

## ОХРАНА ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА ОТ ВЫБРОСОВ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

### 1.5. Технологии сжигания органических топлив на ТЭС со сниженным уровнем образования вредных выбросов в атмосферу

#### 1.5.2. Газификация твердого топлива

##### 1.5.2.1. Основы и технологии газификации

Котлер В.Р. и Рябов Г.А.; ОАО «ВТИ»

Газификация осуществляется путем химических превращений содержащегося в угле углерода и водяных паров при высоких температурах с образованием смеси горючих газов ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ). Необходимая для протекания реакций теплота выделяется за счет сжигания части угля (известны и исследованы также процессы с подводом теплоты извне). Содержащаяся в угле сера переходит в сероводород, который удаляется из генераторного газа с помощью промышленно освоенных и экономически эффективных процессов. В итоге газификации из угля получают чистый горючий газ и теплоту, которая может быть превращена в работу.

Принципиальные схемы ПГУ с газификацией угля показаны на рис. 1.62. Кислород или сжатый воздух и пар подаются в реактор (газогенератор, газификатор), в который поступает также предварительно подготовленный уголь. В газификаторе осуществляется частичное окисление угля с образованием горючего (генераторного,

синтетического) газа, содержащего в основном  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ , а также (в зависимости от технологии)  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , и золы, которая выводится через шлюз. Генераторный газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ. Теплота отработавших в ГТУ газов, а также теплота, отводимая в процессах газификации и охлаждения генераторного газа, используется для выработки и перегрева пара, поступающего в паровую турбину и на газификацию.

Чистый генераторный газ, сжигаемый в камере сгорания ГТУ, создает благоприятные условия для работы проточной части газовой турбины: выбросы оксидов серы в атмосферу практически отсутствуют. Теплота сгорания генераторного газа достаточна для поддержания необходимой температуры газов перед турбиной, которая с развитием ГТУ может повышаться и доходить до предельных значений, соответствующих стехиометрическому сжиганию.

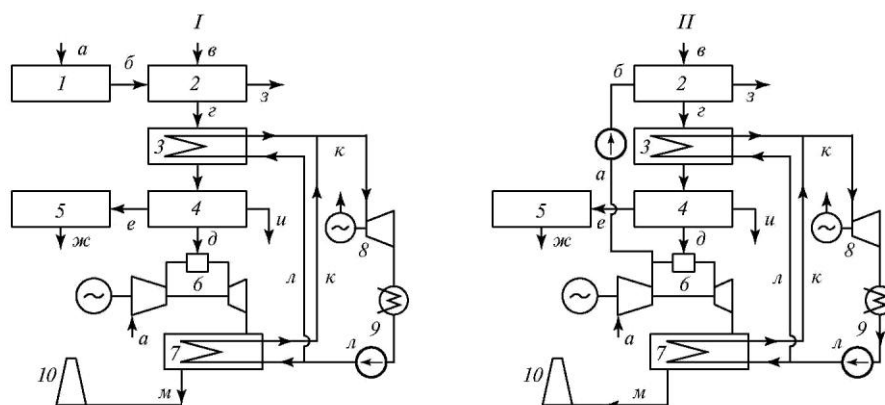


Рис. 1.62. Принципиальные схемы ПГУ:

I — кислородное дутье; II — воздушное дутье; основные элементы схемы: 1 — кислородная станция; 2 — газификация; 3 — охлаждение сырого газа; 4 — очистка газа; 5 — выделение серы; 6 — ГТУ; 7 — котел-утилизатор; 8 — парогазовая турбина; 9 — конденсатор; 10 — дымовая труба; II — нагнетатель, повышающий давление воздуха; материальные потоки: а — воздух; б — кислород; в — уголь; з — сырой газ; д — очищенный газ; е — сорбент; жс — сера; и — пыль; к — пар; л — вода; м — уходящие газы

Системы газификации угля и очистки генераторного газа усложняют схему электростанции и удорожают ее. Протекающие в них процессы связаны с потерями работоспособности и заметно снижают КПД ПГУ даже при практически полном преобразовании химической энергии угля в химическую энергию генераторного газа и теплоту и использования выделившейся теплоты с минимальными термодинамическими потерями.

Важными достоинствами наиболее совершенных систем газификации являются: способность перерабатывать разные угли с различными спекаемостью, зольностью, содержанием летучих и крупностью частиц; простота конструкции; большая производительность; высокая готовность к работе; способность быстро изменять нагруз-

ку; простота пуска и останова; отсутствие сточных вод и конденсирующихся углеводородов в генераторном газе.

Наиболее проработанными технологиями газификации угля являются: газификация в насыпном слое, в КС, в потоке (рис. 1.63). При газификации в насыпном слое уголь засыпается в аппарат, а окислитель — воздух или кислород — вместе с водяным паром поступает снизу и проходит через слой угля. Газификация происходит при противотоке угля и газов: температура газов к выходу из слоя снижается так, что в генераторном газе могут оставаться неразложившиеся конденсирующиеся углеводороды, смолы и масла. Газификатор с насыпным слоем требует применения угля определенной крупности, который не должен спекаться, чтобы обеспечить газопро-

нищаемость слоя. Поскольку при современных методах добычи в угле содержится до 50 % мелочи, а при транспортировке и перегрузке ее содержание еще увеличивается, для газификаторов этого типа требуется окомкование или брикетирование мелочи.

Газификация в КС должна происходить при температуре ниже температуры точки размягчения золы. Это требует увеличения времени пребывания частиц в зоне реакции и большего объема аппарата.

Реакционная способность угля и спекаемость золы являются наиболее важными характеристиками топлив, применяемых для газификаторов с КС. Они влияют на расход кислорода, преобразование углерода, рециркуляцию уноса и производительность. Высокую степень газификации при умеренной рабочей температуре легче всего получить, используя высокорекционные угли. При регулировании нагрузки газификаторов с КС скорость дутья всегда должна быть больше минимальной скорости ожигения.

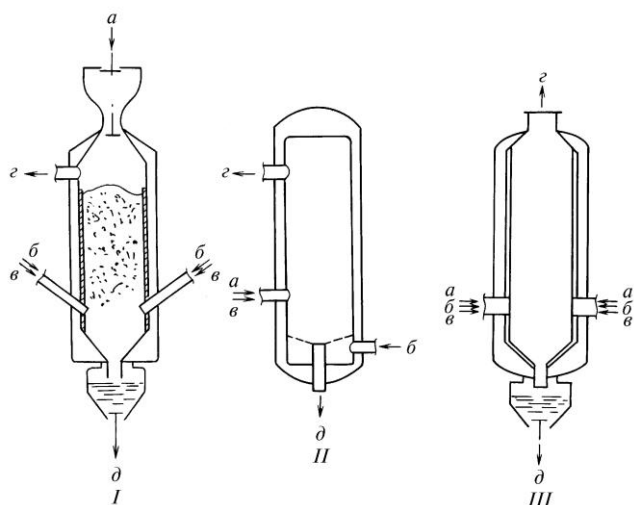


Рис. 1.63. Принципиальные схемы газификатора:

*I* и *II* — насыпной и кипящий слой соответственно; *III* — газификация в потоке; *a* — уголь; *б* — воздух либо кислород; *в* — пар; *г* — генераторный газ; *д* — зола или жидкий шлак

При газификации угольной пыли в потоке окислителя нет особых требований к качеству угля. Она протекает при высоких температуре и тепловых нагрузках на стены рабочей камеры. В качестве окислителя обычно используется кислород, обеспечивающий при коротком времени пребывания угля в аппарате необходимую для полной газификации углерода температуру и достаточно высокую теплоту сгорания генераторного газа. Вследствие высокой температуры газа на выходе из газификатора он свободен от смол и других конденсирующихся соединений.

Газификация угля может осуществляться на воздушном или кислородном дутье. В технологическом отношении использование кислорода дает очевидные преимущества, так как позволяет интенсифицировать процессы, повысить степень преобразования углерода, получить среднекалорийный газ ( $10...12 \text{ МДж/м}^3$ ), содержащий минимум балласта ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ), и облегчить его последующую очистку. Вместе с тем наличие кислородной станции усложняет и удорожает систему газификации, а затраты на получение кислорода снижают КПД электростанции.

Сырой генераторный синтетический газ содержит вещества, способные загрязнять окружающую среду и нарушать нормальную работу газовой турбины, поэтому его необходимо тщательно очищать от пыли, соединений

серы ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$ ), азота ( $\text{HCN}$ ,  $\text{NH}_3$ ), щелочных металлов, хлора и фтора. Технология очистки оказывает значительное влияние на стоимость и тепловую эффективность электростанции.

Для реализации промышленно освоенных в настоящее время технологий очистки газа от сероводорода требуется его охлаждение до температуры около  $40^\circ\text{C}$ . Процесс охлаждения связан с потерями давления и работоспособности; при использовании отводимой теплоты для выработки пара она преобразуется в работу с КПД парового цикла, а не всей комбинированной установки. Стоимость систем охлаждения и очистки генераторного газа составляет 15...20 % общей стоимости ТЭС.

По сделанным оценкам применение мокрой очистки газов снижает КПД ПГУ на 1 %.

Одной из причин снижения КПД при мокрой очистке генераторного газа является конденсация водяных паров (значительное количество которых находится в сыром газе) при температурах ниже  $200^\circ\text{C}$  и связанные с нею потери тепла и работоспособности, а также поглощение из него не только  $\text{H}_2\text{S}$ , но и  $\text{CO}_2$  и уменьшение вследствие этого массового расхода через газовую турбину.

Охлаждение генераторного газа с  $1400$  до  $800^\circ\text{C}$  путем рециркуляции охлажденного газа приводит к уменьшению КПД ПГУ примерно на 1 %.

Активно разрабатываются высокотемпературные технологии очистки генераторного газа, которые позволяют сократить стоимость и упростить эксплуатацию систем, а также снизить связанные с очисткой потери. Считается возможным в газификаторах с КС, добавляя в слой сорбент, связывать в процессе газификации свыше 90 % серы угля, а также улавливать при температурах  $540...600^\circ\text{C}$  частицы пыли и соединения щелочных металлов в одном устройстве. При необходимости возможна дополнительная очистка генераторного газа от серы и подача его в ГТУ при таких же температурах, а в перспективе, после улучшения материалов трубопроводов, при температурах  $650...760^\circ\text{C}$ . Влияние температуры, при которой проводится сухая очистка, на КПД ПГУ невелико; при повышении температуры с  $250...300$  до  $900...1100^\circ\text{C}$  КПД ПГУ увеличивается на 0,3...0,4 %.

Характерные особенности трех основных методов газификации угля приведены в табл. 1.30.

Хотя принципиально все марки углей — от лигнитов до антрацитов — могут быть газифицированы, имеющийся в настоящее время промышленный опыт относится в основном к каменным углям. Показатели, которые могут быть достигнуты в различных системах газификации при использовании каменных и бурых углей, приведены в табл. 1.31.

Независимо от технологии газификации в горючий газ и теплоту переходит примерно одинаковая — от 94,4 до 95,8 % — часть энергии (высшей теплоты сгорания) угля (табл. 1.31). Повышение температуры процесса при газификации в потоке увеличивает удельную нагрузку сечения газификатора и уменьшает содержание углеводородов в сыром газе, что упрощает его очистку. Вместе с тем для повышения температуры необходимо полностью окислять (сжигать) большую часть поступающего в газогенератор угля; вследствие этого доля его химической энергии, преобразующаяся в горючий газ, снижается, а выделяющаяся в виде теплоты, растет. Наибольшая степень преобразования химической энергии угля в теплоту сгорания генераторного газа достигается в газификаторе с насыпным слоем и низкой температурой газа на

выходе. Таким образом, для каждой технологии газификации характерна своя степень использования топлива в

комбинированном цикле, которая влияет на структуру и показатели ПГУ.

Таблица 1.30. Характерные особенности процессов газификации угля

Характеристика	Тип газификатора					
	С неподвижным слоем		С кипящим слоем		С пылеугольным потоком	
	Фирма-разработчик					
	«Лурги»	«Бритиш Газ-Лурги» (БГЛ)	«Рейн-браун»	КРВ	«Тексако», «Дестек»	«Шелл»
Состояние удаляемой золы	Сухая	Жидкая	Сухая	Агломерированная	Жидкая	Жидкая
Состояние загружаемого угля	Кусковой		Дробленка		ВУС*	Пыль
Потребность в кислороде	Небольшая		Отсутствует либо умеренная		Высокая	
Температура газа на выходе, °С	430... 540		870... 980		1260...1480	
Особенности процесса	В генераторном газе содержатся жидкие углеводороды, смолы, масла		Требуется рециркуляция уноса из-за высокого содержания в нем горючих		Большое количество химической энергии угля переходит в теплоту	

\* ВУС — водоугольная суспензия.

Таблица 1.31. Показатели различных систем газификации угля

Показатель	Технология газификации и фирмы-разработчики						
	В потоке		С кипящим слоем	С насыпным слоем	В потоке	С кипящим слоем	
	«Тексако»	«Шелл»	«Вестингауз» (КРВ)	БГЛ	«Шелл»	«Вестингауз» (КРВ)	
Вид угля	Каменный, иллинойс № 6				Лигнит		
Вид дутья	Кислород		Воздух	Кислород	Кислород		
Температура сырого газа, °С	1260... 1480	1400...1530	870... 980	870... 980	430... 540	1400...1530	950
Давление в газификаторе, МПа	4,2	2,8	3,1	2,3	2,3	2,7	3,1
Типичный состав генераторного газа % (по объему):							
CH <sub>4</sub>	0,07	0,04	7,45	2,77	6,27*	—	6,51
H <sub>2</sub>	37,65	30,93	34,1	15,85	31,5	28,46	28,16
CO	49,08	62,82	45,4	27,89	57,2	60,50	47,80
CO <sub>2</sub>	11,13	1,5	11,42	3,27	2,20	5,37	15,70
инертные	2,04	4,91	1,62	50	2,27	5,67	1,83
Высшая теплота сгорания, кДж/м <sup>3</sup>	10 434	11 180	12 297	6148	14 346	10 806	11 551
Выход газа, м <sup>3</sup> /кг угля	2,1	2,08	1,97	4,11	2,00	1,77	1,65
Расход кислорода, кг/кг угля	0,86	0,6	0,61	0,68	0,53	0,73	0,62
Расход пара, кг/кг угля	—	0,029	0,0647	0,261	0,328	—	0,24
Расход воды, кг/кг угля	0,5	0,063	0,053	0,064	0,053	0,10	0,18
Степень конверсии углерода, %	99	99	95	92	99	99	97,5
Используемая доля теплоты сгорания угля, %:							
химическая энергия газа	75,93	79,58	80,84	79,01	89,36	78,06	78,76
физическое тепло газа	18,45	14,94	13,73	15,4	5,70	16,71	17,0
всего	94,38	94,53	94,57	94,41	95,05	94,77	95,76

\* Кроме CH<sub>4</sub> в газе содержится 0,53 % C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>