

I. ÕRIK

## PFBC FOR THE COMBUSTION OF ESTONIAN OIL SHALE?

И. ЭПИК

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА С КИПЯЩИМ СЛОЕМ —  
ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЭСТОНСКИХ СЛАНЦЕВ?

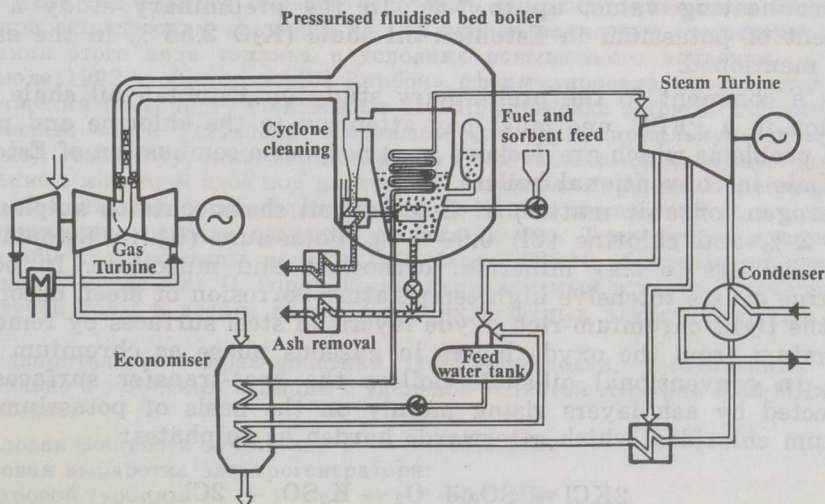
Pressurized fluidized-bed combined cycle (PFBC) for combustion of coal developed by *ABB Carbon* over the last 15 years has reached commercial status [1]. PFBS-plants are in operation in Sweden, the U.S.A. and Spain. One 70-MW-plant is under construction in Japan. The Värtan Cogeneration Plant in Sweden has already accumulated about ten thousand hours of operation.

The PFBS-technology combines the environmentally beneficial characteristics of fluidized bed with efficiency gains of combined-cycle plants. It is clean, efficient and compact [1].

There is some experience on oil shale combustion in atmospheric fluidized-bed systems. The *Rohrbach-Lurgi* fluidized-bed process in two generating units at Rohrbach Zement in Dotterhausen, Germany, is in commercial operation since 1961, supplying a 13.8 MW<sub>el</sub> power station with 60 bar and 470 °C steam [2]. In Estonia, a 75 t/h fluidized-bed boiler with torch-fluidized burning has been in operation at Ahtme Power Plant for about 20 years [3]. Experience of Israel and Estonian oil shale combustion in *Ahlstrom Pyroflow* circulating fluidized-bed (ACFB) boilers is described by H. Holopainen [4]. But there are no experiments on oil shale combustion under conditions of elevated pressure.

The *ABB Carbon* has presented a preliminary study for Estonian oil shale combustion in a PFBS-cycle unit (July 1992).

The principle of PFBC is illustrated in Figure. The main components of the PFBC-unit are: the gas turbine, the combustor (pressurized



Pressurized Fluidized Bed Principle [1]

fluidized-bed boiler) and the steam turbine. The gas turbine which produces about 20 % of the total electrical output, provides the combustor with pressurized cooling, fluidizing and combustion air. The gas turbine is connected to the combustor by a coaxial pipe. The inner pipe leads the hot gases ( $t \sim 850^\circ\text{C}$ ) to the gas turbine and the outer pipe leads the compressed air ( $< 300^\circ\text{C}$ ) to the combustor.

The fuel is first crushed to grain size, then through lockhoppers pneumatically injected to distributors in the combustor bed bottom. The combustor to an approximately 200 MW<sub>th</sub> module is a pressurized combustion and steam generating unit enclosed in a pressure vessel of about 11.5 m diameter and 30 m height. Operating pressure is about 12 bar, the vessel is cooled by incoming air. Combustion takes place in the bed at about 860 °C by fluidizing velocity less than 1 m/s. The steam is generated in tube bundles in the fluidized bed with 140 bar and 535 °C steam data. The hot gas is cleaned from fly ash in up to 10 parallel two-stage cyclones. The fly ash from the cyclones, after having been precooled by combustion air, is depressurized and cooled by condensate coolers outside the pressure vessel to about 120 °C and transported to an ash silo [1].

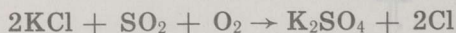
The preliminary design conditions for 8.33 MJ/kg Estonian oil shale commercial unit on condensing mode are following:

Firing rate at full load	171.2 MW <sub>th</sub>
Steam turbines output	56.7 MW <sub>el</sub>
Gas turbines output	15.6 MW <sub>el</sub>
Net electrical output	69.2 MW <sub>el</sub>
Net efficiency	40.4 %
Oil shale flow	20.6 kg/s
Ash flow	12.9 kg/s

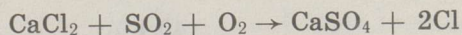
It is proposed that the high content of limestone in the oil-shale ash specific when using Estonian oil shale as fuel reduces the sulphur emissions close to 100 % during combustion, as well as the relatively low combustion temperature (860 °C) results in low NO<sub>x</sub> emissions. Limestone of the oil shale burnt under pressure, due to high CO<sub>2</sub> pressure leaves the combustor in composed stage (as CaCO<sub>3</sub>, also CaSO<sub>4</sub>). That means that no free lime will occur in the PFBC-ashes which give interesting properties to the ashes as well as lower CO<sub>2</sub> emissions. That gives a higher heating value, up to 7 %. In the preliminary study a high content of potassium in Estonian oil shale (K<sub>2</sub>O 2.55 % in the ash) is also mentioned.

As a comment to the preliminary study on Estonian oil shale combustion in a PFBC, one must pay attention to the chlorine and potassium problems which are decisive in atmospheric combustion of Estonian oil shale in conventional boilers.

Kerogen (organic matter) of Estonian oil shale contains sulphur (S) 1.7—2 % and chlorine (Cl) 0.6—1 %. Potassium (K) in Estonian oil shale belongs to clay minerals: orthoclase and muscovite. In boilers chlorine causes intensive high temperature corrosion of steel, decomposing the tight chromium-rich oxyde layers on steel surfaces by removing chromium from the oxyde layers in gaseous phase as chromium chloride. In conventional oil-shale boilers the heat-transfer surfaces are protected by ash layers rising mainly on the basis of potassium and calcium chlorides, which afterwards harden as sulphates:







A periodical removing of the ash deposits from the surfaces is needed, but the more frequent the cleaning operations, the more intensive the chlorine corrosion.

We must take into account that the chlorine corrosion as well as ash fouling may also be active with respect to the PFBC steam boiler surfaces placed in the fluidized bed, inside the cyclones of the combustor vessel, and on the gas-turbine blades. Therefore, there is a serious doubt about the probability of PFBC use for Estonian oil shale.

For example, if only 0.05 % of oil-shale ash passing the combustor sticks inside the cyclones, less than a week of operation time is needed for filling the active volume of cyclones with ash deposits to a degree sufficient for destroying the separating functions of the cyclones.

Consequently, before expensive long-term investigations on PFBC test facilities it is indispensable to provide laboratory investigations about Estonian oil shale chlorine behaviour as well as about thermal and chemical destruction of oil-shale minerals under influence of chlorine in elevated pressure combustion conditions.

The long history of oil shale utilization has demonstrated that every new technology of their utilization concealed unforeseen, even fatal underwater riffs and rocks [5].

## И. ЭПИК

### ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА С КИПЯЩИМ СЛОЕМ — ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЭСТОНСКИХ СЛАНЦЕВ?

#### Резюме

К настоящему времени парогазовые установки (ПГУ) с кипящим слоем для сжигания углей, разработку которых фирма «АББ Карбон» начала 15 лет назад, эксплуатируются в промышленном масштабе в Швеции, США и Испании, и еще одна сооружается в Японии.

Идея ПФБЦ-установки (PFBC — pressurized fluidized-bed combined cycle) объединяет экологические преимущества сжигания в кипящем слое и высокий к.п.д. сжигания в ПГУ [1].

Для горючих сланцев имеется некоторый опыт их сжигания в кипящем слое при атмосферном давлении [2—4], однако полностью отсутствует опыт сжигания этого вида топлива в условиях повышенного давления.

В июле 1992 г. фирма «АББ Карбон» сформулировала предварительные соображения по вопросу сжигания в ПФБЦ-установке эстонских сланцев.

Основные части установки следующие (см. принципиальную схему на рисунке): газовая турбина, парогенератор с топкой, в которой осуществляется сжигание в кипящем слое под давлением, и паровая турбина. Парогенератор с топкой заключен в цилиндре диаметром 11,5 и высотой 30 м, в котором поддерживается рабочее давление воздуха 12 бар. Температура в топке — около 860 °С, параметры пара — 140 бар и 535 °С, температура сжатого воздуха — менее 300 °С. Горячий газ, направляемый в турбину, очищается от летучей золы в десяти параллельно включенных двухступенчатых циклонах.

Предварительные характеристики ПФБЦ-установки, рассчитанные применительно к эстонским сланцам с удельной теплотой сгорания 8,33 МДж/кг, следующие:

Тепловая мощность по топливу	171,2 МВт
Часовая выработка электрогенератора:	
паровой турбины	56,7 МВт
газовой турбины	15,6 МВт
общая, нетто	69,2 МВт



к.п.д., нетто	40,4 %
Расход сланца	20,6 кг/с
Образование золы	12,9 кг/с

Предполагается, что высокое содержание в эстонских сланцах известняка обеспечит 100 %-ное связывание серы в  $\text{CaSO}_4$  в процессе горения и что благодаря высокому давлению газов основная масса известняка не будет разлагаться до  $\text{CaO}$ , за счет чего фактическая теплота сгорания может повыситься (повышение до 7 %).

С другой стороны, рассматривая возможности сжигания эстонских горючих сланцев в ПФБЦ-установке, следует внимательно относиться к возможным негативным моментам. Это проблемы, связанные с содержанием серы (1,7—2 % S) и хлора (0,6—1 % Cl) в органической части сланцев и калия — в минеральной. Это обуславливает основные сложности при сжигании в традиционных котлах при атмосферном давлении — коррозию стали под влиянием хлора и образование плотных золовых отложений на теплообменных поверхностях котла.

Эти же проблемы, по всей вероятности, могут возникнуть и при эксплуатации ПФБЦ-установки. Хлор способен вызывать интенсивную высокотемпературную коррозию жаростойкой стали, что чревато катастрофическими последствиями. Хлориды калия и кальция могут образовывать на рабочих поверхностях котла, в циклонах и газовой турбине плотные золовые отложения, в то время как возможности их удаления из ПГУ и из циклонов отсутствуют.

Полное отсутствие экспериментальных данных о возможном поведении компонентов эстонских сланцев, и в первую очередь хлора и калиевых соединений, в ходе тепловых и химических процессов, протекающих в условиях повышенного давления, обуславливает насущную необходимость провести соответствующие предварительные лабораторные исследования.

## REFERENCES

1. *Frilund B.* PFBC — the leading clean coal technology for cogeneration of heat and power. — Energy seminar. Elblag, 1992.
2. *Feige F.* Cost-effective utilization of oil shale at Rohrbach Zement // ZKG International, 1992. V. 45, No. 2. P. 53—62.
3. *Õpik I.* Low temperature combustion of Estonian oil shale : theory, practice, critique // Oil Shale. 1985. V. 2, No. 3. P. 289—296.
4. *Holopainen H.* Experience of oil shale combustion in Ahlstrom Pyroflow CFB-boiler // Ibid. 1991. V. 8, No. 3. P. 194—209.
5. *Õpik I.* Scaleup risk of developing oil shale processing units // Ibid. No. 1. P. 67—74.

Estonian Academy  
of Sciences  
Tallinn, Estonia

Received October 27, 1992

Эстонская академия  
наук  
г. Таллинн, Эстония

Поступила в редакцию  
27.10.92