

Раздел шестой  
**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ  
 ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**  
**6.2. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ**

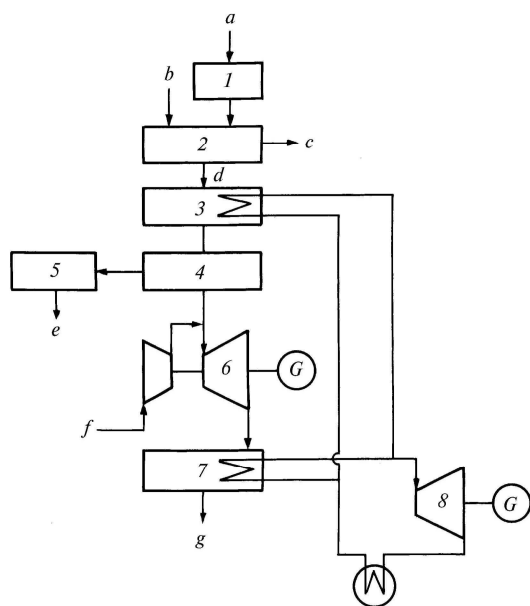
**6.2.3. Парогазовые установки на угле**

*Березинец П.А., Ольховский Г.Г.; ОАО «ВТИ»*

**Парогазовая установка с газификацией угля под давлением** [7—9]. Проект опытно-промышленной ПГУ с использованием технологии газификации угля под давлением на кислородном дутье в пылегазовом потоке, называемой ГСП и разработанной Государственным институтом азотной промышленности (ГИАП) и топливным институтом в г. Фрайберге (бывш. ГДР), выполнялся ВТИ в России в рамках федеральной научно-технической программы «Экологически чистая энергетика».

Топливом для отечественной ПГУ является березовский бурый уголь с предельными влажностью 38 %, зольностью 7,0 % и теплотой сгорания 14,3 МДж/кг на рабочую массу. Содержание серы в угле составляет 0,2 %. Газифицируется угольная пыль с влажностью 10 %. Выход топливного газа из угольной пыли составляет 1,79 м<sup>3</sup>/кг, его теплота сгорания — 9,05 МДж/м<sup>3</sup>. Топливный газ содержит следующие компоненты, % по объему: CO = 50,4; H<sub>2</sub> = 18,18; CO<sub>2</sub> = 7,91; H<sub>2</sub>O = 19,54; N<sub>2</sub> = 3,87; H<sub>2</sub>S = 0,013. Плотность топливного газа — 1,0062 кг/м<sup>3</sup>.

Функционально ПГУ состоит из энергетической и интегрированной с ней газификационной частей (рис. 6.11).



**Рис. 6.11. Структурная схема ПГУ с газификацией угля:**

1 — система топливopодготовки; 2 — газификатор; 3 — система охлаждения сырого топливного газа; 4 — система пыле-и газоочистки сырого топливного газа; 5 — узел переработки сероводорода; 6 — ГТУ; 7 — котел-утилизатор; 8 — паровая турбина; 9 — электрический генератор; *a* — уголь; *b* — кислород; *c* — шлак; *d* — сырой топливный газ; *e* — комковатая сера; *f* — воздух; *g* — уходящие газы

Основой энергетической части является бинарная ПГУ, включающая две газотурбинные установки ГТЭ-200 с начальной температурой 1250 °С, два котла-утилизатора и одну паровую турбину мощностью около 330 МВт. Пар для нее вырабатывается в газификационной установке и котлах-утилизаторах, которые устанавливаются

ливаются за газовыми турбинами.

Каждый котел-утилизатор содержит контур высокого давления, контур низкого давления и промпрегреватель.

В газификационную установку входят система подготовки топлива, реактор с узлами ввода угольной пыли и вывода шлака, радиационный и конвективный газоохладители, система возврата «летучей» золы в газификатор, системы «сухой» пыле- и сероочистки.

Кислород для газификатора производится методом низкотемпературной ректификации жидкого воздуха в воздухоразделительной установке. Каждая газовая турбина обслуживается одним газификатором производительностью до 160 т/ч угольной пыли.

Газификатор для промышленной ПГУ состоит из двух частей: реактора с расположенными сверху горелками, в котором в нисходящем пылегазовом факеле осуществляется процесс газификации угольной пыли, и радиационного газоохладителя, в котором генераторный газ охлаждается до 700...900 °С. Гранулированный шлак после охлаждения газа выпадает в водяную ванну в нижней части газификатора, откуда через шлюзовую систему направляется в отстойник, после которого сортируется по фракциям и отгружается потребителям. Химические анализы шлака, полученные ВТИ на стендовых установках, показали его полную безвредность. Он может использоваться в качестве наполнителя бетонов при дорожном строительстве и в стройиндустрии.

Запыленный сырой топливный газ с температурой около 800 °С проходит циклоны, где освобождается от грубых частиц, и направляется в конвективный газоохладитель, в котором его температура снижается до 500 °С. При этой температуре производится сухая тонкая очистка газа от пыли в металлорукавных или керамических фильтрах. «Летучая» зола, уловленная в циклоне и тонких фильтрах, возвращается в газификатор, а обеспыленный газ направляется в систему «сухой» высокотемпературной сероочистки с использованием хемосорбции сероводорода, например, с помощью оксида железа или цинкоферрита при температуре 450...550 °С.

Газотурбинная установка представляет собой модификацию создаваемой отечественной промышленностью ГТУ мощностью 200 МВт на начальную температуру 1250 °С для природного газа.

Для ПГУ с газификацией угля потребуются изменение конструкции камер сгорания и проходных сечений турбины с учетом отбора воздуха на газификацию.

Конструкция котла-утилизатора имеет некоторые особенности, связанные с наличием газификационной установки, — котел-утилизатор и газификатор имеют связи по пару и питательной воде.

Свежий пар со средним давлением за котлом 14 МПа и температурой 545 °С поступает в ЦВД паровой турбины, после которого вторичный пар с давлением около 2,4 МПа возвращается в котел для промежуточного перегрева. В промпрегревателе вторичный пар нагревается примерно от 325 до 525 °С.

Для обеспечения необходимого пропуска пара при

изменении температуры наружного воздуха предусмотрена работа паровой турбины в режиме скользящего давления при полностью открытых регулирующих клапанах свежего пара. В диапазоне температур наружного воздуха от  $-30$  до  $+30$  °С давление свежего пара высокового давления изменяется в диапазоне 13,8...12,1 МПа соответственно.

Парогазовая установка с газификацией угля в потоке под давлением, выполненная по схеме с двумя газовыми турбинами и котлами-утилизаторами, обеспечивает как широкий диапазон регулирования электрической нагрузки в течение суток, так и возможность останова всей ПГУ на выходные дни. Снижение нагрузки происходит путем уменьшения производительности газификаторов путем соответствующего уменьшения подачи топлива, кислорода и пара. При останове блока прекращается подача топлива, кислорода и пара в газификаторы и останавливается вся энергетическая часть ПГУ.

Пуск газификатора из горячего состояния занимает 30...40 мин, из холодного — 3...4 ч. В качестве растопочного топлива используется топливный газ из коллектора, в который поступает газ от блоков, находящихся в работе. Коллектор оснащен ресиверами для аккумуляции синтетического газа.

Парогазовая установка имеет следующие технико-экономические показатели при различных температурах наружного воздуха, °С:

Температура наружного воздуха °С .....	+30	+5	-15	-24
Расход сырого угля, т/ч .....	2x178,3	2x202,9	2x222,2	2x232,0
Мощность ГТУ брутто, МВт .....	2x151,9	2x184	2x212,6	2x226,4
Мощность паровой турбины, МВт .....	327,7	339,1	348,1	353,1
Мощность собственных нужд, МВт .....	33,2	26,6	40,2	41,5
Мощность блока (нетто), МВт .....	618,1	694,3	759,1	791,8
КПД ПГУ (нетто), % ...	45,9	45,6	45,2	45,2

Для ПГУ с газификацией угля под давлением характерны высокие экологические показатели. Содержание пыли в продуктах сгорания, выбрасываемых в дымовую трубу, составит менее  $3 \text{ мг/м}^3$ .

Специальное конструирование камеры сгорания ГТУ, а при необходимости и ввод в нее пара обеспечат концентрацию оксидов азота менее  $100 \text{ мг/м}^3$  при 6 % кислорода в уходящих газах.

Хотя диоксид серы в уходящих газах практически отсутствует, он содержится в газах, выбрасываемых из установки Клауса. По консервативной оценке этого обстоятельства суммарные выбросы диоксида серы не будут превышать  $80 \text{ мг/м}^3$  (при 6 %  $\text{O}_2$ ).

Высокая экономичность ПГУ с газификацией угля позволяет уменьшить выбросы диоксида углерода в атмосферу на 10...15 %.

Поскольку мощность паровой турбины составляет около 50 % суммарной мощности блока, расход охлаждающей воды уменьшается более чем в 1,5 раза, по сравнению с расходом в паросиловом блоке аналогичной мощности.

Несмотря на сложную технологию, реализуемую в описанной газификационной установке, вредных сточных вод из нее нет. Все системы, использующие воду, испытывают дефицит ее.

**Парогазовая установка со сжиганием угля под давлением** [10]. Сжигание угля в кипящем слое позволяет обеспечить практически полное его выгорание независимо от качества. Достижимые при этом высокие коэффициенты теплопередачи обеспечивают небольшие поверхности нагрева, а низкие температуры горения (около 900 °С) обеспечивают выбросы оксидов азота менее  $200 \text{ мг/м}^3$  (менее 100 мг/МДж). Возможность добавки в слой сорбента (доломита или известняка) позволяет связывать в нем 90...95 % содержащейся в угле серы.

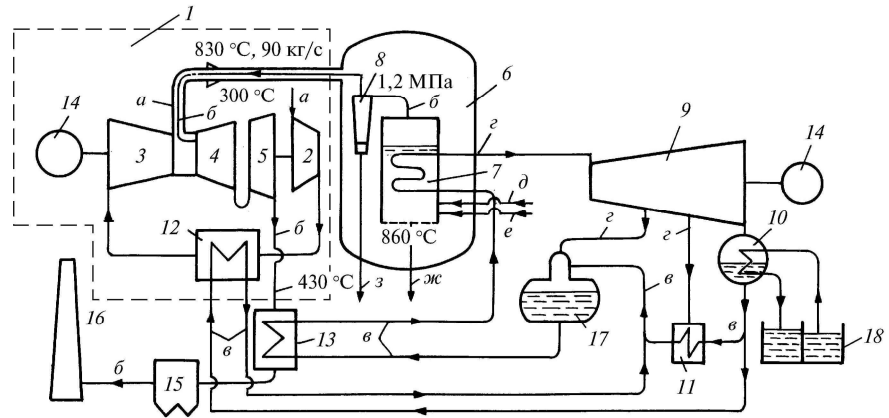
Сжигание угля в кипящем слое под давлением (КСД) при сохранении всех характерных для сжигания угля в кипящем слое преимуществ позволяет существенно увеличить единичную мощность котла и уменьшить его габаритные размеры и при очистке от пыли получить продукты сгорания, пригодные для работы в ГТУ. В этом случае реализуется ПГУ, схема которой показана на рис. 6.12.

Воздух для горения подается в слой компрессором ГТУ под давлением 1...1,5 МПа; продукты сгорания угля после очистки от золы направляются в газовую турбину, где производят полезную работу. После ГТУ продукты сгорания охлаждаются в теплообменниках, включенных в схему паротурбинной установки. Тепло, воспринятое от КСД, используется для выработки пара, направляемого в паровую турбину.

Дробленый уголь и сорбент вводятся в топку в сухом виде через шлюзовую систему или насосом в виде водоугольной пасты. Зола, содержащая соединения серы, после охлаждения в теплообменнике выводится через шлюзовую систему. Дымовые газы очищаются от летучей золы в циклонах, степень очистки составляет 97...99 %.

Технико-экономические и экологические показатели блока мощностью 270 МВт на базе паровой турбины К-220-12,75 (при  $t_{н.в} = +15$  °С) приведены ниже:

Расход угля, кг/с .....	36,7
Расход доломита, кг/с .....	3
Температура сжигания, °С .....	900
Давление пара за котлом, МПа .....	13,7
Расход пара, кг/с .....	175
Давление пара промпрегревателя, МПа .....	2,57
Температура пара промпрегревателя, °С .....	545
Давление газа в котле, МПа .....	1
Расход дымовых газов, кг/с .....	290
Мощность электрическая (нетто), МВт .....	270
Мощность паровой турбины (нетто), МВт .....	225
Мощность газовой турбины (нетто), МВт .....	45
КПД (нетто) расчетный, % .....	42,6
Состав угля, %:	
влажность .....	11
зольность .....	36
содержание летучих .....	4
Низшая теплота сгорания угля, МДж/кг ...	17,26
Содержание серы, % .....	1,4
Содержание азота, % .....	0,9
Вредные выбросы, $\text{мг/м}^3$ :	
оксиды серы .....	200
оксиды азота .....	Менее 200
пыль .....	Менее 10



**Рис. 6.12. Принципиальная схема ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением:**  
 1 — ГТУ; 2 — КНД; 3 — КВД; 4 — ТВД; 5 — ТНД; 6 — ВПГ; 7 — топка с кипящим слоем; 8 — циклон;  
 9 — паровая турбина; 10 — конденсатор; 11 — ПНД; 12 — промежуточный воздухоохладитель; 13 — экономай-  
 зер; 14 — электрогенератор; 15 — электрофильтр; 16 — дымовая труба; 17 — деаэрактор; 18 — пруд-охладитель;  
 а — воздух; б — продукты сгорания; в — вода; г — пар; д — уголь; е — сорбент; ж — вывод золы из слоя;  
 з — вывод золы из циклонов