содержит в себе извлеченную из газа пыль, а также целый ряд растворимых органических соединений. Содержание в воде этих примесей и их характер различны и зависят от природы подвергающегося газификации топлива. Так, при газификации тощих топлив (антрацита, кокса) скрубберные воды содержат много пыли, но мало растворимых органических соединений. Наоборот, при промывке газа из смолистых топлив скрубберные воды содержат меньше пыли и больше органических соединений (фенолов, кислот, сернистых соединений и пр.).

Отработанные в скрубберах и стояках воды сбрасывать в канализацию или в какие-либо водостоки нельзя из санитарно-гигиенических соображений, так как растворенные в этих водах органические соединения отравляют водоемы. С другой стороны, сбрасывать большие количества воды и экономически нецелесообразно, так как вода в заводских условиях представляет значительную ценность, поскольку на подачу ее расходуется электроэнергия.

По указанным причинам скрубберные воды подвергаются охлаждению и той или иной очистке и после этого снова возвращаются в производство, т. е. водяное хозяйство организуется в виде замкнутой циркуляционной системы.

Схема такой системы, например, для газогенераторных станций, газифицирующих бессмольные виды топлива, представлена на фиг. 138.

Вода из гидравлических затворов стояков 1 и из скрубберов 2 по бетонным лоткам, проложенным в полу помещения, самотеком поступает в пылеотстойник 3. Пылеотстойники рассчитываются на 1—1,5 часа пребывания воды в них. За это время содержащаяся в воде пыль осаждается на дно отстойника.

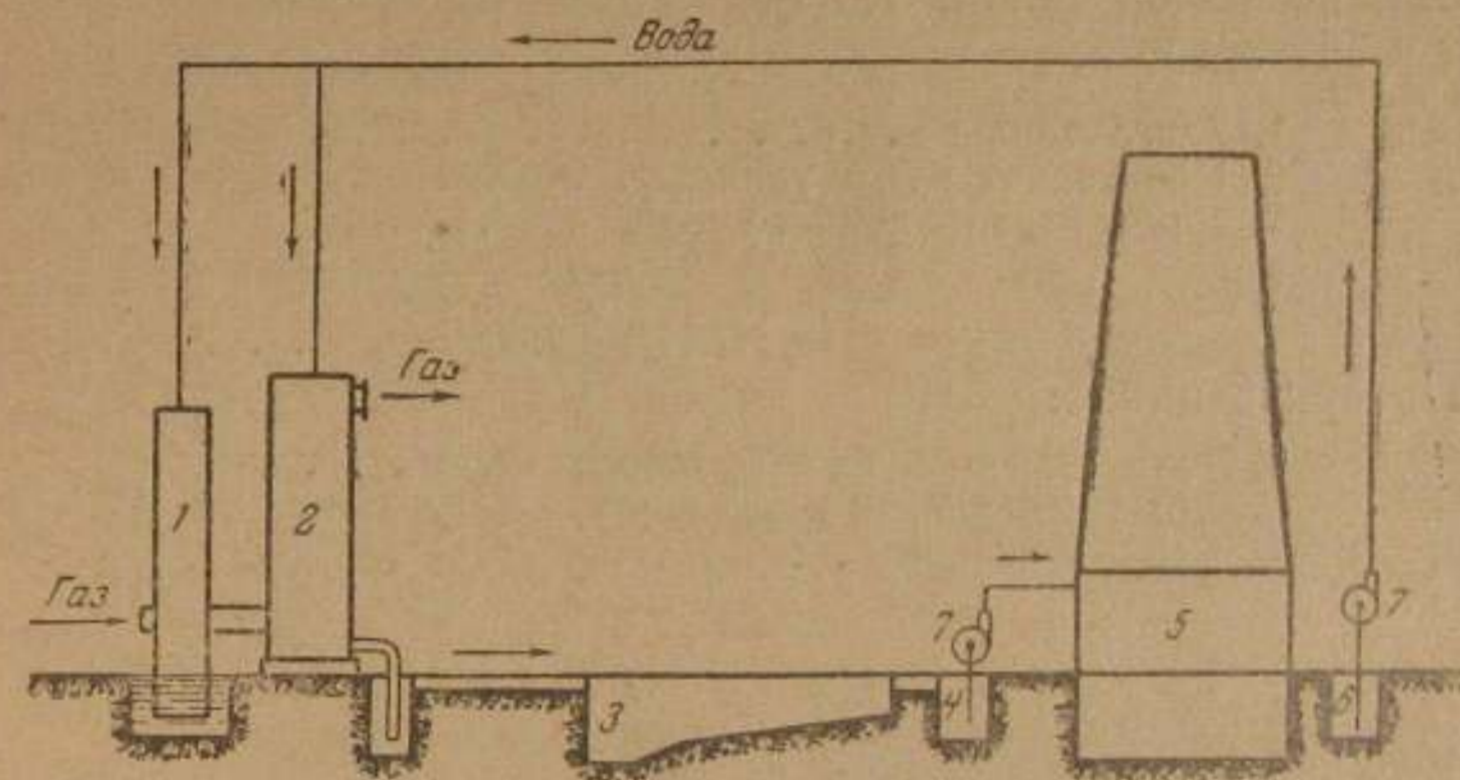
Осветленная вода из отстойника самотеком перетекает в приемный колодец насосов первого подъема 4. Иногда для лучшего осветления вода перед приемным колодцем пропускается через фильтр (обычно коксовый).

Насосом первого подъема вода подается на градирню 5 для охлаждения.

Охлажденная вода из резервуара под градирней перетекает в приемный колодец насосов второго подъема 6. Последними вода возвращается на стояки и скрубберы.

Наличие на станции улавливания смолы осложняет водяное хозяйство.

Улавливаемая в дезинтеграторах или электрофилтрах смола направляется в специальную яму безводной смолы (фактически она содержит 4—6% воды). Эта смола является товарным продуктом станции. Непосредственно из ямы она перекачивается в железнодорожные цистерны для отправки на переработку.



Фиг. 138. Схема циркуляционной системы скрубберных вод.

1—стояк; 2—скруббер; 3—отстойник; 4—приемный колодец насосов первого подъема; 5—градирня; 6—приемный колодец насосов второго подъема; 7—насосы.

На случай задержек с подачей цистерн предусматривается аварийная смоляная яма, куда перекачивается смола из ямы безводной смолы.

Конденсат из гидравлик, газопроводов и коллекторов, а также вода из скрубберов, устанавливаемых за смолоуловителем, направляется в отдельную яму-отстойник. Здесь происходит расслаивание жидкости. Легкие масла, не осаждаемые в смолоуловителе и вымытые из газа в скруббере, образуют верхний тонкий слой. Эти всплывшие на поверхность масла опускаются в особую яму или присоединяются к безводной смоле. На дно отстойника осаждаются тяжелые смолы и фусы. По мере их накопления они отводятся или откачиваются в специальный приемник.

Отстоявшаяся от смолы и пыли (фусов) вода направляется в приемный колодец насосов первого подъема. Далее вода проходит тот же путь, что и в рассмотренной выше схеме, применяемой на станциях, работающих на тощих топливах.

Для подогрева смолы в ямах и хранилищах предусмотрены паровые змеевики.

Насосы для перекачки воды и смолы размещаются в отдельном помещении.

Количество воды, циркулирующей в системе, не остается неизменным. С одной стороны, в водяной цикл все время поступает из газа конденсат, образующийся из влаги, содержащейся в охлаждаемом газе. С другой стороны, неизбежны непрерывные потери воды из цикла.

Баланс воды цикла складывается следующим образом. Поступает в цикл:

- | | |
|--|----------|
| 1. Влага топлива | <i>a</i> |
| 2. Пирогенная влага топлива | <i>b</i> |
| 3. Влага неразложенного пара | <i>c</i> |

Итого конденсата . . . $V = a + b + c$

Потери в цикле:

- | | |
|--|----------|
| 1. Вода, уносимая из скрубберов газом | <i>d</i> |
| 2. Вода, испаренная и унесенная на градирне <i>e</i> | |
| 3. Прочие потери | <i>f</i> |

Итого потерь . . . $C = d + e + f$

Каждая (кроме «прочих потерь») из величин, входящих в этот баланс, может быть определена экспериментально или вычислена.

Количество поступающего в цикл конденсата может быть приближенно вычислено по формуле (40)

$$z = \frac{W^p + 0,56O^p + b - 0,01 a \cdot b}{100 \cdot v_2} \text{ кг/м}^3.$$

Количество воды, уносимой из скруббера газом (*a*) есть функция температуры газа на выходе из скруббера. Газ насыщен влагой при этой температуре.

Потери воды на градирне (испарение и унос) колеблются от 2 до 3%.

Прочие потери складываются из потерь на разбрызгивание, утечку, испарение из лотков и ям, потерь со смолой. Величина эта не поддается вычислению и по опыту может быть принята равной 0,5—1,0%.

В соотношении между величинами *V* и *C* практически могут быть такие случаи:

$V > C$, т. е. количество поступающего в цикл конденсата превышает потери из цикла.

Вследствие этого в известный момент наступает переполнение цикла и возникает необходимость сброса из цикла некоторого количества воды.

Если к определению количества сбрасываемой из цикла воды подходить с точки зрения сохранения в обороте определенного постоянного количества циркулирующей воды, то на сброс нужно было бы направить количество, равное $C - B$.

Но при такой величине сброса в циркулирующей воде с течением времени возрастала бы концентрация растворенных органических соединений. Это повело бы к засорению форсунок и брызгал в скрубберах и стояках, к коррозии железных частей системы, к созданию в районе градирни антисанитарной атмосферы (зловоние, распространяемое летучими фенолами, удаляющимися из градирни вместе с водяным паром).

Для того, чтобы этого избежать и концентрацию растворимых веществ в воде поддерживать не выше заданного уровня, сбрасывают из цикла не $(C - B)$ воды, а большее количество. Оказывающийся при этом недостаток воды в цикле восполняют свежей водой из водопровода.

$B = C$. В этом случае количество циркулирующей в цикле воды автоматически сохраняется постоянным. Но так как концентрация растворимых веществ в воде при этом будет повышаться, некоторое количество воды из цикла должно периодически сбрасываться и заменяться свежей водой.

$B < C$. При потерях воды из цикла, превышающих поступление в него конденсата, возникает необходимость постоянной добавки в цикл свежей воды. По достижении концентрации растворимых соединений определенного предела часть воды и в этом случае сбрасывается и заменяется свежей.

Положения, когда $B > C$ или $B = C$ характерны для молодых влажных топлив (древесины, торфа, бурых углей). При влажности этих видов топлива около 20% водяной цикл может быть замкнут сам на себя, так как при этом $B = C$.

Фенольные воды вследствие своего вредного действия на животные и растительные организмы не могут сбрасываться в водоемы и водостоки.

Состав сбросных вод характеризуется количеством растворимых соединений, содержащихся в 1 л жидкости. При этом указывается содержание в воде фенолов, кислот, азотистых и сернистых соединений. Кроме того, важной характеристикой всякой сбросной воды является ее окисляемость, выражаемая количеством кислорода (*г/л*), поглощаемого содержащимися в сбросной воде соединениями.

Для ликвидации (сброса) фенольных вод могут быть приняты следующие меры: а) спуск в канализацию без очистки; б) возвращение в циркуляционную систему после предварительной частичной очистки; в) спуск в водоемы после очистки, степень которой будет зависеть от характера водоема или водостока.

Спуск скрубберных вод в канализацию — простейший способ их ликвидации. Однако, такой способ мог бы оказаться возможным только в том случае, если бы конечная концентрация вредных веществ (фенолов) в канализационных водах не помешала бы очистке уже самих канализационных вод. При биологической очистке (путем сбраживания) последних, присутствие в них фенолов выше определенного предела может расстроить процесс биоочистки.

При втором способе ликвидации сбросных вод дело сводится лишь к грубой очистке этих вод, или, как говорят, к облагораживанию водяного цикла. Очистки более тонкой, какая требуется при спуске воды в водоемы, в рассматриваемом случае можно и не производить. Применять этот способ можно, очевидно, только тогда, когда количество теряемой из цикла воды будет равно количеству поступающего в цикл конденсата или будет больше его.

Ввиду того, что полная очистка скрубберных вод от фенолов является задачей сложной, дорогой и чрезвычайно обременительной для заводов, второй способ ликвидации фенольных вод во многих случаях может оказаться единственно возможным. Надо, следовательно, стремиться к тому, чтобы газоохладительный цикл замкнуть на себя, т. е. чтобы $B=C$ или чтобы B было меньше C . Из баланса воды видно, что вероятность такого положения тем больше, чем меньше влажность топлива, подвергающегося газификации, чем старше топливо, и чем меньше количество подаваемого под колосники пара и, наконец, чем больше воды теряется из цикла.

Таким образом, соотношение величин B и C зависит от вида топлива и режима его газификации.

Увеличение потерь воды из цикла может быть осуществлено путем включения в систему трехступенчатого скруббера — насытителя дутья. При наличии такого скруббера водяной цикл может быть замкнут сам на себя при влажности топлива в 20%.

Третий способ ликвидации скрубберных вод предполагает предварительную очистку воды. Степень этой очистки будет зависеть от характера водоема или водостока, в который предполагается сбрасывать воду. Во всех случаях требуется очистка более тщательная, чем при возвращении воды в цикл.

Методы очистки скрубберных вод разделяются на две группы. Одни из них связаны с извлечением из воды воднорастворимых соединений и с утилизацией извлеченных веществ. Это — так называемые рекуперативные методы. Другая группа методов осуществляет очистку вод путем разрушения и уничтожения содержащихся в них фенолов. Это — методы деструктивной очистки.

По характеру процессов, используемых при очистке вод,

рекуперативные методы являются методами физико-химическими.

Деструктивная очистка основана на применении биологических процессов и в настоящее время осуществляется на полях орошения, полях фильтрации, биологических фильтрах и пр.

Применяемые в настоящее время рекуперативные методы не обеспечивают такой степени очистки фенольных вод, которая позволила бы спускать очищенные воды прямо в питьевые водоемы.

С другой стороны, биологические методы, дающие абсолютную очистку, могут применяться только в том случае, если содержание фенолов в очищаемой воде не превышает некоторого максимума.

Поэтому в тех случаях, когда требуется абсолютная очистка воды, применяют последовательно оба метода. В качестве первой ступени применяется какой-либо рекуперативный метод. Биологический метод в этом случае используется для завершения очистки воды.

ГЛАВА ДВАДЦАТЬ ПЕРВАЯ

НОВЫЕ МЕТОДЫ НАЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

77. Общие тенденции в развитии техники газификации

Рассмотренные выше методы газификации характеризуются применением в качестве сырья кускового топлива, а в качестве газифицирующего реагента — пара, паровоздушной смеси и воздуха.

Кроме того, для этих методов характерно ведение процесса газификации при температурах более низких, чем температура плавления золы топлива, применяемого для газификации. Практически температура в нижней части зоны газификации поддерживается на уровне 1 000—1 200°С. При этих температурах удается поддерживать процесс газификации без шлакования золы топлива.

Исключением является процесс с жидким шлакоудалением, проводимый на чисто воздушном дутье при температуре 1 500—1 600°С. Однако, применение этого метода в производстве генераторных газов ничтожно по причинам, о которых говорилось в своем месте. Нужно, однако, отметить, что газификация с жидким шлакоудалением, оформленная в виде газодоменного процесса (см. выше) обладает значительными перспективами.

Результативные показатели газификации по указанным общепринятым методам могут быть характеризованы такими цифрами: низшая теплотворная способность газа $Q_n = 1\,200—2\,500$ ккал/нм³; производительность одного газогенератора: смешанного генераторного газа — максимум 8 000—8 500 нм³/час; водяного газа из кокса и антрацита — максимум 6 500—7 500 нм³/час.

Дальнейшее повышение теплотворной способности газов и производительности газогенераторов на базе рассмотренных методов оказывается технически затруднительным.

Главнейшим потребителем генераторных газов являются плавильные и нагревательные печи металлургических, машиностроительных, стекольных, керамических, химических и других заводов. Рост потребления генераторных газов этой группой потребителей обусловлен как увеличением числа и

мощности заводов, так и тенденцией замены на этих заводах жидкого топлива газообразным.

В тех случаях, когда отдельные заводы по масштабам потребления газа не выходят из определенных границ, потребность в газе может быть покрыта путем применения общепринятых методов газификации. Однако, нередки такие случаи, когда, например, крупный завод требует сооружения генераторной станции в 30—50 обычных газогенераторов, работающих на паровоздушной смеси и кусковом топливе. Сооружение такой станции сопряжено с огромной затратой металла и стройматериалов, с большими расходами на эксплуатацию и обслуживающий персонал. В этом случае естественно возникает вопрос о замене этих обычных газогенераторов небольшим числом других более мощных агрегатов, т. е. возникает потребность в новой технике газификации.

Вторым по масштабам потребителем генераторных газов является химическая промышленность. Необычайные успехи химии в области промышленного осуществления синтеза аммиака, бензина, метанола и пр. потребовали развития промышленности специальных видов газа: водяного и типа водяного. Эти газы в химической промышленности являются сырьем для производства указанных продуктов и поэтому к ним предъявляются специальные требования касающиеся содержания в них водорода, окиси углерода и метана. Для некоторых видов синтеза важно определенное количественное соотношение в газе между водородом и окисью углерода. Присутствие в газе метана является нежелательным.

Известный уже нам метод периодического получения водяного газа из кокса или антрацита не может удовлетворить требованиям химической промышленности по двум причинам: он малопроизводителен и требует высококачественного сырья — кокса или антрацита.

Так возникает потребность в методе получения газа, который: давал бы газ водяной или аналогичный ему по составу, обеспечил бы непрерывный процесс газификации и высокую производительность газогенератора и позволил бы применять для этого дешевое низкосортное топливо.

Здесь следует отметить, что все газы, применяемые в качестве сырья химической промышленностью, являются одновременно высококачественным газообразным топливом. И если они в настоящее время не употребляются в качестве такового, то лишь вследствие своей все еще высокой стоимости.

Третьим фактором, стимулирующим изыскание новых методов газификации, являются развитие бытового газоснабжения.

Ввиду того, что снабжение населения газом все более и более расширяется и что существующие методы получения бытового газа (коксование) громоздки, малопродуктивны и требуют высокосортного сырья (спекающиеся угли), возникает необходимость изыскания других более производительных и дешевых методов получения бытового газа. Путь к решению этой задачи открывают специальные методы газификации.

Во вводной части настоящего курса было указано, что одним из способов экономичного и рационального использования твердого топлива является комплексное его использование. Виды и схемы комплексного использования могут быть разнообразны. В частности, в комплексном энергохимическом использовании топлива по схеме: газификация с улавливанием побочных продуктов — электростанция на генераторном газе — газификация является основным звеном. Однако, разрыв между производительностью одного современного газогенератора и потребностью в топливе котла средней мощности исключает возможность такого комбинирования: для питания газом котла пришлось бы поставить несколько газогенераторов, что сильно удорожило бы установку и такое комбинирование сделало бы экономически нецелесообразным.

Очевидно, что поставленная задача может быть решена только при наличии газогенераторов высокой производительности.

Таким образом современное народное хозяйство (промышленность, энергетика) и быт, в связи со все расширяющимся потреблением искусственных горючих газов, вызывают необходимость развития новой техники газификации. Эта новая техника должна решать такие задачи: создание газогенераторов высокой производительности; получение в больших масштабах газов высокой теплотворной способности, отвечающих требованиям химического сырья, и использование для получения генераторных газов низкосортных местных топлив.

Общие тенденции в развитии современной техники газификации и заключаются в стремлении к наиболее эффективному решению этих задач.

В качестве средств, которыми при этом пользуется новая техника, являются:

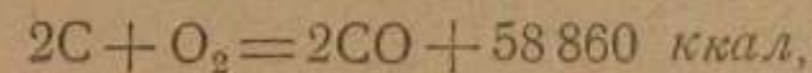
для достижения высокой теплотворной способности и нужного состава газа:

- а) парокислородное дутье;
- б) дутье воздухом, обогащенным кислородом;
- в) парокислородное дутье одновременно с высоким давлением;

- для достижения высокой производительности:
- а) высокие температуры в зоне газификации;
 - б) развитие реакционной поверхности топлива.

78. Газификация кускового топлива на парокислородном дутье

При газификации углерода чистым кислородом, в идеальном случае протекающей по уравнению



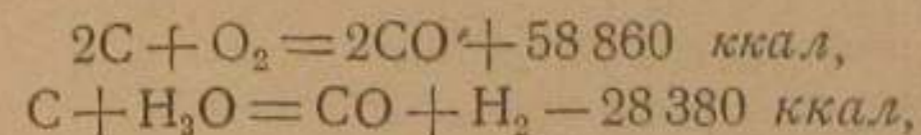
должен получиться газ, состоящий из одной окиси углерода. Теплотворная способность такого газа составляет $3\,045 \text{ ккал/м}^3$.

Так как при газификации чистым кислородом в дутье азота не содержится и поэтому отсутствуют траты тепла на нагревание азота, температура в зоне газификации должна достигнуть очень высокого уровня. При таких условиях вести процесс газификации на чистом кислороде технически невозможно. Поэтому в практической газификации вместе с кислородом в газогенератор вводится водяной пар. Количество пара регулируется в зависимости от способа шлакоудаления. При удалении шлака из газогенератора в твердом виде пара подают столько, сколько требуется для установления температуры, исключающей шлакование золы топлива. При жидком шлакоудалении количество пара соответственно уменьшается. В обоих случаях, однако, количество пара, вводимого в газогенератор при кислородном дутье, должно быть больше, чем при газификации паровоздушной смесью.

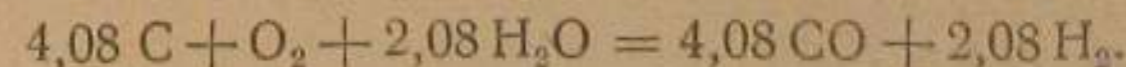
При газификации парокислородной смесью достигается, таким образом, получение газа, лишенного азота и обогащенного продуктами разложения пара.

Парокислородный газ представляет собой смесь продуктов газификации углерода кислородом и водяным паром.

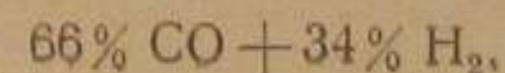
В идеальном случае должны совместиться две реакции:



и при полном использовании тепла первой реакции уравнение парокислородной газификации примет такой вид:



Объемный состав парокислородного газа при этом должен быть такой:



Таким образом, применяя парокислородное дутье, мы можем непрерывным процессом получить газ, аналогичный по своему составу водяному, получаемому малоэкономичным периодическим способом.

При газификации парокислородом реального топлива в реальных условиях газ, кроме окиси углерода и водорода, содержит и другие компоненты—азот, углекислоту, метан и т. д. Присутствие в парокислородном газе азота находит свое объяснение в том, что применяющийся для дутья технический кислород всегда содержит в себе некоторое (2—7%) количество азота. Этот азот и переходит в газ.

Кроме того, в практических условиях, с целью получения газа заданного состава, вместо технического кислорода применяют воздух, обогащенный кислородом, т. е. смесь кислорода и азота, в которой кислорода содержится больше 21%. Так, например, для получения газа с соотношением

$$\frac{\text{CO} + \text{H}_2}{\text{N}_2} = 3,2 - 3,3,$$

необходимым для синтеза аммиака, воздух должен быть обогащен кислородом до содержания в смеси последнего 50%.

Как меняется состав и теплотворная способность газа в зависимости от концентрации кислорода в сухом дутье (т. е. в смеси $\text{O}_2 + \text{N}_2$ без учета объема пара), видно из данных табл. 58. Эти данные получены при газификации кокса на одном из заводов СССР.

Таблица 58

Изменение состава и теплотворной способности газа в зависимости от концентрации кислорода в сухом дутье (сырье — кокс)

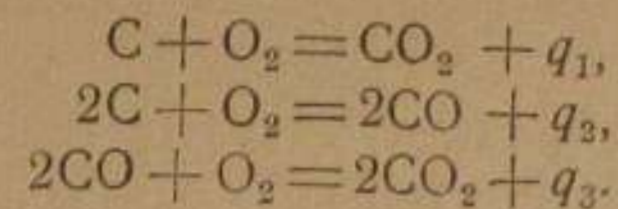
	Концентрация O_2 в сухом дутье, об. %					
	21,0	30,2	40,0	49,9	59,9	70,6
Состав газа:						
CO_2 . . .	6,0	13,2	14,7	15,4	16,4	17,4
CO . . .	26,0	28,8	30,9	34,0	34,7	35,2
H_2 . . .	13,0	23,9	28,3	31,7	34,7	37,5
CH_4 . . .	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N_2 . . .	54,5	33,6	25,6	18,4	13,7	9,4
Низшая теплотворная способность газа, ккал/м ³	1 160	1 540	1 715	1 900	1 990	2 080

Газы табл. 58 можно рассматривать как смешанный генераторный газ с пониженным содержанием азота.

Второй особенностью парокислородного газа является высокое (по сравнению со смешанным генераторным газом) содержание в нем углекислоты. При этом содержание углекислоты растет вместе с ростом концентрации кислорода в дутье.

Причиной указанной особенности парокислородного газа можно полагать развитие реакции взаимодействия окиси углерода и водяных паров.

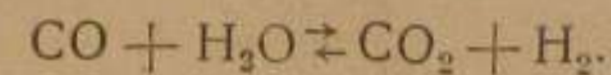
Наивысшие температуры устанавливаются в кислородной зоне топливного слоя, где протекают экзотермические реакции:



Подаваемый вместе с кислородом водяной пар, проходя через кислородную зону без разложения, участвует в охлаждении кислородной зоны как фактор физический, так как тепло зоны расходуется только на повышение температуры пара, а не на его разложение. При этом (как и при газификации паровоздушной смесью) количество пара, необходимого для снижения температуры в кислородной зоне до уровня, исключающего шлакование золы топлива, превышает то его количество, которое может быть разложено в восстановительной зоне. Поэтому часть пара остается неразложившейся.

Чем выше концентрация кислорода в дутье, тем больше требуется пара для охлаждения кислородной зоны, тем меньше степень разложения пара в восстановительной зоне и тем больше неразложившегося пара примешивается к образующимся газам.

При наличии в газе высоких концентраций водяных паров создаются благоприятные условия разложения (конверсии) окиси углерода с образованием CO_2 и H_2 :



Таким образом, в газе возрастает концентрация углекислоты и уменьшается отношение $\text{CO} : \text{H}_2$.

С другой стороны концентрация CO_2 в газе относительно возрастает вследствие одновременного понижения концентрации азота.

В настоящее время парокислородное дутье нашло промышленное применение в производстве газов для химической переработки и коммунального газоснабжения; для промышленно-энергетических целей применение такого газа пока не оправдывается экономически из-за высокой стоимости технического кислорода.

а) Применение парокислородного дутья в обычных газогенераторах. В табл. 59 приведены опытные данные о газификации на парокислородном дутье подмосковного и сулюктинского бурых углей и крупнокускового кокса, применяемого обычно для получения водяного газа.

Данные о газификации на парокислородном дутье бурых углей и кокса

Таблица 59

	Единица измерения	Подмосковный уголь	Сулюктинский уголь	Кокс
Влажность рабочего топлива . . .	%	32,6	20,0	2-8
Зольность рабочего топлива . . .	%	24,5	8,0	10-11
Содержание летучих в горючей массе топлива	%	45	27	1
I. Режимные показатели				
Температура парокислородной смеси	°C	91,3	91,4	92,0
Расход пара на рабочее топливо	кг/кг	0,34	0,82	1,75
Концентрация O ₂ в сухом дутье	%	94,0	88,8	70,6
Расход 100%-ного O ₂ на рабочее топливо	н.м ³ /кг	0,132	0,348	0,526
Расход 100%-ного O ₂ на 1 000 ккал в газе	н.м ³	0,071	0,085	0,096
Высота слоя топлива	"	2,1	1,1	2,0
II. Результативные показатели				
Выход газа на рабочее топливо	"	0,86	1,64	2,62
Температура газа	°C	85	195	585
Влагосодержание газа	г/н.м ³	440	443	—
Состав газа:				
CO ₂	об. %	25,61	16,79	} 17,4
H ₂ S	об. %	2,62	0,09	
C _m H _n	об. %	0,46	0,20	0,0
O ₂	об. %	0,44	0,23	0,0
CO	об. %	26,30	40,46	35,2
H ₂	об. %	37,71	33,61	37,5
CH ₄	об. %	2,60	2,88	0,5
N ₂	об. %	4,26	4,33	9,4
Теплотворная способность газа:				
а) высшая	ккал/н.м ³	2 433	2 563	2 253
б) низшая	"	2 206	2 375	2 080
Тепловой баланс (по высшему пределу):				
Приход				
а) Теплотворная способность топлива	%	93,5	90,4	—
б) Физическое тепло пара . . .	%	6,4	9,4	—
в) Физическое тепло кислорода	%	0,1	0,2	—
		100,0	100,0	—

Продолжение табл. 59

	Единица измерения	Подмосковный уголь	Сулюктинский уголь	Кокс
Расход				
а) Теплотворная способность сухого газа	%	68,8	75,3	—
б) Физическое тепло газа . . .	%	0,7	1,9	—
в) Физическое тепло влаги газа	%	8,0	8,9	—
г) Теплотворная способность смолы	%	4,4	0,0	—
д) Теплотворная способность шлака и уноса	%	4,9	4,8	—
е) Потери в окружающую среду, парообразование в рубашке, невязки и пр.	%	13,2	9,1	—
К. п. д.		100,0	100,0	—
а) газификации	%	73,5	82,1	84,0
б) термический	%	68,8	75,3	—

Опыты, продолжительностью от 13 до 45 суток, проводились в обычных промышленных газогенераторах с вращающимися колосниками. Результаты опытов являются, следовательно, вполне показательными и характерными для промышленной газификации.

Во всех опытах для дутья использовался отбросный кислород азотно-туковых заводов.

Анализ полученных при опытах материалов позволяет сделать ряд выводов.

Прежде всего важно отметить, что при надлежащей дозировке в дутьевой смеси пара и кислорода без особого труда исключается шлакование золы топлива.

Благодаря непрерывности процесса газификации на парокислородной смеси управление газогенератором оказывается значительно более простым и легким, чем генератором водяного газа при периодическом процессе.

Непрерывность процесса на парокислородном дутье имеет своим следствием также следующие преимущества: повышение производительности процесса и повышение к. п. д. газификации.

Оба эти факта обусловлены отсутствием потерь топлива и времени, неизбежных в период воздушного дутья при периодическом процессе.

Уже в первых опытных работах на коксе и парокислоро-

де без особого труда достигалась производительность газогенератора двойная против производительности при периодическом процессе. Говорить, однако, в настоящее время о каких-либо нормах производительности еще нельзя, так как опыт работы генераторов на парокислородном дутье еще очень ограничен.

Что касается к. п. д. газификации, то по тем же причинам для кокса он повысился с 60 до 84%, для бурого угля с 38 до 74—82% (табл. 59).

Таким образом, применение парокислородного дутья позволяет для получения газа типа водяного использовать низкосортное топливо и тем значительно расширить сырьевую базу для производства высококачественного газа.

Однако, для процесса на парокислородном дутье характерен высокий расход пара. Для обеспечения бесшлакового режима газогенератора расход пара на 1 нм³ газа составлял 0,4—0,67 кг, а на 1 нм³ чистого кислорода от 2,4 до 3,4 кг.

Прямым следствием высокого расхода пара является низкая степень его использования. Так, при газификации бурого сулюктинского угля процент разложения пара при различных режимах паронасыщения кислорода составлял от 40 до 32%.

Низкая степень разложения пара вообще еще более снижается с увеличением удельного расхода пара.

Неразложенный пар при парокислородном дутье играет ту же роль, какую роль играет азот при паровоздушной газификации: он является теплоносителем для осуществления процессов сухой перегонки и подсушки топлива в верхних горизонтах слоя.

Важным показателем является расход чистого кислорода, отнесенный к единице теплотворной способности газа, получаемого при газификации. Из табл. 59 видно, что расход чистого кислорода на 1 нм³ газа и на 1 000 ккал в получаемом газе различен для различных видов топлива и зависит от содержания летучих веществ в последнем. С понижением содержания летучих он растет.

Это обстоятельство дает основание заключить, что низкосортные виды топлива, богатые, как правило, летучими, являются наиболее выгодным и перспективным сырьем для получения высококалорийного газа методом парокислородной газификации.

б) Применение кислородного и парокислородного дутья в газогенераторах с жидким шлакоудалением. Газификация на парокислородном дутье или на воздушном обогащенном кислородом дутье с выпуском шлака в жидком виде позволяет вести процесс при высоких (1 600—1 700° С) температурах.

Следствием применения высоких температур являются сокращение расхода пара и лучшее его использование, а также

повышение теплотворной способности газа и интенсивности процесса. Все это, в свою очередь, благоприятствует повышению к. п. д. газификации.

Таблица 60

Показатели газификации торфа и кокса в газогенераторе с жидким шлакоудалением

Показатели	Единица измерения	Домна		Газогенератор
		I	II	
Топливо	—	Торф	Торф	Кокс
Влажность топлива	%	От 14	до 33	2
Зольность топлива	%	8	8	9
Концентрация O ₂ в сухом дутье	%	40,0	58,5	98,0
Расход сухого дутья на 1 нм ³ газа	нм ³ /нм ³	—	—	0,27
Расход чистого O ₂ на 1 000 ккал в газе	нм ³	—	—	0,10
Расход пара на 1 нм ³ газа	кг/нм ³	—	—	0,27
Расход пара на 1 нм ³ O ₂	—	—	—	1,02
Выход газа	нм ³ /кг	1,1	1,1	2,21
Состав газа:				
CO ₂	об. %	12,9	13,1	7,0
C _m H _n	об. %	1,1	0,9	—
CO	об. %	44,3	51,0	61,0
H ₂	об. %	11,6	14,9	31,0
CH ₄	об. %	3,9	4,5	—
N ₂	об. %	25,8	15,6	1,0
Теплотворная способность газа:				
а) высшая	ккал/нм ³	2 250	2 580	2 800
б) низшая	"	2 138	2 450	2 650
К. п. д. газификации	%	—	—	89
Напряжение сечения шахты	кг/м ² час	670	670	1 530

В табл. 60 приведены данные, полученные при промышленной газификации металлургического кокса в газогенераторе с жидким шлакоудалением и при опытной плавке железной руды на торфе в домне (СССР).

Схема газогенератора представлена на фиг. 139. Технический кислород (98% O₂) подводится в горн через восемь фурм, расположенных на расстоянии 870 мм над лещастью. Для подвода пара предусмотрены отдельные четыре фурмы, расположенные несколько выше первых восьми.

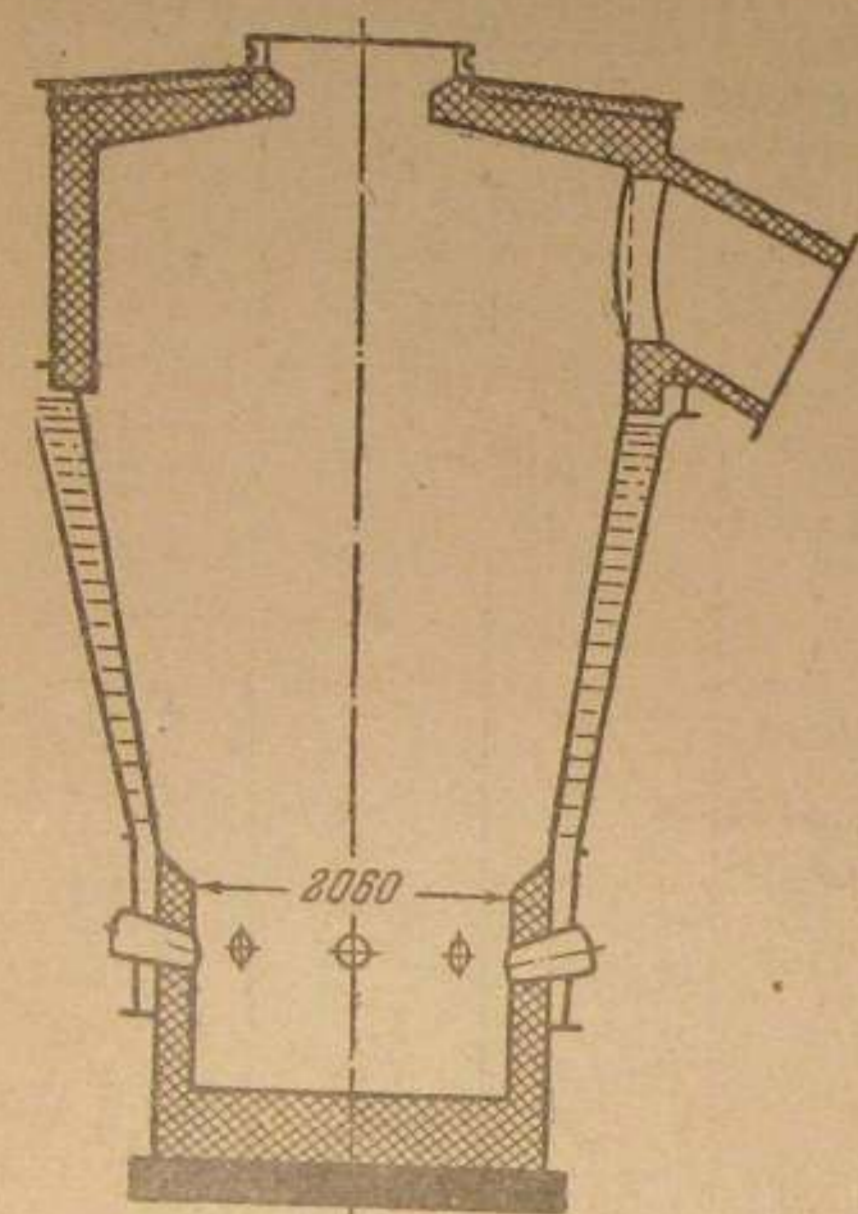
В качестве флюса для получения текучих шлаков применялся известняк.

Количество пара, вводимого в газогенератор, составляло немного более 1 кг на 1 м³ чистого кислорода дутья. Таким образом, при газификации с выпуском шлаков в жидком виде расход пара, по сравнению с расходом его при газификации в обычных газогенераторах, уменьшается в 2,5—3 раза. Это дает возможность поддерживать в генераторе температуру, обеспечивающую получение жидких шлаков и в то же время не угрожающую целостности футеровки горна.

Температура шлаков составляла 1 500—1 600° С.

Сравнительно умеренный расход пара благоприятствует повышению содержания в газе окиси углерода — компонента более теплоценного, чем водород, и в связи с этим повышению теплотворной способности газа.

Теплотворная способность газа (безазотистого), получаемого из кокса в генераторах с жидким шлакоудалением, на 350—400 ккал выше, чем газа, получаемого в генераторах



Фиг. 139. Газогенератор с жидким шлакоудалением.

обычных (на парокислородном дутье).

Наконец, средняя интенсивность газификации составляет 1 530 кг/м² час против 400—500 кг/м² час, нормальных для периодического процесса водяного газа или достигнутых пока на парокислородном дутье в обычных газогенераторах.

Эта разница в интенсивности процесса газификации будет более выпуклой, если ее характеризовать удельным газосъемом или удельным теплосъемом.

В самом деле, имеем:

	Газосъем, м ³ /м ² час	Теплосъем, мгкал/м ² час
Периодический процесс	600	1,6
Непрерывный процесс в обычных генераторах	1 000	2,3
Непрерывный процесс в генераторах с жидким шлакоудалением	3 400	9,0

В результате повышения теплотворной способности газа и сокращения тепловых потерь на нагрев неразложенного пара и в окружающую среду к. п. д. газификации в газогенераторах с жидким шлакоудалением повышается до 89%.

Газ, получаемый в газогенераторах с жидким шлакоудалением, используется в качестве сырья для химических производств.

Применению такого газа для целей общеэнергетических или промышленно-энергетических препятствует его высокая стоимость, обусловленная высокой стоимостью кислорода и кокса. Тем не менее, газификация с жидким шлакоудалением и с применением парокислородного дутья или дутья, обогащенного кислородом, является особенно интересной для энергетики, как один из путей решения задачи создания мощного газогенератора.

Удешевление газа, получаемого описываемым методом, возможно при осуществлении следующих мероприятий: удешевлении стоимости производства кислорода, применении вместо кокса другого, более дешевого топлива и комбинировании производства газа с другими видами производства.

Удешевление производства кислорода зависит от техники производства этого продукта, которая за последние годы непрерывно совершенствуется.

Что же касается замены кокса более дешевым топливом, то этот вопрос уже имеет определенное техническое решение.

Следует отметить, что к топливу, применяемому для газификации с жидким шлакоудалением, предъявляются повышенные требования в отношении его кусковатости и механической и термической прочности. Топлива мелкозернистые или превращающиеся в мелочь под влиянием механических или термических воздействий для этой цели непригодны.

Заменителями кокса в газогенераторах с жидким шлакоудалением могут быть термически прочные антрациты, специальные каменные угли и кусковой торф.

Первые два вида топлива применялись в доменной плавке: антрацит — в домнах Сулинского завода, прокопьевский уголь Кузбасса — в домнах Урала. Доменная плавка на торфе с применением подогретого воздушного дутья проводилась в промышленном масштабе на Кулебакском заводе и подвергалась опытному исследованию на Косогорском заводе. Значение этих работ освещено в главе «Доменный процесс».

Возможность применения торфа для плавки на дутье, обогащенном кислородом, впервые проверена в 1932 г. в небольшой домне Чернореченского химического завода. Результаты работ на этом заводе отражены в табл. 60.

Температура в горне домны регулировалась не присадкой к дутью пара, а концентрацией в дутье кислорода.

При опытах был установлен нормальный металлургический процесс, следовательно, была доказана возможность совмещения интересов металлургии и газификации.

Получившийся газ имел теплотворную способность Q_n от 2 138 до 2 450 ккал/нм³ в зависимости от концентрации кислорода в дутье. При пересчете теплотворной способности на безазотистый газ она составляет 2 880—2 900 ккал/нм³, т. е. на 250 ккал выше, чем на коксе. Эта весьма существенная разница в теплотворной способности объясняется обогащением газов, получившихся в горне из торфяного кокса, продуктами сухой перегонки торфа в верхних горизонтах слоя. Напряжение поперечного сечения горна составляло 670 кг/м² час, или по газу — 740 нм³/м² час и по теплу — 1,8 меккал/м².

Дальнейшее повышение напряжения оказалось затруднительным, так как при этом вследствие сокращения времени пребывания топлива в шахте домны, торф не успевал прококсовываться. Спускаясь непрококсованным в горн, топливо расстраивало металлургический процесс.

В условиях плавки на обогащенном кислородом дутье тепла, вносимого поднимающимся снизу газом в зону сухой перегонки, для завершения коксования торфа оказывалось недостаточным.

При торфодоменной плавке с применением подогретого воздушного дутья (см. табл. 46) количество горячих газов (на 1 кг топлива), поступающих в зону сухой перегонки, значительно больше, чем при кислородной плавке. Поэтому коксование заканчивается быстрее, что дает возможность процесс газификации вести с большей интенсивностью (1 830 кг/м² час).

Очевидно, что для повышения интенсивности процессов в домне, при работе ее на торфе и обогащенном кислородом воздухе, следует применять торф с низкой влажностью и увеличить количество теплоносителя, поступающего в зону сухой перегонки.

Последнее может быть достигнуто подогревом обогащенного дутья с одновременным подводом в горн перегретого пара. Количество теплоносителя при этом должно увеличиться как за счет дополнительного количества окиси углерода и водорода, так и за счет неразложившегося пара.

При использовании в домне или вообще в газогенераторе с жидким шлакоудалением вместо кокса антрацита или механически прочного каменного угля указанных затруднений встретиться не может, так как влажность этих видов топлива невелика.

Применение в домне кислородного дутья для металлургического процесса имеет ряд очень важных преимуществ, как-то: увеличение производительности, экономия каменного кокса, сокращение капитальных затрат на производство дутья и т. д.

В связи с этим в настоящее время у нас развертываются широкие работы по внедрению кислорода в доменное производство. При успешном разрешении поставленных задач доменные современные заводы будут осуществлять функцию мощных генераторов высококачественного газа. Такое комбинирование производств чугуна и газа является наиболее эффективным способом резкого снижения стоимости газа, что открывает перспективы его использования для энергетических целей.

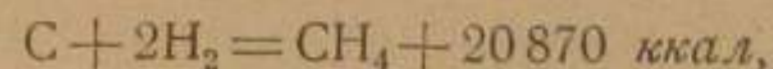
• в) Газификация на парокислородном дутье под высоким давлением. Вышеописанные процессы газификации на парокислородном дутье и на дутье, обогащенном кислородом, осуществляются под атмосферным (или близком к нему) давлением.

Увеличение давления вносит существенные изменения как в количественную, так и в качественную сторону процесса газификации.

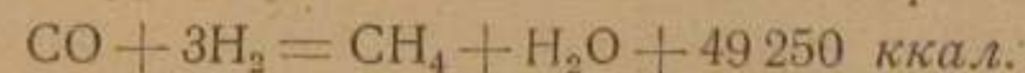
Все реакции образования окиси углерода, водорода и углекислоты, характерные для процесса на парокислородном дутье при атмосферном давлении, в той же последовательности протекают и при повышении давления. Разница, однако, заключается здесь в том, что с повышением давления и, следовательно, с повышением концентрации реагирующих веществ увеличивается и скорость этих реакций, т. е. интенсивность процесса газификации.

Выше, в главе «Водяной газ» мы указывали, что наряду с реакциями образования водяного газа в генераторе получают слабое развитие реакции образования вторичного продукта — метана.

Образование метана может протекать как по реакции прямого гидрирования углерода топлива

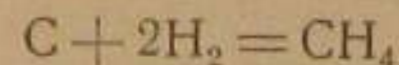


так и путем других реакций, в частности, по реакции



Обе реакции протекают с уменьшением объема и выделением тепла. Это указывает на то, что повышение давления и понижение температуры должны благоприятствовать образованию метана.

На фиг. 140 приведены кривые содержания метана в равновесной смеси газов реакции

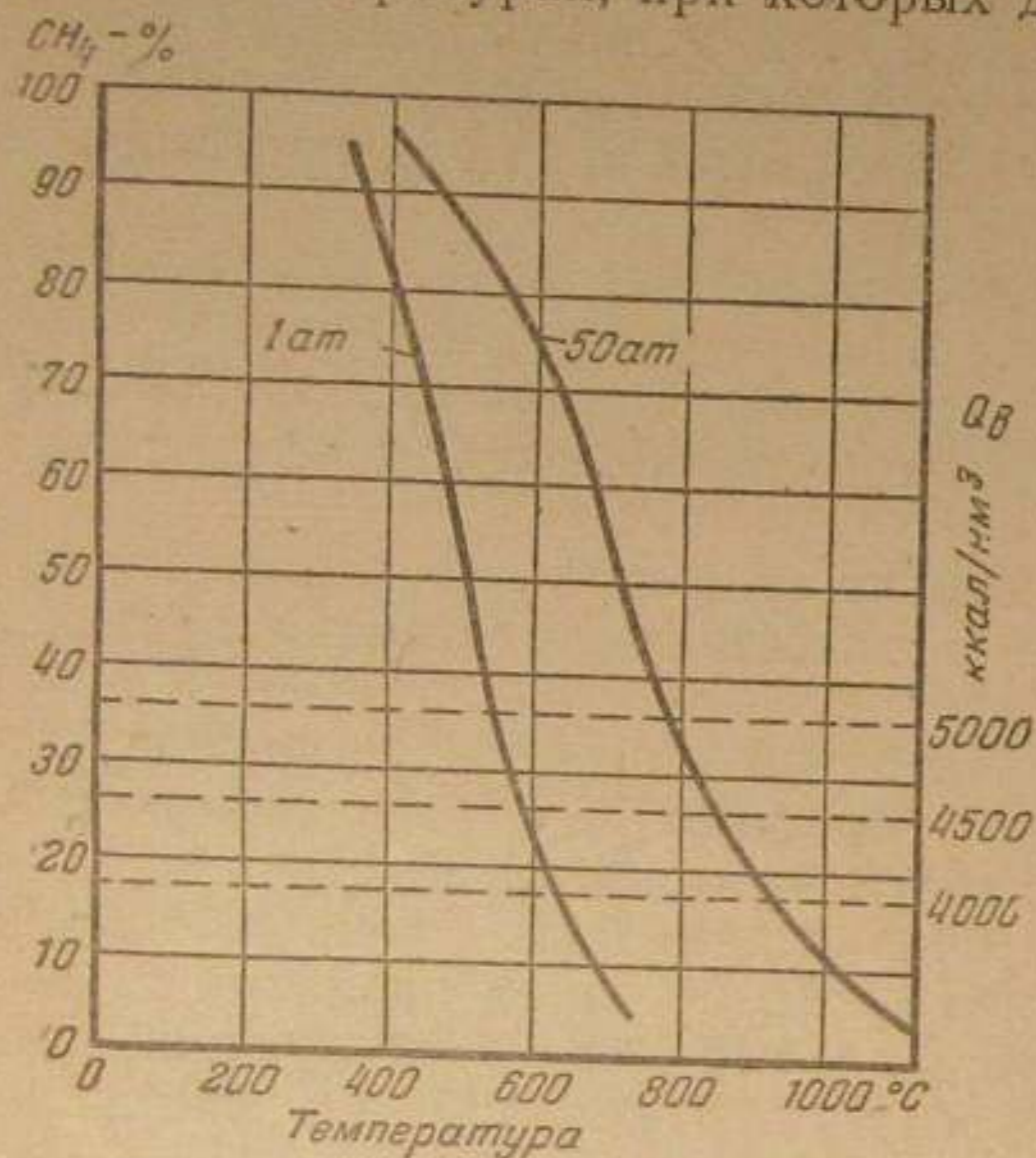


при давлении 1 и 50 ат и при различных температурах.

Из диаграммы усматривается, что с повышением давления равновесие системы сдвигается в область более высоких тем-

ператур. При этом одновременно увеличивается и скорость реакции.

При давлении 1 ат скорость реакции образования метана очень низкая и, кроме того, реакция протекает при таких низких температурах, при которых другие реакции газификации протекать не могут.

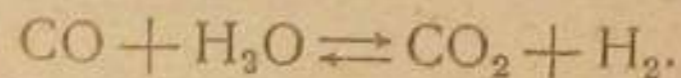


Фиг. 140. Содержание метана в смеси с водородом при равновесии над графитом.

Однако, при этих температурах практически не идут ни реакция разложения пара, ни реакция восстановления углекислоты.

При давлении в 50 ат смесь той же теплотворной способности и с большей скоростью получается при температуре 860—950° С, благоприятной и для указанных реакций восстановления.

Как отмечалось выше, при газификации парокислородной смесью, вследствие наличия в газовой смеси большого количества неразложенного пара, стимулируется реакция конверсии окиси углерода:



Эта реакция идет без изменения объема, поэтому давление не влияет на характер равновесия этой системы: при данной температуре устанавливается определенное (равновесное) соотношение между компонентами реакции, независимое от давления, под которым эта система находится. Но, не влияя на состояние равновесия, давление повышает концен-

С повышением давления образование метана в значительных количествах и с достаточной скоростью оказывается возможным при температурах, благоприятных для протекания и других реакций.

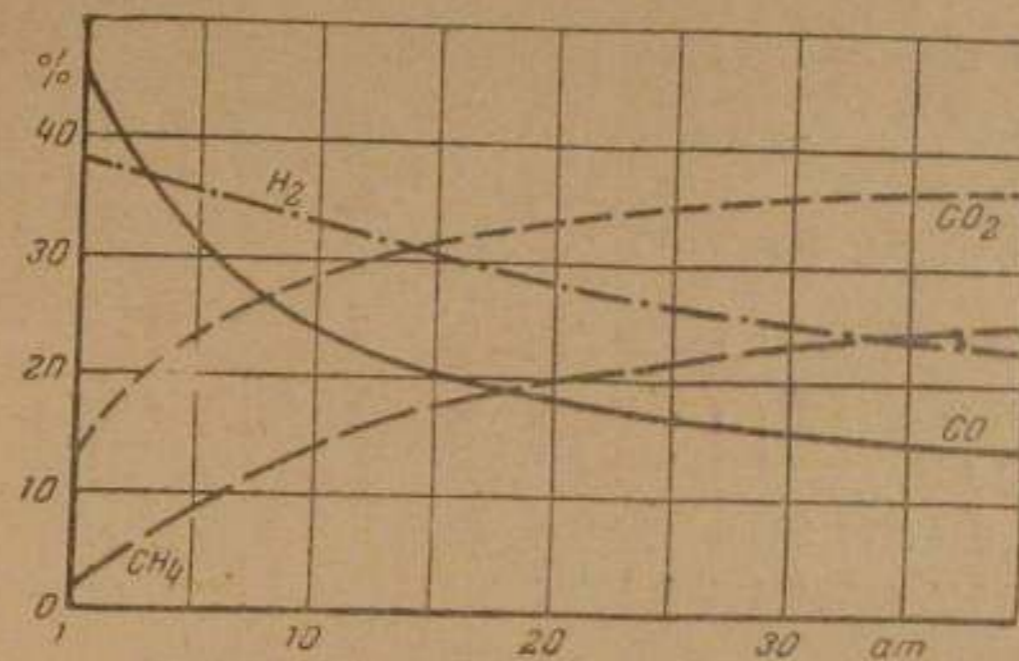
Например (см. диаграмму фиг. 140) получение смеси $\text{CH}_4 + \text{H}_2$ теплотворной способностью в 4 000—4 500 ккал/м³ при давлении 1 ат возможно только в условиях температур 550—650° С.

Однако, при этих температурах практиче-

трацию CO и H_2O и тем благоприятствует повышению скорости реакции. Так, по исследованиям Института азота при увеличении давления до 26 ат скорости конверсии окиси углерода и образования углекислоты увеличиваются в 10 раз.

Таким образом, осуществляя процесс газификации на парокислородном дутье при высоком давлении, мы должны получить газ, обогащенный метаном и углекислотой.

На фиг. 141 приведены кривые изменения состава газа, полученного при газификации бурого угля на парокислородном дутье под давлением от 1 до 40 ат (в лабораторных условиях).



Фиг. 141. Изменение состава газа в зависимости от давления.

Мы видим, что с повышением давления в газе повышается содержание метана и углекислоты и снижается содержание окиси углерода и водорода.

Снижение содержания последних двух компонентов можно объяснить развитием реакций конверсии окиси углерода и образования метана, идущих — первая — к расходу окиси углерода, вторые — с потреблением водорода.

Генераторный газ, получаемый под высоким давлением, может быть подвергнут промывке водой в скруббере высокого давления. При этом одновременно с механическими примесями, содержащимися в газе, отмывается и углекислота. В результате такой отмывки газ оказывается обогащенным метаном и другими горючими компонентами.

В табл. 61 приведены состав, теплотворная способность и выход газа, полученного при газификации бурого угля в промышленном газогенераторе под давлением 20 ат.

Из таблицы видно, что газ, отмывтый от углекислоты, по своей теплотворной способности отвечает требованиям современных стандартов на бытовой газ.

Таблица 61
Состав, теплотворная способность и выход газа, полученного при газификации бурого угля под давлением 20 ат

Показатели	Сырой газ	Газ после отмывки углекислоты
Состав газа:		
$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$	33,5	1,90
C_mH_n	0,7	1,02
O_2	0,2	0,30
CO	14,4	21,20
H_2	39,9	59,11
CH_4	6,8	9,85
C_2H_6	3,0	4,37
N_2	1,5	2,25
Теплотворная способность газа:		
а) высшая, ккал/нм ³	2 925	4 250
б) низшая, ккал/нм ³	2 625	3 750
Выход газа в расчете на углерод топлива, нм ³ /кг ⁰ С		
	2,54	1,59

Осуществить отмывку газа от углекислоты довольно просто, так как газ уже при выходе из газогенератора имеет готовое нужное для промывки давление.

На фиг. 142 приведены кривые изменения выхода и теплотворной способности чистого газа, а также удельных расходов кислорода в зависимости от давления.

Кривая расхода кислорода (нм³/нм³ чистого газа) показывает, что с повышением давления расход кислорода падает.

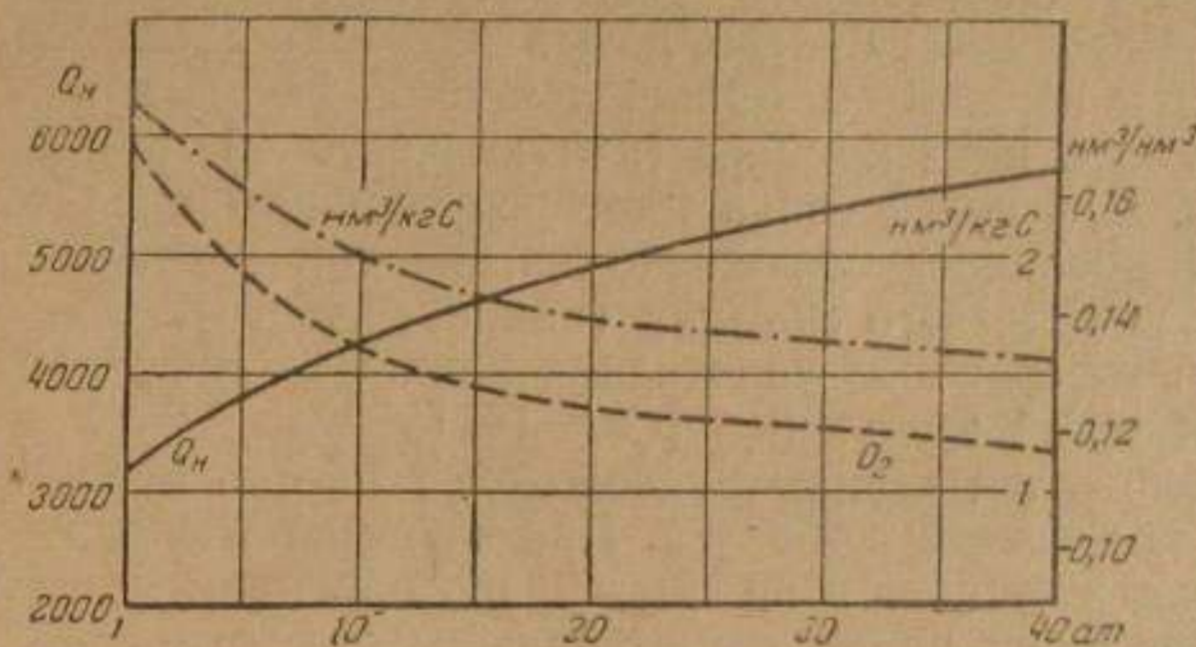
Это находит объяснение в следующем. Кислород является фактором теплообразования в слое. При газификации под атмосферным давлением тепло, необходимое для осуществления реакций восстановления, доставляется кислородными реакциями. С повышением давления получают развитие экзотермические реакции метанообразования и отчасти — конверсии окиси углерода. Таким образом, часть тепла, потребного для зоны восстановления, доставляется этими реакциями. Чем выше давление, под которым проводится процесс газификации, тем большее развитие получают реакции метанообразования, тем меньшая доля потребного тепла покрывается за счет расхода кислорода.

Процесс газификации под высоким давлением осуществлен в промышленном масштабе. В настоящее время находят-

ся в эксплуатации несколько установок, работающих под давлением 18—20 ат и снабжающих газом бытовых потребителей. Это давление обеспечивает получение газа теплотворной способностью (после отмывки от углекислоты) 4 000—4 200 ккал/нм³, т. е. городского газа стандартного качества.

Схема работающих установок включает в себе следующие элементы:

а) парокотельную с пароперегревателем (пар с давлением 25—30 ат и температурой 450—500° С);



Фиг. 142. Изменение выхода и теплотворной способности чистого газа и удельного расхода кислорода в зависимости от давления.

- + б) кислородную установку с кислородным компрессором на 25—30 ат;
- + в) газогенератор высокого давления;
- г) конденсационную систему для улавливания смолы, состоящую из двух или трех ступеней трубчатых холодильников;
- д) адсорбционно-десорбционную систему для улавливания газового бензина;
- е) скрубберы высокого давления с водяным орошением для охлаждения газа и отмывки от него углекислоты и сероводорода;
- ж) аппараты для очистки газа от остатков сероводорода;
- з) турбинную установку для использования энергии сжатой воды, вытекающей из скрубберов;
- и) установку для дегазации и охлаждения скрубберной воды;
- к) смоло-водяное хозяйство.

Все элементы газогенераторной установки, работающие под давлением (газогенератор, холодильники, скрубберы, адсорберы), должны отвечать требованиям полной герметичности и механической прочности.

Газогенератор (фиг. 143) представляет собой стальной толстостенный барабан. Для защиты стенок барабана от высоких температур предусмотрена пароводяная рубашка, соединенная с котелком-паросборником. Полость газогенератора соединена трубой с паровым пространством котелка. Таким образом внутренняя стенка рубашки (толщиной 10 мм) испытывает с обеих сторон одинаковое давление. В верхней части рубашка футерована.

Загрузка топлива в генератор производится через устройство, напоминающее загрузочную коробку обычного газогенератора. Коробка снабжена двумя затворами: нижним колокольным и верхним, выполненным либо также в виде колокола, либо в виде крышки (как на чертеже), прижимаемой болтами. Для обеспечения плотного прижимания колокола к седлу последнее выполнено из твердой резины (верхний затвор) или мягкого металла (нижний затвор).

Один из способов уплотнения верхнего колокола представляет собой следующее (фиг. 144).

В положении «закрыто» колокол 1 плотно прижат давлением к резиновому кольцу 2. При загрузке топлива вместе с колоколом опускается на некоторое расстояние цилиндр 3, закрывая собой уплотняющее кольцо 2 и предохраняя его от истирания топливом. По заполнении коробки топливом колокол вместе с цилиндром подтягивается вверх и прижимается к кольцу 2.

Операция загрузки топлива производится следующим образом (фиг. 145).

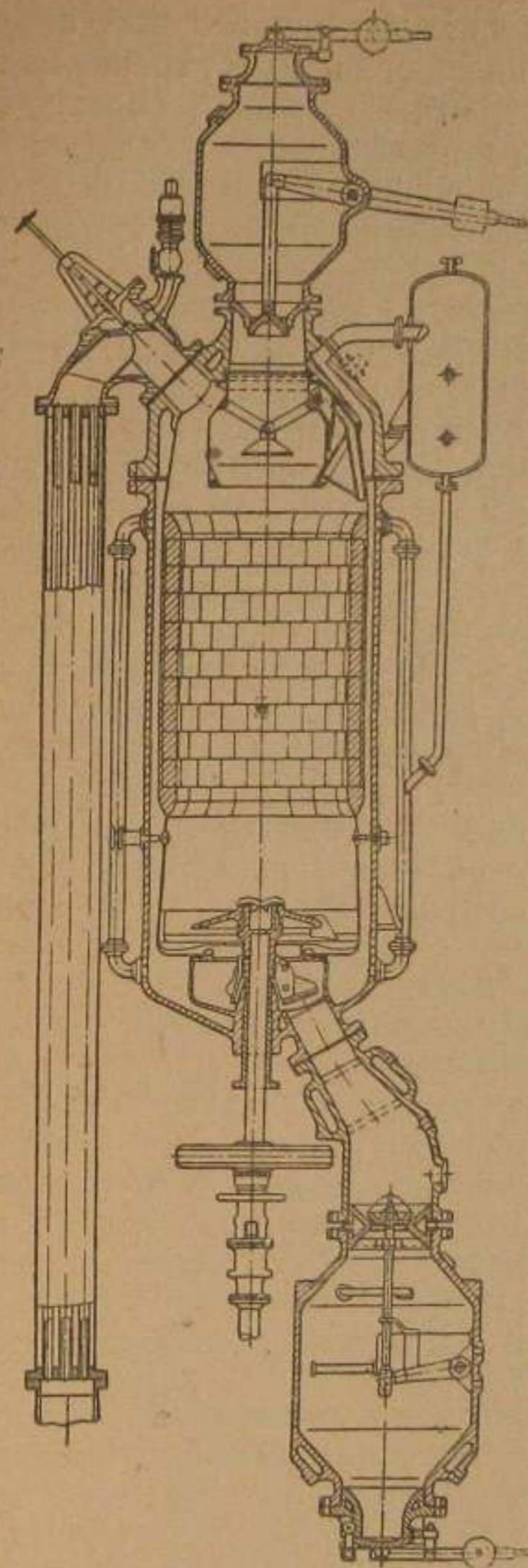
Загрузочная коробка 1 газопроводом А может быть соединена с газопроводом высокого давления или газопроводом Б — с газгольдером низкого давления. Перед загрузкой топлива закрывают вентиль на линии А и открывают — на линии Б. Сжатый до этого газ перейдет в газгольдер низкого давления, в коробке установится давление, близкое к атмосферному, а нижний колокол давлением изнутри генератора будет плотно прижат к своему седлу.

После этого закрывают вентиль на линии Б, открывают верхний затвор загрузочной коробки и загружают в нее топливо.

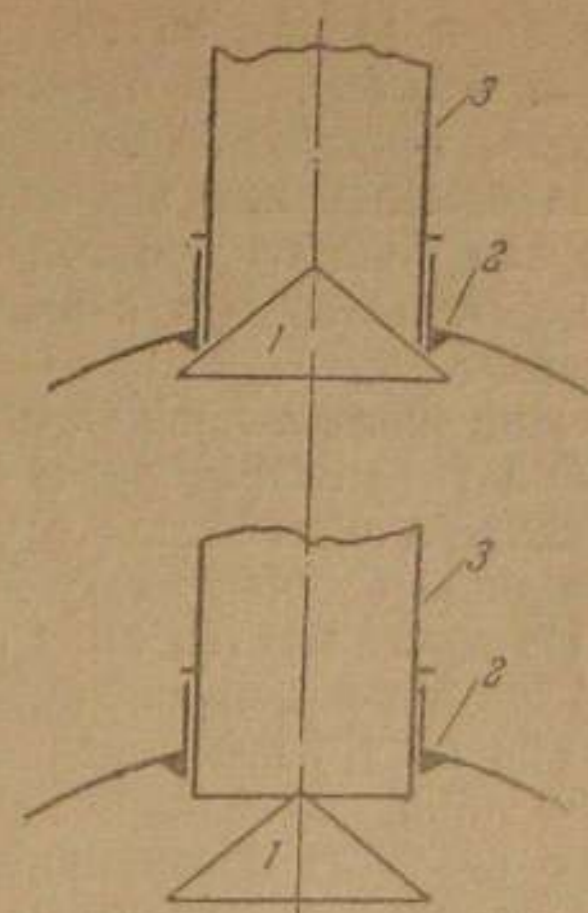
Затем закрывают верхний затвор и открывают вентиль на линии А. Давление на нижний колокол из генератора уравновесится при этом давлением из коробки и нижний колокол может быть легко опущен вниз.

В нижней части шахты расположена вращающаяся колосниковая решетка, приводимая во вращение посредством привода 8.

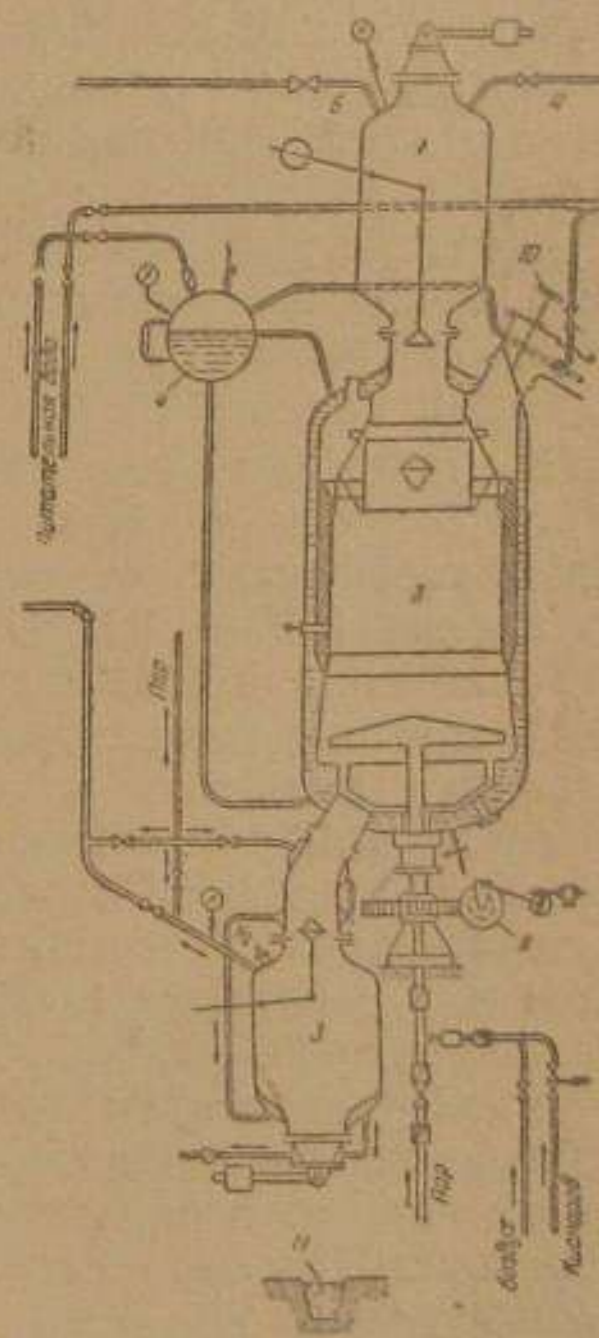
Кислород и пар подаются в генератор через полый вал, посредством которого решетка приводится во вращение



Фиг. 143. Разрез газогенератора высокого давления.



Фиг. 144. Способ уплотнения верхнего колокола загрузочного устройства.



Фиг. 145. Схема газогенератора высокого давления.

Зола и шлаки из генератора поступают в зольный карман 3. Карман, как и загрузочная коробка, имеет также два затвора, только расположенных и открываемых в обратном порядке. Операция выгрузки золы производится аналогично загрузке топлива — с той лишь разницей, что для создания давления в зольном кармане пользуются не газом, а паром или азотом.

Одна из работающих в настоящее время установок оборудована газогенераторами с диаметром шахты 1,25 м. Производительность каждого из них 800—1 000 $\text{нм}^3/\text{час}$ газа теплотворной способностью 4 000—4 200 $\text{ккал}/\text{нм}^3$.

На других установках работают газогенераторы с диаметром шахты 2,5 м, дающие в час 2 500—3 000 нм^3 газа.

Газ по трубам передается за 8—40 км для бытового потребления.

В качестве сырья применяется низкосортный бурый уголь с природной влажностью 40—50%. Перед поступлением в бункеры станции топливо подсушивается до содержания влаги 20—30%. В дело идет фракция 2—20 мм, т. е. мелкозернистое топливо.

Как правило, станции высокого давления устанавливаются при брикетных фабриках, что позволяет удешевить подготовку топлива, так как подсушка и измельчение топлива необходимы также и для брикетных фабрик.

Десятилетний опыт эксплуатации газогенераторов, работающих под высоким давлением, показал, что этот метод имеет ряд достоинств, не свойственных другим методам газификации. Главнейшие из них выражаются в следующем.

В отношении процесса:

а) Высокое давление, стимулируя развитие полезных реакций газификации, позволяет вести процесс при сравнительно низких (900—1 000°С) температурах и, следовательно, без шлакования золы топлива. Это обстоятельство облегчает эксплуатацию генераторов, так как шуровка генератора становится излишней.

б) Благодаря повышению объемных концентраций газов интенсифицируются процессы газификации и повышается производительность газогенераторов. Генераторы работают с напряжением порядка 1 000 $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$, считая на бурый уголь с влажностью 20—25%.

в) С увеличением давления уменьшается объем газа, получающегося в генераторе. В связи с этим уменьшаются скорости газа и, следовательно, сокращается вынос пыли из генератора. При современных напряжениях сечения шахты потери с уносом не превышают 1%.

В отношении сырья:

а) Метод газификации под давлением позволяет для по-

лучения высококачественного газа использовать дешевое низкосортное местное топливо с широким диапазоном влажности и зольности.

б) Этот метод является единственным методом газификации, позволяющим получить стандартный городской газ и притом из низкосортных топлив.

в) С повышением давления снижается расход на газификацию кислорода. При давлении 20 ат расход кислорода на 1 млн. ккал в газе в 2—3 раза меньше, чем при атмосферном давлении.

В отношении продуктов газификации:

а) Путем изменения давления, концентрации кислорода и расхода пара оказывается возможным получить газ самого разнообразного качества.

б) Выход ценных жидких продуктов при газификации под высоким давлением оказывается таким же, как при полукоксовании. При этом выход бензина значительно превышает нормы выхода этого продукта, свойственные полукоксованию.

В отношении передачи газа:

а) Давление, с которым газ выходит из газогенератора, может быть использовано для передачи газа на дальние расстояния. При газификации под давлением в 20 ат газ без дополнительных затрат на компрессию может быть передан на расстояние 200—300 км.

б) При газификации под давлением компрессии подвергается только кислород, составляющий 14—15% от объема получаемого газа, а из генератора выходят компримированными все 100% газа. Таким образом получается большая экономия затрат на транспорт газа на дальние расстояния.

В отношении аппаратуры:

а) Резко уменьшается объем газогенераторов и вообще всей аппаратуры станций; установка получается компактной.

В отношении эксплуатации:

а) Благодаря отсутствию шлакования и вследствие полной герметичности аппаратуры — отсутствию газовыделений в рабочем помещении — обслуживание газогенераторов значительно облегчается.

В отношении энергетического использования газа:

а) Благодаря крайнему сокращению затрат на компрессию газа установки для газификации под высоким давлением удобно располагать в местах добычи топлива, а получающийся газ транспортировать в городские и промышленные центры за 200—300 км от установки. Это позволит значительно удешевить стоимость тепла в местах потребления и расширить энергетическое использование газа как для сжигания его в топках котлов и в печах, так и в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбинах.

Недостатком метода является необходимость применения довольно дорогой аппаратуры, работающей под высоким давлением, хотя, вообще говоря, такого типа аппаратура изготовляется и имеет достаточно широкое применение в промышленности и энергетике (химическая промышленность, барабаны котлов).

Из советских топлив опытной газификации на промышленной установке под высоким давлением подвергались подмосковный и богословский бурый угли. Опыты дали вполне удовлетворительные результаты. В настоящее время проектируется газовый завод для газификации подмосковного угля под высоким давлением, который будет снабжать газом Москву. Завод будет расположен на месте добычи угля в районе Тулы.

Результаты опытной газификации подмосковного угля в газогенераторе с шахтой диаметром 1,25 м отражены в табл. 62.

Из таблицы видно, что к. п. д. газификации, если считать его по чистому газу, составляет 69—72%, т. е. колеблется в узких пределах. Он почти не отличается и от к. п. д., получаемого при газификации того же угля на парокислородном дутье при атмосферном давлении.

Сравнение η_2 по неочищенному и чистому газу показывает, что промывка газа от углекислоты, благоприятствуя повышению теплотворной способности газа, ведет к снижению η_2 на 6—7%. Объясняется это тем, что при промывке неочищенного газа в скруббере высокого давления одновременно с углекислотой из газа вымываются и другие, в том числе и горючие, компоненты.

Расчеты и измерения показывают, что при 18—20 ат в скруббере отмывается 32—34% газа.

Состав газов, растворившихся в воде, такой:

CO ₂ 85—86%	CO 1,7—2,1%
H ₂ S 6,2—6,3%	H ₂ 3,8—4,4%
C _m H _n 0,1%	CH ₄ 1,9—2,0%
O ₂ 0,0%	N ₂ 0,1—0,2%

Теплотворность этого газа составляет: высшая 740—790 ккал/нм³, низшая 670—720 ккал/нм³.

По выходе из скруббера скрубберная вода поступает в водяную турбину, насаженную на одном валу с насосом и электромотором. Турбинка использует до 50% энергии сжатой воды.

Отработанная в турбине вода стекает в сборник, где из нее выделяются растворенные газы. Эти газы, называемые экспанзерными, собираются и направляются для использования в толке пароперегревателя или в другом месте.

Таблица 62

Показатели газификации подмосковного угля на парокислородном дутье под высоким давлением

Показатели	Единица измерения	I	II
<i>I. Топливо</i>			
1. Влажность	%	18,2	29,7
2. Зольность <i>A^c</i>	%	30,6	30,0
3. Крупность угля (класс)	мм	2—18	2—18
<i>II. Дутье</i>			
1. Концентрация O ₂ в техническом O ₂	%	91,9	93,5
2. Расход 100%-ного O ₂ :			
а) на горячую массу угля	нм ³ /кг	0,19	0,21
б) на 1 нм ³ чистого газа	нм ³ /нм ³	0,17	0,18
3. Расход пара:			
а) на горячую массу угля	кг/кг	1,72	1,86
б) на 1 нм ³ чистого газа	кг/нм ³	1,53	1,63
4. Температура пара	°C	500	493
5. Степень разложения пара	%	36	34
6. Состав дутья:			
а) кислород	об. %	8,3	8,3
б) азот	об. %	0,7	0,6
в) пар	об. %	91,0	91,1
<i>III. Производительность</i>			
1. Напряжение сечения шахты на рабочее топливо	кг/м ² час	988	1 075
2. Часовая производительность:			
а) по неочищенному газу	нм ³ /час	1 160	1 129
б) по чистому газу	"	774	742
<i>IV. Газ</i>			
1. Выход неочищенного газа на рабочее топливо	нм ³ /кг	0,95	0,85
2. Состав неочищенного газа:			
CO ₂	об. %	31,8	31,1
H ₂ S	об. %	1,7	1,6
C _m H _n	об. %	0,7	0,7
O ₂	об. %	0,3	0,3
CO	об. %	14,4	15,0
H ₂	об. %	39,8	39,9
CH ₄	об. %	6,8	7,3
C ₂ H ₆	об. %	3,0	2,4
N ₂	об. %	1,5	1,7
3. Теплотворная способность неочищенного газа:			
а) высшая	ккал/нм ³	3 019	2 985
б) низшая		2 707	2 635
4. Влажностное содержание неочищенного газа	г/нм ³	895	1 120
5. Температура неочищенного газа	°C	205	180
6. Давление неочищенного газа	ат	18,3	18,3
7. Выход чистого газа на рабочее топливо	нм ³ /кг	0,64	0,56

Продолжение

Показатели	Единица измерения	I	II
8. Состав чистого газа:			
CO ₂	об. %	1,9	2,1
C _m H _n	об. %	1,0	1,0
O ₂	об. %	0,2	0,3
CO	об. %	21,2	21,8
H ₂	об. %	59,1	58,5
CH ₄	об. %	9,9	10,5
C ₂ H ₆	об. %	4,4	3,3
N ₂	об. %	2,3	2,5
9. Теплотворная способность чистого газа:			
а) высшая	ккал/нм ³	4 250	4 150
б) низшая	"	3 750	3 700
V. Шлак			
1. Содержание горючих в шлаке	%	5,5	3,5
VI. Тепловой баланс (по высшему пределу)			
Приход			
1. Теплотворная способность угля . . .	%	82,4	81,4
2. Физическое тепло кислорода	%	0,2	0,2
3. Физическое тепло пара	%	17,4	18,4
		100,0	100,0
Расход			
1. Теплотворная способность неочищенного газа	%	61,8	62,0
2. Физическое тепло газа	%	1,5	1,3
3. Физическое тепло влаги газа	%	13,0	15,7
4. Теплотворная способность и физическое тепло смолы	%	13,0	13,4
5. Теплотворная способность уноса . .	%	0,8	0,8
6. Теплотворная способность шлака выгреба	%	2,9	2,1
7. Теплотворная способность воднорастворимых соединений	%	1,3	1,4
8. Потери в окружающую среду и пр.	%	5,7	3,3
		100,0	100,0
VII. К. п. д.			
1. Термический к. п. д.:			
а) по неочищенному газу	%	62	62
б) по неочищенному газу и смоле . . .	%	75	75
2. К. п. д. газификации:			
а) по неочищенному газу	%	75	76
б) по чистому газу	%	70	70
в) по неочищенному газу + смола . . .	%	91	92
г) по чистому газу + смола	%	86	86

При газификации подмосковного угля, как и при газификации других бурых углей, получается высокий выход смолы: 8—9%, считая на горючую массу топлива. С учетом теплотворной способности этой смолы, к. п. д. газификации с 69—72% повышается до 85—88%.

79. Газификация пылевидного и мелкозернистого топлива

При химическом взаимодействии газообразного вещества с твердым реакцией протекают на поверхности и в открытых порах последнего. Интенсивность химического процесса, т. е. количество вещества, реагирующего в единицу времени, отнесенное к единице объема, при прочих равных условиях будет тем выше, чем больше суммарная поверхность твердого тела, заключенного в этой единице объема.

Очевидно также, что суммарная поверхность частиц твердого тела, отнесенная к единице объема, будет возрастать с уменьшением размеров частицы.

Поэтому, например, в единице объема зоны газификации при работе на крупнокусковом топливе газа должно получиться меньше, чем при работе на топливе с малой величиной куска.

Таким образом, одним из методов повышения интенсивности процесса газификации является применение топлива с сильно развитой суммарной реакционной поверхностью частиц.

Однако, при газификации мелкозернистого топлива, когда скорость воздушно-газового потока превышает некоторую предельную скорость w_0 , при которой слой частиц остается еще в покое, нарушается устойчивость слоя.

Между w_0 и критической скоростью потока для каждой отдельной частицы $w_{кр}$ (т. е. той скоростью потока, при которой лобовое давление потока уравновешивается весом частицы) устанавливается связь, выражаемая формулой

$$w_0 = w_{кр} \sqrt{I^n}, \quad (85)$$

где I — показатель разрыхления покоящегося слоя частиц; n — коэффициент, зависящий от размеров частиц и характера материала.

Выражение $\sqrt{I^n}$ всегда меньше единицы и, следовательно, скорость воздушно-газового потока, при которой нарушается плотность слоя, меньше критической скорости для отдельных частиц, составляющих слой.

Итак, при интенсификации процесса газификации за счет увеличения суммарной реакционной поверхности топлива требуется применение мелкозернистого топлива. Применение

этого последнего, в свою очередь, вынуждает организовать процесс газификации не в покоем слое частиц, а во взвешенном состоянии.

Здесь необходимо отметить, что газификация мелкозернистого топлива во взвешенном состоянии, попутно с задачей создания мощного газогенератора, решает еще и другую очень важную задачу: расширение сырьевой базы газификации за счет таких видов топлива, которые для обычных методов газификации не применяются вовсе или применяются в ограниченном масштабе. Таковы штыбы, мелочь, быстро разрушающиеся бурые угли, мелкозернистый полукокс, фрезерный торф и др.

В научно-исследовательских работах по газификации мелкокораздробленного топлива в свое время определились три направления, а именно: газификация пыли (СССР, Институт торфа, 1929—1937 гг.); газификация мелкозернистого топлива во «взвешенном слое» (СССР, Институт газа и искусственного жидкого топлива, 1934—1941 гг.) и газификация в «кипящем» слое (СССР, Институт азота, 1934—1940 гг. и в Германии).

Различие этих направлений заключается в способах подготовки топлива (подсушка, измельчение), в способах подачи топлива в шахту газогенератора и в организации аэродинамики газотопливного потока в шахте.

Разработка всех трех методов доведена до стадии промышленного внедрения.

Однако распространению метода Института торфа (газификация пыли) мешает дороговизна пылеприготовления. Этот метод, показавший возможность газификации с напряжением свыше $5\,000\text{ кг/м}^2\text{ час}$, в промышленности пока не применяется, хотя и является наиболее производительным.

Метод газификации во взвешенном слое (Институт газа) реализован для газификации фрезерного торфа.

Газификация в кипящем слое имела и имеет в настоящее время широкое промышленное применение в Германии. Там этот метод известен под наименованием метода Винклера.

Начал применяться этот метод также и в СССР.

а) Газификация во взвешенном слое (метод ВНИГИ). Метод газификации во взвешенном слое разработан Институтом газа и искусственного жидкого топлива (ВНИГИ). Схема газогенератора ВНИГИ изображена на фиг. 146. Газогенератор представляет собой шахту, выложенную огнеупорным кирпичом и одетую в железный кожух. Верхняя часть шахты цилиндрическая, нижняя — коническая.

Снизу шахта замыкается дутьевой камерой 1.

Воздух, подаваемый в дутьевую камеру через патрубок 2, поступает в коническую часть шахты через диффузор 3.

Топливо величиной зерна 0—6, 0—10 мм из бункера шнеком 4 подается на тарельчатый аппарат 5, предназначенный для подсушки и частичного швелования. Через центр тарелок пропущен вертикальный вал, на котором насажены скребки. При вращении вала скребки переталкивают топливо с верхней тарелки на нижнюю, ускоряя процесс подсушки.

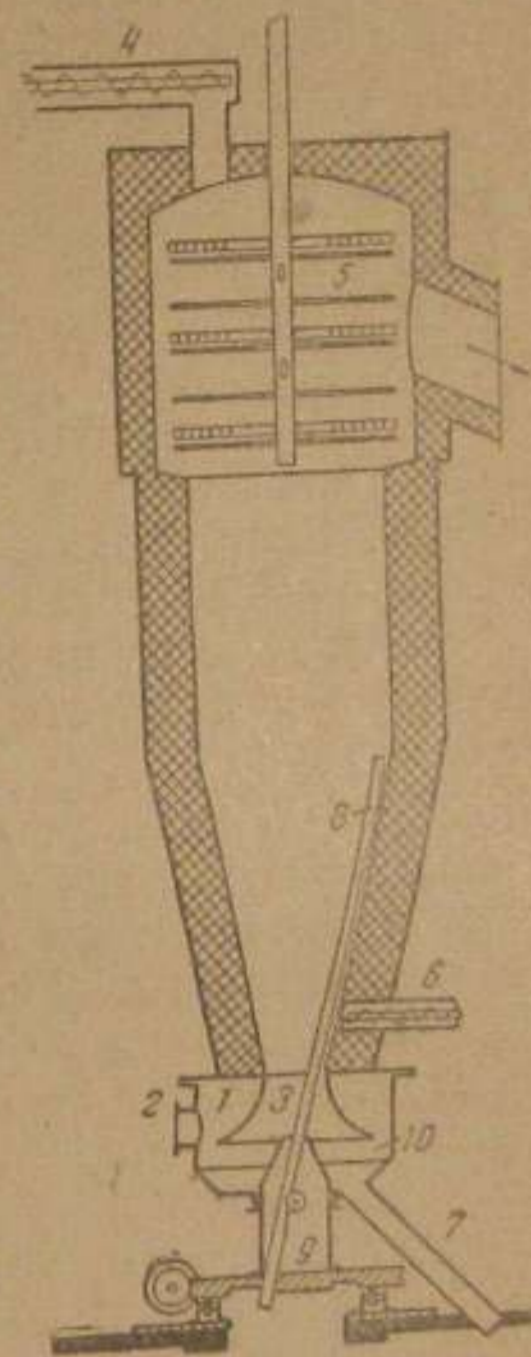
С нижней тарелки топливо сбрасывается в шахту газогенератора навстречу поднимающемуся снизу потоку горячих газов. Более крупные частицы топлива, скорости витания которых выше скорости газового потока в цилиндрической части шахты, падают в коническую часть шахты. Здесь, где скорости газа выше и переменны по высоте конуса, частицы топлива образуют взвешенный слой. При этом более крупные частицы располагаются в нижней части слоя, более мелкие в верхней.

Изменением угла раскрытия конуса можно изменять кривую распределения скоростей газового потока по высоте конуса и тем влиять на высоту и плотность взвешенного слоя.

Мелкие частицы топлива (пыль), подхватываемые газовым потоком в момент пересыпания топлива с тарелки на тарелку и при его падении в шахту, а также мелкие частицы топлива и летучая зола, поднимающиеся снизу, выносятся из газогенератора и улавливаются в мультициклоне, расположенном рядом с газогенератором.

Сухое, термически подготовленное топливо из циклона посредством шнека 6 возвращается в коническую часть шахты. Эта часть топлива, вследствие малых скоростей витания частиц, не задерживается во взвешенном слое, а газифицируется в полете через шахту.

Соотношение между количеством топлива, газифицируемого во взвешенном слое и в полете, зависит от первоначального зернового состава топлива, его механической и термической прочности и от интенсивности, с которой ведется процесс газификации.



Фиг. 146. Схема газогенератора ВНИГИ.

Некоторая небольшая часть золы удаляется вместе с газом. Основная же ее часть выпадает из слоя в дутьевую камеру в виде слегка оплавленных гранул. Мельчайшие частицы золы вследствие быстрого размягчения слипаются друг с другом в более крупные комплексы. Так как удельный вес этих золных комплексов значительно выше удельного веса топлива, то устанавливаются в конусе скоростей газового потока оказывается недостаточно для поддержания их во взвешенном состоянии. Отяжелевшие частицы золы (шлака) выпадают из потока, попадая на охлаждаемое дно дутьевой камеры. Отсюда через патрубок 7 зола (шлаки) направляется в гидравлик.

Частицы ошлакованной золы, оседающие на шамотной стенке конуса, удаляются со стенок штангой 8. Эта штанга посредством привода, скрытого во вращающейся тумбе 9, может вдвигаться в конусную часть шахты на желаемую высоту. Благодаря вращению тумбы 9 штанга может двигаться по всей поверхности конуса.

Удаленные штангой со стенок куски шлаков падают в дутьевую камеру, откуда посредством скребков 10 направляются в трубу 7.

Характерными особенностями метода ВНИГИ, отличающими его от других аналогичных методов, являются: наличие аппарата для подсушки топлива, расположенного внутри газогенератора; двойная подача топлива (возврат уноса) и наличие взвешенного слоя.

Подсушка топлива внутри газогенератора за счет тепла газа, с одной стороны, позволяет применять для газификации топливо с высокой влажностью (35—40%), а с другой, — повышает к. п. д. процесса.

Нижняя подача топлива (возврат уноса) также благоприятствует повышению к. п. д. Кроме того, подача термически подготовленного топлива позволяет интенсифицировать процесс и улучшить условия для протекания восстановительных реакций.

В табл. 62а приведены некоторые показатели газификации во взвешенном слое фрезерного торфа.

Как видно из таблицы, качество газа, получаемого из фрезерного торфа, удовлетворительное. Однако, оно ниже получаемого при газификации из кускового торфа в неподвижном слое. Это указывает на то, что условия для протекания реакций восстановления в рассматриваемом случае менее благоприятны. Качество газа заметно улучшается, если процесс вести на подогретом дутье.

Во взвешенном слое происходит крекинг продуктов сухой перегонки топлива. Следствием этого являются отсутствие в продуктах газификации смолы и малое количество фенолов.

Таблица 62а

Показатели газификации фрезерного торфа во взвешенном слое

Показатели	Единица измерения	I	II
Продолжительность опыта	час.	143	21
Влажность торфа	%	37	36
Зольность рабочего торфа	%	9,0	9,1
Температура дутья	°С	27	181
Напряжение сечения шахты	кг/м ² /час	1 220	1 160
Гидравлическое сопротивление шахты	мм вод. ст.	20	29
Выход газа	н.м ³ /кг	1,46	1,56
Состав газа:			
CO ₂	об. %	9,85	8,25
C _m H _n	об. %	0,75	0,77
O ₂	об. %	0,20	0,20
CO	об. %	20,32	28,68
H ₂	об. %	10,85	11,80
CH ₄	об. %	1,88	1,69
N ₂	об. %	56,15	53,61
Теплотворная способность газа:			
а) высшая	ккал/н.м ³	1 237	1 354
б) низшая		1 161	1 274
Температура газа:			
а) под тарелками	°С	914	913
б) в газосливе	°С	384	—
Выход уноса	%	5,9	6,3
Соержание горючего в шлаке	%	27,7	12,5
К. п. д. газификации	%	56	66
Выход смолы, фенолов и т. п.	%	0,3	0,4

Крекинг является также одной из причин пониженного качества газа (разложение метана).

Влажность топлива до 40% не оказывает влияния на показатели газификации.

Интенсивность газификации — 1 200 кг/м² час — второе превышает таковую для кускового торфа.

Особые достоинства метода ВНИГИ — возможность газификации низкосортного топлива с удовлетворительными качественными и высокими количественными показателями.

Применение при процессе парокислородного дутья позволяет получить газ, пригодный для химической промышленности.

• б) Газификация в «кипящем» слое. Газогенератор с «кипящим» слоем схематически представлен на фиг. 147.

В нижней конической части футерованной шахты газогенератора расположены плоские колосники, составленные из поставленных на ребро пластин толщиной 35 мм. В зависимости от производительности генератора через каждые две

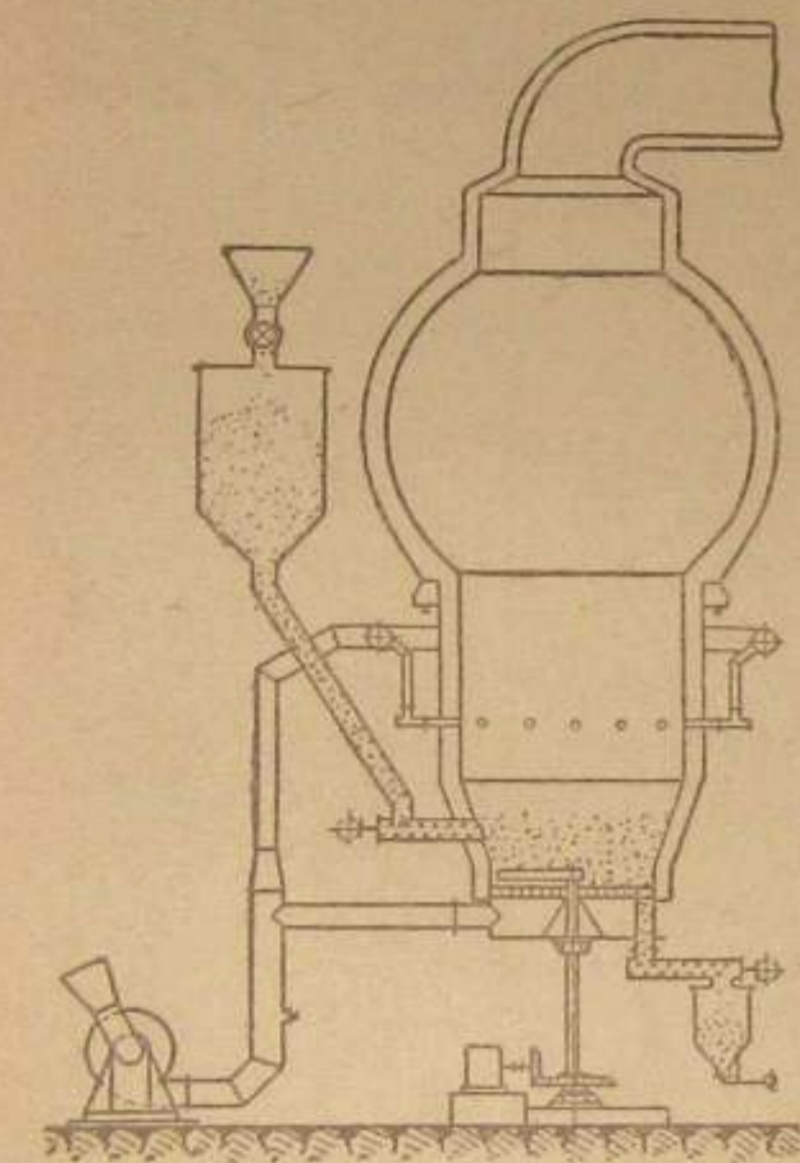
или через три такие пластины оставляется свободный зазор шириной 5 мм. Таким образом, живое сечение колосников составляет 6,5 или 4,5%.

Коническая часть шахты кверху переходит в цилиндрическую и далее — в шаровую. В более поздних конструкциях шаровое расширение устранено и вся шахта (кроме нижней части) имеет цилиндрическую форму.

Топливо в виде мелочи класса 0—3 или 0—5 мм посредством трех расположенных параллельно шнеков непрерывно подается в нижнюю часть шахты на расстоянии 0,5 м от плоскости колосников.

Дутье (воздух или парокислородная смесь) подводится в двух местах: в дутьевую камеру, расположенную под колосниками (первичное дутье) и через систему сопел — непосредственно в шахту. Вторичное дутье в количестве 15—25% от общего дутья подводится на расстоянии 5—5,5 м над колосниками.

Дутье подается в таком количестве, чтобы обеспечить скорости потока в 2—3 м/сек (считая на полное сечение шахты и 0° С и 760 мм рт. ст.). При таких скоростях дутья топливо, расположенное на колосниках, приходит в движение, по внешнему виду напоминающее кипение жидкости. Поэтому и метод носит наиме-



Фиг. 147. Схема газогенератора с «кипящим» слоем.

нование газификации в «кипящем» слое.

Толщина слоя в покойном состоянии — около 0,5 м. При кипении она увеличивается до 1,5 м. Таким образом, плотность слоя во время работы генератора уменьшается в 3 раза.

При указанных условиях (скорость дутья, живое сечение решетки, высота слоя) в дутьевой камере под колосниками устанавливается давление порядка 2 000—2 300 мм вод. ст.

Благодаря интенсивному кипению слоя образуется большое количество угольной пыли, которая выносится из слоя в надслойное пространство газогенератора. Для дожигания этой пыли и предусматривается подвод вторичного воздуха.

Газ отводится из генератора через верх шахты.

Основная часть золы (мелкие частицы) уносится с газом.

Оплавленные и отяжелевшие частицы золы и топлива выпадают на колосники. Отсюда непрерывно вращающимся охлаждаемым изнутри брусом эти частицы сбрасываются через два расположенных в колосниках отверстия в зольные карманы. Последние периодически опоражниваются в вагонетку.

В настоящее время находятся в работе газогенераторы с диаметром: шахты в плоскости колосников в 2,6 и 3,6 м, цилиндрической части — 4,5 и 5,5 м. Высота шахты, считая от колосников до верхнего перекрытия шахты, составляет 20 м; полная высота 29,5 м.

Общая толщина футеровки и изоляционного слоя 440 мм, толщина стенки железного кожуха 10 мм.

Благодаря большому количеству подаваемого дутья и чрезвычайно сильно развитой реакционной поверхности топлива генераторы с «кипящим» слоем являются наиболее производительными.

Так, генератор, с диаметром колосников 3,6 м при работе на воздушном дутье дает 60 000 $\text{нм}^3/\text{час}$ газа и выше. По мощности такой генератор равноценен, работающим на кузнати трехметровым газогенераторам, работающим на кусковом антраците. При работе на парокислородном дутье генератор указанных размеров дает 40 000 $\text{нм}^3/\text{час}$ газа типа водяного, т. е. столько же, сколько 10 генераторов водяного газа с диаметром шахты 3,6 м, работающих на дорогих коксе или антраците.

Благодаря непрерывному «кипению» слоя топлива и интенсивному перемешиванию частиц в таком слое нет того зонального процесса, который характерен для покоящегося слоя. Отдельные частицы топлива, непрерывно циркулируя от колосников вверх и обратно, выравнивают температуру в слое по его высоте. Температура слоя в нижней его части, где имеется еще свободный кислород, мало отличается от температуры в верхней части слоя.

Температура в верхних горизонтах слоя поддерживается также за счет лучистой теплоты, выделяющейся при сгорании уноса и, частично, газа в надслойном пространстве за счет вторичного дутья.

Чтобы не нарушить равномерности распределения дутья по сечению колосников и вместе с тем равномерности циркуляции частиц топлива, колосники необходимо держать чистыми от шлака. Это достигается, с одной стороны, непрерывным удалением шлака, а с другой, — поддержанием в слое температуры, полностью исключающей шлакообразование. Практически, в зависимости от свойств золы топлива, в слое устанавливается температура 900—1 000° С.

При циркуляции частиц топлива в слое с температурой

900—1 000° С продукты подсушки — водяные пары — взаимодействуют с раскаленным углеродом топлива, отнимая от слоя тепло и понижая его температуру. Это обстоятельство ограничивает влажность применяемого для газификации в кипящем слое топлива 15—20%.

Летучие вещества, выделяющиеся из топлива в «кипящем» слое, также претерпевают изменения. Та их часть, которая выделяется у колосников, частично сгорает, частично крекируется. В верхних горизонтах слоя летучие подвергаются только крекингу.

В результате газ, получающийся в «кипящем» слое, не содержит смолы и непредельных углеводородов. Частичному крекингу подвергается и метан.

Вследствие сравнительно больших скоростей дутья, ведущих к сокращению продолжительности контакта газа и угля, недостаточных температур в слое и крекинга части газообразных летучих теплопроводная способность газа, получаемого при газификации в кипящем слое, всегда ниже, чем при газификации кускового топлива в покоящемся слое.

Второй особенностью процесса является высокая (850—1 000° С) температура газа. Причины этого: отсутствие в кипящем слое обычных зон подготовки топлива, отнимающих тепло от газа, и газификация уноса в надслойном пространстве.

Газификация уноса в надслойном пространстве осуществляется посредством вторичного дутья, подаваемого через фурмы. Так как процесс газификации в объеме протекает медленно, для увеличения времени пребывания газо-пыле-воздушной смеси в генераторе верхняя часть последнего выполняется в виде свободного пространства, рассчитываемого на 7—10-секундное время пребывания в нем газа.

Вторичное дутье позволяет значительно сократить потери топлива с уносом, тем не менее они остаются значительными. Баланс углерода при газификации, например, бурого угольного полукокса складывается следующим образом:

Переходит в газ	70—76%
„ унос	22—28%
„ выгреб	1,4%

Таким образом, в среднем четверть углерода топлива теряется с уносом.

При зольности полукокса в 25% (A^c), зольность уноса составляет 55—60%. Унос оказывается сильно зололенным. Золоение уноса объясняется, с одной стороны, сжиганием мелких частиц топлива в надслойном пространстве генератора, а с другой, — выносом золы из слоя.

Для рассматриваемого метода газификации характерно то, что большая часть золы удаляется с газом.

Так, для случаев, для которых приведен выше баланс углерода, зола распределялась так:

уносится газом	94,3—95,2%
удаляется с выгребом	5,7—4,3%

в) Схема газогенераторной станции для газификации в «кипящем» слое. Особенности процесса газификации в «кипящем» слое, влияющими на характер схемы генераторной станции, являются: отсутствие в газе смолы, большое количество уноса и высокая температура газа. В соответствии с этим станция включает в себя аппараты для улавливания пыли и устройства для использования тепла газа. Смолоочистных устройств станция не содержит.

Схема одной из действующих установок приведена на фиг. 148.

Установка работает на мелочи бурого угля, подсушенного до 10—15%, или на бурого угольного полукокса.

Топливо из углеподготовительного отделения, расположенного рядом с цехом полукоксования, пневматически подается в бункеры установки. В качестве транспортирующей среды применяются углекислота или азот, которыми завод располагает в большом количестве.

Для отделения топлива от азота над крышкой бункера установлены циклоны. Азот из циклона после отфильтрования от него тонкой пыли выбрасывается в атмосферу. Топливо далее поступает в индивидуальный бункер, откуда через три точки направляется в шнеки генератора.

Для предупреждения попадания газа из генератора в бункер последний герметизирован и в нем, как и во всей системе топливоподачи, заполненной углекислотой, поддерживается давление порядка 1 500—2 500 мм вод. ст., регулируемое с рабочей площадки.

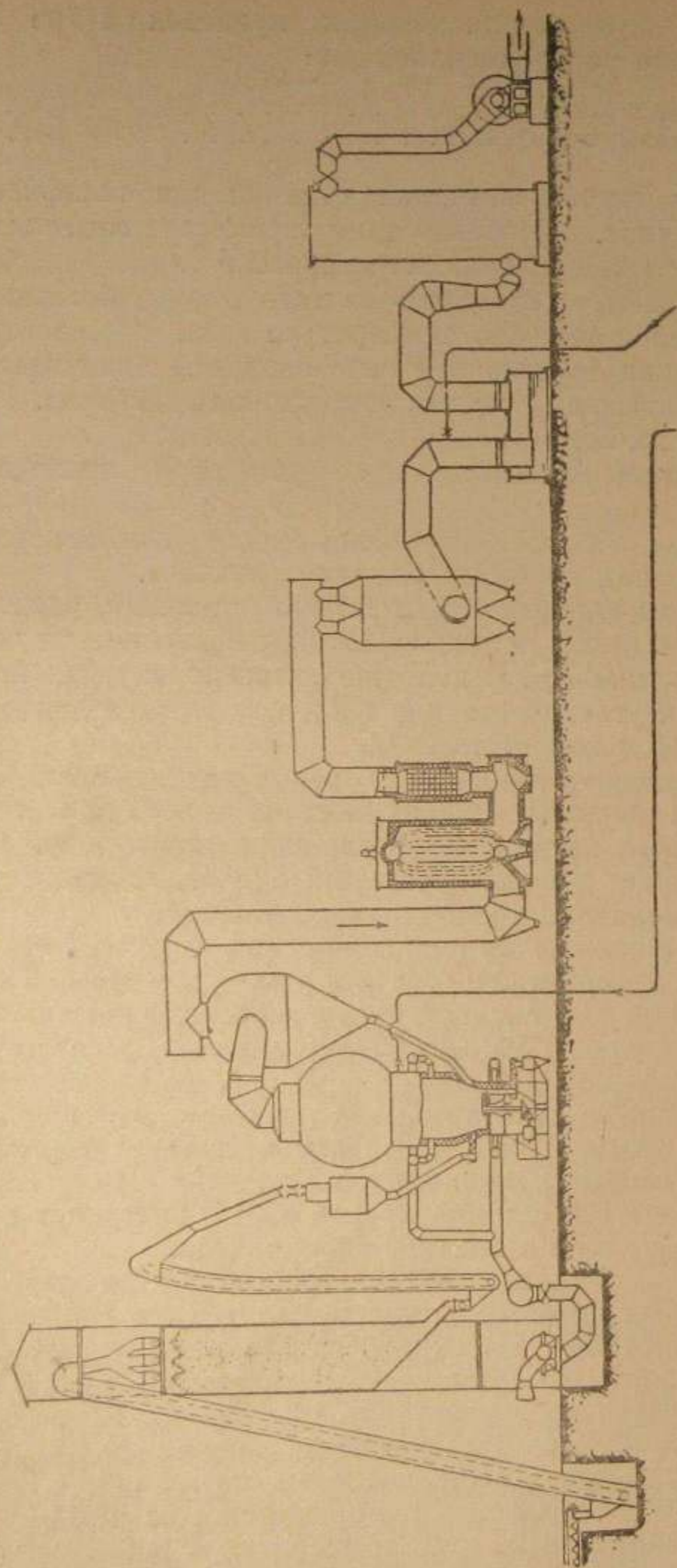
Выходящий из генератора газ поступает в циклон. Улавливаемая в циклоне пыль возвращается в генератор или принимается в особые приемники.

Из циклона газ с температурой 850° С поступает в котел-утилизатор, а затем в водяной экономайзер.

Далее, при температуре 170—180° С газ проходит мультициклон, пройдя который вступает в гидравлический затвор и далее — в скруббер. Из скруббера газ дезинтегратором, которым очищается от пыли до содержания ее в газе 0,004—0,005 г/м³, через каплеуловитель, направляется в газгольдер.

Пыль из мешков мультициклона пневматически (углекислотой) передается в пылеприемник, откуда после охлаждения отгружается в вагоны и отправляется на ТЭЦ.

Пар с давлением 20 ат и температурой 200—210° С после перегрева до 260° С передается соседним потребителям. Про-



Фиг. 148. Схема станции для газификации в «кипящем» слое.

изводительность котла составляет 0,6—0,7 т пара на 1 000 нм³ получаемого газа.

г) Показатели газификации в «кипящем» слое. В табл. 63 приведены некоторые показатели газификации мелкозернистого (0—5 мм) бурого угля и буроугольного полукокса на воздушном дутье. Обращают на себя внимание высокая интенсивность процесса и низкая теплотворная способность получаемого газа. О причинах последнего говорилось выше.

Таблица 63

Показатели газификации мелкозернистого топлива в «кипящем» слое на воздушном дутье

Показатели	Единица измерения	Вид топлива	
		Бурый уголь	Кокс
Влажность топлива	%	10	4
Зольность топлива	%	13	22
Теплотворная способность (низшая)	ккал/кг	5 480	6 120
Температура слоя	°С	950	1 000
Напряжение сечения шахты (в плоскости колосников) на рабочее топливо	кг/м ² час	2 700	2 400
Часовая производительность генератора по газу	н.м ³ /час	60 000	30 000
Выход газа на рабочее топливо	н.м ³ /кг	2,18	2,39
Состав газа:			
CO ₂	об. %	10	9
CO	об. %	21	23
H ₂	об. %	13	10
CH ₄	об. %	1	0,3
N ₂	об. %	55	57,7
Теплотворная способность газа:			
а) высшая	ккал/н.м ³	1 120	1 020
б) низшая		1 000	980
Температура газа	°С	900	900
Диаметр колосниковой решетки	м	3,6	2,6

Газ с теплотворной способностью в 1 000 ккал, как топливо для печей, может найти самое ограниченное применение. Этот газ применяется для мощных двигателей внутреннего сгорания, с успехом заменяя жидкое горючее. Принимая во внимание, что газификация в «кипящем» слое является простейшим и дешевым методом переработки в газ низкокалорийных топлив, следует полагать, что этот метод может найти широкое применение для газовых турбин.

Показатели газификации мелкозернистого топлива в «кипящем» слое на парокислородном дутье (топливо — буроголиный полукокс)

Показателя	Единица измерения	1
I. Топливо		
1. Влажность топлива	%	2,1
2. Зольность рабочего топлива	%	24,4
3. Теплотворная способность топлива (высшая)	ккал/кг	6 320
4. Крупность зерна топлива	мм	0—3
5. Температура слоя (1,5 м от колосников)	°С	900
II. Дутье		
1. Характер дутья		Парокислородное
2. Содержание O ₂ в сухом дутье		98,2
3. Расход 100%-ного кислорода:		
а) на горячую массу топлива	нм ³ /кг	0,54
б) на 1 нм ³ газа	нм ³ /нм ³	0,24
4. Расход пара:		
а) на горячую массу топлива	кг/кг	1,49
б) на 1 нм ³ газа	кг/нм ³	0,63
5. Температура пара	°С	150
6. Степень разложения пара	%	39
7. Давление дутья под колосниками	мм вод. ст.	2 270
III. Производительность		
1. Напряжение сечения шахты на рабочее топливо	кг/м ² час	2 215
2. Часовая производительность по газу (диаметр колосников 2,6 м)	нм ³ /час	22 000
IV. Газ		
1. Выход газа на рабочее топливо	нм ³ /кг	1,74
2. Состав газа:		
CO ₂	об. %	25,2
H ₂ S	об. %	0,7
CO	об. %	29,1
H ₂	об. %	43,7
CH ₄	об. %	0,9
N ₂	об. %	0,4
3. Теплотворная способность газа:		
а) высшая	ккал/нм ³	2 300
б) низшая	"	2 085
4. Влажосодержание газа	г/нм ³	400
5. Содержание пыли в газе		246
6. Температура газа	°С	900

Продолжение табл. 64

Показатели	Единица измерения	1
V. Потери		
1. Выход уноса	%	37,8
2. Содержание в уносе углерода	%	39,3
3. Выход выгреба	%	2,1
4. Содержание в выгребе углерода	%	38,5
VI. Тепловой баланс (по высшему пределу)		
Приход		
1. Теплотворная способность топлива	%	88,2
2. Физическое тепло кислорода	%	0,1
3. Теплосодержание пара	%	11,7
		100,0
Расход		
1. Теплотворная способность газа	%	58,8
2. Физическое тепло сухого газа	%	9,2
3. Физическое тепло влаги газа	%	10,0
4. Теплотворная способность и физическое тепло уноса	%	17,9
5. Теплотворная способность выгреба	%	1,0
6. Потери в окружающую среду	%	3,1
		100,0
VII. К. п. д.		
1. К. п. д. газификации	%	67
2. К. п. д. термический	%	59

Кроме того, генератор с «кипящим» слоем может найти себе применение в качестве мощного топочного устройства для штыбов, заменяя собой дорогую размольную установку.

При таком использовании принципа «кипящего» слоя ни большой унос, ни высокая температура газа не будут являться отрицательными сторонами процесса. Опытные работы, проведенные в этом направлении Московским энергетическим институтом им. Молотова с антрацитовыми штыбами, показали, что при подаче надлежащего количества воздуха в надслойное пространство генератора одновременно с газом удаётся сжечь с минимальным избытком воздуха и всю вынесенную из слоя пыль. Получающееся при этом тепловое напряжение (объемное) газогенератора в несколько раз превышает известные в настоящее время нормы.

Применение парокислородного дутья позволяет получить газ типа водяного теплотворной способностью 2 000—2 100 ккал/нм³ (табл. 64). Однако, вследствие высокой пока

стоимости кислорода парокислородный газ не может применяться для отопительных и энергетических целей. Он находит применение в качестве сырья в промышленности искусственных жидкого топлива и аммиака.

Коэффициент полезного действия газификации в «кипящем» слое несколько превышает таковой для периодического процесса получения водяного газа из кускового кокса. С учетом получаемого в котле-утилизаторе пара к. п. д. повышается на 8—10%, достигая 75—77%.

Вследствие высокой производительности газогенераторов с «кипящим» слоем и возможности применения для них дешевого топливного сырья производство этим способом парокислородного газа в крупных масштабах оказывается более дешевым, чем водяного газа из кокса периодическим процессом.

ГЛАВА ДВАДЦАТЬ ВТОРАЯ

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

80. История и значение подземной газификации углей

В 1888 г. великий русский ученый, создатель периодического закона элементов, Д. И. Менделеев в одной из своих работ высказал мысль, что «...настанет, вероятно, со временем даже такая эпоха, что угля из земли вынимать не будут, а там, в земле, его сумеют превращать в горючие газы и их по трубам будут распределять на далекие расстояния».

Эта мысль не была высказана случайно. В дальнейшем, на протяжении 10—12 последних лет своей жизни, Д. И. Менделеев неоднократно к ней возвращался.

«Я полагаю», — писал он в своей работе — «Учение о промышленности», что образование генераторного газа можно достичь внутри самой земли, устроив к пластам регулируемый доступ воздуха, через что можно избежать всей почти каторжной работы в каменноугольных шахтах». Тогда можно будет пользоваться и тонкими пластами каменного угля, которые невыгодно вырывать нынешними способами.

И далее, в другой работе¹ он пишет: «... в будущем можно ожидать очень крупного удешевления стоимости каменноугольного топлива только при условии его превращения под землей же, по возможности в самих пластах (не выламывая их), в генераторные (воздушные) газы...».

В условиях царской России благоприятных предпосылок для реализации идеи Д. И. Менделеева не оказалось.

В 1912 г. с этой идеей выступил английский химик Вильям

¹ Д. И. Менделеев, Основа фабрично-заводской промышленности. СПб, 1897 г.

Рамсей, несомненно, осведомленный о цитированных выше работах Менделеева, опубликованных значительно ранее.

Однако, судьба предложений Рамсея в Англии оказалась такой же, как и судьба идей Менделеева в старой России.

В. И. Ленин, ознакомившись с идеей подземной газификации, дал высокую оценку этой «одной из великих задач современной техники...» («Правда», 1913 г.).

Реализация подземной газификации углей стала возможной только в условиях советского социалистического государства.

Решением Партии и Правительства в 1931 г. при Главугле была организована Комиссия по подземной газификации углей.

В 1932 г. было приступлено к постройке первого опытного подземного газогенератора в Лисичанске.

В 1933 г. в Подмосковном бассейне был разожжен первый подземный газогенератор.

В том же году для координации всех работ по подземной газификации углей, по изысканию, проектированию и строительству опытных шахт была организована специальная Всесоюзная экспериментальная контора «Подземгаз».

С 1936 г. работы по подземной газификации из стадии опытных переходят к полупромышленным масштабам.

Огромное значение подземной газификации заключается, прежде всего, в том, что она должна позволить освободить человека от тягостного труда, неизбежного даже при всех современных достижениях в технике добычи угля. В этом ее великий социальный смысл и это особенно подчеркивали Менделеев и Ленин.

Экономическое и техническое значение подземной газификации определяется резким увеличением производительности труда, возможностью использования тонких пластов угля и, в связи с этим, удешевлением стоимости единицы энергии, заключенной в угле.

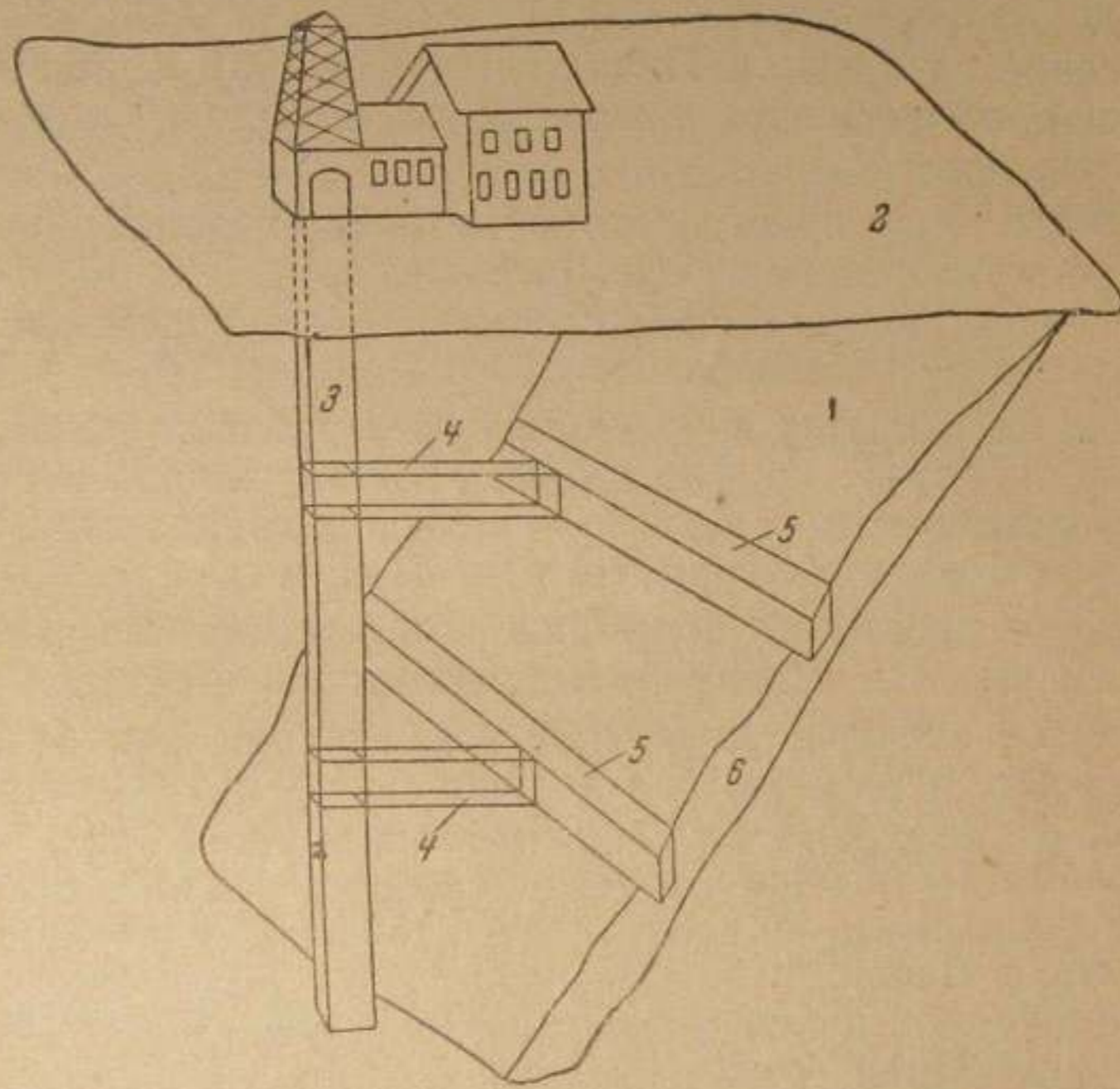
Ниже приводится описание методов подземной газификации, осуществленных в СССР, и практических результатов, которые были получены при применении этих методов.

Для понимания сущности методов подземной газификации, конструктивного оформления подземных газогенераторов и организации работ по их постройке, пуску и эксплуатации необходимо хотя бы самое общее знакомство с элементами горного дела.

В недрах земли уголь залегает в виде пластов. Толщина пласта, называемая мощностью пласта, колеблется в широких пределах, достигая в отдельных случаях 20 м и выше.

При современной технике добычи угля пласты мощностью ниже 0,5 м разрабатывать оказывается экономически невыгодным. Такие пласты называются нерабочими.

Горные породы, среди которых расположен угольный пласт, называются боковыми породами. Пласты пород, непосредственно покрывающие угольный пласт, носят наименование кровли угольного пласта, а породы, подстилающие угольный пласт, — подошвы или почвы пласта.



Фиг. 149. Схема горных выработок.

В большинстве случаев угольные пласты располагаются наклонно к горизонту. Угол, образуемый плоскостью пласта с плоскостью горизонта, — так называемый угол падения пласта, — достигает $45-90^\circ$. Пласты с таким углом падения называются круто падающими. Пласты с углом падения $0-30^\circ$ называются пологими, с углом $30-45^\circ$ — наклонными.

Горизонтальная линия, лежащая в плоскости угольного пласта, называется линией простирания пласта, а линия, перпендикулярная ей, — линией восстания. По первой из них измеряется длина пласта, по второй — ширина его.

Угольный пласт вскрывается для эксплуатации посредством системы горных выработок. Главнейшими и наиболее

типичными из выработок являются: шахты, шурфы, гезенки, квершлагаи и штреки.

На фиг. 149 показана система горных выработок при разработке наклонного пласта 1.

С поверхности 2 пройдена вертикальная шахта 3. Шахта служит для опускания и подъема людей, материалов, добытого угля и пр. Через нее вентилируются выработки. Глубина таких шахт превышает иногда 1 км. Узкие и мелкие (до 60—80 м) шахты, проходимые в целях разведки месторождения или для вентиляции забоев, называются шурфом.

Горизонтальные выработки 4, соединяющие ствол шахты с разрабатываемым пластом и проходимые в боковых породах, называются квершлагами.

Проходы 5, прорубаемые в угольном пласте по линии его простирания, называются штреками, а наклонные выработки по восстанию — гезенками.

81. Методы подземной газификации и конструкции подземных газогенераторов

Все осуществленные до настоящего времени методы подземной газификации можно разбить на две группы.

Методы одной группы предусматривают предварительное перед газификацией разрыхление угольного пласта; вторую группу методов составляют схемы, рассчитанные на газификацию целика, т. е. угольного пласта в его натуральном состоянии.

Хронологически первая группа методов предшествовала второй.

По количеству и объему горных работ, которые нужно произвести, чтобы осуществить подземный газогенератор в целом, различают методы шахтной подземной газификации и бесшахтные методы.

Методы шахтной газификации предполагают проведение некоторого (иногда очень значительного) объема подземных горных работ, требующих иногда больших затрат на проходку шахт, штреков и пр.

Наоборот, бесшахтные методы рассчитаны на проведение подземной газификации без применения подземных горных работ, ограничиваясь лишь бурением скважин с поверхности.

Все опробованные до сих пор методы (кроме одного) подземной газификации относятся к методам шахтным.

Ниже мы даем описание некоторых наиболее типичных конструкций подземного газогенератора и результаты их практического опробования.

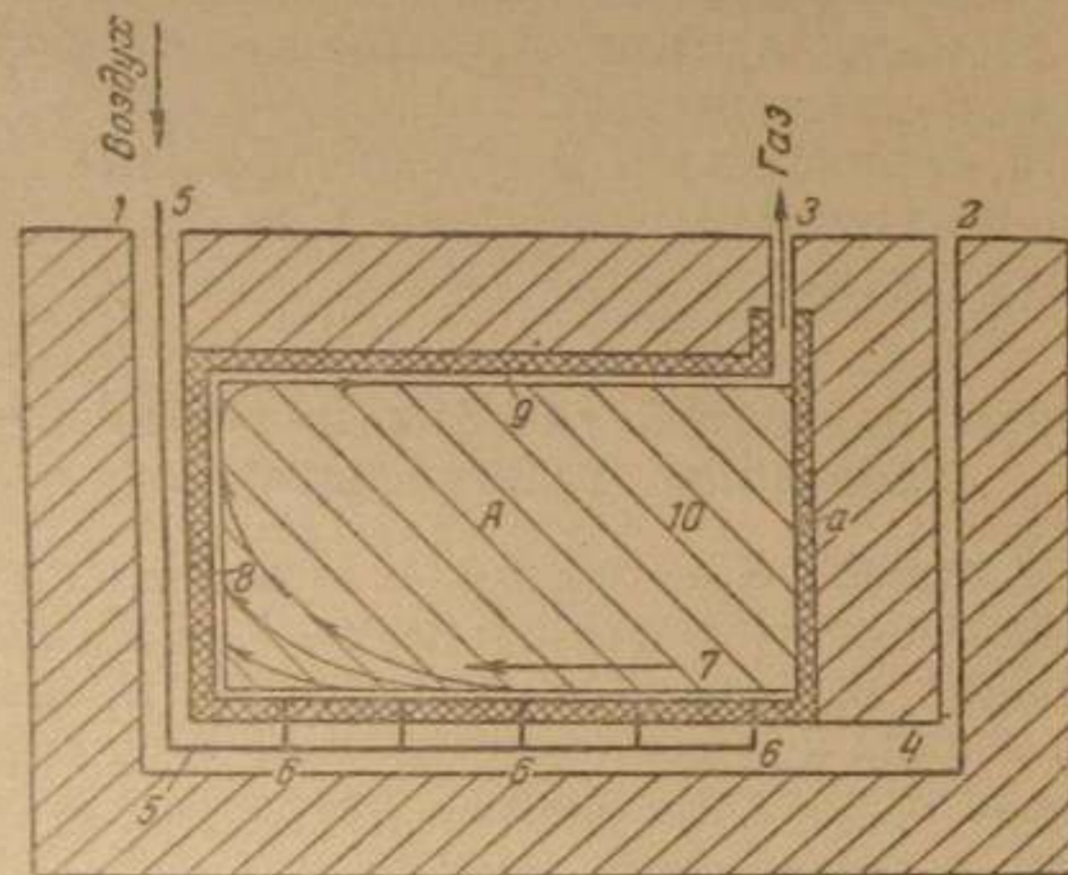
а) Методы подземной газификации с предварительным разрыхлением угольного пласта. На фиг. 150 дана схема под-

земного газогенератора, разработанная инж. Кириченко. Осуществлен этот газогенератор в Лисичанске.

Пласт угля, в котором был заложен газогенератор, имел мощность 0,75 м и угол падения 38°.

Для газификации был выделен участок угля А, называемый угольной панелью. От соседних участков панель была изолирована мощной каменной стеной а.

По угольному пласту были пройдены три наклонные шахты: подъемная 1, вентиляционная 2 и огневая 3. Шахты 1 и 2 соединялись коренным штреком 4.



Фиг. 150. Схема подземного газогенератора Кириченко.

По трубам 5, проложенным в шахте 1, в штрек 4 подводились с поверхности воздух и пар. Через сопла 6 дутье распределялось по зажигательному штреку 7, расположенному вдоль нижней границы панели.

Для розжига газогенератора в зажигательный штрек 7 закладывались сухие дрова и через фурмы 6 подавалось слабое дутье. Образующиеся газы из зажигательного штрека проходили гезенк 8 и огневой штрек 9. Через огневую шахту газы выходили на поверхность земли.

Для рыхления угольного пласта и заполнения выгорающих пространств раздробленным углем предусматривалось автоматическое взрывание пласта. Для этого в панели в диагональном направлении были пробурены скважины 10, в которых перед розжигом генератора были заложены снаряды. По мере выгорания пласта снаряды взрывались и производили рыхление пласта.

В другом проекте, предложенном проф. Федоровым, взры-

вание снарядов производилось не автоматически, а принудительно с поверхности земли.

В обоих случаях авторы методов подземной газификации исходили из необходимости создания под землей таких условий, которые максимально приближались бы к условиям, характерным для ведения процесса в обычных газогенераторах (рыхлый слой).

В подземных условиях решить эту задачу оказалось невозможным. По мере выгорания угля образовывались пустоты, которые не заполнялись ни обрушающейся кровлей, ни взрываемым углем. Создавались многочисленные каналы, отводившие часть воздуха от очага горения. Часть этого воздуха терялась совсем, другая — попадал в огневой штрек, сжигая там газ, если он вообще образовывался.

Порочность указанных методов заключается не в том, что авторы их стремились воссоздать под землей условия газификации, аналогичные тем, которые являются необходимыми для наземных газогенераторов. Это вполне естественное стремление в худшем случае могло быть безразличным для процесса газификации. Минусом их является то, что даже при положительных результатах применения они из-за своей сложности и дороговизны не могли бы найти широкого практического применения. Все эти методы шахтные.

Кроме того, авторы рассмотренных методов не учли, что при неизбежном появлении в слое свободных каналов («прогаров»), куда устремляются массы раскаленных газов, лучшим способом ликвидации вредных последствий прогарного состояния является удлинение прогарного канала до таких размеров, при которых успеет израсходоваться весь свободный кислород в газовом потоке.

И, наконец, при первых работах не учтены неизбежные большие потери тепла на испарение рудничной влаги и прогревание влажных боковых пород. Вредное влияние на процесс этих больших потерь может быть устранено только форсировкой процесса, т. е. при условии высокой производительности подземного газогенератора.

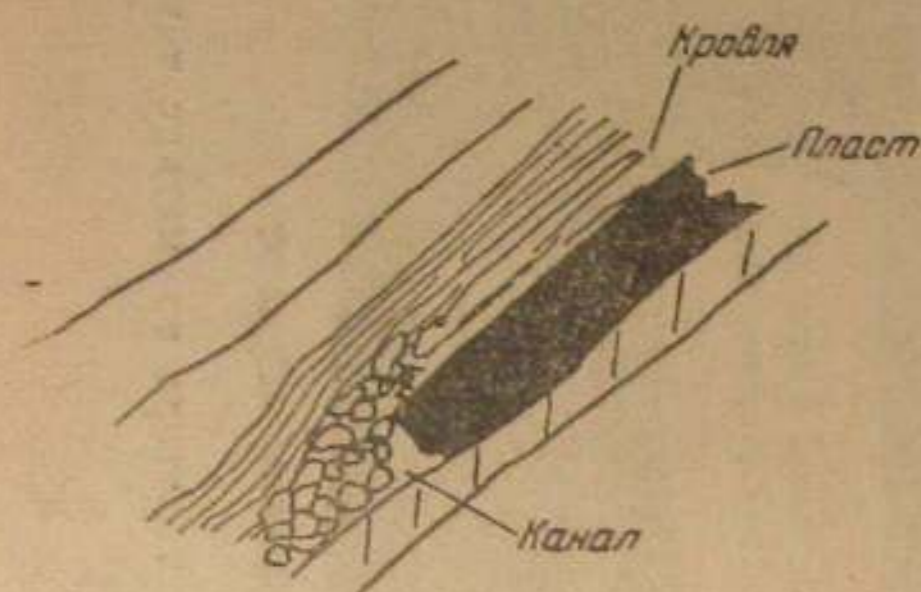
б) Шахтные методы газификации угольного целика. В самом начале работ Комиссии по подземной газификации угля инж. Драго был предложен проект подземной газификации угольного целика без его раздробления.

Идея Драго заключалась в следующем.

В угольном пласте проходила штрек определенной длины. С обоих концов этого коренного штрека, перпендикулярно к нему, проходились короткие гезенки. Газогенератор в плане имеет вид буквы П с короткими ногами. Розжиг производится в конце одной из этих «ног». Газы движутся по коренному штреку, омывают раскаленную угольную стенку штрека

показана панель в период газификации, когда значительная часть панели уже сожжена.

При подаче воздуха через гезенк *AB* наиболее интенсивное выгорание угля будет происходить на участке штрека, ближайшем к точке *B*. С течением времени правая (по рисунку) часть панели могла бы сильно отстать в выгорании, вследствие чего конфигурация панели исказилась бы. Чтобы этого избежать, направление дутья периодически изменяют, подавая его то через шахту *A*, то через шахту *B*. Газ при этом принимается либо в скруббер у шахты *B*, либо в скруббер у шахты *A*.



Фиг. 152. Схема обрушения кровли.

Вместо выгоревшего угля образуется свободное пространство, перекрытое кровлей. При некоторой ширине этого пространства кровля под напором выше расположенных пород обрушается. Однако, при этом обрушенные породы не сплошь заполняют выгоревший объем. Благодаря почти отвесному расположению пласта и неизбежному кострению кусков породы у горячей стенки пласта возле него всегда остается некоторый свободный канал, по которому газы продолжают свое движение (фиг. 152).

Обрушение кровли происходит неравномерно по всей длине канала. В одних местах канал оказывается заваленным больше, в других меньше; в одном месте обрушенные породы имеют вид небольших кусков, в другом—это нагроможденные друг на друга глыбы. Таким образом, поверхность стенки канала, образованной обрушенной породой, чрезвычайно неровна, сильно изломана и пересечена.

Неровной оказывается и вторая стенка канала—горящая поверхность угольного пласта. Неравномерность выгорания угля и растрескивание пласта под влиянием высокой температуры обуславливают образование на этой стенке трещин, выступов и т. д.

Вследствие указанного огневой канал имеет неправильную форму, меняющееся сечение и извилистый ход. Это обстоятельство является чрезвычайно важным для создания в нем интенсивного перемешивания (турбулизации) газового потока, благоприятствующего лучшему контакту газовых частиц с раскаленной поверхностью обнаженного угольного пласта.

Схема процесса газификации пласта во многом аналогична схеме газификации кусков угля в слое обычного газогенератора.

В обычном наземном кусковом газогенераторе суммарный процесс газификации складывается из микропроцессов, протекающих в бесчисленном количестве сильно разветвленных и извилистых элементарных каналов, образованных в толще слоя кусками топлива.

Огневой канал подземного газогенератора есть не что иное, как во много раз увеличенный элементарный канал слоевого газогенератора, расположенный у шамотной стенки последнего. И у того и у другого часть внутренней поверхности образована инертным веществом (шамота или обрушенной породы), другая часть—активным углем. В этом канале протекают одновременно процессы газификации, сухой перегонки и крекинга.

Рассмотрим процесс по длине канала.

В самом начале огневого штрека, на всей его длине, где у поверхности пласта имеется еще свободный кислород, углерод и водород угля сгорают до углекислоты и воды. При дальнейшем движении газового потока углекислота и водяные пары восстанавливаются на раскаленной поверхности угольного пласта. Однако, диффундируя в толщу потока и встречаясь там со свободным кислородом, эти продукты сгорают. Сгорание окиси углерода и водорода в объеме будет продолжаться до полного израсходования в потоке свободного кислорода. Этот момент отметит окончание окислительной зоны подземного газогенератора.

Очевидно, что чем больше сечение огневого канала и чем менее интенсивна турбулентция газового потока, тем на более длинный путь растянется расходование свободного кислорода, тем длиннее будет зона горения. Это положение хорошо иллюстрируется и работой обычных слоевых газогенераторов. При работе на крупнокусковом топливе кислородная зона всегда оказывается длиннее (выше), чем при работе на топливе с мелкими кусками, так как в первом случае сечение элементарных каналов, естественно, должно быть больше, чем во втором.

В плоскости сечения огневого канала, где исчезнут последние остатки кислорода, начинается восстановительная зона подземного газогенератора. Здесь с той или иной полнотой восстанавливаются углекислота и водяные пары, образовавшиеся до этого как при непосредственном сгорании угля, так и при сгорании окиси углерода и водорода в объеме.

Длина зоны восстановления определяется исключительно температурой поверхности угольного пласта.

Там, где температура пласта будет недостаточна для поддержания реакций восстановления, начинается третья зона — зона сухой перегонки топлива. Здесь поступившие из зоны восстановления газы обогащаются продуктами пирогазетического разложения топлива.

Наконец, за зоной сухой перегонки располагается зона подсушки топлива.

Как известно, одновременно с процессами горения и газификации, протекающими на поверхности куска топлива, внутри куска могут протекать процессы подсушки и термического разложения. Так, вследствие плохой теплопроводности топлива и недостаточной продолжительности пребывания его в зоне подготовки оно может спуститься в зону восстановления непрококсированным. При этом продолжающиеся выделяться из отдельных кусков топлива продукты подсушки и сухой перегонки должны будут пройти через частично окисленную и раскаленную наружную корку куска, подвергаясь при этом крекингу (смола, углеводороды) и восстановлению (водяные пары). Продукты крекинга и восстановления присоединятся к прочим продуктам, образовавшимся в зоне восстановления.

В том случае, если процесс сухой перегонки кусков топлива не закончится и в зоне восстановления и топливо недококсированным опустится в кислородную зону, выделяющиеся здесь из кусков топлива продукты сухой перегонки сгорят.

Чтобы предупредить крекинг и, главным образом, сгорание продуктов сухой перегонки топлива, наземные газогенераторы проектируют так, чтобы обеспечить время пребывания топлива в газогенераторе, достаточное для завершения процессов сухой перегонки до поступления топлива в зону восстановления.

В условиях подземного газогенератора, сконструированного по рассматриваемому здесь методу потока, в отличие от условий наземного газогенератора совмещение процессов горения и газификации с процессами сухой перегонки имеет место и неизбежны по всей длине огневого канала.

Газовый поток, двигаясь от места подвода дутья до конца зоны подсушки, отдает свое тепло обнаженному угольному пласту. Тепло проникает в глубь панели. В начале огневого канала, где пласт получает больше тепла, глубина прогрева пласта максимальна. Она падает вместе с падением температуры газового потока в канале.

Прогрев пласта интересен с двух точек зрения. Во-первых, при прогреве и вместе с тем возбуждении процессов сухой перегонки топлива пласт получает термическую подготовку. Во-вторых, выделяющиеся из глубин пласта продук-

ты сухой перегонки, присоединяясь к газовому потоку в зонах восстановления и сухой перегонки, обогащают газ.

Термическая подготовка пласта заключается в том, что пласт под влиянием высокой температуры растрескивается, что способствует увеличению его шероховатости и образованию щелей. Эти обстоятельства благоприятствуют улучшению контакта газа и раскаленной поверхности угля.

Продукты сухой перегонки, выделяющиеся в кислородную зону, крекируются и затем сгорают. В зоне восстановления эти продукты частью крекируются, частью восстанавливаются и частью остаются неизменными. Они присоединяются к газам, протекающим в канале, обогащая их горючими компонентами. Продукты сухой перегонки, получающиеся в зоне сухой перегонки канала, поступают в газовый поток без изменения.

Такова в общих чертах схема процессов, протекающих в подземном газогенераторе.

Опытное опробование метода потока в Горловке показало, что этот метод позволяет организовать под землей достаточно устойчивый и управляемый процесс газификации. Это дало основание к проектированию и строительству промышленных станций подземной газификации.

При первоначальных опытах в Горловке в качестве дутья применялся обычный атмосферный и обогащенный кислородом воздух. При этом газификация на атмосферном воздухе давала газ теплотворной способностью до 1000 ккал/нм³, а применение дутья с содержанием кислорода 50% позволяло получать газ с теплотворной способностью 1700 ккал/нм³.

Первый из этих газов — низкокалорийный. Он может найти себе применение в качестве топлива для топков некоторых печей и двигателей внутреннего сгорания.

Применение обогащенного кислородом дутья открывало возможности получения газов, пригодных для химических синтезов.

Указанная выше Горловская промышленная станция была рассчитана на получение низкокалорийного газа. За время работы (с 1938 г.) до начала войны на ней было выработано около 75 млн. нм³ газа средней теплотворной способности около 1000 ккал/нм³. Газ имел следующий состав: CO₂—9—11%; O₂—0,2—0,3%; CO—15—19%; H₂—14—17%; CH₄—1,4—1,5%; N₂—53—55%.

Вырабатываемый на станции газ потреблялся соседним коксохимическим заводом для сжигания в топках паровых котлов и обогрева печей.

Промышленная Горловская станция состояла из двух подземных газогенераторов. Каждый из них представлял собой панель длиной по простиранию 150 м. К огневому

штреку были пробурены три скважины: в среднюю подавалось дутье, а через крайние отводился газ.

Воздух подавался компрессорами с рабочим давлением 2—3 ат.

Лисичанская станция предназначалась для получения технологического газа. За время эксплуатации этой станции (с февраля по сентябрь 1941 г.) было выработано около 40 млн. м^3 газа.

Немецкими оккупантами обе эти станции были выведены из строя.

в) **Бесшахтная подземная газификация угля.** Практически, в большом масштабе и с положительными результатами осуществленный метод потока по сравнению с первыми опытами с рыхлением пласта является огромным шагом вперед. Объем горных выработок, требуемый при строительстве газовой станции, по этому методу, значительно меньше того, который был необходим по первоначальным проектам подземных газогенераторов. Однако, и при методе потока затраты на горные работы остаются еще очень значительными.

Идеальной схемой подземной газификации была бы такая схема, которая максимально приближалась бы к схеме, как ее представлял себе Д. И. Менделеев, т. е. представляла бы систему пробуренных с поверхности скважин, из которых одни служат для подачи в слой воздуха, другие — для отвода газа.

Основное затруднение при осуществлении такой схемы заключается в соединении по пласту дутьевой и газовой скважин или, как говорят, в сбойке скважин.

Затруднение это обусловлено тем, что в большинстве случаев угольные пласты не обладают хорошей газопроницаемостью. Это не позволяет, даже при очень высоком давлении дутья, пропускать воздух от дутьевой скважины к газовой.

Изучение свойств пластов подмосковного угля, произведенное Энергетическим институтом Академии наук СССР, показало, что пласты бурых углей достаточно хорошо газопроницаемы. Это важное обстоятельство позволило Энергетическому институту сделать заключение, что в условиях Подмосковного бассейна можно осуществить бесшахтный метод подземной газификации. Опыт подтвердил это заключение. В настоящее время Подмосковная станция подземной газификации, построенная в свое время для работы по шахтному поточному методу, использует метод бесшахтной газификации.

В дутьевую скважину подается под давлением воздух, обогащенный кислородом. Одновременно у подножия этой скважины поджигается уголь. Благодаря пористости пласта горячие дымовые газы проникают к основанию газовой сква-

жины, расположенной от дутьевой на некотором расстоянии. Под влиянием высокой температуры газов уголь подсушивается и при этом растрескивается. Это еще больше увеличивает газопроницаемость пласта. По мере развития горения происходит удлинение канала и, в конце концов, он достигает газовой скважины. Скважины оказываются сбитыми. Вследствие высокой зольности угля канал по всему просвету заполнен рыхлой золой.

Вследствие оседания расположенных над каналом пород содержащаяся в нем зола спрессовывается. Участки угля, расположенные вдоль канала, под влиянием тепла газов за это время успевают пройти термическую подготовку, т. е. уголь в них успевает подсухнуть и частично подвергнуться сухой перегонке, а пористость пласта — увеличится. Процесс переходит в толщу слоя.

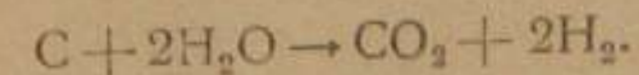
Так, по истечении некоторого времени в толще пласта устанавливается процесс газификации.

Описанный метод бесшахтной газификации носит наименование фильтрационного.

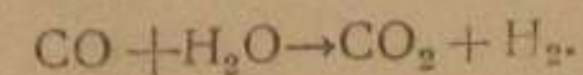
Газопроницаемость угольного пласта, установленная для Подмосковного бассейна, повидимому, свойственна углям и других месторождений. Это обстоятельство применение описанного здесь фильтрационного метода подземной газификации углей позволит расширить за пределы Подмосковного бассейна.

Подмосковная станция подземной газификации углей, пущенная в действие в 1938 г., существует до настоящего времени. Вырабатываемый ею газ теплотворной способностью в среднем 900 ккал/м^3 используется под котлами соседних заводов. Состав газа: CO_2 —14—16%; CO —8—10%; CH_4 —1%; H_2 —17—20%; H_2S —2%.

Относительно высокое содержание в газе водорода и углекислоты указывает на сравнительно интенсивное протекание реакции



Возможно также, хотя и менее вероятно из-за низкой концентрации в газе окиси углерода, протекание реакции конверсии окиси углерода



82. Применение газов подземной газификации

Характер применения газов подземной газификации будет зависеть от вида газа и наличия вблизи газовой станции потребителя.

Как видно из изложенного, при подземной газификации посредством атмосферного воздуха получается газ теплотворной способностью 900—1 000 ккал/м³. Принимая во внимание особенность процесса подземной газификации (сгорание значительной части летучих, недостаточное развитие восстановительных реакций), получение воздушного газа большей теплотворной способности вряд ли возможно. Поэтому при решении вопроса о потребителях газов воздушного дутья следует исходить из указанной теплотворной способности газа.

Такой газ, как топливо для промышленных печей, может иметь только самое ограниченное применение. Но он с успехом может быть использован под котлами, если такого рода потребители находятся вблизи газовой станции. Передавать такой газ по трубам на сколько-нибудь значительное расстояние экономически нецелесообразно.

Наилучшим способом использования низкокалорийного газа подземной газификации, повидимому, будет сжигание его в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбинах электростанций, организуемых при станциях подземной газификации. Получающийся при этом электрический ток будет уже возможно передавать на значительные расстояния.

Особенно экономичным будет применение газовых турбин, как машин компактных, мощных и работающих с высоким к. п. д.

Газ, получающийся при газификации воздухом, обогащенным кислородом, может применяться для целей химических синтезов, а после отмывки от него углекислоты — для коммунального потребления. В обоих случаях такой газ может уже передаваться по трубам на значительные расстояния.

ЛИТЕРАТУРА

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

1. Робертс и Иенкиер, Коксование и полукоксование углей, ОНТИ, 1938.
2. Гаврилов и Богданов, Основы термической переработки торфа, 1933.
3. Mariller, La carbonisation des bois, lignites et tourbes, 1924.
4. В. Н. Новаковский, Полукоксы как топливо, 1934.
5. Г. О. Нусинов, Полукоксование углей на типовых установках, 1945.
6. Богданов, Полукоксование и газификация торфа, 1947.
7. Thau, Die Schwelung von Braun- und Steinkohle, 1927.
8. Общая химическая технология топлива, под ред. Кафтanova, 1941.
9. Черная металлургия зарубежных стран, Сборник под ред. проф. Агре и Кушнира, 195.
10. А. А. Агроскин и Г. С. Халабузарь, Коксовые печи. Конструкция и теплотехника, 1947.
11. Н. С. Духан, Сухое тушение кокса, 1931.
12. А. А. Агроскин и В. И. Журавский, Отопление коксовых печей доменным газом, 1937.
13. Глуд, Производство кокса, т. I, 1931.
14. И. И. Лаханский, Основы коксования и улавливания побочных продуктов, 1940.
15. Справочник коксохимика, т. I, ч. III, 1937; т. IV, 1941.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

16. Треклер, Газогенераторы, 1933.
17. Рамбуш, Газогенераторы, 1939.
18. Гродзовский и Чуханов, Процесс газификации топлива воздухом, обогащенным кислородом, журн. «Прикл. хим.», т. VII, 8, 1934.
19. Гинзбург, Газогенераторные установки, ч. I, 1936.
20. Богданов, Полукоксование и газификация торфа, 1947.
21. Хаслам и Руссель, Топливо и его сжигание, 1934.
22. Шишаков, Основные характеристики газификации советских топлив, 1940.
23. Дольх, Водяной газ, 1938.
24. G w o s d z, Двойной водяной газ, 1934.
25. Костылев, Тепловые расчеты газогенераторов металлургических печей, 1933.
26. Вопросы газификации твердого топлива, Сборник, 1935.
27. Альтшуллер, Теоретические вопросы интенсификации газогенераторного процесса, Сборник «Вопросы газификации», 1941.
28. Шишаков, Интенсификация процесса газификации антрацита, 1938.
29. Синельников, Опыт газификации топлив с жидким шлакоудалением, 1946.

30. Кармазин, Выбор газовых донецких углей для газогенераторов мартеновских цехов, „Теория и практика металлургии“, № 3, 1937.
31. Шишаков, Газификация спекающихся углей, 1940.
32. Палта, Газификация подмосковного угля для получения водяного и генераторного газов, „Известия ВТИ“, 1932.
33. Шишаков, Опыт газификации подмосковного угля на газогенераторе А. V. G, „Известия ВТИ“, 1932.
34. Альтшуллер, Газификация богословского угля, „Сталь“, 1945.
35. Богданов, Газификация многозольного гидроторфа, „За торфяную индустрию“, 1939.
36. Тройб, Опытная газификация торфа в каменноугольном газогенераторе, „Уральская металлургия“, 1940.
37. Шишаков, Топливо для газогенераторов, „Энциклопедия машиностроения“, 1947.
38. Маликов, Влияние производительности и высоты слоя топлива на выход и качество смолы при газификации торфа. „Сборник научно-исследовательских работ ВНИИТ“, № 8, 1941.
39. Назаров, К вопросу о газификации дров, „Уральская металлургия“, 1935.
40. Михайлов, Газификация древесной щепы, Сборник „Вопросы газификации“, 1940.
41. Шишаков, Газификация древесных отходов, ЦИТЭИН, 1939.
42. Шишаков, Газификация черемховского полукокса на водяной газ, изд. ЦИТЭИН, 1939.
43. Павлов, Металлургия чугуна, т. I, 1944.
44. Красавцев, Лейбович и др., Доменное производство, 1940.
45. Доменная плавка на торфе, Сборник, 1933.
46. Франкфут, Энергетика заводов черной металлургии, 1935.
47. Едронкин, Газовое хозяйство металлургических заводов, 1933.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

48. Нусинов, Обработка горючих газов, 1942.
49. Эйлер, Очистка доменного газа, 1933.
50. Шнеерсон и Егоров, Электрическая очистка газов, 1931.
51. Гурфинкель, Газовое дело, 1935.
52. Рысин, Пылеуловители и фильтры, 1941.
53. Фокин и Павлов, Методы расчета типовой химической аппаратуры, 1932.
54. Чистов, Теория пылесадочных камер, „Отопление и вентиляция“, 1935.
55. Смухнин и Коузов, Центробежные пылеотделители-циклоны, 1935.

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ

56. Сварцевич, Опыт эксплуатации газогенераторной станции горячего газа, 1940.
57. Семенов, Опыт эксплуатации станции холодного газа на антраците, 1941.
58. Каждан, Современные проектные технологические схемы и оборудование станций горячего газа из твердых топлив, 1941.
59. Вольпе, Тепловой контроль газогенераторной станции, 1940.
60. Гордин, Автоматические системы регулирования на газогенераторных станциях, 1940.
61. Чернышев, Газосиловые установки, „Известия Академии Наук СССР“, 1945.

62. Fischer, Kraftgas, 1924.
63. Фуфанский, Газификация теплосилового хозяйства железных дорог, 1947.
64. Waston Types of Suction Gas-Plants, „The Fuel Economist“, 1938 (I).
65. Раковский, Аппаратура теплового контроля и регулирования на газогенераторных станциях, 1940.

ЧАСТЬ ПЯТАЯ

66. Доменная торфо-кислородная плавка, 1933.
67. Чекин, Семенов, Гольнкер, Долина на кислородном дутье, 1935.
68. Пацуков, Газификация низкосортного топлива на парокислородном дутье, Сборник „Вопросы газификации твердого топлива“, 1936.
69. Шишаков, Смешанный генераторный газ и газ парокислородного дутья из селюктинского угля, Х.Т.Т., 1936.
70. Полубояринов, Газификация кускового подмосковного угля на парокислородном дутье, „Кислород“, № 2, 1944.
71. Чернышев, Проблема мощного газогенератора, „Вопросы газификации твердого топлива“, 1936.
72. Лачинов, Газификация твердого топлива под давлением на кислородном дутье, „Кислород“, 1944.
73. Шишаков, Газификация топлива как метод производства бытового газа, „Вестник инженерии и техника“, 1947.
74. Эванс, Газификация под давлением, „Кислород“, 1944.
75. Альтшуллер, Канторович, Шишаков, Новые методы газификации (неопубликованный отчет о заграничной командировке. Энергетический институт Академии Наук СССР), 1947.
76. Шишаков, Газификация мелкозернистого топлива во взвешенном состоянии, „Вопросы газификации“, 1941.
77. Шашкин, Газификация фрезерного торфа во взвешенном состоянии, „Кислород“, 1944.
78. Кархов, Газификация мелкозернистых углей в кипящем слое на парокислородном дутье, „Кислород“, 1944.
79. Чернышев, Комплексное энергохимическое использование твердого топлива, „Известия Академии наук СССР“, 1946.

ЧАСТЬ ШЕСТАЯ

80. Нусинов, Подземная газификация углей, 1941.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Азот в водяном газе 139
Аккумуляция тепла слоем 130, 140

Б

Баланс воды промывного цикла 416
— золы в процессе «кипящего» слоя 493
— материальный доменной плавки 277
— — коксования 82
— — полукоксования 21
— потребления колошниковога газа 280
— тепловой генератора водяного газа 280
— — — воздушного газа 126
— — — смешанного газа 180, 377
— — доменной печи 277
— — коксовой печи 88
— — печи полукоксования 49
— — процесса на парокислородном дутье 426
— — — под давлением 444
— — скруббера 317
— углерода в процессе водяного газа 138
— — — «кипящего» слоя 452
— — — смешанного генераторного газа 159
Бариллет коксовых печей 62
Батарей коксовая 75
Бензол 101
Битумы 31
Бункер 343, 355, 453
Бункерный коридор 345

В

Величина кусков топлива, влияние на работу слоя 201

Вентилятор воздушный 347, 351, 354
— газовый 348, 351
Вертикалы оголительные 62
Взрывы газа 387, 389
Влагосодержание газа 170, 305, 375
Влажность газа, влияние на взрываемость 389
— — — — работу электрических фильтров 339
— — конденсация в водяном цикле 416
— — формула для определения 170, 416
Вода надсмольная 100
Высокосортная газификация 121
Высота зон в газогенераторе 200
Выход газа 373

Г

Газ бытовой 342
— водяной 135, 138, 148
— высокого давления 436, 443
— «кипящего» слоя 451, 456
— коксовальный 98
— колошниковый 274, 276
— парокислородный 423, 443, 456
— полукоксования 53
— природный 25
— продувочный 135, 358
— рантовой 203
— смешанный генераторный 157, 167
— фрезерного торфа 449
Газовое хозяйство металлургического комбината 343
— — основные элементы 391
Газовый завод 342
Газогенератор ВНИГИ 446
— высокого давления 439
— Гипрогазтоппрома 223
— двухзонный 354

Газогенератор Инсторфа 446
— обращенного процесса 256, 354
— подземный по методу потока 465
— — системы Кириченко 462
— с двойным отбором газа 254
— — жидким шлакоудалением 212, 430
— — «кипящим» слоем 450
— — швельшахтой 227, 253
Газогенераторные станции горячего газа 343
— — под вакуумом 351
— — — высоким давлением 437
— — — пуск 378
— — с «кипящим» слоем 454
— — силовые 352
— — схемы 342
— — холодного газа 349
— — эксплуатация 378
Газодувка 351, 395
Газопровод горячего газа 397
— холодного газа 397
Гидравлическое сопротивление газопроводов 398
— — системы 394
— — слоя 394
Глубина гидравлических затворов 239

Д

Дальнее газоснабжение 441
Дебит водяного газа по фазам 151
Диффузионная область процесса газификации 189
Диффузия углекислоты к поверхности углерода 189

З

Загрузка топлива периодическая 242
Зона восстановления вторичная 155
— — первичная 155
— газификации рабочая 108

И

Интенсивность процессов газификации 194
Интенсификация процесса газификации 191
Испаритель трубчатый 352

К

Камера осадительная 323
Канал отопительный 66
Кантовка 62

Кинетическая область процесса газификации 189
Клапан взрывной 390
— гидравлический 401
— горячий 344
— колокольный 401
— обратный 390
Классификация газообразного топлива 24
— генераторных газов 105
Кокс газовый 59
— металлургический 59, 96
Коллектор воздушный 349, 355
— газовый 351, 360
— паровой 355
Колосниковая решетка Главгазтоппрома 232
— — с отдельным подводом дутья 230
— — — центральным дутьем 235
Компаунд-коксовые печи 63
Компоненты газообразного топлива 27
Конденсационный цех 43
Константы газовых компонентов 27
— равновесия водяного газа 133
— — обратимых реакций 111
— скорости химических реакций 111
Контроль работы газогенератора 364
— — газоочистной системы 371
— расчетный 372
Контрольно-измерительная аппаратура 365
Контрольный щит 370
Коррозия металлов кислотная 208
Коэффициент полезного действия газификации 122
— — — термический 122
— теплопередачи в скруббере 315
— — — холодильнике 309

М

Метан в процессе под высоким давлением 433
Метана крекинг 257
— образование 134
Механическая структура слоя 201
Мстор для механических питателей 246, 253

О

Обогревательный простенок 61
Отбой воздушный 248

- Отбой паровой 248
 Отбросное тепло станций водяного газа 362
 Отходы тепла при процессах газификации 134
 Очистка газов от сероводорода 340
 — газопроводов от пыли 347
 — сбросных (фенольных) вод 418

П

- Пар, расход на газификацию 137, 166, 374
 — степень разложения 129, 162, 374
 Паровоздушная смесь 130, 156
 Паросъем с рубашек 261
 Парциальное давление паров воды 306
 Пламенные коксовые печи 61
 Пластический слой 31
 Площадка загрузочная 346
 — рабочая 345, 349
 Подземная газификация поточным методом 463
 — — — фильтрационным методом 471
 Подсводовое пространство коксовых печей 73
 Показатели газификации на водяной газ 137
 — — — воздушный газ 126, 420
 — — — смещанный газ 157, 166
 Полукокс, зерновой состав 55
 — сжигание 57
 Природный газ 25
 Провод коженирующий 337
 — осадительный 337
 Продуктивность фаз парового дутья 150

Р

- Рабочая площадка 345
 Рабочий цикл процесса водяного газа 131, 145
 Равновесие химическое 111
 Разложение водяного пара 129
 Размер кусков топлива при газификации 202
 Расход воды на охлаждение газа 317
 — тепла на коксование 87
 — — — полукоксование 50
 — элементов топлива на образование газа в слое 287
 Реагент газифицирующий 105

- Реакция водяного газа 129
 — гетерогенные 188
 — образования метана 134
 — обратимые 110
 — прямого восстановления железа 272
 — экзотермические 108
 — эндотермические 108
 Реакционная способность топлива 119, 133
 Регенераторы коксовых печей 64
 Регулирование газовой смеси 412
 Режим процесса водяного газа 143
 Розжиг газогенератора 345, 351

С

- Система контрольных измерений 365
 Скорость воздушного и парового дутья 143
 — газового потока (дутья) 120, 196
 — реакции восстановления углекислоты 117, 120
 — химической реакции 111
 Смола первичная 29
 — содержание в газе 305
 Смолоулавливание 333
 Спекаемость топлива 17, 167
 Стабильность топливного слоя 196
 Степень очистки газа от пыли 332
 — — — смолы 336, 340
 Сухая перегонка топлива 28
 Сырье для газификации 203
 — — — домны 268

Т

- Температура в зоне газификации 123
 Теория восстановления углекислоты редуцирующая 106
 Тепловые отходы станций водяного газа 186
 — процессы, протекающие в холодильнике 309
 Теплоемкость молярная 110
 Технические требования на газ 304
 Топливо газообразное 22

У

- Углерод нелетучий 19
 Уксусная кислота продукта газификации 208
 Уравнение баланса водорода в зоне газификации 286, 289

- Уравнение баланса кислорода в зоне газификации 286, 294
 — — — углерода в зоне газификации 286, 289
 — констант равновесия 114

Ф

- Фазы периодического процесса водяного газа 144
 Фильтрующее действие слоя топлива 173
 Формулы для определения диаметра газопроводов 399, 400
 — — — интенсивности шлакоудаления 237
 — — — количества конденсата 410
 — — — продолжительности коксования 76
 — — — скорости вращения частиц 323, 324

Ц

- Циркуляционная система скрубберных вод 415
 Циркуляция газа-теплоносителя 39, 41

Ш

- Швель-анализ топлива 20
 Швель-шахта газогенератора 227
 Шихтование топлива 127
 Шлакование золы топлива 124, 175, 197
 Шлакообразующая способность топлива 203
 Шлакоудаление жидкое 124
 — мокрое 238
 — сухое 240