

Resumen

En este proyecto se estudian las tecnologías de licuefacción del carbón para producir productos petrolíferos sintéticos. Estas tecnologías tienen casi 90 años y están extensamente documentadas. Ya se utilizan de manera industrial en algunos países y se considera con los precios actuales del petróleo y las inestabilidades en muchos países productores de petróleo, que estas tecnologías tienen un potencial enorme en los países que tienen reservas de carbón (China, EEUU, Rusia, Polonia, Australia, Ucrania, Alemania etc....).

En este proyecto el interés se centra en Polonia. Se estudian las tecnologías existentes, se identifica la más adecuada para Polonia, se selecciona un emplazamiento adecuado en Polonia para una planta de licuefacción y se diseña esta instalación.

También se elabora un presupuesto para la instalación, se calculan los costes de producción y se comparan con los de los productos petrolíferos.

Se estudia también el impacto medioambiental de estas tecnologías, y se compara con el de los productos petrolíferos.

Finalmente, se realizan unas consideraciones de tipo estratégico y político sobre estas tecnologías: permiten garantizar la independencia energética de los países productores de carbón. Hoy en día, el gobierno de China, y numerosos 'lobbies' – grupos políticos – en Estados Unidos, abogan por estas tecnologías y son muy activos para desarrollarlas en sus países respectivos...





Índice

1. Glosario.....	8
2. Prologo.....	10
3. Introducción.....	11
4. Generalidades sobre la licuefacción del carbón.....	12
4.1. El proceso Fischer-Tropsch en Alemania desde los años 1920 hasta 1945.....	12
4.2. África del Sur: Sasol.....	13
4.3. Introducción a la ICL (Indirect Coal Liquefaction) licuefacción Indirecta.....	14
4.3.1. Gasificación del carbón	
4.3.2. Tratamiento del Syngas	
4.3.3. El proceso Fischer-Tropsch	
4.4. Los procesos de licuefacción directa.....	20
4.5. Introducción a la DCL (Direct Coal Liquefaction) licuefacción directa (Proceso Bergius).....	22
4.6. Calidad de los productos y de las materias primas, Rendimientos.....	23
4.6.1. Calidad del producto primario de la licuefacción indirecta: el syngas.	
4.6.2. Calidad de los productos secundarios (líquidos) de la licuefacción indirecta y directa.	
4.6.3. Tipos de carbones necesarios para la licuefacción	
4.6.4. Rendimientos comparados de la licuefacción directa e indirecta – Costes de producción	
4.6.5. Subproductos	
4.7. Problemas medioambientales y soluciones.....	31
4.7.1. Polución atmosférica con CO ₂	



- 4.7.2. Secuestro del dióxido de carbono
- 4.7.3. Polución atmosférica con óxidos de nitrógeno NO₂ y NO.
- 4.7.4. El azufre (SO₂, H₂S, COS)
- 4.7.5. Partículas sólidas (solo para la licuefacción indirecta)
- 4.7.6. El tratamiento del agua

5. Tecnologías de licuefacción del carbón.....37

5.1. Generadores de gas.....37

- 5.1.1. Generadores de gas de lecho móvil / fijo (Moving/Fixed Bed Gasifiers)
- 5.1.2. Generadores de gas de lecho fluidificado (Fluidized Bed reactors)
- 5.1.3. Generadores de gas de lecho arrastrado (Entrained Flow Gasifiers)
- 5.1.4. Generadores de Gas de tipo 'Transporte'
- 5.1.5. Comparación de las diferentes tecnologías

5.2. Los reactores FT.....45

- 5.2.1. Reactores de tipo 'Arge'
- 5.2.2. Reactores SYNTHOL (= 'Circulating Fluidized Bed Reactors')
- 5.2.3. Reactores Synthol Avanzado (= 'Fixed Fluidized Bed Reactors')
- 5.2.4. Slurry Phase Reactors' – Reactores FT con mezcla líquida.
- 5.2.5. Capacidad de producción de los reactores SASOL y RENTECH

6. Proyectos en curso.....52

6.1. Una profusión de proyectos en China – Unas inversiones peligrosas.....52

- 6.1.1 La instalación de Ordos, Mongolia (Licuefacción directa) – Grupo Shenhua
- 6.1.1 Otros proyectos del grupo Shenhua



6.2. El programa ‘Clean Coal Technologies’ de investigación del DOE (Department of Energy) en EEUU.....	54
6.2.1. Wabash River Coal Gasification Plant (Indiana, EEUU)	
6.2.2. Tampa Electric IGCC Power Plant	
6.2.3. Otras instalaciones del programa CCT:	
6.3. El proyecto de investigación del Ejército de EEUU.....	62
6.4. Conclusiones parciales.....	63
7. Integración de la licuefacción en el mercado energético Polaco.....	65
7.1. El mercado de la Energía en Polonia.....	65
7.1.1. Datos Generales	
7.1.2. Fuentes de Energía primarias	
7.1.3. Formas de Energía secundarias	
7.1.4. En resumen:	
7.2. ¿Porque el CTL en Polonia?.....	67
7.2.1. Oportunidades Económicas	
7.2.2. Garantizar la Independencia Energética del País	
7.3. ‘Competidores’ de la tecnología CTL, y oportunidades de interacción con otras tecnologías alternativas.....	68
7.3.1. GTL: proceso ‘Gas to Liquid’	
7.3.2. ‘Oil shales’ y arena bituminosa	
7.3.3. Gasificación del carbón ‘in situ’	
7.3.4. El hidrogeno H2 como vector de energía	
7.3.5. Biocarburantes	



8. Diseño de una instalación.....	71
8.1. Requisitos para la instalación.....	71
8.1.1. Requisitos de diseño	
8.1.2. Requisitos técnicos	
8.1.3. Requisitos ambientales	
8.1.4. Requisitos económicos	
8.2 Elección de la tecnología: ¿ICL o DCL?.....	72
8.3. Luego: ventajas, oportunidades, interacción con otras industrias.	
8.3.1. Zonas de producción del Carbón en Polonia:	
8.3.2. Zonas Francas en Polonia:	
8.4. Elección de las tecnologías.....	77
8.4.1 Sistemas Principales: Reactores FT, Generadores de Gas, unidad de preparación del carbón y Unidad de producción de Oxígeno.	
8.4.2 Sistemas Auxiliares: Producción de Electricidad, Tratamiento de los gases, Desulfuración y reciclaje del Azufre.	
8.5 La instalación. Diagrama de flujos – Entradas, Salidas.....	87
8.6. Planificación del proyecto.....	88
9. Estudio económico de la instalación.....	89
9.1. Beneficios generados por la Instalación.....	89
9.2. CAPEX (“Capital Expenditure” = Inversión) y OPEX (“Operational Expenditure” = Costes de operación) de la instalación.....	90
9.3. Amortización.....	92
9.4. Coste de producción, Rendimientos.....	92
9.4.1. Rendimiento Energético	



9.4.2. Coste de producción, Rentabilidad.

10. Impacto medioambiental de la instalación.....95

10.1. Emisiones de CO₂ del ciclo de la licuefacción (desde la extracción del carbón hasta la combustión del liquido en un motor) – comparación con el ciclo de Petróleo.....95

10.2. Impacto medioambiental no relacionado con el CO₂.....97

10.2.1. Polución del agua

10.2.2. Polución atmosférica

10.2.3. Polución del suelo

Conclusiones.....99

Bibliografía.....102



1. Glosario

CTL: Coal To Liquid – Los procesos químicos que permiten transformar carbón en productos petrolíferos líquidos.

ICL: Indirect Coal Liquefaction – Licuefacción Indirecta del carbón

DCL: Direct Coal Liquefaction – Licuefacción Directa del carbón

GTL: Gas To Liquid – Licuefacción del gas natural. Producción de productos petrolíferos sintéticos por reformado térmico del gas natural, y proceso Fischer Tropsch.

FT: Fischer-Tropsch

IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle Unit – Central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada.

ATR: Autothermal reformating – Reformado autotérmico.

DOE: US Department Of Energy – El Ministerio de la Energía de Estados Unidos
www.doe.gov

NDR: National Development and Reform Commission (China, Comisión nacional del desarrollo y de las reformas)

NEDO: Organización del Desarrollo de las Nuevas Energías y de las Tecnologías Industriales, Japón, www.nedo.go.jp

DTI: Department of Trade and Industry – Ministerio del Comercio y de la Industria en el Reino Unido www.dti.gov.uk

IEA: International Energy Agency www.iea.org = AIE Agencia Internacional de la Energía

HTI: Hydrocarbon Technologies Incorporated – Empresa americana que trabaja sobre la licuefacción del carbón.

IFP: Institut Français du Pétrole – Instituto publico francés de investigación que trabaja para la industria del petróleo y para la industria del automóvil >> www.ifp.fr



K\$ = 1.000 dólares americanos

M\$ = 1.000.000 dólares americanos

G\$ = 1.000.000.000 dólares americanos

Todos los costes / precios son en dólares americanos, porque todas las empresas que trabajan en el sector del petróleo o de la licuefacción del carbón utilizan esta unidad monetaria para vender sus tecnologías y productos.

Algunas veces se utilizará unas unidades específicas al petróleo y unidades del sistema americano. Aquí son las reglas de conversión:

- 1 Barril de petróleo o de productos petrolíferos (gasolina, diesel...) = 42 galones americanos = $0,159 \text{ m}^3$ = 159 litros.
- 1 Btu (British Thermal Unit) = 1,055 MJ.
- 1 cal (caloría) = 4,18 J



2. Prólogo

Origen del proyecto y Motivación

Soy un estudiante de la Ecole Centrale Paris en doble titulación TIME en la ETSEIB. Tengo una doble formación en Energética y en Organización Industrial.

En septiembre de 2006 he empezado a trabajar para una gran empresa Norteamericana en Polonia, en gestión de proyectos relacionados con el programa de gestión de la empresa SAP. Quería hacer mi PFC con esta empresa, en Organización Industrial, pero, a causa de su política de confidencialidad, no me permitieron hacer el PFC sobre estos sistemas.

Pero durante mi estancia en Polonia me di cuenta de una oportunidad muy interesante: Polonia depende completamente de países extranjeros para su suministro en hidrocarburos, pero tiene también una ventaja estratégica: sus reservas de carbón.

Además, durante mi año de estudio en la ETSEIB en 05/06 descubrí, durante el curso de Tecnología Energética la tecnología de licuefacción del carbón, que permite producir productos petrolíferos sintéticos de muy alta calidad con carbón de calidad media. Eso me pareció inmediatamente una tecnología crítica para Polonia, donde una de las prioridades del gobierno es reducir la dependencia energética.

Así pues, he decidido estudiar las posibilidades de desarrollo de esta tecnología en Polonia, desde los puntos de vista tecnológico, político y, el más crítico, económico.

Quiero determinar si esta tecnología tiene futuro en este país. Y, si hay una oportunidad económicamente viable, quiero determinar como implementar una solución basada en esta tecnología.

Mi objetivo a largo plazo es claramente desarrollar una actividad económica basada en la licuefacción del carbón, por ejemplo como consultor en una empresa energética.



3. Introducción

Objetivos del proyecto

- Estudiar las tecnologías de licuefacción del carbón.
- Elegir el proceso más adecuado para Polonia. Diseñar una instalación económicamente viable (incluso con petróleo ‘barato’: 30 \$/barril) y respetuosa con el medio ambiente.
- Estudiar cómo la licuefacción del carbón se integraría en el mercado energético polaco, especialmente desde el punto de vista estratégico.
- Comparar la licuefacción del carbón con el petróleo, desde un punto de vista medioambiental, económico, y político.

Alcance del proyecto

Desde el punto de vista **tecnológico**, el interés se centra en todas las tecnologías relacionadas con la gasificación y la licuefacción del carbón.

Desde los puntos de vista **económico y político**, el interés se focaliza en Polonia: se tiene en cuenta la industria del carbón local, el mercado eléctrico y de los hidrocarburos, los objetivos del gobierno respecto a la Energía, y las regulaciones de la Unión Europea.

Metodología

Se empieza con un estudio del estado del arte de las tecnologías de licuefacción, y de los proyectos en curso en el Mundo. Se calculan los precios de producción y la rentabilidad actuales.

Después se estudia el mercado energético en Polonia: su situación tecnológica, política y económica. Se destacan las ventajas de las tecnologías de licuefacción para el país. Se describe brevemente el papel de la tecnología CTL (‘Coal To Liquid’) en el mercado energético respecto a las otras tecnologías alternativas y clásicas.

Finalmente, se diseña una instalación adecuada para el mercado Polaco con exigencias económicas y medioambientales de la Unión Europea y cumpliendo los requisitos de calidad del mercado.



4. Generalidades sobre la licuefacción del carbón

Existen dos tipos de procesos para licuar el carbón. El más popular y el más documentado es el proceso de licuefacción indirecta, que consta de dos etapas: gasificación del carbón, y después, licuefacción del gas con el proceso Fischer Tropsch. Existen también procesos de licuefacción directa.

4.1. El proceso Fischer-Tropsch en Alemania desde los años 1920 hasta 1945.

1902 Producción de metano con H_2 y CO con un catalizador de Níquel.

1923 Proceso Fischer – Tropsch, desarrollado por dos científicos alemanes: Franz Fischer y Hans Tropsch en el Instituto Kaiser Wilhelm (Hoy Instituto Max Planck) en Berlín.

El proceso de licuefacción es una reacción química entre CO y H_2 , facilitada por un catalizador (Hierro o Cobalto) que produce hidrocarburos.

Es decir, antes la licuefacción hay que gasificar el carbón. Eso se hace en un ‘generador de gas’: el proceso es una combustión incompleta (con una aportación limitada y controlada de aire o de oxígeno) que produce principalmente CO y H_2

Después, este “syngas” (“synthetic gas” = gas sintético) es licuado en un reactor Fischer Tropsch.

1936 Alemania acaba la construcción de 4 unidades de producción de combustibles líquidos con carbón. La capacidad total del país es 200 000 toneladas / año.

1945 Alemania tiene 25 unidades con una capacidad total de 125 000 barriles / día. La producción total a lo largo de la Segunda guerra Mundial fue de 6,5 millones de barriles.

Los científicos alemanes que trabajaban sobre esta tecnología fueron “recuperados” por los Estados Unidos al final de la guerra.

1950s Estados Unidos / Alemania: construcción y operación breve de tres unidades experimentales (Brownsville, Texas 5000 barriles/día; Koelbel, Alemania; Instalación del ‘Bureau of Mines’ en Louisiana). [22]

Pero los EEUU abandonaron las investigaciones porque el petróleo era demasiado barato y no necesitaban desarrollar tecnologías alternativas. Todas las instalaciones alemanas y americanas dejaron de producir al final de los años 50.



4.2. África del Sur: Sasol

SASOL es una empresa de África del Sur, líder mundial en las tecnologías de licuefacción indirecta.

Con petróleo barato, desarrollar tecnologías caras de licuefacción del carbón no era muy atractivo para los inversores (en los años 50-60, la licuefacción del carbón costaba 50 \$/barril, mientras que el precio del mercado se situaba entre 5 y 20 \$/barril – e incluso después de la crisis de 1974 parecía más interesante comprar petróleo ‘natural’).

La única razón que podía forzar un país a desarrollar esta tecnología era la imposibilidad de comprar petróleo en el mercado internacional. Y es lo que ocurrió con África del Sur: A causa del *apartheid*, la comunidad internacional amenazó imponer un embargo sobre el país, que no tiene reservas petrolíferas (pero tiene reservas de carbón enormes: las terceras más importantes en el Mundo).

Es por eso que el gobierno de África del Sur decidió desarrollar las tecnologías de licuefacción del carbón, para producir combustibles alternativos. Fue la empresa pública Sasol la que construyó las instalaciones del país. Ahora Sasol es el actor más importante en el mercado respecto a las tecnologías de gasificación y de reactores FT.

Se construyeron tres plantas: SASOL I (1955), SASOL II (1980) y SASOL III (1983). Las tres plantas fueron (y son) modernizadas regularmente con las tecnologías SASOL más avanzadas.

La capacidad total en 1983 era de 450.000 barriles/día. Hoy en día, más del 25 % de la gasolina, del diesel y del keroseno utilizado en África del Sur es producido así.

Actualmente, África del Sur no tiene nuevos proyectos, pero SASOL exporta su tecnología: tiene contratos en China (§ 6.1) [7], en Nigeria y Qatar (licuefacción del gas natural) [23] y en Estado Unidos (§ 6.2) [22].

También en Estados Unidos dos empresas han empezado desarrollar sus propias tecnologías de licuefacción indirecta, basadas sobre la tecnología SASOL: **SYNTROLEUM** y **RENTECH** (ambas tienen contratos con el Ejército de EEUU y con el *Department of Energy* DOE).

Finalmente, unas empresas petrolíferas (**SHELL, EXXON, KELLOGG, BP** etc....) han desarrollado tecnologías propias de licuefacción indirecta, inicialmente para licuar los residuos sólidos de las refinerías, y después para convertir el gas natural en combustibles líquidos (= “Gas to Liquids”, proceso muy similar a la licuefacción del carbón).



4.3. Introducción a la ICL (Indirect Coal Liquefaction) licuefacción Indirecta

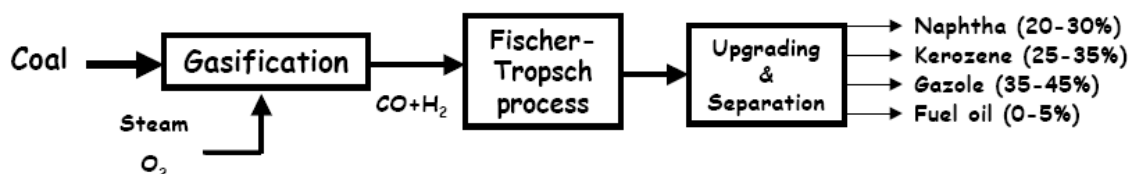


Fig. 4.1. Proceso de licuefacción indirecta (Fuente [4])

El proceso Indirecto, el más utilizado en el mundo, consta de dos etapas: el carbón es gasificado (el gas obtenido se llama 'Syngas'), y después este gas es transformado en líquido en un reactor Fischer Tropsch.

Estos dos procesos pueden ser utilizados de manera 'independiente':

Por ejemplo, durante el siglo XIX, el gas utilizado para iluminar las ciudades era producido con carbón, con generadores de gas similares a los que se van a estudiar aquí. Y el proceso Fischer Tropsch puede también ser utilizado para producir líquidos con syngas de varios orígenes, por ejemplo el gas natural (el proceso se llama GTL - Gas to Liquid - y ha sido desarrollado por Shell/Royal Dutch en Bintulu, Malasia).

4.3.1. Gasificación del carbón

Existen varios tipos de generadores de gas (cada empresa desarrolla su propia tecnología), pero la idea general es mezclar el carbón con aire u oxígeno puro, y vapor de agua a alta temperatura y alta presión (combustión incompleta).

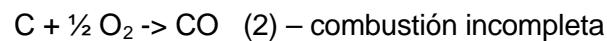
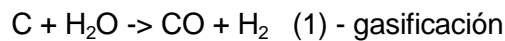
El gas obtenido es una mezcla de CO y de H₂, que se llama **syngas**. Contiene también CO₂ y óxidos de azufre - hay que retirar estos dos productos para optimizar la etapa siguiente (la licuefacción Fischer Tropsch).



Nota: estos generadores de gas también son utilizados en centrales eléctricas del tipo **IGCC** (Integrated Gasification Combined Cycle Unit, Unidad integrada Gasificación + Ciclo combinado). En vez de quemar directamente el carbón, lo gasifican antes y queman el gas. Así, utilizando un ciclo combinado, recuperan 50% más energía, y reducen la polución con azufre. [43]

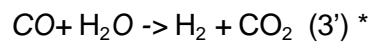
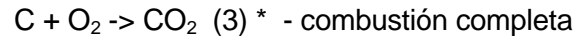
Un ejemplo en España es la instalación de **PUERTOLLANO** (es la central IGCC más grande en el Mundo – 330 MWe). Otros ejemplos incluyen las instalaciones del programa CCT (Clean Coal Technologies) – cf. § 6.2, en los Estados Unidos.

Las reacciones químicas que ocurren en el generador de gas son las siguientes:



La reacción (1) no ocurre naturalmente, hay que inyectar energía: eso se hace con inyección de aire u O_2 a alta temperatura (y entonces ocurre también la reacción (2)).

También hay reacciones ‘parásitas’:



* (3) y (4) No son completamente ‘parásitas’, porque son exotérmicas y el calor favorece la reacción (1).

** El carbón contiene siempre azufre, en proporciones variables. Cf. Anexo B.

Un estudio comparativo de los diferentes generadores en el mercado fue realizada por el DOE (Department of Energy) de EEUU. En la bibliografía, los informes relativos a este estudio son los documentos [25], [26], [27], [28]. [29], [30] y [31].

Este estudio forma parte del Clean Coal Technologies Program del DOE (cf. § 6.2). Una parte de este programa de investigación es la experimentación y optimización de centrales de tipo IGCC (Gasificación del carbón + combustión en una turbina de gas + ciclo de vapor secundario).

Todos nuestros datos sobre los generadores de gas se basan en dicho estudio. El



gas generado en las centrales IGCC es el mismo que el gas utilizado en el proceso Fischer-Tropsch. Así pues estos resultados pueden ser aplicados sin problema al presente estudio.

4.3.2. Tratamiento del Syngas

Los gases de interés son el CO y el H₂, pero la operación de gasificación también produce CO₂, H₂S y SO₂ (a causa del azufre contenido en el carbón) – estos tres gases son parásitos para la reacción de licuefacción. El syngas también contiene partículas sólidas.

El los **apartes 4.7 y 6.2** se estudian los procesos que existen para limpiar el syngas:

- El CO₂ puede ser secuestrado o utilizado para mejorar la explotación de campos petrolíferos.
- El H₂S y SO₂ pueden ser convertidos en azufre sólido (CGCU) o en ácido sulfúrico (HGCU), que pueden ser vendidos como subproductos (cf. 5.1 y 6.2).
- Las partículas pueden ser recuperadas en ciclones y recicladas en el generador de gas.

Una vez el syngas limpio, se puede licuar:

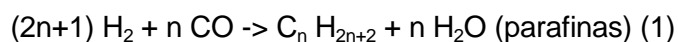
4.3.3. El proceso Fischer-Tropsch

La tecnología de basa es un reactor con una mezcla de syngas y de catalizador. El elemento crítico en este proceso (y el más caro) es el catalizador, y es también la principal dirección de investigación para optimizar el proceso.

Hay dos categorías de reactores: (1) con catalizadores basados en hierro, a una temperatura de 330 °C, el reactor produce gasolina y aceites; (2) con catalizadores de cobalto a 200 °C, produce Diesel (gas-oil) y ceras.

Las reacciones químicas de la licuefacción

La reacción química que ocurre en el reactor FT es la siguiente:



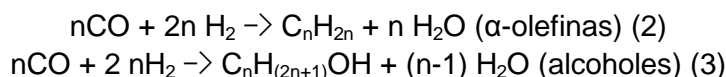
Es una reacción exotérmica que ocurre en presencia de un catalizador, que libera una energía de 39,4 kcal/mol_{CO}.

El producto que resulta del proceso FT es un líquido de muy alta calidad, que no necesita refinado (el tipo de producto obtenido depende de los catalizadores utilizados).

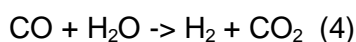


Estos productos contienen menos partículas y azufre que los obtenidos con petróleo natural. También producen menos óxidos de carbono y de nitrógeno cuando queman (alta densidad energética). Más detalles sobre los productos obtenidos se pueden encontrar en el § 4.6.2.

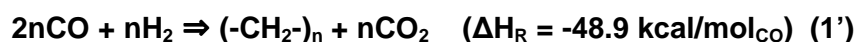
Además de la reacción principal (1), ocurren unas reacciones parásitas, que producen otros tipos de productos:



También, el monóxido de carbono del syngas puede reaccionar con el agua:

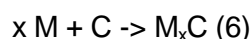
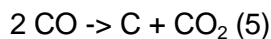


La reacción global (1) + (4) es:



La reacción es equilibrada con un ratio $\text{H}_2/\text{CO} = 2$ (en moles).

Ocurren también dos reacciones parásitas que afectan el CO y el metal M de catalizador:



Estas dos reacciones ocurren a **alta temperatura** y afectan el rendimiento global de la instalación (el CO es útil mientras que el CO₂ no, y hay destrucción del catalizador, que es el elemento más costoso del reactor).

Es, pues, muy importante controlar la temperatura en el reactor FT para limitar estas dos reacciones. En la práctica, el reactor contiene un(os) circuito(s) de refrigeración con agua para mantener la mezcla a una temperatura óptima y evitar saltos de temperatura.

4.3.3.a. Productos obtenidos (Datos experimentales)

El reparto de los productos obtenidos depende principalmente del catalizador utilizado y de la temperatura de reacción. Depende también de la presión de reacción y del ratio H_2 / CO del syngas.



- Catalizadores de hierro, temperatura de 330°C: gasolina y olefinas.
- Catalizadores de cobalto, temperatura de 200°C: diesel y ceras.

Los dos diagramas siguientes resumen la repartición de los productos en función del catalizador:

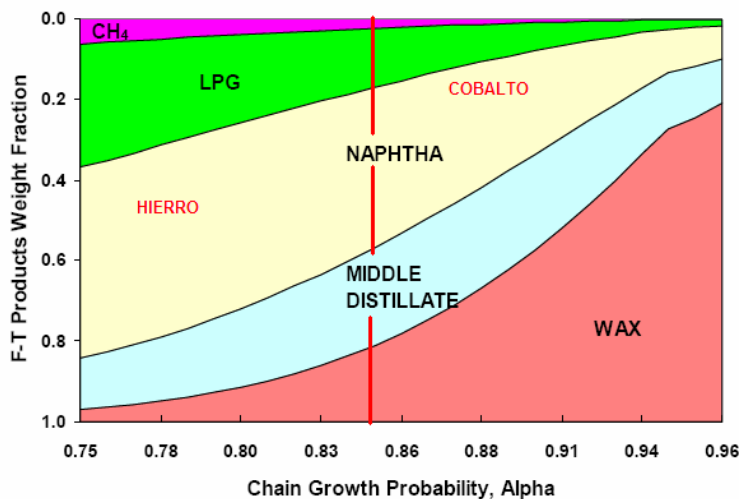


Fig. 4.2 Distribución en masa de los productos del reactor FT en función del parámetro α y del tipo de catalizador. (Fuente [22] y [12])

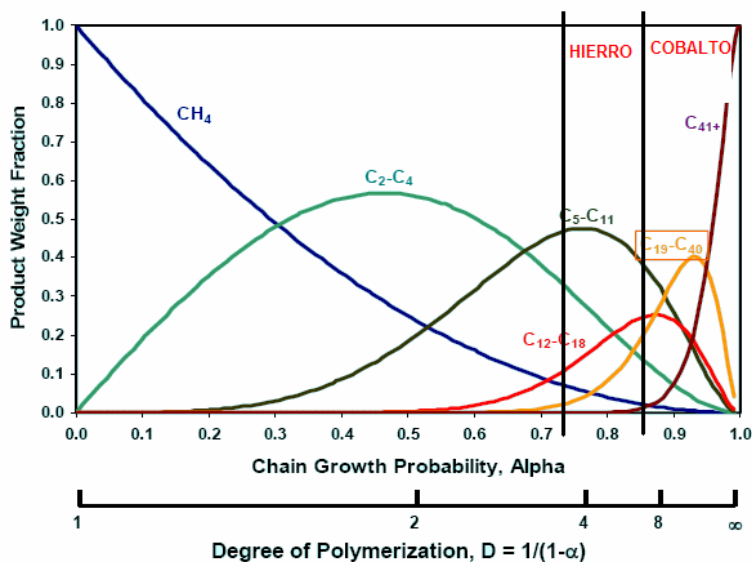


Fig. 4.3. Distribución en masa de las moléculas producidas por la reacción FT en función del parámetro α del catalizador. (Fuente [22] y [12])

La distribución de los productos sigue la ley de Anderson / Schultz / Flory:



$$W_n = (1-\alpha)^2 \cdot n \cdot \alpha^{(n-1)}$$

n = Numero de átomos de carbono en la cadena
 W_n = Fracción en masa de la cadena de longitud n en la mezcla
 α = Probabilidad de crecimiento de la cadena

El reparto de los productos depende del parámetro α – probabilidad de crecimiento de la cadena de los hidrocarburos - que **depende del catalizador, de la temperatura, de la presión y del ratio H_2 / CO del syngas**, y que es determinado de manera experimental.

Cuanto más grande es el parámetro α , más largas son las cadenas de hidrocarburos producidos.

Este parámetro es el que va a determinar la distribución de productos del reactor, y es el parámetro crítico para diseñar el reactor.

4.3.3.b. Los Catalizadores

La reacción Fischer Tropsch no puede ocurrir sin catalizadores. El mecanismo de la reacción no es bien conocido (una teoría fue propuesta por Dry en 1987: cf. [22] para detalles), pero la superficie del catalizador es el lugar donde ocurre la formación de las moléculas de hidrocarburos.

El catalizador es una superposición de varios componentes:

- El **metal activo**, que determina los productos. En la práctica no se utilizan metales, sino sus óxidos.

Hierro Fe: Óptimo con una mezcla rica en carbono (ratio H_2/CO bajo i.e. syngas producido con carbón). Favorece la producción de gasolina. Su problema es que pierde su actividad con el tiempo, y no puede ser reactivado. Hay que reemplazarlo.

Cobalto Co: Óptimo con una mezcla rica en Hidrógeno (syngas producido con Gas Natural – el proceso se llama ‘Gas to Liquids’). Favorece la producción de Diesel.

Níquel Ni: ‘Universal’, pero poco activo. Ahora casi no se utiliza en la industria.

Rubidio Rb: Muy activo con una mezcla rica en Hidrógeno, pero muy caro.

- Un **promotor de reducción** de tipo Metal noble (Platino Pt, Rubidio Rb) para facilitar la reacción de reducción, para reactivar el metal (re-formación del óxido).

- Un **‘soporte’**: Es un producto inactivo, con una superficie grande, que sirve de soporte a



los componentes activos. En general se utilizan óxidos de aluminio, de titanio o de silicio.

- Un **promotor de oxidación** para facilitar la formación del hidrocarburo sobre la superficie del catalizador. Se utiliza potasio K, zirconio Zr.

Existen varias formas comerciales que combinan estos elementos. La tabla siguiente resume las diferentes formulaciones disponibles en el mercado:

Metal activo	Formulaciones comerciales
Cobalto Co	Conoco, Gulf, Exxon, IFP (Institut Français du Pétrole), Intevp, Shell, Statoil, Williams
Hierro Fe	Rentech, SASOL

Tabla 4.A. Catalizadores FT disponibles en el mercado o en desarrollo. [22], [33].

La mayoría de los catalizadores que utilizan Cobalto fueron desarrollados por empresas petroleras (Conoco-Phillips, Shell, Exxon Mobil, IFP, Statoil) para licuar gas natural con el proceso 'Gas To Liquids' (Transformación del gas natural en syngas por combustión incompleta y reacción F-T). En efecto, cuando explotan campos petrolíferos, también producen gas natural. En vez de quemarlo o construir infraestructuras costosas de transporte del gas, se puede licuar y después utilizar las mismas instalaciones que para el petróleo. La primera instalación comercial de este tipo fue la de Shell en Bintulu, Malasia.

Para el presente trabajo, los catalizadores a base de hierro, desarrollados por SASOL (África del Sur) y Rentech (EEUU) son más interesantes.

4.4. Los procesos de licuefacción directa

Existen también procesos de licuefacción directa del carbón (sin gasificación). El más popular y antiguo es el proceso Bergius (desarrollado en Alemania en los años 1920). Los otros procesos están todavía en fase de investigación, aún no pueden ser utilizados en la Industria y no existe mucha información sobre ellos (confidencialidad impuesta por las empresas que los desarrollan...). Así pues, se pondrá el interés principalmente en el proceso Bergius.

Proceso Bergius: desarrollado por Friedrich Bergius en Alemania durante la primera guerra Mundial, y utilizado durante la segunda guerra mundial. Se trata de una reacción de hidrogenación directa del carbón. Fue también estudiado por la Gulf Oil en los Estados Unidos en los años 60 y 70 (Proyectos SRC I y II).



Programa de investigación del DOE (Department of Energy) en EEUU: 1976->2001.

Es el estudio más completo del proceso de licuefacción directa, y muchas empresas participaron en este programa de manera activa: Spencer Chemical Co, Gulf Oil Corp., HRI (Hydrocarbons Research Inc.), hoy HTI (Hydrocarbons Technology Inc.), Exxon, Consol, Amoco, Chevron-Texaco... Este programa se basa sobre el **proceso Bergius**, y permitió mejorar su rendimiento de manera significativa:

1960-1980: Procesos **SRC I** (Planta de Lewis, 1962->1972, producción: 50 t/d), y **SRC II** (Harmonville, 1976, 0,5 t/d). 'SRC' = Solvent Refined Coal: el carbón es mezclado con un solvente, y después inyectado en un reactor a alta temperatura (500°C), con un catalizador de Ni-Mo e inyección de hidrógeno. El SRC II es similar, pero las temperaturas y presiones son más altas, lo que mejora el rendimiento. [2]

1970: Proceso **H-Coal** (Catlettsburg, producción: 200-600 t/d). El proceso H-Coal es en realidad la aplicación al carbón del proceso H-Oil desarrollado por HRI/HTI para licuar los residuos sólidos de las refinerías de petróleo. El carbón es pulverizado y mezclado con un solvente. Después es inyectado en un reactor a 500°C, con catalizador e inyección de hidrógeno. La mayor innovación es que el catalizador puede ser reciclado durante la operación, no se necesita parar la planta. [2]

1974: Planta de Wilsonville (Amoco y DOE) – producción: 6 t/día. Esta instalación es diferente de las otras porque la licuefacción se hace en dos etapas (**TSL: Two stages liquefaction**). La primera etapa es la ebullición de la mezcla carbón / solvente, y después un reactor H-Oil (desarrollado por HRI, cf. Planta de Catlettsburg) produce líquidos de muy alta calidad (menos de 1% en azufre en masa y menos de 0,1% de partículas). [2]

1982: Planta de Lawrenceville (HRI/HTI)- 50 barriles / día. Esta planta también utiliza un proceso en 2 etapas: una ebullición de la mezcla carbón/solvente, sin catalizador, y una segunda ebullición en presencia de un catalizador. [2]

Low temperature carbonization (LTC): La empresa CONSOL y la universidad de Kentucky desarrollaron un nuevo proceso, llamado 'Carbonización a baja temperatura', que permite operar a una temperatura más baja que los otros procesos (300-350°C). En una primera etapa el carbón es licuado por intercambio de iones, con un catalizador KOH (hidróxido de potasio). Después la mezcla es filtrada, y el producto es refinado. No existe mucha información pública sobre este proceso - la mayoría es confidencial. [6]

Programa de investigación del NEDOL (Japón): El gobierno Japonés también inicio un programa de investigación sobre la licuefacción directa. Existe una planta experimental, que produce 50 t/ día (construida entre 1991 y 1996). El proceso consta de 2 etapas: licuefacción del carbón a 450°C, con un solvente, y un catalizador de hierro (licuefacción



catalítica), y después hidrogenación a 350°C, con inyección de H₂, con catalizador Ni-Mo / Al₂O₃ (óxidos de aluminio). [39]

El proyecto de SHENHUA en Ordos, Mongolia: Es el único programa comercial de licuefacción directa. Fue iniciado en China en 2002, y utiliza la tecnología desarrollada por HRI/HTI en EEUU. Más detalles en el apartado 6.1.1.

Actualmente, no existe una planta de tamaño industrial de licuefacción directa, y sólo hay un proyecto en el mundo (Shenhua). Esta tecnología no está 'probada' para una escala industrial. Puede parecer mejor que la licuefacción indirecta (rendimiento más elevado), pero el riesgo, debido a la poca experiencia de la industria, es significativo.

4.5. Introducción al DCL (Direct Coal Liquefaction) licuefacción directa (Proceso Bergius)

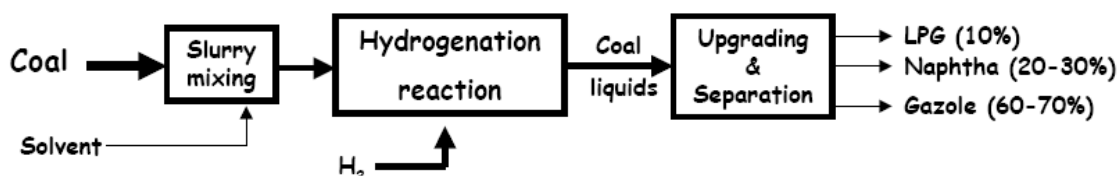


Fig. 4.4. Proceso Bergius de licuefacción directa (Fuente [4])

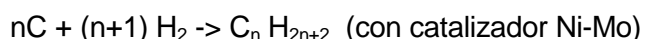
Este proceso químico consta de tres etapas:

- Para empezar, se mezcla el carbón (pulverizado) con un solvente (y agua) para crear una mezcla casi líquida ('slurry' en inglés).

- La segunda etapa es la **hidrogenación del carbón** - eso ocurre a alta temperatura (450°C) y alta presión (200 bar.) en un reactor don de se inyecta una gran cantidad de gas H₂ (empieza con 5 % en masa, y acaba con 14 %).

Esta etapa se hace en presencia de un **catalizador Ni-Mo (níquel y molibdeno) con soporte de óxido de titanio Ti dopado con silicio Si**.

Durante esta reacción, el carbono C se asocia con el hidrógeno para formar moléculas de hidrocarburos:



Este tipo de reacción se llama **hidro - licuefacción**.



- El resultado es un líquido, pero éste no es utilizable (es una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos): hay que refinarlo para que sea utilizable. El resultado final es mayormente gas-oil.

Hay que notar que también se necesita para este proceso una **unidad de producción de Hidrógeno**, y una **refinería**.

El hidrógeno puede ser producido con **hidrocarburos** (pero el objetivo es reducir la dependencia en petróleo y gas naturales, entonces no es la solución adecuada) o por hidrólisis del agua en H_2 y O_2 – eso requiere una gran cantidad de electricidad barata para que el proceso sea rentable.

Las dos desventajas de este proceso son su falta de flexibilidad (en comparación con proceso indirecto), y la calidad de los productos, que no es óptima. Pero, tiene una ventaja: su alto rendimiento (el 67% del contenido energético del carbón es efectivamente convertido en combustibles líquidos).

4.6. Calidad de los productos y de las materias primas. Rendimientos.

4.6.1. Calidad del producto primario de la licuefacción indirecta: el syngas.

Una parte del syngas puede ser utilizada para producir electricidad con una turbina de gas (por ejemplo para alimentar la planta). Lo que determina la calidad del syngas para eso es entonces su poder calorífico. Eso depende de:

- El generador de gas utilizado
- El carbón utilizado

Con el carbón Illinois #6 (la 'norma' en este estudio y en todos los estudios del DOE), que tiene un poder calorífico de 24 Btu / kg (= 25,3 MJ / kg = 6,05 Mcal/kg), se tiene los valores siguientes (para el syngas limpio, i.e. sin azufre, partículas etc...):



Generador de gas	SASOL – British Gas – Lurgi	DESTEC/ E-gas	KRW	Texaco	Kellogg Transport con aire	Kellogg Transport con Oxígeno
Densidad energética del syngas (Btu / m ³)	12014,1	8833,9 - 10247,3	4770,3	8303,9 – 9893,9	5477,0	7667,8
.. en MJ / m ³	12,6	9,3 – 10,8	5,0	8,7 – 10,4	5,7	8,1

Tabla 4.B. Calidad del syngas producido con carbón Illinois #6 en función del generador de gas. Fuentes: [25]-> [29] (estos valores son en condiciones normales de temperatura y presión: 0°C y 1 bar.).

Un gas natural típico tiene una densidad energética de 39 MJ/m³. Se puede decir en consecuencia que el syngas es una fuente de energía muy pobre en volumen.

Pero es utilizado en centrales IGCC, para producir electricidad. En efecto, desde un punto de visto económico, producir syngas con carbón es mucho más barato que comprar gas natural.

Pero el objetivo aquí no es producir electricidad, sino combustibles líquidos. Entonces, se puede considerar un dispositivo (turbina de gas) que produciría la electricidad para la planta con el syngas en exceso. Se calculará el coste de esta instalación y el coste de la electricidad producida así, más adelante (§ 8.4), y se comparará con el precio de la electricidad en el mercado.

4.6.2. Calidad de los productos secundarios (líquidos) de la licuefacción indirecta y directa.



Fig. 4.5. Diesel RENTECH™ (Fuente [16])



4.6.2.a Propiedades del producto (**Diesel**)

Tipo de carburante / tecnología de licuefacción	Carburantes clásicos (derivado de petróleo)				DCL Lic. directa	ICL Lic. Indirecta		
	Low Sulfur D-975 (Bajo contenido en azufre, EEUU)	California CARB (Normas en California)	EU-2005 (normas de la Unión Europea)	EPA-2006 (Objetivo de EEUU)		Shenhua (China)	Rentech (EEUU)	Syntroleum (EEUU)
Azufre (ppm)	< 500	< 500	< 10	< 15	50-150	< 1	< 1	1
Número de cetano	> 40	> 48	> 50	> 40	30-40	72	> 75	> 73
Componentes aromáticos (vol %)	< 35 %	< 10 %	< 10 %	< 35 %	15-40 %	< 1 %	< 1 %	< 0,5 %
¿Biodegradable?	NO					SI		

Tabla 4.C. Comparación del diesel obtenido por licuefacción directa / indirecta del carbón con los diesel 'clásicos' (derivados del petróleo). Fuentes: [4], [16], [17], [24], [41].

Las características más importantes de un Diesel son

- Su **contenido en azufre**: el azufre en los carburantes es responsable de la polución con óxidos de azufre. Tiene que ser tan bajo como sea posible.
- Su **número de cetano**: En un motor Diesel el diesel se auto-inflama (gracias a la temperatura elevada). Un número de cetano elevado significa que el diesel se auto-inflama fácilmente, y entonces que quemará más completamente. Este número tiene que ser tan elevado como sea posible para que la combustión sea eficaz (= rendimiento del motor elevado = menor consumo en carburante = menos polución).
- Su contenido en **componentes aromáticos**: son moléculas orgánicas que contienen un ciclo de tipo Benceno (ciclo cerrado de 6 átomos de carbono). Son tóxicos, y no queman fácilmente (son moléculas saturadas). Entonces disminuyen la calidad del carburante y contribuyen a la polución atmosférica.



El Diesel producido por licuefacción indirecta tiene entre 10 y 1000 veces menos azufre que los carburantes tradicionales, un número de cetano de 70 mientras que las normas más exigentes del mundo son de 50, y 10-50 veces menos componentes aromáticos. Obviamente, eso tiene una influencia muy positiva sobre sus propiedades de combustión y la polución generada (cf. subapartado siguiente). Es el carburante más puro y limpio que puede ser producido con las tecnologías actuales. La tecnología de licuefacción indirecta produce un líquido tan puro que generalmente no se necesita refinarlo.

Los productos de la licuefacción directa no son de tan alta calidad y requieren una unidad de refino. El producto final tiene características similares a los carburantes actuales. Esta tecnología no ayuda a preservar el medio ambiente, y no mejora la calidad de los carburantes. Pero es más barata y necesita menos capital que la licuefacción indirecta. Es por esta razón que es el más popular hoy en China (1 planta ICL, más de 10 plantas DCL en construcción), mientras que en EEUU, la licuefacción indirecta es más popular.

El diesel Fischer Tropsch (licuefacción indirecta) tiene otras ventajas: es biodegradable, es menos corrosivo, tiene un poder calorífico más elevado, y emite menos productos tóxicos cuando quema. [41]

4.6.2.b. Combustión del producto – Emisiones

El Diesel SASOL (lic. Indirecta) tiene una densidad energética de 44 MJ/kg. Para un diesel producido con petróleo, de alta calidad, este valor es 41 MJ/kg [45].

Además, los productos de la licuefacción indirecta emiten menos contaminantes cuando queman:

Emisiones de ... (en masa)	Hidrocarburos no quemados	CO	Óxidos de azoto NOx	Partículas
Diesel Rentech comparado con un diesel 'clásico' (California CARB)	- 42 %	- 33 %	- 9 %	-28 %
SASOL comparado con CARB	- 31 %	- 20 %	- 20 %	- 22 %

Tabla 4.D. Reducción de las emisiones de componentes tóxicos con los diesel Rentech y SASOL – comparación con el Diesel California CARB. Fuentes [16] y [41]

La utilización de líquidos Fischer Tropsch permitiría reducir las emisiones de los vehículos de manera significativa, y entonces reducir la polución en las ciudades.



Pero hay también que considerar las emisiones totales (incluyendo todo el ciclo: producción del carbón, licuefacción, transporte etc...). Eso se hará en el capítulo 10.

4.6.3. Tipos de carbones necesarios para la licuefacción

4.6.3.a. Clasificación de los diferentes tipos de carbones

De manera general, los carbones pueden ser clasificados en dos categorías:

- Los carbones de baja calidad (low rank coals), lignito, y carbones bituminosos secundarios (contenido en carbono bajo), que son friables, contienen una gran cantidad de agua, y poco carbono C (y entonces no tienen un poder calorífico elevado).

- Y los carbones de alta calidad (high rank coals), como antracita, carbones bituminosos, que contienen más carbono, poco agua, y que son más negros y más duros.

La tabla en el **Anexo B** resume los diferentes tipos de carbones y sus usos:

4.6.3.b. Los carbones adecuados para los procesos de licuefacción

El componente principal de los carbones es el carbono C – Los componentes principales de los hidrocarburos que se desea producir son C y H. Entonces, hay que añadir el elemento hidrógeno.

Este elemento va a ser aportado respectivamente por el agua y el H₂ durante la fase de gasificación (ICL) y de hidrogenación (DCL). Pero eso no es suficiente, y la reacción será óptima si el carbón ya contiene hidrógeno. Este hidrógeno existe ya en el carbón, en forma de agua H₂O. Se requiere pues un carbón que contenga agua.

Pero si contiene demasiada agua, será más difícil gasificarlo o hidrogenarlo (habrá que aportar demasiada energía).

En consecuencia el parámetro más importante para elegir el carbón para el proceso es el ratio H/C atómico (cf. Anexo B). Según los datos experimentales [4], este ratio H/C del carbón debe ser entre 0,7 y 0,85 para que la licuefacción sea óptima.

Eso corresponde a carbones de grado medio y bajo (Lignitos y hullas) – (cf. **Anexo B**).

4.6.4. Rendimientos comparados de la licuefacción directa e indirecta – Costes de producción

Se dispone de varios datos y estimaciones sobre las dos tecnologías:



Planta / Fuente de la estimación		Rendimiento: producción para una tonelada de carbón	CAPEX – Capital Expenditure (Inversión) US \$ / (barril por día)	Costes de producción US \$ / barril	
ICL	SASOL 1 (1955) [47],[48]	1,25 barril / tonelada de carbón	N/A	Aprox. 35 \$ / barril	
	SASOL 2 y 3 (1983 -1989) [47], [48]	1,64 barril / tonelada de carbón	N/A	32 \$ / barril	
	RENTECH, planta de Powder River Basin, Wyoming (2005) [16]	0,82 barril / tonelada de carbón	70 000 \$ / bpd	35 \$ / barril	
	Estimación del IFP [4]	China	2,73 barril / tonelada de carbón	50 000 \$ / bpd	29 \$ / barril
		EEUU		70 000 \$ / bpd	37 \$ / barril
Estimación de la <i>National Mining Association</i> (lobby norteamericano que promueve la licuefacción del carbón) [15]		N/A	60 000 -> 70 000 \$/bpd	35 \$ / barril.	
DCL	SHENHUA (China,2007) [1], [4] , [9]– Tecnología HTI	1,6 barril / tonelada de carbón	50 000 \$ / bpd	32 \$ / barril	
	Estimación del IFP [4]	China	4, 17 barril / tonelada de carbón	45 000 \$ / bpd	24 \$ / barril
		EEUU		60 000 \$ / bpd	35 \$ / barril

Tabla 4.E. Rendimientos, inversión y costes de producción comparados de varias plantas de licuefacción directa e indirecta.

- ➔ Se percibe inmediatamente que las estimaciones del IFP (Institut Français du Pétrole) son exageradas (el documento [4] es un documento de promoción de las tecnologías de licuefacción). La producción real está entre 0,8 y 1,5 barriles / tonelada de carbón.
- ➔ Los costes de producción oscilan entre 24 y 35 \$ / barril de producto refinado, lo que es muy interesante en la situación actual con precios de 70 \$ / barril de petróleo bruto (más para un producto refinado).
- ➔ El rendimiento energético del DCL es mejor que el del ICL, pero:

1. El DCL necesita un carbón de alta calidad mientras que ICL funciona con carbón de calidad media.



2. Los productos obtenidos con ICL son de muy alta calidad mientras que los del DCL son de calidad media, y hay que refinarlos.

4.6.5. Subproductos

Como muchos procesos químicos, la licuefacción del carbón genera unos subproductos, que pueden ser valorizados, y comercializados para mejorar la rentabilidad de la tecnología.

La siguiente tabla resume estos subproductos:

Nombre del producto	Origen	I C L	D C L	Valoración	Comercialización (uso)	Modulo adicional necesario y coste	Estimación $\pm 30\%$ de la producción potencial.
Azufre sólido S	La desulfuración del syngas y del carbón produce H ₂ S y COS que pueden ser convertidos en S.	X	X	60 \$/t (precio medio en la bolsa de Vancouver en 2006) (i)	Agricultura (abonos) e industria química	Unidad de conversión del H ₂ S en azufre sólido + unidad de transformación del COS en H ₂ S Inversión de 22,9 M\$ + costes de explotación de 0,205 M\$/ año [28].	Con un carbón que contiene 1,9% de azufre (en masa), 19 419 toneladas de azufre /año/generador de gas Texaco (datos de la Instalación de Wabash [18]) ≈ \$1,1 M\$/año/ Generador de gas
Ácido sulfúrico H₂SO₄	La desulfuración del syngas y del carbón produce H ₂ S y COS que pueden ser convertidos en H ₂ SO ₄ . Cf. § 6.2.	X	X	65\$/t (precio medio en Europa en 2006) (ii)	Explotación del fosfato, industria química	Unidad de conversión del H ₂ S en ácido sulfúrico + unidad de transformación del COS en H ₂ S. Inversión de 41,6 M\$ + costes de explotación de 0,393 M\$ / año [26]. (iii)	Con un contenido de 1,9 % de azufre en masa en el carbón, producción de 87 600 toneladas / año / generador de gas E-Gas (instalación de Tampa [19]) ≈ \$ 5,7 M\$/año/ generador de gas
CO₂	Gasificación y licuefacción	X	X		inyección en deposito de petróleo para mejorar la producción de petróleo	Pipeline hasta el yacimiento de petróleo y pozo de inyección del gas	El coste y el potencial de estas soluciones dependen del yacimiento de petróleo o de la mina de carbón, de su hondura, calidad etc... Entonces no podemos dar estimación aquí.
					Secuestro en una mina de carbón : inyección en una	Pipeline hasta la mina de carbón y dispositivos de	



				mina de carbón: el carbón asimila el CO ₂ y libera metano (CH ₃) -> producción de 'gas natural'	recuperación del CH ₄	
Amoniaco NH₃		X	X	360\$/t (precio del mercado en octubre 2006)	Agricultura (abonos)	La producción de amoniaco depende del catalizador utilizado. Se puede producir 100% amoniaco con el catalizador apropiado (y en realidad, la producción de amoniaco se hace siempre con syngas de petróleo/carbón/materias orgánicas. En las plantas de licuefacción del carbón, no está recuperado (cantidades insignificantes).
Electricidad	Combustión de una parte del syngas.	X		\$ 35 / MWh (precio medio en POLPX, la bolsa Polaca de la Electricidad, el 24/03/07).	Múltiples	Turbina a gas para quemar el syngas. Turbina de 270MWe: -54 M\$ (Turbina) + 21 M\$ (generador + sistemas eléctricos) - Flujo de syngas (depende de sus densidad energética, y entonces del generador e gas) [25] -> [31]
Residuos minerales sólidos ('slag')	Lo que queda del carbón y que no puede ser gasificado / licuado.	X		6,5 \$/t (precio medio en EEUU en 2000, US Geological survey)	Construcción (techo, calzada, ladrillos)	Dispositivos de recuperación en el generador de gas y los reactores. Entre 3 y 5 M\$ (depende del generador de gas – cf. Tabla 5.B) Entre 4 y 26 t / hora / generador de gas (depende del generador: cf. 5.B). i.e. entre 230 k\$ y 1,5 M\$ / año.

Tabla 4.F. Subproductos de la licuefacción del carbón. (Fuentes: (i), (ii), Tabla 5.B, [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [18], [19]).

(i) *British Sulphur Consultants*

(ii) *'World Sulfuric Acid Weekly' 06/10/06, PENTASUL*

Se utilizarán estos datos en el capítulo 3 (diseño de la instalación): la producción de subproductos y su comercialización puede mejorar la rentabilidad de una planta, y minimizar el riesgo en caso de caída de los precios de los productos petrolíferos.



4.7. Problemas medioambientales y soluciones

4.7.1. Polución atmosférica con CO₂

Según un estudio del MIT [44], la producción de combustibles líquidos con las técnicas de licuefacción del carbón emite entre 2,5 y 3,5 veces más CO₂ que la extracción y destilación del petróleo 'natural'. Pero, es mucho más fácil mitigar estas emisiones, porque, casi todo en CO₂ es producido en un solo sitio, donde puede ser fácilmente recuperado.

- Eliminación del CO₂ durante en el proceso de licuefacción indirecta.

En el proceso Indirecto, el CO₂ es producido durante la gasificación (cf. 1.2.2). Este gas contribuye a la polución atmosférica y además es un parásito para la reacción Fischer-Tropsch (tiene un impacto sobre el rendimiento).

La mejora opción para mitigar la producción de CO₂ es utilizar oxígeno puro en vez de aire en el Generador de gas. Esto tiene dos ventajas:

- El carbón es gasificado más rápidamente.
- Y el syngas producido no contiene el nitrógeno (N₂) del aire (el aire contiene casi un 80% de N₂) – el flujo de syngas es más denso, y entonces más fácil de tratar para quitar el CO₂.

La mejora opción para separar el CO₂ del syngas es el uso de aminas, en particular el solvente Soloxol (el gas pasa en un baño de solvente que captura el CO₂).

4.7.2. Secuestro del dióxido de carbono

Una vez el CO₂ recuperado, puede ser secuestrado en una formación geológica:

El secuestro del CO₂ consiste en la inyección del CO₂ producido por una instalación industrial en un pozo de petróleo (eso aumenta la presión en el yacimiento y entonces facilita la salida del petróleo), en una formación mineral o en una mina de carbón.

La primera opción ya es utilizada en la instalación de Great Plain (§ 6.2.3). La segunda está en fase experimental en EEUU. Y la tercera fue experimentada en Polonia (Proyecto RECOPOL) y tiene una ventaja muy interesante: cuando el CO₂ ingresa en el carbón, hace salir el metano del carbón (las minas de carbón generalmente contienen mucho CH₄), y este gas, más ligero que el CO₂, se escapa y puede ser recuperado y vendido como gas natural, mientras que el CO₂ es secuestrado en el carbón.

La inyección en una mina de sal no ha sido experimentada de manera extensiva,



pero el secuestro en yacimientos petrolíferos y en minas de carbón es muy bien conocido y documentado. Existen en Polonia muchas minas de carbón que no están explotadas y también unos yacimientos de petróleo, que están a fin de vida, y que entonces necesitan técnicas de recuperación avanzadas como la inyección de CO₂ o de agua para aumentar el flujo de petróleo. Entonces estas dos soluciones podrían ser integradas en una planta de licuefacción en Polonia.

El estudio del MIT [44] contiene el caso de una planta que gasifica 970 toneladas de carbón por hora, utilizando 840 t/h de oxígeno, para producir 50 000 barriles por día de líquidos FT.

El dióxido de carbono producido por la planta es 1294 t/h.

Además, la combustión de 50.000 barriles de productos generara 890 t. de CO₂.

La captura de CO₂ con solventes permite recuperar 1165 t/h de dióxido de carbono, los 129 t/h que quedan están emitidos en la atmósfera.

La inversión calculada por el MIT para implementar la captura y secuestro del CO₂ **es 3 000 \$ / (barril por día).**

Entonces, para una planta con una inversión (sin secuestro) de 53 000 \$ / (barril por día), eso representa una inversión adicional de 5,6%. **Eso tiene un impacto de 6 \$ / barril (55 \$ / barril en vez de 49 \$).**

Se utilizaran estos datos en el capítulo 3 para determinar si la captura y secuestro del CO₂ es una opción interesante en el contexto Polaco / Europeo.

El secuestro del CO₂ en minas de carbón o yacimientos petrolíferos ya puede ser considerada como una tecnología madura: existen unos proyectos, en Australia, en Polonia (RECOPOL), en Alemania (RWE). Otro ejemplo de proyecto de secuestro del CO₂ (para una central IGCC Shell): [42]. El DOE (Department of Energy) en EEUU también tiene un programa de investigación avanzado sobre el secuestro: [38].

4.7.3. Polución atmosférica con óxidos de nitrógeno NO₂ y NO.

A alta temperatura, el nitrógeno N₂ del aire reacciona con el oxígeno O₂ y forma óxidos de nitrógenos NO y NO₂. Estos productos tienen un efecto irritante, y contribuyen en la polución atmosférica.

Esto ocurre únicamente durante la fase de gasificación de la licuefacción indirecta (no hay combustión durante la licuefacción directa).



Existen dos métodos para limitar la producción de estos óxidos:

- Utilizar oxígeno puro en vez de aire: la mayoría de los generadores de gas utilizan oxígeno puro (en realidad 95% O₂ + 5% N₂) para mejorar el rendimiento.
- Controlar la temperatura en el generador de gas. En todos los generadores de gas, hay dispositivos de control de la temperatura porque la temperatura tiene una influencia sobre el rendimiento.

Así, en los generadores de gas del mercado, la cantidad de NO y NO₂ producida no es significativa (menos de 0,1 % en volumen), y puede ser rechazada en la atmósfera. Cf. [21], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [35].

4.7.4. El azufre (SO₂, H₂S, COS)

Todos los carbones contienen azufre, en cantidades que pueden alcanzar 8 % de la masa sólida (en general 1-3%). Durante los procesos de licuefacción, este azufre se transforma en diferentes productos tóxicos y/o no deseables:

- Durante la gasificación: el azufre sólido S reacciona con el oxígeno y forma óxido de azufre SO₂. Este gas contribuye al calentamiento de la atmósfera, como el CO₂.
- También durante la gasificación, el azufre reacciona con los dos componentes del syngas: con el CO forma COS (tóxico) y con el Hidrógeno, H₂S (tóxico y ácido, que ataca los componentes metálicos, tubos y reactores de la instalación).
- Durante el proceso directo, el azufre S reacciona con el hidrógeno inyectado para formar H₂S, y con el CO para producir COS.

Para limpiar el gas de estos productos, la primera etapa es transformar el COS en H₂S, porque no es posible tratar el COS directamente – eso se hace por hidrólisis del COS (reacción con agua + catalizador).

Después, hay que separar el H₂S del syngas, con un solvente de tipo amina (por ejemplo la metildietanol amina MDEA).

Con este H₂S, tenemos dos opciones: producir azufre sólido, o ácido sulfúrico. Estos dos procesos son detallados en el aparte 6.2 (estudio de las plantas de Wabash y Tampa).

Los dos productos pueden ser vendidos. Desde un punto de vista comercial, la opción que parece más adecuada es la producción de ácido sulfúrico (§ 6.2.2).



4.7.5. Partículas sólidas (sólo para la licuefacción indirecta)

El syngas producido durante la etapa de gasificación, contiene, además de los gases parásitos, unas partículas minerales (cenizas de carbón). Estas partículas no queman, y cuando están en los carburantes contribuyen a la contaminación atmosférica. Es entonces importante separar el syngas de ellas.

Por eso, cada generador de gas tiene en su salida tres dispositivos de tratamientos de los gases:

- **Un ciclón:** Es un dispositivo mecánico, que separa los gases de las partículas más grandes. Son muy populares en la industria porque son baratos, simples, fáciles de mantener, muy eficaces (a condición que sus dimensiones correspondan a la velocidad del gas, a su temperatura y al tamaño de las partículas), y soportan temperaturas altas. Son cilindros de metal, con una parte inferior en forma de cono. El gas llega en la parte superior en una dirección tangencial. Un torbellino de gas se forma en el cilindro, y por efecto de la fuerza centrífuga, las partículas se precipitan hacia la parte inferior donde son recuperadas, mientras que el gas se dirige hacia la parte superior.



Fig. 4.6. Ejemplo de ciclón para limpiar un flujo de gas. (Fuente: <http://www.uasinc.com> United Air Specialist Inc es una empresa que construye y comercializa ciclones).

- **Unos filtros de gas (1-3):** Existen varias tecnologías (precipitación electrostática, filtros de tejidos...). Estos filtros operan a una temperatura más baja (200-300°C) que los ciclones – entonces hay que enfriar el syngas – y son capaces de filtrar partículas de tamaño más pequeño.

- **Un depurador:** El gas pasa por un baño de agua (con solventes), eso permite recuperar en el agua las partículas más pequeñas y unos componentes químicos (amonio, ácidos etc...). Después, hay que tratar el agua (apartado siguiente).



Tecnología	Tamaño de las partículas	Eficacia	Comentarios
Ciclón [49]	> 10 µm	> 98 %	Capacidad hasta 30 t de syngas / hora. Soportan alta temperatura
Filtro de tejido	0,1 .. 100 µm	> 99 %	No hay caída de presión en el filtro Alta eficacia para partículas de diámetro pequeño. Fuente: http://www.cement.org
Precipitación electrostática	0,1 .. 10 µm	> 99 %	Sin caída de presión Fuente: http://www.environment.sa.gov.au/epa/guidelines.html
Depurador con agua y solventes	< 1 µm	> 95 %	Fuente: http://www.dustcollectorexperts.com/scrubber/

Tabla 4.G. Características de los sistemas de purificación de syngas.

Según las estimaciones del DOE (documentos [25] -> [31]), los costes totales de los dispositivos de tratamiento del syngas para cada generador de gas son los siguientes:

Generador de Gas	SASOL / Lurgi	DESTEC	KRW	Texaco	Transport con Aire	Transport con oxígeno
Inversión	12 M\$	15 M\$	25 M\$	13 M\$	20 M\$	16 M\$

Tabla 4.H. Estimaciones del DOE del coste de los equipos de tratamiento del syngas para un generador de gas de cada modelo. (Fuentes: [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31]).

4.7.6. El tratamiento del agua

El agua se utiliza para 'limpiar' el syngas (en depuradores), pero también es mezclada con el carbón en el generador de gas, y después recuperada bajo forma de vapor. Esta agua contiene muchos materiales tóxicos, principalmente ácido clorhídrico (HCl), Mercurio (Hg), Plomo (Pb), ácido sulfúrico H₂SO₄, H₂S, COS y amoníaco NH₃.

Esta agua puede ser reciclada en la planta (mezcla con el carbón), pero hay que limpiarla, porque estos productos podrían acumularse y gastar las instalaciones, además



de crear un riesgo para el medio ambiente en caso de fuga.

El proceso utilizado en la industria es muy simple: el agua es evaporada, el vapor recuperado y condensado (el agua recuperada es reutilizada en un circuito cerrado), y los sólidos vendidos a empresas especializadas que van a recuperar los diversos productos.

El agua obtenida así no es completamente pura, pero no tiene ningún impacto medioambiental, porque es utilizada en circuito cerrado.

El coste de este dispositivo, incluyendo todas las tuberías para transportar el agua, y dispositivos de almacenamiento es, según las estimaciones del DOE (documentos [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31]), de 20 M\$ para cada generador de gas.

Una ventaja de la licuefacción del carbón desde un punto de visto medioambiental es que todos los contaminantes – azufre, mercurio, cloro etc... pueden ser eliminados fácilmente del producto durante el proceso (“fácilmente” = más fácilmente que durante la destilación de petróleo convencional), y que eso permite producir un combustible puro y limpio, que sobrepasa todas las normas medioambientales, y todos los productos convencionales.



5. Tecnologías de licuefacción del carbón

5.1. Generadores de gas

Los generadores de gas pueden ser clasificados en función del gas en la entrada (aire u oxígeno puro), y de la tecnología utilizada:

Tecnología	Lecho fijo / móvil	Lecho fluido	Flujo arrastrado	Transporte
Inyección de Aire		KRW [27]	Mitsubishi	Kellogg [29] y [30]
Inyección de Oxígeno	British Gas/Lurgi [25], SASOL	HT Winkler	Shell [31], Texaco/GE Energy [28], Destec/ConocoPhillips/E-gas [26] y [18]	

Tabla 5.A. Ejemplos de Generadores de gas comerciales [11], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31].

NB: Las tecnologías y los patentes se venden muy frecuentemente en esta industria, y así la misma tecnología tiene casi siempre 2-3 nombres, heredados de las varias empresas que la explotaban: British Gas, Lurgi y SASOL son 3 nombres para la misma tecnología, es lo mismo para Texaco / GE Energy, Destec/Conoco Phillips/E gas...

A continuación se describen brevemente estas diferentes tecnologías, y después se comparan los parámetros técnicos de 5 generadores de gas (British Gas/Lurgi/SASOL, Destec/E-Gas, KRW, Texaco, y Transport).

¿Porque solo estos 5 modelos, y no los otros?

- El **British Gas/Lurgi/SASOL** es la 'referencia' para la gasificación: es el más utilizado.
- El **Destec/E-gas** y el **Texaco** fueron estudiados de manera extensiva por el DOE, y experimentados en centrales IGCC (§ 6.2) y entonces son muy interesantes para entender la gasificación desde un punto de visto experimental.
- El **KRW** es el más popular de los generadores de gas utilizando aire, y permite reducir los costes de manera significativa (las unidades de producción de oxígeno representan un coste importante, Tabla 5.B).
- Y el reactor '**Transporte**' es una 'nueva' tecnología, que ofrece unas perspectivas interesantes. Ya se utilizaba en refinerías para reciclar los residuos sólidos del petróleo,



pero su adaptación al carbón es muy reciente y fue motivada por el programa de investigación del DOE.

Las tecnologías **Sasol/British Gas/Lurgi**, **Texaco/GE Energy**, y **Destec/ConocoPhillips/E-Gas** representan más de 90% del mercado de la gasificación del carbón en el mundo.

5.1.1. Generadores de gas de lecho móvil / fijo (Moving/Fixed Bed Gasifiers)

Se ha puesto los generadores de lecho móvil y fijo en la misma categoría porque la tecnología y la configuración son similares – la única diferencia es el ‘lecho’ (= la mezcla donde ocurre la reacción), que puede ser activada mecánicamente, o no.

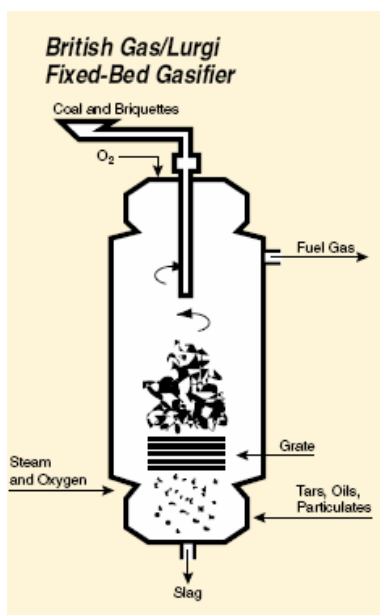


Fig. 5.1. Generador de Gas British Gas / Lurgi (Fuente [35])

El carbón utilizado debe estar en forma de bloques de tamaño 5 - 50 mm. (Para las partículas que son demasiado pequeñas, se las coagulan con betún – es el proceso de ‘briquetting’). El carbón queda entre 15 y 20 minutos en el generador de gas, donde quema parcialmente en presencia de vapor de agua y oxígeno. La temperatura de salida de los gases es de 500 °C. El gas se escapa desde la parte superior del reactor, mientras que los residuos sólidos se recuperan abajo.

Los flujos de gases y de sólidos siempre son contrarios. La mezcla donde se produce la reacción (‘Grate’) puede ser activada mecánicamente para acelerar el proceso.

Este reactor necesita una unidad de producción de oxígeno puro (al menos 95% O₂), y una unidad de ‘briquetting’ (separación de las partículas de carbón en función del



tamaño y coagulación de las partículas de diámetro <5 mm. Con betún).

5.1.2. Generadores de gas de lecho fluidificado (Fluidized Bed reactors)

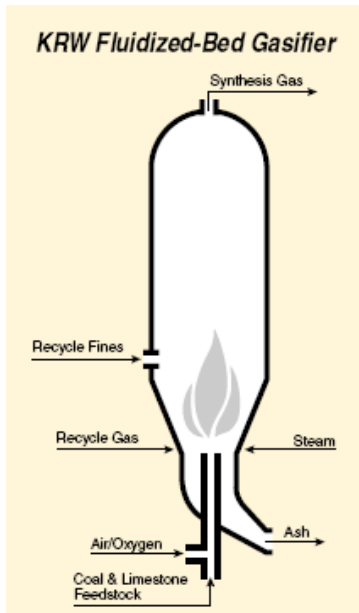


Fig.5.2. Generador de gas KRW con inyección de aire (Fuente [35])

Aquí el tamaño del combustible tiene que ser entre 0,5 y 50 mm. (No necesita 'briquetting'), y el carbón permanece menos de 1 minuto en el reactor.

Los flujos de gases y de carbón siguen la misma dirección (ascendente o descendente), y el syngas sale a una temperatura de 700-900°C, lo que crea un problema con los residuos sólidos: a esta temperatura, funden. Entonces este tipo de reactor se utiliza solo con carbones con bajo contenido en cenizas, y hay que controlar la temperatura abajo del dispositivo (donde se forman los residuos sólidos).



5.1.3. Generadores de gas de lecho arrastrado (Entrained Flow Gasifiers)

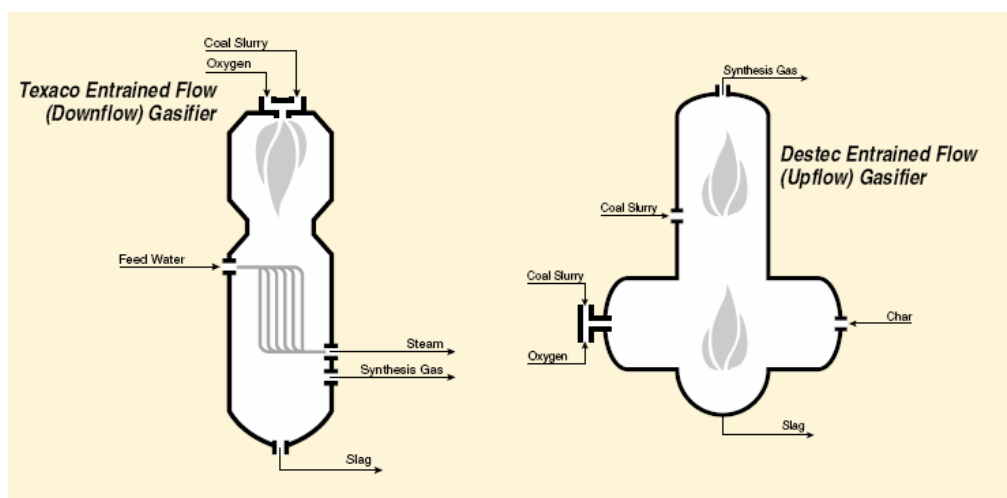


Fig. 5.3. Generadores de gas TEXACO y DESTEC/E-GAS™ (Fuente [35])

En esta configuración, el carbón tiene que ser pulverizado (diámetro < 500 μm), y permanece solo 1 - 10 segundos en el reactor. En general el carbón es mezclado con agua antes ('Coal Slurry'), y pulverizado bajo forma de limo.

El gas sale a una temperatura de 1000-1400 $^{\circ}\text{C}$: entonces, como los generadores de lecho fluido, hay que controlar la temperatura donde se forman los residuos sólidos.

5.1.4. Generadores de Gas de tipo 'Transporte' [29], [30], [35]

Estos generadores tienen varias ventajas:

- Pueden ser utilizados con carbones más heterogéneos que en los otros generadores de gas (i.e. Se puede mezclar diferentes tipos de carbones, residuos petrolíferos de refinerías, y otras materias orgánicas).
- Los costes de mantenimiento, y la inversión son menores (cf. tabla 5.B).
- Su eficiencia global es mejor que para los otros modelos.

La idea en los generadores de tipo 'Transporte' es hacer circular el carbón para gasificarlo completamente, y eso utilizando carbón pulverizado, para optimizar el proceso.

Pueden funcionar con oxígeno y con aire (con aire necesitan menos vapor de agua).



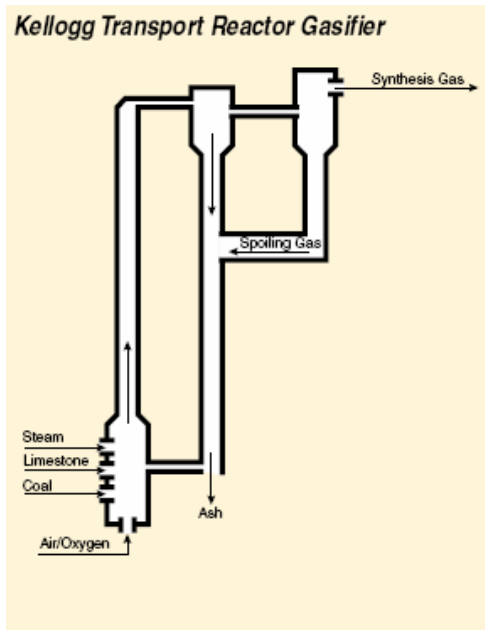


Fig. 5.4. Generador de Gas de tipo 'Transport', Modelo Kellogg (Fuente [35])

5.1.5. Comparación de las diferentes tecnologías

Para esta comparación, todos los generadores utilizan el mismo carbón: el carbón Illinois #6, que es del tipo Hulla (High Volatile Bituminous cf. Anexo B), con un contenido en agua de 5% (el carbón bruto contiene más de 10% de agua, pero antes el generador de gas, es calentado y secado). Todos los datos provienen del programa *Clean Coal Technologies* del DOE y las experimentaciones fueron hechas en las mismas condiciones.

Nota sobre los dispositivos de recuperación del azufre: Estos sistemas son críticos, porque el carbón siempre contiene entre 1 y 10% (en masa) de azufre. Existen diferentes técnicas, se estudiarán estas técnicas en detalle más adelante...

- CGCU: 'Cold Gas Cleanup Unit'. El syngas está refrigerado, y después los componentes sulfurosos son recuperados con un solvente (MDEA), y son transformados en **azufre sólido** (procesos Claus-Scot).
- HGCU: 'Hot Gas Cleanup Unit'. Los componentes sulfurosos son recuperados para producir **ácido sulfúrico**.



	SASOL / British Gas/ Lurgi	DESTEC/ E-GAS™	KRW	TEXACO	KELLOGG TRANSPORT con aire	KELLOGG TRANSPORT con oxígeno
Gas inyectado	Oxígeno 95%	Oxígeno 95%	Aire	Oxígeno 95%	Aire	Oxígeno 95 %
Carbón quemado (t / hora)	107 (incluye el betún del 'briquetting')	130	113	137	103	101
Electricidad consumida	17 MWe (producción y compresión del oxígeno)	25 MWe	4 MWe (compresión del aire)	28 MWe	4 MWe	17 MWe
Agua (vapor) consumida (t/h)	35	38 (+43 t./h mezclado con el carbón)	20	42 (+46 t./h mezclado con el carbón)	35	95
Flujo de O₂ / Aire (t / hora)	57	89	400 (aire)	103	296 (aire)	67
Syngas producido (t / hora)	200	301	630	234	430	261

Composición del syngas (% volumen) después la recuperación del azufre – unos datos dependen del tipo de dispositivo de recuperación del azufre – están señalados con (*). Nota: el syngas también contiene COS, H₂S, O₂, NH₃, Ar e hidrocarburos en cantidades negligibles.

N₂	2	1	50	1	45	1
H₂	26-30 (*)	32-39 (*)	16	30-38 (*)	19	39
CO	46-54 (*)	44-50 (*)	22-26 (*)	41-50 (*)	22	19
CO₂	5	8	3-8	8-10 (*)	9	22
H₂O	0 – 10 (*)	0-14 (*)	0-2 (*)	0-16 (*)	2	16
CH₄	7	0	0-1 (*)	0	2	3
densidad del syngas (T=25°C y P = 1 bar) kg/m³N	0,79	0,78	0,68	0,78	0,73	0,80
Residuos sólidos (t/h)	4	11	10-26 (*)	16-23 (*)	22	20



PROCESOS AUXILIARES		Unidad de preparación del carbón y 'briquetting' de las partículas de carbón – 50t./día de betumen + unidad de producción de O ₂ + tratamiento del azufre (CGCU o HGCU) + Unidad de tratamiento de los residuos	Unidad de preparación del carbón + Unidad de producción de O ₂ + tratamiento del azufre (CGCU o HGCU) + Unidad de tratamiento de los residuos	Unidad de preparación del carbón + CGCU o HGCU + Unidad de tratamiento de los residuos	Unidad de preparación del carbón + Unidad de producción de O ₂ + Unidad de tratamiento de los residuos + CGCU o HGCU	Unidad de preparación del carbón + Unidad de tratamiento de los residuos + HGCU	Unidad de preparación del carbón + Unidad de producción de O ₂ + Unidad de tratamiento de los residuos + HGCU
COSTES DE OPERACION	Carbón(M\$/ año)	75,92	92,24	80,18	97,2	73,08	71,66
	agua (M\$ / año)	0,061	0,141	0,035	0,154	0,061	0,166
	Electricidad (M\$ / año)	15,08	22,18	3,55	24,85	3,55	15,08
	Otros (M\$/año)	CGCU: 0,18 HGCU: 0,24 Betún para el briquetting: 2	CGCU: 0,18 HGCU: 0,24	CGCU: 0,36 HGCU+solvente: 4,5	CGCU: 0,19 HGCU: 0,42	HGCU: 0,57	HGCU+solvente: 2,2
	Mantenimiento (3% de la inversión)	5 M\$ / año	5 M\$ / año	4 M\$ / año	8 M\$ / año	4 M\$ / año	5 M\$ / año
COSTE de OPERACIÓN TOTAL (M\$ / Año)		CGCU : 98,24 HGCU : 98,08	CGCU : 125,74 HGCU: 125,58	CGCU : 88,12 HGCU : 92,31	CGCU : 130,39 HGCU : 130,62	HGCU : 81,26	HGCU : 94,10
Precio del Generador de Gas		60 M\$	60 M\$	73 M\$	79 M\$	58 M\$	44 M\$



Precio de los dispositivos auxiliares (M\$)	Preparación del carbón y briquetting : 28 Tubería : 3 Planta de O ₂ : 30 CGCU:39 HGCU:38 Tratamiento residuos: 3	Preparación del carbón: 25 Planta de O ₂ : 45 CGCU: 32 HGCU: 41 Tratamiento residuos: 3	preparación del carbón: 27 CGCU: 30 HGCU: 36 Tratamiento residuos: 3	preparación del carbón: 26 Planta de O ₂ : 52 CGCU: 37 HGCU: 39 Tratamiento residuos: 3	preparación del carbón: 22 HGCU:45 Tratamiento residuos: 5	preparación del carbón: 22 Planta de O ₂ : 36 HGCU: 45 Tratamiento residuos: 5
INVERSION Total (con los dispositivos auxiliares) en M\$	Con CGCU:162 Con HGCU:161	Con CGCU:165 Con HGCU:173	Con CGCU:133 Con HGCU:139	Con CGCU:197 Con HGCU:199	120	152
Ratio H₂/CO del syngas (con carbón de tipo Illinois #6, Hulla de calidad media).	0,48 – 0,65	0,64-0,89	0,62-0,73	0,6-0,93	0,84	2,05

Tabla 5.B Propiedades de unos generadores de gas comerciales (Fuente [21], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [35] – Fuente alternativa sobre la utilización de estos generadores de gas en la producción de metanol: [5]).

NB: Se considera que la planta funciona 24 horas / día (en realidad, funciona menos tiempo a causa del mantenimiento, pero eso es para comparar los rendimientos de los varios modelos, considerando que los tiempos de mantenimiento son aproximadamente los mismos).

Para el cálculo de los costes, se han utilizado los datos siguientes:

Materias primas	Precio en el mercado Polaco
Carbón (7000 kcal / kg), en Polonia, sin los costes de transporte, en Diciembre 2006 (www.Euracoal.be)	81 \$ / t
Electricidad (precio medio para la industria en 2006) (fuente: Eurostat, Estadísticas oficiales de la Unión Europea 2006)	6,33 Euro cents / kWh sin IVA = 7,59 Euro cents / kWh con IVA = 10,13 USD cents / kWh con IVA
Agua (se considera que la planta tiene una fuente de agua gratuita disponible: rio o lago – entonces eso corresponde a los costes medios de bombeo) – fuente DOE.	0,2 \$ / t

Tabla 5.C Precios de las materias primas para la gasificación en Polonia, Marzo 07.



5.2. Los reactores FT

Los actores en este mercado no son muy numerosos: SASOL (el líder para los reactores y los catalizadores), Rentech/HTI (Joint-Venture “FT Solutions LCC”) y Syntroleum. También diseñan y producen los catalizadores (el catalizador es el elemento más crítico en un generador FT).

Existen varios tipos de reactores, que operan en varios rangos de temperatura y presión. Todos estos reactores tienen unas características comunes:

- Capacidad de evacuación del calor muy elevada (la reacción FT produce mucho calor).
- Control de la temperatura y de la presión muy preciso (sensores), porque el rendimiento y el parámetro α dependen de estos factores.

Se puede clasificar los reactores así:

	Tecnología 'Clásica'	Tecnología Avanzada
Temperatura Elevada (350 °C) – producción de gasolina y olefinas- Catalizador: Hierro.	- Reactor Synthol (SASOL)	- Synthol Avanzado (SASOL Advanced Synthol , Fluidized Bed) - RENTECH Slurry Bubble Column Reactor.
Temperatura Baja (250 °C) – producción de Diesel y ceras – Catalizador: Cobalto.	- Reactor 'ARGE' (SASOL): Tubular Fixed bed (Mezcla fija, con tubos)	- SHELL Fluidized Bed Reactor. - SYNTROLEUM Fluidized Bed Reactor. - SASOL Slurry Bubble Column Reactor. - Exxon AGC-21

Tabla 5.D. Tipos de reactores FT (Fuente [16], [22], [23], [24])

Además de estas tecnologías, muchas empresas petroleras desarrollan sus tecnologías propietarias para licuar Gas natural (utilizando catalizador de Cobalto):

- Tipo 'Slurry Bubble column': Williams, Statoil, Conoco, PDVSA (Empresa nacional de Venezuela) y IFP (Institut Français du Pétrole).
- Tipo 'Fluidized Bed' (=Synthol avanzado): BP.



5.2.1. Reactores de tipo 'Arge'

Es la tecnología 'histórica' desarrollada por los alemanes durante los años 30, y después por SASOL en los años 50 (SASOL 1). Tienen una capacidad y un rendimiento bajos (cf § 5.2.5), y ahora son mayormente utilizados para licuar Gas Natural (es la tecnología elegida por Shell en Bintulu).

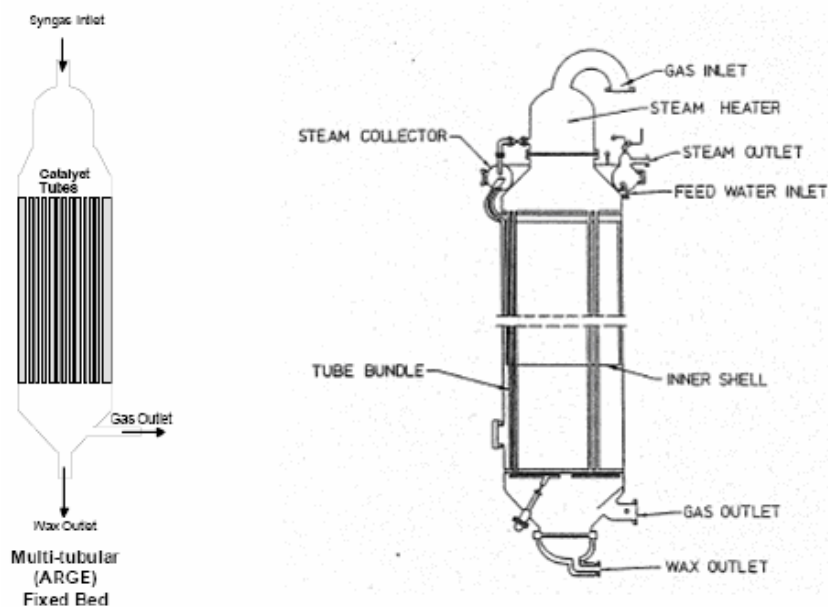


Fig. 5.5. Reactor 'Arge' SASOL (Fuente [22], [37]).

El catalizador es fijo, en tubos de metal de diámetro 3-5 cm y el syngas circula por estos tubos. Un líquido (agua) circula entre los tubos para evacuar el calor producido por la reacción. El diseño es simple pero este tipo de reactor tiene unas desventajas mayores:

- Cambiar el catalizador es una operación complicada (centenares de tubos) y costosa.
- El control de la temperatura no es fácil en el interior de los tubos, donde circula el gas. Una temperatura excesiva puede desactivar el catalizador.
- También, la presión interior de los tubos no es fácil de controlar, y un exceso de presión puede afectar el rendimiento.
- La reacción se hace a temperatura baja (250°C), e ntonces es óptima con Cobalto (y entonces para licuar Gas Natural), no es optima con Hierro (para licuar carbón).

Actualmente estos reactores ya no se utilizan en la licuefacción del carbón.



5.2.2. Reactores SYNTHOL (= ‘Circulating Fluidized Bed Reactors’)

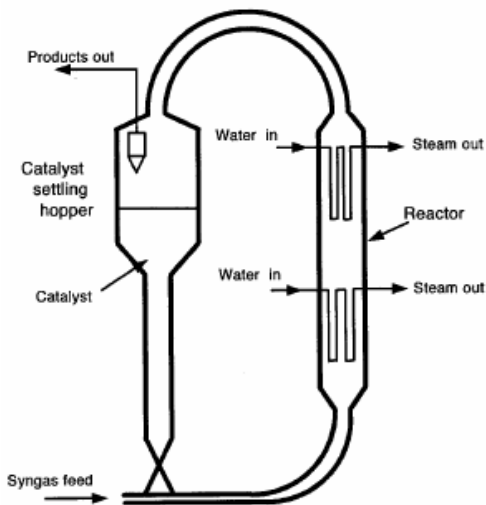


Fig. 5.6. Reactor Synthol SASOL (Fuente [22]).

Este reactor hace circular una mezcla catalizador (en polvo o pequeños trozos) / gas. Tiene muchas ventajas en comparación con el reactor ‘Arge’:

- El hecho que la mezcla circula aumenta el rendimiento (cf. § 5.2.5)
- La reacción se hace a temperatura elevada (350 °C), y entonces es óptima con hierro, para licuar carbón.
- Es más fácil evacuar el calor (más circuitos de agua) y más fácil controlar las temperaturas (hay varios circuitos de agua, y se puede hacer variar el flujo de agua en estos circuitos para controlar la temperatura en las diferentes áreas del reactor).
- Mejor control de la presión (la mezcla circula, y entonces, una variación del flujo de syngas modifica instantáneamente la presión en el reactor).
- La adición y sustracción del catalizador es más fácil (no hay que parar el reactor, y no hay tubos de catalizador – el catalizador está en forma de polvo mezclado con el syngas).

Este reactor fue el más utilizado por SASOL (SASOL 1 y 2) entre 1955 y 1995.



5.2.3. Reactores Synthol Avanzado (= 'Fixed Fluidized Bed Reactors')

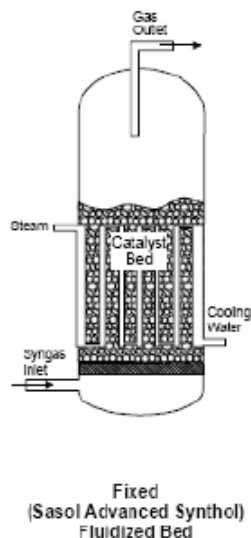


Fig. 5.7. Reactor Synthol Avanzado SASOL (Fuente [37]).

Este reactor tiene una sola diferencia con el SYNTHOL: en vez de hacer circular la mezcla Syngas / Catalizador (también en forma de polvo o pequeños trozos), esta mezcla queda abajo del reactor.

Tiene todas las ventajas del SYNTHOL, y además:

- Consume menos catalizador (el catalizador no se mueve tanto que en el Synthol y entonces se gasta menos).
- Las paredes del reactor se gastan menos que en el Synthol (en el Synthol, la circulación de una mezcla gas/sólido gasta el metal muy rápidamente).
- El diseño es más simple.
- Como el Synthol, la reacción se hace a alta temperatura, con catalizador de hierro y para licuar carbón.

Ahora, desde el punto de vista de la capacidad y del rendimiento (cf. § 5.2.5), este reactor es el mejor para licuar carbón. Es utilizado en las últimas generaciones de plantas Sasol (SASOL 2 y 3).

Este reactor también es utilizado en la industria petrolífera para licuar los residuos de refinerías (coque de petróleo).



5.2.4. Slurry Phase Reactors' – Reactores FT con mezcla líquida.

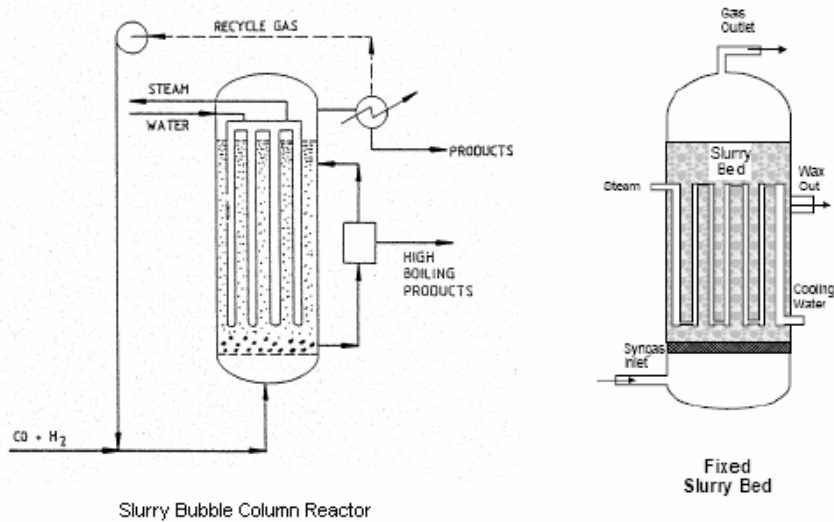


Fig. 5.8. Dos tipos de reactores 'Slurry Phase' (Fuente [22],[37]).

Estos reactores operan a baja temperatura (250 °C), y con catalizadores de Cobalto, entonces son más adecuados para la licuefacción del gas natural.

El 'slurry bed' es una mezcla líquida de catalizador en polvo (diámetro 50-80 μm) y de ceras de hidrocarburo. El syngas circula en esta mezcla bajo forma de burbujas. Hay un circuito de agua para enfriar la mezcla. Sus ventajas son:

- Control de la temperatura y de la presión muy fácil porque la mezcla es líquida, y con una temperatura y presión uniformes.
- Es muy fácil quitar y añadir catalizador, porque la mezcla es líquida y fija.
- Diseño muy simple.
- Alta capacidad (cf. § 5.2.5).

Su única desventaja para es que fue diseñado para operar con catalizadores de Cobalto y entonces es mejor para la licuefacción del gas natural.

5.2.5. Capacidad de producción de los reactores SASOL y RENTECH:

Los reactores más adecuados para el carbón son los que funcionan con catalizador de hierro y syngas con baja relación H_2/CO (syngas de carbón): los reactores tipo **Synthol**



y **Synthol Avanzado de SASOL**, y el reactor **'Slurry Bubble Column' de RENTECH**. Los otros modelos citados son más adecuados para licuar Gas Natural.

La idea inicialmente era comparar los diferentes reactores FT, sus consumos de syngas, sus rendimientos (en barriles / tonelada de syngas), y sus precios. Pero, todas las informaciones sobre el funcionamiento detallado de estos reactores son confidenciales. Además, las empresas que construyen estos reactores son también las que construyen las plantas de licuefacción, y entonces, no necesitan comunicar datos sobre sus productos.

La situación es muy diferente para la 'licuefacción' del Gas natural, porque SASOL, Rentech etc... generalmente venden sus reactores a otras empresas (Shell, Chevron, Esso etc...), y entonces hay mucho más información disponible.

Se comparan, pues, estos reactores basándonos sobre datos parciales.

5.2.5.a. Capacidad de producción de los reactores

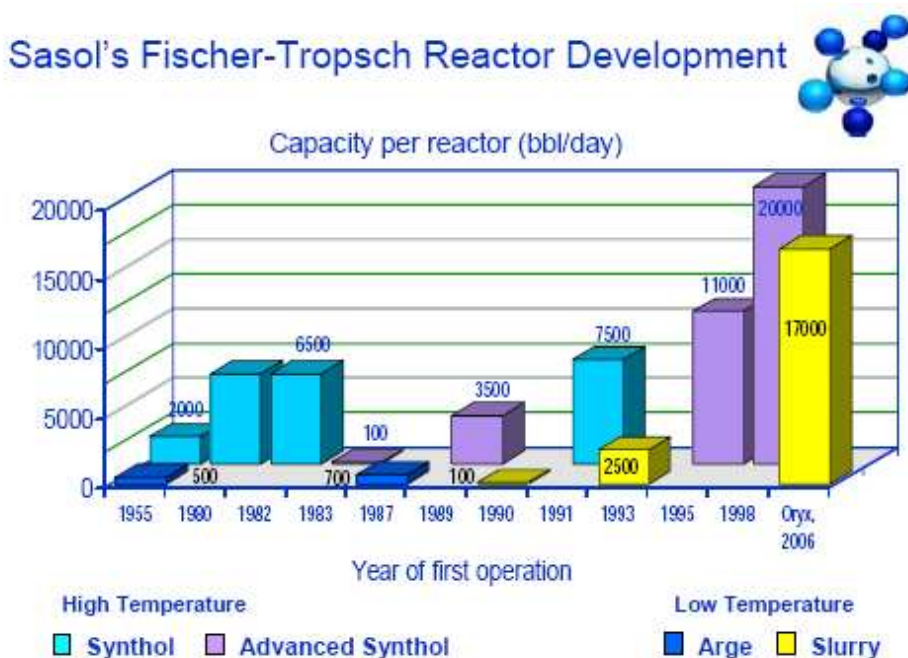


Fig. 5.9. Capacidad de los reactores FT desarrollado por SASOL (Fuente: [46], SASOL).

- ➔ Capacidad de los SASOL Synthol más recientes: 7500 barriles / día (1991) – Fig. 5.9
- ➔ Capacidad de los SASOL Synthol Avanzado más recientes: 20 000 barriles / día (2000) – Fig. 5.9
- ➔ El RENTECH Slurry Bubble Column tiene una capacidad de 10 000 barriles / día (2004) – [16]



- El SASOL Arge fue el primer utilizado, pero es más adecuado cuando $H_2/CO > 1$ (Gas To Liquids).
- Ídem para el SASOL slurry phase reactor, que fue desarrollado para proyectos de licuefacción del gas Natural en Nigeria y Qatar.

5.2.5.b. Estimación de los Rendimientos

Esta es la etapa más difícil porque todas las informaciones son confidenciales. Entonces las estimaciones se basan sobre las características de las plantas.

RENTECH: Su reactor esta utilizado en sólo una instalación: en la planta de Powder River Basin IGCC-FT (es una central IGCC, donde una parte del syngas es licuado). Los datos que se tiene son los siguientes:

La planta, cuando no produce electricidad, produce 10.000 barriles de productos petrolíferos con 12.329 toneladas de carbón / día (4,5 M toneladas / año). [16]

No se dispone de información sobre los generadores de gas, y sobre la calidad y cantidad de syngas producido. Sólo se puede decir que esta planta produce **0,811 barriles / tonelada de carbón.**

SASOL: Hay tres plantas SASOL:

- **SASOL 1:** 17 generadores de gas Lurgi de varias capacidades, 6 reactores FT (5 Arge y un slurry reactor). La planta produce 20.500 barriles / día con 16.368 toneladas de carbon / día. [23], [47], [48]. Eso supone un rendimiento de **1,25 barriles / tonelada de carbón.**

- **SASOL 2 y 3** son idénticas: cada planta tiene 40 generadores de gas de capacidad 54 t carbón / h, y 5 reactores Synthol avanzado, para una producción total de 85.000 barriles / día con 51.840 t carbón / día. [23], [47], [48]. El rendimiento de la instalación (y entonces de los SYNTHOL avanzados) es entonces de **1,64 barriles / t carbón.**

5.2.5.c. Selección

Con estos datos, se puede eliminar la tecnología Rentech (esta empresa actualmente está haciendo investigación, con el soporte del gobierno de EEUU, y aún no ha desarrollado tecnología que podría ser utilizada a una escala industrial).

Así se ve que los reactores Synthol / Synthol avanzados son más adaptados al carbón que los Arge y Sasol Slurry (SASOL 2 y 3 tienen un mejor rendimiento que SASOL 1), entonces **hay que elegir entre los reactores Synthol Avanzado y Synthol.**



6. Proyectos en curso

6.1. Una profusión de proyectos en China – Unas inversiones peligrosas

Con el alza reciente de los precios del petróleo, muchos proyectos de plantas de licuefacción del carbón aparecieron en China. Este país es ideal para experimentar esta tecnología – tiene recursos de carbón barato y fácil de explotar, y no tiene tantas leyes medioambientales (esta opinión puede parecer cínica, pero una de las razones porque no hay investigaciones en Europa es que las regulaciones medioambientales son muy estrictas y que la industria no quiere tomar riesgos con eso).

Pero en octubre 2006, el gobierno Chino tomó consciencia que estos numerosos proyectos podrían ser peligroso para la economía del país: en caso de baja de los precios del petróleo, estas inversiones podrían dañar la economía del país.

Además, algunas instalaciones Chinas utilizan casi toda el agua disponible de regiones que ya están casi desérticas y empeoran sus situaciones.

Con estos problemas, el gobierno intenta dar autorizaciones únicamente a los grandes proyectos, soportados por empresas nacionales.

6.1.1. La instalación de Ordos, Mongolia (Licuefacción directa) – Grupo Shenhua

El proyecto Shenhua utiliza una tecnología desarrollada por HTI, en EEUU, con el DOE. Empezó en 2002, e incluye la construcción de un centro experimental en Shangai [14] (terminado en 2004), para experimentar los diferentes catalizadores disponibles y formar los operadores.

La primera fase del proyecto ya esta acabada. Incluye una unidad de producción de 20.000 barriles / día, para un inversión de 850 M\$. En total, la planta incluirá 7 unidades de este tipo, para un inversión total de 5 mil millones \$ [17].

Los estudios de Shenhua y de la universidad de West Virginia, EEUU [17] calculan un coste de producción para esta planta de 24 \$/barril, lo que es muy interesante en el contexto actual. Pero, los investigadores también identifican 3 riesgos:

- **Económico:** es el primer proyecto industrial de licuefacción directa desde la 2ª guerra mundial, mientras que la licuefacción indirecta es muy bien conocida vía varias instalaciones industriales. Entonces, el coste total podría ser más grande que el calculado.

- **Técnico:** la tecnología directa no está madura. Quizás existan problemas técnicos aún no



conocidos, y que podrían afectar la planta.

- **Medioambiental:** Mientras que la licuefacción indirecta permite capturar casi todos los contaminantes durante el proceso, y también capturar y secuestrar el CO₂, la licuefacción directa no permite eso, y tendrá un efecto significativo sobre el medioambiente (emisiones de azufre, dióxido de carbono, polución del agua etc...), que no será fácil de controlar. Es por esta razón que EEUU prefiere la tecnología indirecta...

Shenhua Coal Liquefaction Process

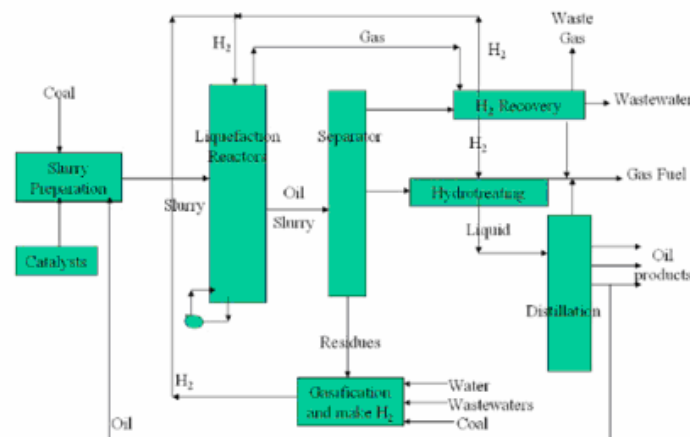


Fig. 6.1. Proceso de licuefacción directa en la planta Shenhua en Ordos [17]

6.1.1 Otros proyectos del grupo Shenhua

Shenhua tiene dos otros proyectos, que utilizan la tecnología indirecta (reactores FT SASOL, y generadores de gas SHELL): en Ningxia Hui (80.000 barriles/día), y en Shoanxi.

El grupo Shenhua no es el único que desarrolla estas tecnologías en China, existen otros proyectos (usualmente soportados por los gobiernos locales), de licuefacción directa (basados sobre la misma tecnología que Shenhua), e indirecta (basándose sobre tecnologías SASOL y SHELL).



6.2. El programa ‘Clean Coal Technologies’ de investigación del DOE (Department of Energy) en EEUU

El DOE (Ministerio de la Energía en los Estados Unidos) tiene un programa de investigación desde 1985 sobre las tecnologías del carbón (CCT: Clean Coal Technologies Program). El objetivo de este programa es desarrollar nuevas tecnologías para utilizar el carbón de manera más limpia y más efectiva. Su ambición es garantizar la independencia energética de los Estados Unidos.

Este programa es una sucesión de centrales eléctricas experimentales que utilizan carbón para producir electricidad pero también otros productos como syngas y combustibles líquidos. El estudio del funcionamiento de estas centrales ayuda a desarrollar las tecnologías de gasificación y de licuefacción del carbón.

Este programa se concentra sobre las técnicas de gasificación del carbón (para producir syngas y quemarlo en una turbina), y nos interesa para investigar la licuefacción Indirecta.

6.2.1. Wabash River Coal Gasification Plant (Indiana, EEUU)

Esta instalación fue la primera unidad IGCC (Integrated gasificación Combined Cycle Unit) construida en el mundo (1993).

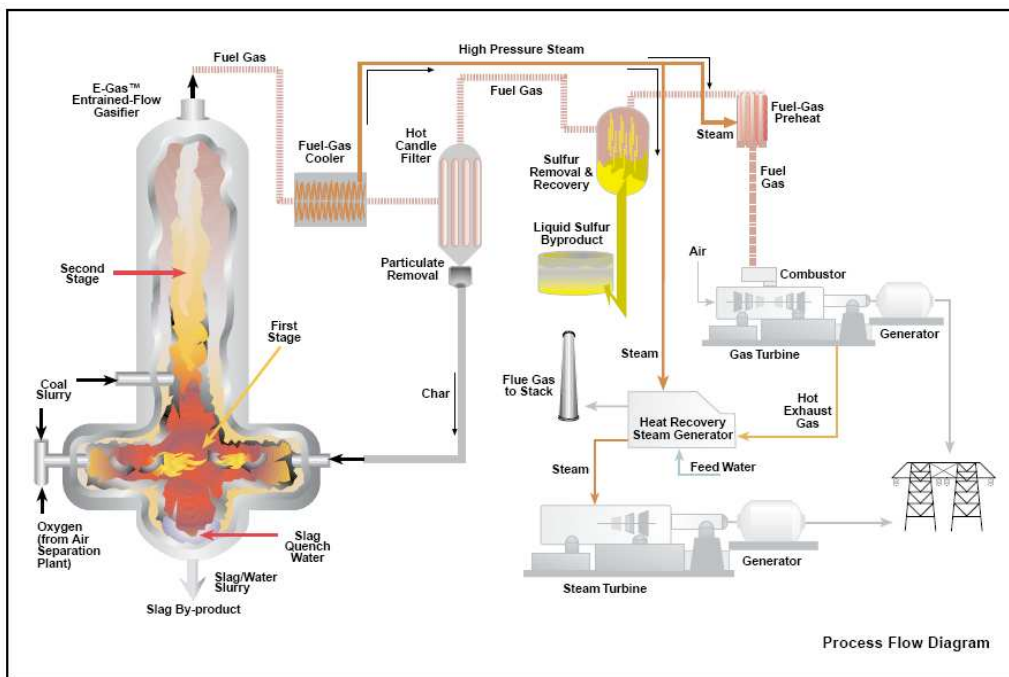


Fig. 6.2. Proceso en la central IGCC de Wabash River [18]



La instalación de Wabash River gasifica una mezcla de carbón y agua por inyección controlada de oxígeno puro a 2500°F (1371°C). Las cenizas funden y son recuperadas abajo del generador de gas, mientras que el syngas sube y reacciona con la mezcla carbón / agua (arrastrada) en una segunda etapa a 1900°F (1037°C)- el interés de esta segunda etapa es mejorar la densidad energética del syngas y reducir su temperatura.

Después, este gas es refrigerado (el agua utilizada para refrigerarlo se convierte en vapor que es utilizado para producir electricidad con una turbina de vapor).

También se separa el gas de las partículas sólidas y del azufre (cf. §4.7.4). Las partículas son inyectadas de nuevo en el generador de gas mientras que el azufre es solidificado para ser vendido como abono).

Finalmente el gas es quemado en una turbina de gas, para producir electricidad (Turbina General Electric MS 7001FA).

Lo más interesante en esta instalación es el generador de gas (de tipo E-GAS™, construido por Dow Chemicals/Destec Engineering Inc), la unidad de producción de oxígeno y las unidades de tratamiento del gas (recuperación del azufre y de las partículas), que son los mismos que en una instalación de **licuefacción indirecta**.

No se estudian los otros sistemas de la planta (turbina, ciclo de vapor, generadores eléctricos).

Características del generador de gas E-GAS™

El generador E-GAS™ fue desarrollado por Dow Chemicals Co (vía Destec Co, que era una parte de de Dow Chemicals) para el complejo químico de Plaquemine, Louisiana. Hoy la tecnología está comercializada por Gasificación Engineering Corp, que pertenece a Global Energy (Houston, Texas).

El generador de gas fue diseñado para funcionar con lignito negro (carbón de medio grado) y coque (principalmente coque producido por las refinerías de petróleo, la idea inicial era reciclar esta escoria para producir electricidad).

Capacidad: 102,9 t de carbón / hora

Producción de syngas: 1.586.240.000 Btu/ hora (i.e. 15.410.000 Btu/tonelada de carbón) (1 Btu = 1,055 kJ = 217,52 cal).

Rendimiento energético= $(1.586.240.000 \text{ Btu/h} * 1,055\text{kJ/Btu}) / (102\ 900 \text{ kg carbón/h} * 25\ 300 \text{ kJ/kg carbón}) = \mathbf{0,643}$.



Eso significa que solo 64,3 % de la energía del carbón se encuentra en el syngas. El resto es perdido (calor) durante la reacción de gasificación.

Temperatura de salida de los gases: 1037 °C.

Consumo de oxígeno: 89 t/h

Producción de residuos sólidos: depende del carbón utilizado. En el generador de Wabash River, los residuos sólidos contienen 100% de las cenizas y 5% del elemento C del carbón, y la producción es de 10 t/h.

Para mas detalles sobre el generador de gas: Tabla 5.B (el carbón utilizado en la tabla 5.B es muy similar al Lignito Negro utilizado en Wabash)

Composición del Carbón utilizado (en masa)	'High Sulfur Midwestern bituminous' (Lignito negro con alto contenido en azufre, hasta 5,9% en masa)	Coque de petróleo (residuos de refinerías de petróleo, de calidad equivalente a la antracita)
Contenido en agua	15,2 %	7,0 %
Cenizas	12,0 %	0,3 %
Materias volátiles	32,8 %	12,4 %
Carbón fijado	39,9 %	80,4 %
Azufre	1,9 %	5,2 %
Poder energético	5863 kcal/kg	7948 kcal/kg

Tabla 6.A. Carbón utilizado en Wabash [18]



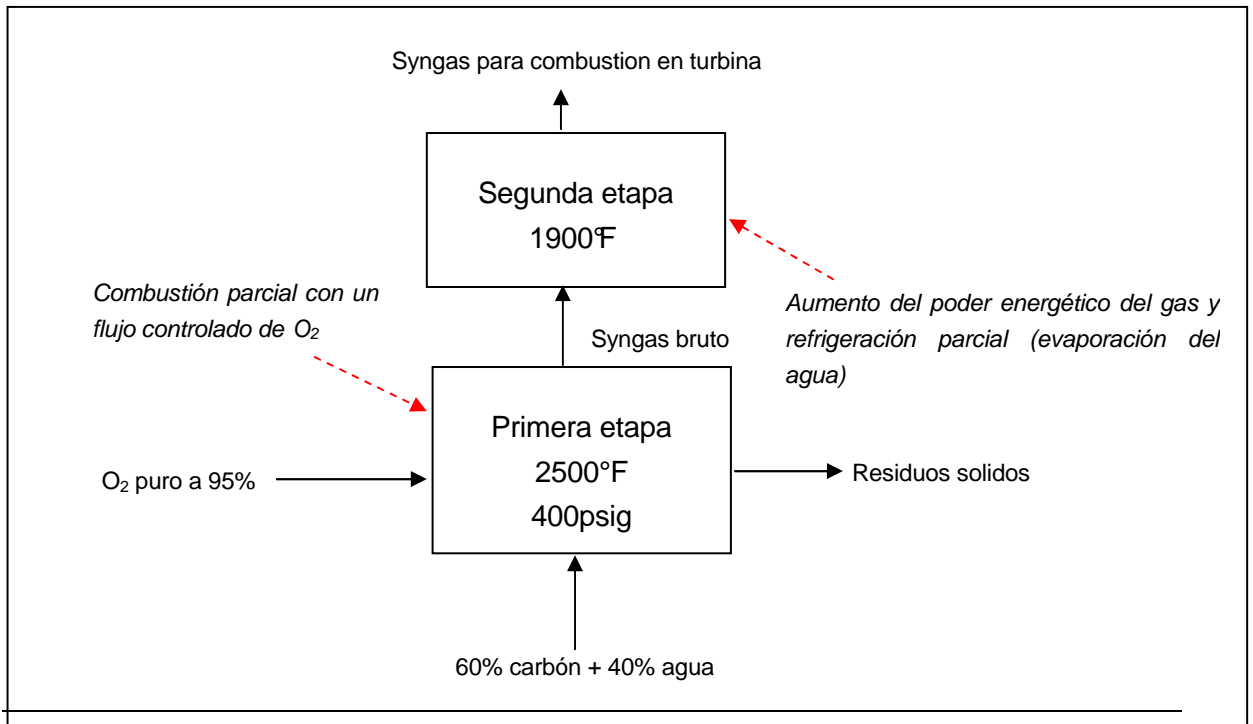


Fig. 6.3. Funcionamiento del generador de gas E-GAS™ [18]

Sistema de recuperación de las partículas: Filtro de bujías metálicas calientes (Hot candle filter).



Sistema de recuperación del azufre:

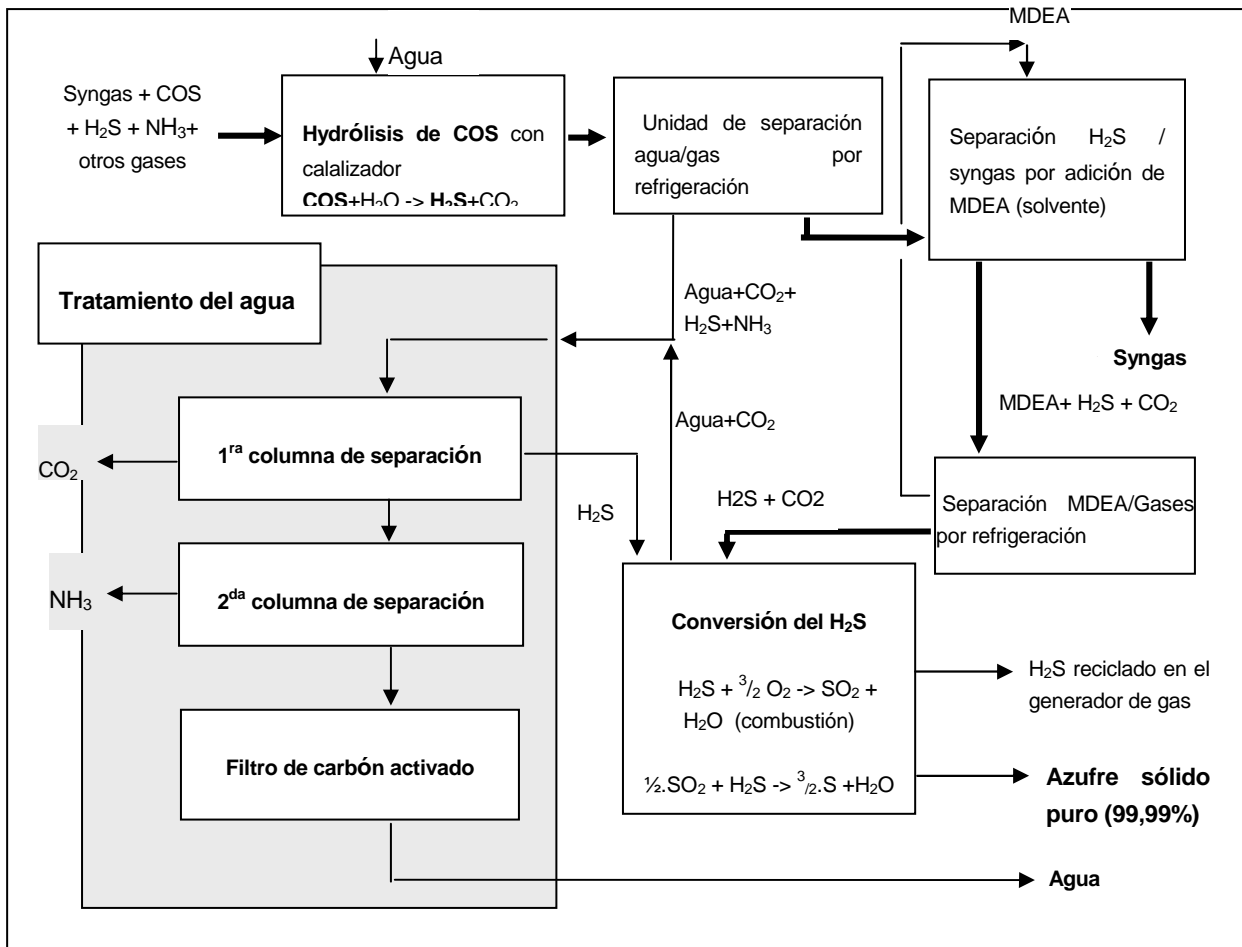


Fig. 6.4. Sistema de recuperación del azufre y de tratamiento del agua de la instalación de Wabash River [18]

Capacidad del sistema:

- Cantidad de syngas limpiada: 280 t/h.
- Cantidad de agua utilizada: 38 t/h.

Esto es importante para dimensionar el sistema de tratamiento del agua.

- **Producción de Azufre** (con Lignito negro que contiene 1,9% de azufre en masa): 5,3 t/h (el rendimiento de este sistema de recuperación del azufre es superior al 98%).

Coste de Construcción: 32 M\$ [25]

Coste de funcionamiento: 180K\$ / año [25]



Beneficios generados por la venta del azufre (5,3 t/h, con un precio de 60 \$/t, cf Tabla 4.F): 2,78 M\$/año.

Amortización 'T' de la instalación de tratamiento y recuperación del azufre:

$$32 + 0,180 * T = 2,78 * T \Rightarrow T = 12,3 \text{ años.}$$

Características de la unidad de producción de oxígeno

Es una unidad estándar construida por **Liquid Air Engineering Corp.** (otro proveedor mayor, en Europa, sería Air Liquide).

Utiliza aire como materia prima, y produce un gas que contiene en volumen 95% de oxígeno O₂, 3,8% de nitrógeno N₂ y 1,2% de argón Ar.

Capacidad de producción: 90 t/h

Coste de construcción: 45 M\$ [25]

Coste de funcionamiento: 22,18 M\$ / año [25], principalmente electricidad para los compresores de gas.

Coste global del oxígeno (amortización sobre 12 años): 32,9 \$/t

6.2.2. Tampa Eléctrica IGCC Power Plant

Esta instalación es muy similar a la planta de Wabash River con las diferencias siguientes:

- El generador de gas es de tipo Texaco (Hoy esta tecnología pertenece a GE General Electric)
- El carbón utilizado contiene más azufre (2,5-3,5 % en masa)
- La instalación es dotada de una unidad de producción de ácido sulfúrico (para reciclar el azufre recuperado).
- Hay que eliminar el ácido clorhídrico del gas (ácido producido durante la gasificación): eso se hace por tránsito del gas en un baño de agua (permite eliminar también las partículas). El agua es después evaporada, y los residuos sólidos tratados como escorias industriales.
- Además de eso, la planta tiene emisiones de NO_x inferiores a las centrales típicas (las emisiones de NO_x son reducidas en un 90% en comparación con la central de Wabash



River). Eso procede de una optimización de la combustión del syngas (los NO_x son producidos cuando la temperatura de quemado es demasiado elevada).

La instalación de Tampa empezó funcionar en marzo de 1991, y dejó de hacerlo en marzo de 2002.

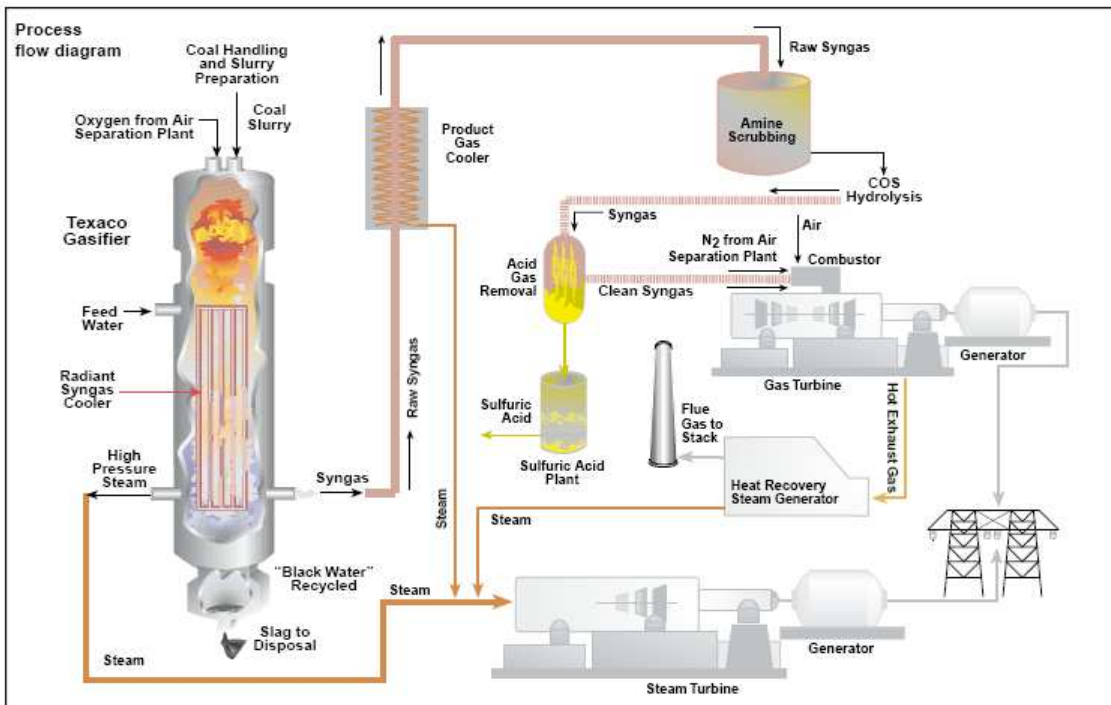


Fig. 6.5. Proceso de gasificación de la instalación de Tampa, tratamiento del syngas y combustión

Características del generador de gas TEXACO

El generador Texaco utiliza principios similares al E-GASTM: la gasificación se hace de manera continua, con un flujo de gas arrastrado, utiliza oxígeno casi puro (95%), y una mezcla carbón/agua (35/65). Una parte de la refrigeración del gas se hace en el generador.

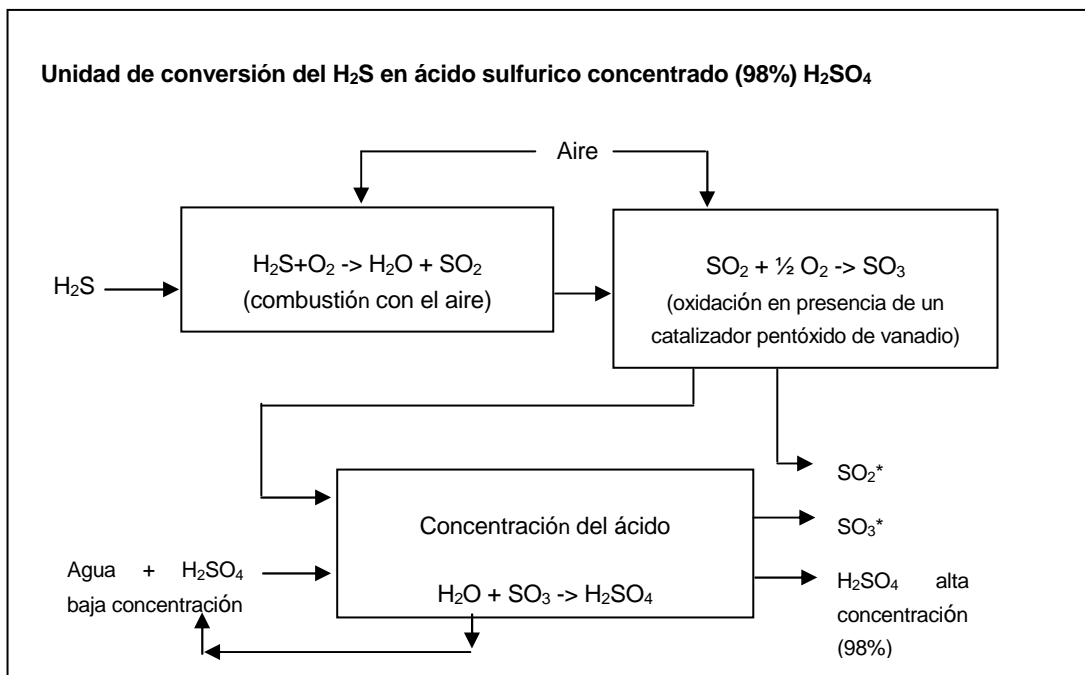
Pero, en este sistema, el flujo de gas es descendente (es ascendente en el E-GASTM), y la reacción se hace en sólo una etapa.

El generador de gas tiene una capacidad de 92 toneladas de carbón / hora, con un consumo de 90 toneladas de oxígeno por hora (similar a la instalación de Wabash).

Características de la unidad de producción de ácido sulfúrico

El ciclo de tratamiento del H_2S y del COS es similar al de la instalación de Wabash River, la única diferencia es la unidad de conversión del H_2S :





(*) Estos dos gases quedan en muy pequeñas cantidades, que pueden ser rechazadas en la atmósfera.

Fig. 6.6 Dispositivo de recuperación del azufre y de producción de ácido sulfúrico en la central IGCC de Tampa [19]

Producción de H₂SO₄ concentrado (98%): 12,41 t/h [19]

Coste de construcción de la unidad: 39M\$ [25]

Costes de funcionamiento: 420 K\$/año [25]

Beneficios generados por la venta del ácido sulfúrico (12,4 t/h, con un precio de 65 \$/t, cf Tabla 4.F): 7,06 M\$ / año.

Amortización T del dispositivo de recuperación de azufre:

$$39 + 0,42 \cdot T = 7,06 \cdot T \Rightarrow T = 5,9 \text{ años.}$$

Para la recuperación de azufre sólido en Wabash, se tenían 12,3 años. Un factor influyente sobre esta diferencia es el contenido en azufre del carbón (1,9% en Wabash, 3% en Tampa). Pero, el carbón de Tampa tiene 37% más azufre que el de Wabash, y el dispositivo de recuperación del azufre en Tampa es 52 % más eficaz que en Wabash.

Comparando con la instalación de Wabash (Wabash y Tampa tienen capacidades similares), la recuperación de azufre por producción de ácido sulfúrico es más rentable que por producción de azufre sólido.



Puede también ser interesante utilizar un carbón con un contenido en azufre tan grande como sea posible para maximizar los beneficios generados por su recuperación.

6.2.3. Otras instalaciones del programa CCT:

- *The Great Plain Coal Gasification Plant* www.dakotagas.com, años 1980s.

Permite estudiar una tecnología muy interesante: el secuestro del carbón. Los gases producidos por el quemado del syngas son recuperados y transportados por una tubería de 205 millas en Canadá, donde una empresa petrolera los inyecta en un yacimiento de petróleo para optimizar su producción, eso permite también secuestrar los gases en las rocas. Más detalles sobre esta tecnología: apartado 4.7.2.

- *Kentucky Power IGCC Power Plant*: Central IGCC, similar a Wabash y Tampa.

- *Gilberton Coal to Clean Fuel & Power plant*.

La instalación gasifica carbón, la mayoría del syngas es quemado para producir electricidad, pero una parte de este gas es utilizado para producir líquidos con el proceso Fisher Tropsch. Es con esta instalación que el DOE ha empezado a estudiar la licuefacción Fischer Tropsch. No tiene mucho interés para nosotros, porque es una instalación experimental, pero muestra la determinación de los EEUU por desarrollar esta tecnología.

- *El proyecto "285 MW Coal Transport Gasifier"*

Este proyecto es una central IGCC, con generador de gas de tipo 'Transporte', cuyo objetivo es mejorar el generador de gas para ser capaz tratar carbones de baja calidad (lignito y turba, con más de 30% de contenido en agua). La tecnología Transport parece ser la más flexible para eso.

- *El proyecto "Mesaba Energy IGCC" – E-gas technology*: Instalación similar a Wabash, cuyo objetivo es mejorar la tecnología de gasificación E-gas.

6.3. El proyecto de investigación del Ejército de EEUU

Desde los años 1970, los Estados Unidos son conscientes de su vulnerabilidad energética. El país compra la mayoría de sus importaciones de petróleo en regiones inestables del Mundo y eso crea un riesgo estratégico.

El ejército de EEUU investiga las posibilidades de producción de combustibles líquidos con recursos locales (carbón) en caso de ruptura de los aprovisionamientos de petróleo.



El objetivo es desarrollar un combustible alternativo que pueda ser producido en cantidades importantes con recursos locales y que pueda ser utilizado en los motores 'convencionales' de los aviones y otros vehículos del ejército.

La primera experiencia ocurrió en Octubre 2006 con un avión B-52: Estos aviones tienen 8 reactores, que normalmente utilizan un combustible convencional de tipo queroseno: el JT-8. Durante este vuelo experimental dos de los ocho reactores fueron alimentados con una mezcla 50/50 de JT-8 y de FT (el combustible obtenido con el proceso Fischer – Tropsch). **Cf. [3]**

Los objetivos y las etapas de este proyecto son:

Hasta 2009: evaluar el combustible FT, y adaptar los requisitos del JT 8 al FT. En 2008 la Air Force y la Navy compraran cada una 380 millones de litros de combustible FT cada año.

Hasta 2010: demostrar que el combustible es operacional en vehículos no tácticos.

Hasta 2015: extender la utilización del FT a todos los vehículos. En 2016 la mitad de sus aprovisionamientos en combustible para los aviones de la Air Force y de la Navy serán combustible FT.

Eso muestra la importancia estratégica de las tecnologías de licuefacción de carbón. El objetivo a corto plazo no es reemplazar el petróleo convencional, sino garantizar una producción de combustibles líquidos equivalentes a los combustibles actuales, pero con recursos locales, en caso de unas instabilidades geo-políticas que podrían impedir transportar el petróleo convencional.

6.4. Conclusiones parciales

Para la licuefacción directa, existen varios procesos, que se basan sobre tecnologías propietarias y catalizadores cuyas formulas son secretas. En todos los casos, se hace en un reactor, con un catalizador, e inyectando hidrógeno.

La licuefacción indirecta se basa en dos tecnologías: la gasificación del carbón (que fue estudiada de manera extensiva y está en uso en las centrales eléctricas de tipo IGCC) y el proceso Fischer-Tropsch para licuar el gas obtenido, que se basa en catalizadores, y que es también utilizado en la industria química y para licuar el gas natural.

Estos procesos también necesitan sistemas auxiliares: sistemas de tratamiento del azufre, del agua, de las partículas sólidas, unidades de producción de hidrógeno (DCL) o de oxígeno (ICL); y otros sistemas para producir subproductos: turbina de gas y generador de electricidad (ICL), sistemas de recuperación, inyección y secuestro del CO₂, y en unos



casos, unidades de preparación del carbón.

¿Por qué unos países desarrollan estas tecnologías? No por razones económicas, sino estratégicas. En los países donde las reservas de carbón son importantes pero las de petróleo no son suficientes para satisfacer la demanda, la licuefacción del carbón es obviamente la mejor alternativa para garantizar la independencia energética.

En Europa existen 3 países en una situación similar (reservas de carbón importantes, pocas reservas de petróleo y voluntad de garantizar la independencia energética): Alemania, Polonia y Ucrania.

A continuación se verá como estas tecnologías pueden integrarse en el mercado Polaco, y proponer un diseño 'bruto' de instalación de licuefacción para este país.



7. Integración de la licuefacción en el mercado energético Polaco.

7.1. El mercado de la Energía en Polonia

Unos hechos para describir brevemente la situación actual (Fuente: [34] y [36], Informes de la PAIII Z – Polska agencia Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A. – Agencia Polaca de información y de las inversiones extranjeras):

7.1.1. Datos Generales

La demanda de energía cayó entre 1989 y 2001, a causa de las reformas y modernización en las industrias del tiempo comunista (que no eran eficiente) y la desaparición de los coches de la época comunista (que también consumían mucha más gasolina que los coches occidentales).

Desde 2001 la demanda crece más de un 3% cada año, principalmente a causa del crecimiento económico.

La primera fuente de energía primaria es el carbón (62,9 % de la energía primaria en 2004), después es el petróleo (23,2 %) y el gas natural (13 % en 2004).

Polonia es auto-suficiente sólo para el carbón.

7.1.2. Fuentes de Energía primarias

	Producción anual	Consumo anual	Comentarios
Carbón	2003 : 102,87 millones de toneladas 2004: 101 MT - 2% / año	2003: 85,36 MT 2004: 82,2 MT - 3,7 % / año	- Primer productor y 5 ^{to} exportador de carbón en la Unión Europa - Las reservas de carbón no están desarrolladas (solo 17 GT están desarrolladas, mientras que hay 35 GT en reserva). En total, 440 años de reservas. - La caída en el consumo es debida a la modernización de unas centrales eléctricas.
Lignito	2003: 60,91 MT 2004: 61,2 MT	2003: 60,87 MT 2004: 60,92 MT	Consumo nacional – no hay ninguna exportación o importación de lignito.



	-0,4 % / año	+ 0,1 % / año	
Petróleo	2003: 0,76 MT 2004: 0,88 MT + 15,8 %/año	2003: 17,46 MT 2004: 18,12 MT +3,8 %/año	95 % del petróleo esta importado, principalmente de Rusia, Mar del Norte e Irán.
Gas Natural	2003: 141,10 PJ	2003: 509,40 PJ + 3 % cada año.	69% esta importado de un solo país (Rusia), lo que plantea problemas de dependencia energética.

(MT = millones de toneladas; PJ = Peta –Joules)

Tabla 7.A Fuentes de energía primarias en Polonia [34] y [36]

7.1.3. Formas de Energía secundarias

	Producción actual y crecimiento (2003)	Consumo actual y crecimiento	Comentarios
Productos derivados del petróleo para los motores	10,9 millones de toneladas +3,9 % / año	10,9 millones de toneladas + 3,9 % /año	- Crecimiento regular desde 2001, el número de coches nuevas crece (solo hay 44 coches para 100 habitantes mientras que en Europa occidental, esta cifra esta entre 70 y 100).
Electricidad	151,8 TWh (+5,4 % en 2004)	2,5 MWh / habitante en 2002, 3,43 MWh en 2004: +18,6 % cada año.	- Capacidad: 35,4 GW, casi exclusivamente con centrales de carbón (en 2004 : 60,2% de la electricidad producida con carbón 'duro' y 35,3% con lignito)
Vapor de agua	570 PJ (crecimiento nulo)	570 PJ (crecimiento nulo)	- Para el calentamiento de los inmuebles de habitación - Sólo en las grandes ciudades - Capacidad instalada teórica 71 GW, real 67,2 GW

Tabla 7.B Formas de Energía secundarias en Polonia [34] y [36]

7.1.4. En resumen:

El mercado energético Polaco se basa en el carbón. Una gran mayoría de los hidrocarburos consumidos (80%) son importados, principalmente desde Rusia, lo que plantea problemas de dependencia energética.



El mercado de las energías renovables es casi nulo (< 2% de la energía producida en 2004), y tampoco existen centrales nucleares. No hay proyecto a corto o medio plazo para construir una central nuclear. Finalmente no existen sitios donde la construcción de una instalación hidroeléctrica sea posible.

Entonces, la únicas fuentes de energía que tienen un futuro a corto / medio plazo en Polonia son el carbón y los hidrocarburos. Además el crecimiento del mercado de los hidrocarburos es de 4% cada año, más que en los países de Europa Occidental.

7.2. ¿Porque el CTL en Polonia?

7.2.1. Oportunidades Económicas

El mercado de los combustibles líquidos en Polonia (Gasolina, diesel y combustibles domésticos) representa 18,11 millones de toneladas y 8,3 miles de millones EUR. en 2004. Los combustibles para motores (gasolina y diesel) representan 59% de este mercado [36].

Este mercado creció de 5,6 % entre 2003 y 2004, y sigue creciendo. Esto representa un crecimiento de 0,9 mil millones de toneladas de combustible líquido cada año.

Una línea de producción de licuefacción del carbón comercial produce entre 1 y 5 miles de millones de toneladas de combustibles líquidos cada año.

Ahora, la mayoría de estos productos provienen de petróleo importado, y el gobierno Polaco quiere reducir estas importaciones. Además, las dos empresas que refinan petróleo en Polonia (PKN Orlen y GK Lotos) no tienen proyectos de nuevas refinerías o de extensión de las refinerías existentes.

Con estos datos, se puede concluir que existe una oportunidad en Polonia para la licuefacción del carbón. La construcción de una unidad de licuefacción necesita 3-4 años, y la amortización se hace sobre 5-15 años. Entonces, se puede concluir que **existe un mercado potencial de más de mil millones de toneladas de combustibles líquidos sintéticos cada año**, lo que justifica la construcción de una planta de licuefacción del carbón.

7.2.2. Garantizar la Independencia Energética del País

Además de eso, la licuefacción del carbón, en los países productores de carbón ofrece una ventaja considerable: independencia energética. Muchos países que no tienen petróleo tienen que comprarlo en regiones inestables del mundo. Esta dependencia, y la inestabilidad de los países productores suponen riesgos económicos y estratégicos. Toda



la economía y el ejército de un país dependen de los aprovisionamientos en hidrocarburos.

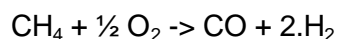
Polonia es uno de estos países, y una de las prioridades del gobierno es encontrar formas de aprovisionamientos alternativas para garantizar la independencia energética del país a largo plazo. Además Polonia produce una gran cantidad de carbón, y tiene reservas significativas, entonces la licuefacción del carbón es una solución adecuada para alcanzar los objetivos de independencia del gobierno.

7.3. ‘Competidores’ de la tecnología CTL, y oportunidades de interacción con otras tecnologías alternativas.

A continuación sigue una lista de tecnologías que podrían desarrollarse muy rápidamente para producir combustibles líquidos alternativos, y que serían competidores de la licuefacción del carbón. Se analiza muy brevemente el potencial de desarrollo de estas tecnologías en Polonia.

7.3.1. GTL: proceso ‘Gas to Liquid’

La tecnología GTL es similar al CTL, pero el syngas es producido con gas natural:



Después de la conversión del metano en syngas, ocurre una reacción Fischer Tropsch, la misma que en la licuefacción indirecta. Más información: [13] y [22].

Potencial de desarrollo en Polonia: Todo el gas consumido en Polonia proviene de Rusia. Existe un proyecto de construcción de un gaseoducto entre Noruega y Polonia, pero este estará operacional en más de 5 años.

Constataciones:

1. Polonia quiere reducir su dependencia del gas Ruso
2. Las reservas Noruegas están limitadas y ya la producción va declinando.

Entonces, este proceso tiene muy pocas oportunidades de desarrollo en Polonia. Es más adecuado para licuar el gas donde es producido (ejemplo: en Qatar, en Rusia).

7.3.2. ‘Oil shales’ y arena bituminosa - Polonia no tiene este tipo de recursos en su territorio.



7.3.3. Gasificación del carbón 'in situ'

Esta tecnología no es realmente un competidor de la licuefacción del carbón, sino una variación. En vez de gasificar el carbón en un generador de gas, se puede gasificarlo directamente en la mina, inyectando vapor de agua y oxígeno vía pozos. Otros pozos sirven en recuperar el syngas, que después puede servir en producir electricidad o combustibles líquidos.

Esta tecnología es experimentada por Shell, pero no está tan avanzada como la licuefacción indirecta, y hay muchos problemas para eliminar 'fugas' del gas en la mina.

Tiene un gran potencial de desarrollo en Polonia, en las minas cerradas, pero no es una amenaza para el desarrollo del ICL, es una alternativa para la gasificación.

7.3.4. El hidrógeno H₂ como vector de energía

Una otra posibilidad es la implementación de una industria del hidrógeno: unidades de producción, solución de almacenamiento, y motor utilizando hidrógeno (pila de combustible).

Constataciones:

1. Eso no ocurrirá antes 2025, principalmente porque no existen soluciones de almacenamiento fiable (seguridad), y también porque desarrollar y comercializar a larga escala un nuevo motor necesita más de 15 años en general.

2. La producción de hidrógeno necesita una cantidad enorme de electricidad. Las plantas de Hidrógeno diseñadas hasta ahora necesitan una central nuclear para alimentarlas. El parque eléctrico Polaco no tiene bastante capacidad para eso, no hay ninguna central nuclear, y no hay proyectos de construcción de centrales nucleares.

3. La construcción de una instalación de licuefacción de carbón necesitaría solo 3-4 años.

Entonces, las tecnologías del hidrógeno no son un competidor a corto y medio plazo para la licuefacción del carbón en Polonia.

7.3.5. Biocarburantes

Estos carburantes son producidos con plantas (patatas, colza, girasol, maíz, cana de azúcar) refinadas (el resultado es etanol, aceites o hidrocarburos), y pueden ser mezclado con carburantes convencionales para ser utilizados en coches.



Esta alternativa es la más popular en Europa (La Unión Europea favorece esta tecnología alternativa al petróleo en su directiva 2003/30/EC, que fija como objetivos a los Estados miembros un contenido de 2% en 2005, y 5,75% en 2010 de biocarburantes en todos los combustibles líquidos vendidos – En Polonia, los datos son de 1,2 % para 2005, pero el gobierno Polaco quiere alcanzar el objetivo de 5,75% en 2010).

Además, Polonia tiene un potencial agrícola enorme (es el segundo país agrícola de la Unión, después de Francia, en superficie), y ya empezó la producción de colza, girasol y maíz con este objetivo.

Entonces, se pueden considerar los biocarburantes como el mayor competidor de la licuefacción del carbón para producir combustibles líquidos alternativos en Polonia.

Nota: *La licuefacción del carbón sólo puede ser una solución temporal (las reservas de carbón están limitadas) y no resuelve completamente el problema de las emisiones de CO₂. La utilización del Hidrógeno como vector de energía, asociada con el uso de electricidad nuclear sería una solución permanente.*

La licuefacción del carbón es una solución temporal, para mitigar el pico del petróleo a corto y medio plazo: Esta idea fue soportada por el informe Hirsch, para el gobierno de EEUU, en 2005 [10].



8. Diseño de una instalación

8.1. Requisitos para la instalación

8.1.1. Requisitos de diseño

Diseño modular para

- Incrementar fácilmente el número de líneas de producción
- Tener una producción flexible: elección de los productos producidos (combustibles líquidos, gas, electricidad, abonos) en función de la demanda y del mercado.
- Tener varias fuentes de syngas posible: gasificación del carbón, de residuos petrolíferos de refinerías, de materia orgánica y basura, gasificación in situ (§ 7.3.3) etc...
- La instalación es autosuficiente: produce su propia electricidad, tiene una unidad de preparación del carbón, una unidad de producción de oxígeno y unas unidades de tratamiento del agua y de los gases.
- Minimización del CAPEX (coste de construcción de la instalación) para reducir los riesgos de los inversores.
- Valorización de los subproductos (gas, electricidad, azufre, abonos nitrogenados, etc...).

8.1.2. Requisitos técnicos

- Capacidad > 30 000 barriles / día – las instalaciones actuales producen al menos 20 000 barriles / día para ser rentables.
- Rendimiento energético > 50% (el contenido energético de los productos energéticos gas + líquidos + electricidad supera los 50% de la densidad energética del carbón utilizado para producirlos).

8.1.3. Requisitos ambientales

- Respecto de las leyes medioambientales Europeas (Referencias: Implementación de las directivas europeas 2001/81/EC, 2001/80/EC, 3093/94/EC, 2002/3/EC,) para las **emisiones de óxidos de azufre**.
- **Emisiones de CO₂**: Se estiman las emisiones de CO₂ durante todo el ciclo de vida del carburante sintético, desde la extracción del carbón hasta la combustión en un motor. Se



compara el resultado al CO₂ emitido durante el ciclo de vida de un carburante similar producido con petróleo ‘natural’.

No se consideran los otros contaminantes (Partículas, H₂S, Hg, Pb y otros metales) – Se supone que los dispositivos de recuperación del H₂S, de las partículas y los dispositivos de tratamiento del agua tienen la eficacia requerida.

8.1.4. Requisitos económicos

- Se estiman los costes de producción a ±20%
- CAPEX ~ 1G\$ (CAPEX: capital expenditure = coste de construcción de la instalación) – para competir con las instalaciones actuales
- Coste de producción de los productos líquidos ~40\$ / barril, para competir con las instalaciones actuales.
- Amortización de la inversión (CAPEX) sobre 15 años.

8.2. Elección de la tecnología: ¿ICL o DCL?

	ICL	DCL
CAPEX (25 años) – Inversión inicial (unidades absolutas)	23	27
OPEX – Costes operacionales (unidades absolutas)	8	6
Coste de producción	35 \$/barril	37 \$/barril
Inversión	60 K\$/(Barril/día)	70 K\$/(Barril/día)

Tabla 8.A. Comparación económica de las tecnologías ICL y DCL (basada en las instalaciones existentes para EEUU), fuente [4]

Desde un punto de vista económico, la licuefacción directa parece ser la mejor opción. Pero:

1. El diseño de una instalación directa no puede ser modular (solo hay un módulo: el reactor de licuefacción), y no es flexible (no se puede cambiar el tipo de producto). Eso supone un riesgo, en caso de baja de los precios del petróleo por ejemplo: una instalación de licuefacción indirecta puede ser convertida en central eléctrica IGCC... una instalación



directa no es tan flexible.

2. Desde un punto de visto medioambiental, los productos de la licuefacción indirecta son de mejor calidad, y emiten menos gases tóxicos que los de la licuefacción directa (§ 4.6.2) cuando queman.

3. Una instalación ‘directa’ no es autosuficiente (no puede producir su propia energía), mientras que una instalación ‘indirecta’ puede producir su propia electricidad quemando syngas (y también venderla).

Para estas razones, y porque queremos privilegiar los requisitos medioambientales y de diseño sobre los requisitos económicos (que son a corto plazo – las condiciones económicas cambian rápidamente), preferimos la tecnología Indirecta.

Los requisitos sobre la calidad de los carburantes pueden cambiar mañana. Con la tecnología directa no se podría hacer nada, con la tecnología indirecta se producen productos de muy alta calidad, que sobrepasan todos los estándares actuales. Así, a corto plazo los productos de la tecnología indirecta pueden ser mezclados con productos clásicos para mejorarlos (más eficiencia y menos contaminación). En caso de cambio en las regulaciones ambientales, pueden ser vendidos puros, y serían los únicos productos de tal calidad en el mercado.

Se favorece una visión a largo plazo porque el riesgo para los inversores es enorme (más de 1 G\$ de inversión, en una industria y un mercado que cambian cada mes). Estas tecnologías de licuefacción no están desarrolladas ahora a causa de este riesgo a largo plazo, no por falta de rentabilidad.

Entonces, la licuefacción indirecta parece ser la mejor solución para un éxito a largo plazo (10-25 años), aunque no es tan rentable como la licuefacción directa a corto plazo.



8.3. Luego: ventajas, oportunidades, interacción con otras industrias.

Criterios de elección		Importancia (1: No importe - 10: Critico)
Proximidad con otras industrias	Refinerías	Unos subproductos pueden ser vendidos a refinerías (los residuos sólidos y las aceites pueden ser refinados): 3
	Producción de abonos	Hay producción una cantidad significativa de Azufre, que puede ser vendido a la industria de los abonos, entonces, puede ser interesante ser cerca de fabricas de abono. Pero el azufre vale más de 300 \$/ tonelada, entonces los coste de transporte no tienen un impacto muy grande sobre su precio: 4
	Minas de carbón	Los costes de transporte del carbón pueden representar hasta 60% de su precio [20], entonces es muy importante elegir un sitio cerca de las fuentes de carbón: 10
Infraestructuras	Carreteras	Las carreteras en Polonia son de baja calidad, y entonces, la proximidad con autopistas o carreteras de buena calidad tendrá un impacto sobre el precio de los productos: 6
Mano de obra	Coste de la mano de obra	Entre 2 y 15 % de los costes de operación. Es bajo en todo el país, excepto en Varsovia (salario medio de 600 \$ / mes, 1000\$ /mes en Varsovia), entonces su impacto no es muy grande: 2
	Proximidad con universidades, nivel de educación	Polonia tiene universidades técnicas de alta calidad pero, concentradas en algunas ciudades: Varsovia, Katowice / Gliwice, Gdansk y Cracovia. 5
Criterios económicos	Impuestos locales y Zonas francas	Los impuestos sobre las empresas no son tan elevados (19% de los beneficios), pero existen muchas 'Zonas Económicas especiales' donde no hay impuestos sobre las empresas, entonces puede ser interesante elegir una de estas zonas: 7
Otros	Proximidad con los centros de consumo (ciudades)	Las campiñas tienen una densidad de población muy baja, entonces, es importante colocarse cerca de una aglomeración para reducir los costes de transporte: al Norte Gdansk y Varsovia, al Oeste Poznan y al Sur Cracovia, Wroclaw, Katowice y Praga (republica Checa). 6
	Riesgos Naturales	No hay riesgos sísmicos en Polonia. Pero hay riesgos de inundación en el Norte/Este (Mazowia). 4

Tabla 8.B: Criterios de elección del sitio de una instalación de Licuefacción del carbón en Polonia.



8.3.1. Zonas de producción del Carbón en Polonia:

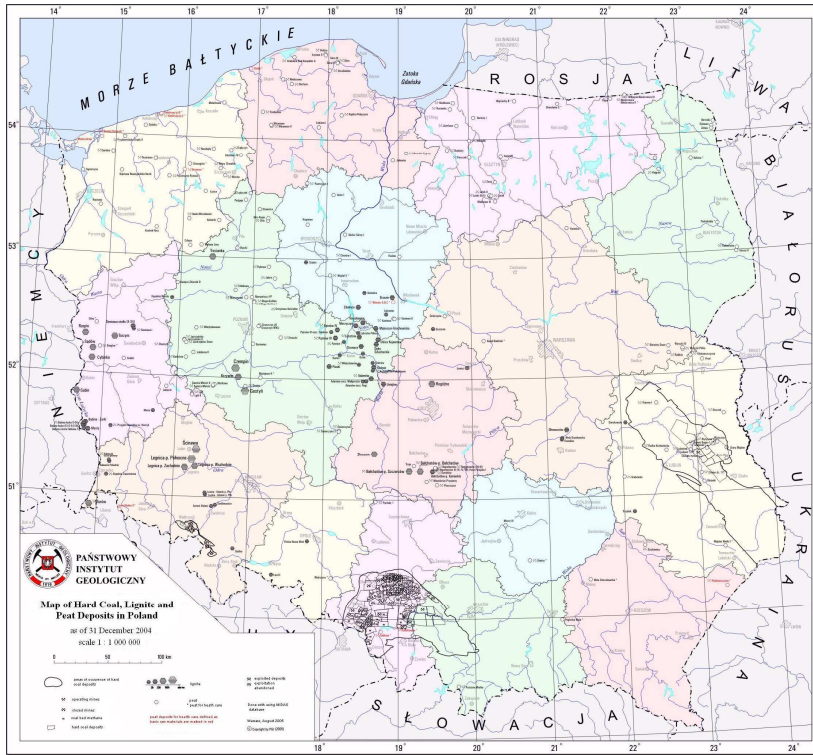


Fig. 8.1. Depósitos de carbón en Polonia (fuente: http://www.pgi.gov.pl/mineral_resources PGI= Instituto Geológico de Polonia).

8.3.2. Zonas Francas en Polonia:

Las ventajas de estas zonas son que no hay impuestos sobre los beneficios, no hay impuestos sobre las exportaciones, hay una prima para el empleo de los habitantes de la región y hay una reducción de los impuestos sobre las infraestructuras y las propiedades inmobiliarias (eso depende de las zonas).





Fig. 8.2. Zonas económica especiales en Polonia (fuente: <http://www.paiz.gov.pl> , PAIIIZ = Agencia Polaca para las inversiones extranjeras).

Las Zonas francas y la proximidad con los depósitos de carbón son los criterios principales (Tabla 8.B), y es posible elegir unas zonas económicas especiales adecuadas (i.e. situadas en las zonas de producción del carbón): Katowice, Wałbrzych y Kamienna Gora.

Ahora se puede comparar estas tres zonas, utilizando los otros criterios:

Criterios de selección	Katowice	Wałbrzych	Kamienna Gora
¿Infraestructuras?	Si, y de alta calidad: 2 de las 4 autopistas polacas pasan aquí: A1 y A4. Esta región también tiene la red ferrocarril la más densa del país, y conexiones con Alemania, Republica Checa, Eslovaquia. Aeropuerto internacional en Katowice.	Proximidad con la autopista A4, conexiones con Alemania y Republica Checa. También red de ferrocarriles muy densa. Aeropuerto con conexiones nacionales en Wroclaw (70 km).	
¿Proximidad con centros de consumo importantes?	Katowice (mayor área metropolitana en Polonia), y área de Cracovia (80 km).	Wroclaw (70 km) y Praga (Republica Checa, 170 km)	
¿Universidades?	Universidades técnicas en Gliwice (20 km de Katowice) y Cracovia 80 km)	Wroclaw (70 km), Opole (70 km), Gliwice/Katowice (200 km)	
¿Proximidad con planta de producción de abonos de fosfato? ¹	Zakłady Przemysłu Wroclaw (200 km)	Zakłady Przemysłu Wroclaw (70 km)	

¹ <http://www.fao.org/docrep/005/Y4620E/y4620e06.htm> FAO = Food and Agriculture Organization in the United Nations. Organización de la agricultura en la ONU. El azufre es utilizado en la producción de abonos con fosfatos.



¿Riesgos naturales?	No riesgos identificados	
¿Proximidad con refinerías?	Lotos ² : Czechowice (20 km) PKN ³ : Trzebinia (20 km)	Las más cercas son Czechowice y Trzebinia (más o menos 150 km)
Legislación local	Reducción de los impuestos sobre los beneficios hasta 40% de la inversión, sobre 2 años + no impuestos sobre las propiedades inmobiliarias	

Tabla 8.C. Comparación de las Zonas Económicas Especiales de Katowice, Walbrzych, y Kamienna Gora (Fuentes: PAIIIZ, www.invest-park.com.pl, www.ssemp.pl, www.ksse.com.pl, Wikipedia).

Desde un punto de vista fiscal, las tres zonas tienen ventajas similares. Pero la **zona de Katowice** está cerca de una área de producción de carbón mucho más importante que las dos otras, tiene infraestructuras de más alta calidad, está más cerca de refinerías, y plantas de producción de abonos. Entonces, es la zona que se elige.

8.4. Elección de las tecnologías.

8.4.1 Sistemas Principales: Reactores FT, Generadores de Gas, unidad de preparación del carbón y Unidad de producción de Oxígeno.

El primer elemento de la instalación que se elige es el reactor FT. No es fácil comparar las diferentes tecnologías porque la mayoría de los datos son confidenciales. Entonces, no es posible utilizar criterios 100% racionales.

Se intenta alcanzar una producción de 30 000 – 40 000 barriles / día (para que la instalación sea rentable), con un número limitado de reactores (para que la inversión, los costes de mantenimiento y las compras de catalizador no sean demasiado caros). El reactor que parece el más apropiado es el **Synthol Avanzado de SASOL (SAS)**. Es el único reactor (con el Synthol) que es utilizado ahora a larga escala (SASOL 1 y 2 en África del Sur), y es el más avanzado desde un punto de vista tecnológico y del rendimiento (mejor rendimiento que el Synthol).

² GRUPA LOTOS SA – Primera empresa petrolífera de Polonia (privada). Tiene unas instalaciones de gasificación de los residuos sólidos de refinerías (central IGCC), que podrían también ser utilizadas para los residuos sólidos de la instalación.

³ PKN Orlen - *Polski Koncern Naftowy Orlen* – es la segunda empresa petrolífera de Polonia (es una empresa pública), también tiene plantas e inversiones en Alemania, República Checa, Hungría, y Lituania. Su mayor refinería es en Plock, cerca de Varsovia.



Su capacidad es de 20 000 barriles / día. Entonces se necesitan **2 reactores Synthol Avanzado**.

Para la elección de los generadores de gas, los criterios son más racionales, se pueden encontrar en la tabla 5.B.

Criterios de elección:

- Ratio H₂/CO del syngas entre 0,7 y 0,85 para optimizar la reacción.
- CAPEX (inversión) y OPEX (costes de Operación) bajos.

Tecnología	Sasol-Lurgi	E-Gas	KRW	TEXACO	Kellogg Aire	Kellogg Oxígeno
Ratio H ₂ /CO	0,55	0,72	0,67	0,8	0,84	2,05

Tabla 8.D. Ratio H₂/CO obtenidos con varios Generadores de Gas (Fuente: Tabla 5.B)

Hay 3 tecnologías que satisfacen el criterio 'ratio H₂/CO del syngas': E-Gas, Texaco y Kellogg con inyección de aire.

Los 5 reactores de SASOL 2 y 3 consumen 2.600.000 m³N/h de syngas (equivalente a 2.200 tonas de carbón por hora con 40 generadores de gas Lurgi – Mark IV) [47], [48], para una producción total de 85.000 barriles / día (capacidad teórica de 100.000 barriles / día: el factor de disponibilidad⁴ de los reactores Synthol avanzado es 0,85)

Según la tabla 5.B, un reactor Lurgi produce 200 t de syngas con 107 t de carbón. Entonces, en SASOL 2 y 3, los 5 reactores SAS (=Sasol Advanced Synthol), consumen en total 4112,1 toneladas de Syngas por hora. Entonces, dos reactores SAS consumirán 1644,8 toneladas de syngas / h.

⁴ El factor de disponibilidad de una instalación es el cociente Producción real / Producción teórica o Capacidad. Eso permite tomar en cuenta los paros debidos al mantenimiento, los accidentes etc...



Tecnología	E-Gas	Texaco	Kellogg Aire
Consumo de carbón para una unidad (toneladas de carbón / hora)	130 t/h	137 t/h	103 t/h
Capacidad para una unidad (toneladas de syngas / hora)	301 t/h	234 t/h	430 t/h
Producción real de syngas con un factor de disponibilidad de 0,85.	256 t/h	199 t/h	366 t/h
Numero de Generadores de gas necesarios para producir 1644,8 tonas de syngas / hora	7	9	5
Inversión (CAPEX) en M\$/ año, incluyendo los dispositivos auxiliares definidos en la tabla 5.B	1190	1782	600
Costes de funcionamiento (OPEX), en M\$/ año, incluyendo el carbón (Tabla 5.B).	875	1170	407

Tabla 8.E. CAPEX y OPEX para la unidad de producción del syngas, comparación de las tecnologías (utilizando datos de la tabla 5.B).

Utilizando los datos de la tabla 8.E, se elige la **tecnología Kellogg con inyección de aire**. Esta opción tiene, además de un ratio H_2/CO adecuado, de una inversión u de unos costes de operación bajos, una otra ventaja: **no necesita unidad de producción de oxígeno**, lo que reduce la complejidad de la instalación.

Se necesitan 5 generadores de gas Kellogg.

Entonces, se utilizan 515 t/h de carbón con un contenido en azufre de 4% en masa (equivalente a 20,6 t/h de azufre puro), y se producen 1830 t/h de syngas (366 t/h para cada generador, teniendo en cuenta un coeficiente de disponibilidad de los generadores de 0,85), con un densidad de 0,73 kg / m³N (Tabla 5.B) (1 m³N = 1m³ a 0°C, presión atmosférica); i.e.: 2 506 849 m³N / h (501 370 m³N/h para cada generador).

PERO: Este syngas contiene una cantidad importante de nitrógeno N₂, porque se utiliza aire, y no oxígeno puro. El N₂ no reacciona en el reactor FT. Entonces, para comparar este syngas con el syngas sin nitrógeno (que es utilizado en los reactores SAS de las plantas SASOL 1 y 2), hay que “eliminarlo” de los cálculos.

El syngas del generador de gas Kellogg Aire contiene 45 % en volumen de



nitrógeno, 19% de H₂, 22% de CO, y 9% de CO₂. La producción 'rectificada' de syngas es entonces 55% de 2 506 849 m³N/h.

Los 5 generadores de gas producen 1.378.767 m³N/h de syngas 'útil' (275.753 m³N/h para cada unidad), y contiene 34,54 % de H₂, 40% de CO y 16,4% de CO₂ en volumen.

8.4.2 Sistemas Auxiliares: Producción de Electricidad, Tratamiento de los gases, Desulfuración y reciclaje del Azufre.

8.4.2.a. Equipos relativos a los generadores de gas

- Preparación del carbón

Eso incluye:

- El **almacenamiento del carbón**: Cada generador de gas utiliza 103 t/h de carbón. No se necesitan reservas para mucho tiempo (la planta esta cerca de las minas de carbón, entonces los riesgos de ruptura del suministro son muy bajos), 1 día de reservas es bastante. Eso representa 12.360 toneladas de carbón para 5 generadores de gas.

Estas reservas pueden ser colocadas en el exterior (la humedad no es un problema, el carbón es mezclado con agua en el generador de gas).

- Su **pulverización**: Sistemas de trituración del carbón, con una capacidad de 515 t/h para 5 generadores de gas.

- El **almacenamiento del agua** que va a ser mezclada con el carbón. Cada generador utiliza 35 t/h de agua. Se necesitan reservas para 3 días (No hay reservas de agua cerca de Katowice – lago etc... - entonces hay un riesgo de ruptura del suministro). Eso representa 12.600 toneladas de agua, i.e. 12.600 m³. Se puede por ejemplo utilizar un lago artificial circular de profundidad 3 metros, y de diámetro 73 metros.

- La **mezcla polvo de carbón + agua**. Eso incluye el bombeo del agua, el transporte del carbón pulverizado, su mezcla con agua y el transporte de la mezcla hacia la unidad de gasificación. Se tratan 515 t/h de carbon + 175 t/h de agua. Entonces la capacidad de esta unidad es de 690 t/h de mezcla agua / carbón.

- Recuperación y tratamiento de los residuos sólidos

- Los residuos sólidos de la gasificación caen debajo de los generadores de gas. Cada uno produce 22 t/h de residuos que pueden ser recuperados y vendidos como



material de construcción por ejemplo. Se necesita entonces un sistema de transporte de estos residuos desde la unidad de gasificación hacia un área de almacenamiento. El sistema de transporte tendrá una capacidad de 110 t/h.

Se supone que a la evacuación de estos residuos no ocurrirá cada día, sino cada semana, entonces, se necesita un área de almacenamiento de capacidad 18.500 toneladas de residuos. Eso también puede ser en el exterior (estos residuos son principalmente minerales, como sílice, entonces no son peligrosos).

- Limpieza del syngas

Eso incluye tres dispositivos, ya descritos en el apartado 4.7:

- Un ciclón para cada generador de gas. Según 8.4.1, el ciclón tendrá una capacidad de 500 000 m³N / h.
- Unos filtros de tejido (2 en paralelo para cada generador de gas)
- Un depurador (= un baño de agua en el cual circula el syngas: se inyecta el syngas abajo y se lo recupera arriba), y los sistemas de llegada y evacuación del agua (hay que renovarla cuando esta saturada con contaminantes, y limpiarla, en un sistema descrito más adelante).

- Recuperación y tratamiento del azufre

Siguiendo las conclusiones del aparte 6.2.2, se elige la solución de transformación de recuperación del azufre para producir ácido sulfúrico. Esta tecnología fue descrita en 6.2.2 (descripción de la instalación IGCC de Tampa).

El sistema de recuperación y tratamiento del azufre en Tampa trata entre 200 y 230 t/h de syngas, con una densidad de 0,78 kg/m³N (=> entre 250 000 m³N/h y 290 000 m³N/h). Con un carbón que contiene 4 % de azufre, permite producir 12,41 t/h de ácido sulfúrico concentrado (98%) [19].

La instalación Polaca utiliza un carbón con una concentración en azufre similar. Pero el flujo de syngas 'útil' (el syngas de Tampa no contiene nitrógeno porque la instalación utiliza oxígeno, entonces, hay que ignorar el nitrógeno de la instalación Polaca) es de 1.378.767 m³N/h. Entonces, suponiendo que la producción de este tipo de instalación es proporcional al flujo de syngas tratado, se puede esperar una **producción de ácido sulfúrico concentrado del orden de 68,5 t/h**.

Se supone que la inversión para esta unidad es proporcional a la capacidad, porque



es en realidad compuesta de pequeñas unidades de tratamiento en paralelo, cuyo número aumenta de manera proporcional con la capacidad. Para Tampa, la inversión era de 39 M\$, se estima entonces el coste de la unidad para la planta Polaca: 215 M\$.

Los costes de operación son también proporcionales a la capacidad porque representan principalmente el coste de los solventes para separar el COS y H₂S del syngas y de los catalizadores utilizados en la reacción de producción del ácido. En Tampa, eran de 420 K\$/año. Podemos estimar para nuestra instalación que serán de 2,3 M\$/año.

(NOTA: El estudio del DOE sobre el Kellogg Transport [29] estima el coste de la instalación de tratamiento del azufre así: 45 M\$ / generador de gas, y unos costes de operación de 0,57 M\$ / año. Multiplicando por 5, eso da 225 M\$ + 2,85 M\$/año, lo que está muy cerca de nuestra estimación).

- Tratamiento del agua

Este sistema es simplemente un reactor donde el agua con contaminantes es evaporada (cf. § 4.7.6), así se recuperan los contaminantes abajo del reactor y el vapor 'limpio' arriba. Este vapor puede ser condensado y re-inyectado en el circuito de agua de la planta.

Se considera que el coste de esta instalación es proporcional al flujo de agua (y entonces al número de generadores de gas) porque consta principalmente de unos reactores (número proporcional a la cantidad de agua) y instalaciones eléctricas para calentar el agua (i.e. resistencias eléctricas debajo de los reactores, entonces en número proporcional al número de reactores). El coste para un generador Kellogg Transport era 20 M\$ (§ 4.7.6), entonces se puede estimar el coste para la planta Polaca: 100M\$.

- Separación del Syngas y del CO₂

Hay un flujo de 1.378.767 m³N/h de syngas 'útil', con 16,4% en volumen de CO₂ (3.4.1), i.e.: 226.118 m³N/h de CO₂.

Las tecnologías actuales permiten recuperar 90% del CO₂ (Estudio del MIT [44] y § 4.7). Entonces, se recuperan 203 506 m³N/h de CO₂.

8.4.2.b. Equipos relativos a los reactores Fischer Tropsch

A la salida de la unidad de licuefacción, todos los productos (gasolina, diesel etc...) están mezclados, hay que separarlos y recuperarlos. Por eso, se utiliza una columna de refino (similar a las que son utilizadas en las refinerías de petróleo). La planta necesita una capacidad de refino de 40 000 barriles / hora.



El proceso Fischer Tropsch tiene una ventaja sobre los procesos directos: los productos son ya formados, no se necesitan procesos de refinado complejos (craqueo, reformado, etc...), sólo hay que separarlos. El proceso de separación es muy simple, y se hace a presión atmosférica con una **columna de destilación**.

No existen estimaciones exactas de la inversión y de los costes de operación de una unidad de separación de los hidrocarburos, pero las estimaciones de SASOL son las siguientes: 10% del CAPEX (inversión) total, y 15% de los costes de operación (principalmente electricidad para calentar el producto), son debidos a la unidad de separación [51].

Producción de electricidad

Excluyendo el CO₂, hay un flujo de syngas 'útil' de 1.378.767 m³N / h – 203.506 m³N/h = 1.175.261 m³N / h.

En SASOL 2 y 3, los 40 generadores de gas MARK IV producen en total 2.600.000 m³N/h de syngas, que son consumidos completamente por 5 reactores SAS. Entonces un reactor SAS consume 520.000 m³N/h de syngas 'SASOL / Lurgi' (los generadores de gas Mark IV son de tecnología Lurgi), con un ratio H₂/CO entre 0,48 y 0,65 (Tabla 5.B).

Aquí el syngas tiene un ratio H₂/CO más cerca del óptimo (0,84), y entonces los reactores SAS consumirán menos syngas que en las plantas SASOL.

Entonces, hay al menos 1.175.261-(2*520.000)=**135.261 m³N/h de syngas en exceso**.

Según la tabla 4.B, el syngas tiene una densidad energética de 5,7 MJ/m³. Pero eso es considerando el nitrógeno. El flujo de syngas en exceso que fue calculado es para el syngas 'útil', sin nitrógeno, que contiene 34% de H₂ y 40% de CO en volumen. Esta composición es casi la misma que para el syngas E-Gas (Tabla 4.B), que tiene un poder energético entre 9,3 y 10,8 MJ/m³.

Entonces, se estima el poder calorífico del syngas 'útil': cerca de 10 MJ/m³. Eso significa que el exceso de syngas tiene un poder calorífico de 1.352.610 MJ/h = 376 MW.

Esta energía podría ser recuperada con una turbina de gas, y un generador de electricidad. Estos sistemas tienen típicamente rendimientos energéticos de 40% y 98% respectivamente. Eso significa que se podría recuperar 147 MW eléctricos.

¿Sería rentable añadir una instalación de producción de electricidad?

Este flujo en exceso representa 11% del syngas útil. El coste de la unidad de



gasificación es de 600 M\$ + 407 M\$ / año (Tabla 8.E). Entonces, si no se utiliza este exceso de syngas, eso generaría una “perdida” de 66 M\$ + 44,77 M\$ / año, además de contaminar el aire con CO y H₂.

Según las estimaciones del DOE [29], una turbina de gas adaptada al syngas ‘Kellogg Transport’ costaría 54 M\$, para una potencia eléctrica de 272 MWe, y el generador de electricidad 17 M\$. En total 71 M\$ para una potencia de 272 MWe.

Obviamente, **es rentable añadir una turbina de gas y un generador para transformar el syngas en exceso en electricidad.**

Se puede entonces añadir una turbina + generador de potencia eléctrica 150 MWe. Los costes calculados por el DOE [29] para su instalación de 272 MWe para la turbina incluyen principalmente costes de investigación (para desarrollar una turbina adaptada al syngas ‘Kellogg Transport’), entonces, no depende mucho del flujo de syngas o de la potencia instalada. Entonces se estima el coste asociado a esta unidad de producción de electricidad: 70 M\$.

8.4.2.c. Recuperación del CO₂ y secuestro

Se ha calculado en los párrafos anteriores que la cantidad de CO₂ que puede ser recuperada es de 203.506 m³N/h.

Es posible considerar el CO₂ como un gas perfecto en las condiciones normales de temperatura y presión, entonces, con un volumen molar de 24 L / mol, la densidad del CO₂ es: (44 g / mol) / (24 L / mol) = 1,83 g / L = 1,83 kg / m³N.

Entonces el flujo de CO₂ es de 372,4 t/h. Existen dos opciones:

1. Comprar derechos de emisión, y rechazar el CO₂ en la atmósfera.
2. Secuestrarlo en una mina de carbón (hay varios sitios adecuados identificados en Silesia – la región de Katowice – por la experiencia RECOPOL [50])

-> *Coste de la opción 1.*

Según la DRIRE (organismo que controla las emisiones de CO₂ en Francia), una refinería típica en Unión Europea tiene un límite de emisión de más o menos 1,5 millones de toneladas de CO₂. Podemos asimilar nuestra instalación a una refinería (no existe categoría oficial para la licuefacción del carbón, y una refinería de petróleo es el sistema industrial más similar). Se emitiría 3,26 millones toneladas. Entonces habría que comprar derechos de emisión para 1,76 millones de toneladas de CO₂.



Ahora el coste de estos derechos de emisión es de 20 EUR / tonelada. (www.powernext.com, Powernext es la 'Bolsa' europea para los derechos de emisión, <http://www.carbonpositive.net/viewarticle.aspx?articleID=98>), El precio varia entre 10 y 40 EUR / tonelada de CO₂, aquí se considera la opción mas baja (10 EUR/t). Si es posible justificar el secuestro del CO₂ con esta opción, también es posible cuando el coste de los derechos de emisión es más alto.

En estas condiciones rechazar el CO₂ en la atmósfera costaría 22,9 M\$ / año (1 EUR = 1,3 \$).

-> *Coste de la opción 2.*

Según el estudio del MIT sobre el secuestro del CO₂ [44], un dispositivo de secuestro para una planta de 50 000 barriles / día, para 1.165 t/h de CO₂ costaría 255 M\$ sobre 5 años (peor caso).

Este coste se divide así (NOTA: el MIT tiene en su estudio dos casos, eso es el más pesimista, el más caro, y entonces, el máximo):

- Ingeniería, selección del sitio: 4 M\$ (eso es un coste fijo, no depende del flujo de CO₂).

- Pozos de inyección y sistemas de control: 8 M\$ (Fijo)

- Inyección: 10 M\$/ año (Proporcional al flujo)

- Compresión: 6 M\$/ año (proporcional al flujo)

- Controles: 15 M\$/ año (No depende del flujo, se trata de controlar el sitio, para verificar que no hay 'fugas' de CO₂).

-> Costes fijos: 12 M\$ + 15 M\$/año.

-> Costes Variables: 16 M\$/año para un flujo de 1.165 t/h => en nuestro caso, con un flujo de 372,4 t/h, estos costes estarían de 5,11 M\$/año.

-> Estimación del total para nuestra instalación: 12 M\$ + 20,1 M\$/año. Con una amortización sobre 15 años, eso representa **20,9 M\$/año**.

Económicamente la opción 2 es la mejor opción. Y además de los beneficios económicos, permite tener una instalación que respeta el medioambiente, y entonces promover los carburantes sintéticos como más limpios que los productos petrolíferos (cf. también 3.8).



Entonces se incluye en la instalación un dispositivo de recuperación, de transporte y de secuestro del CO₂ en una mina de carbón abandonada (son muy numerosas cerca de Katowice, entonces encontrar una no será un problema).



8.5 La instalación. Diagrama de flujos – Entradas, Salidas.

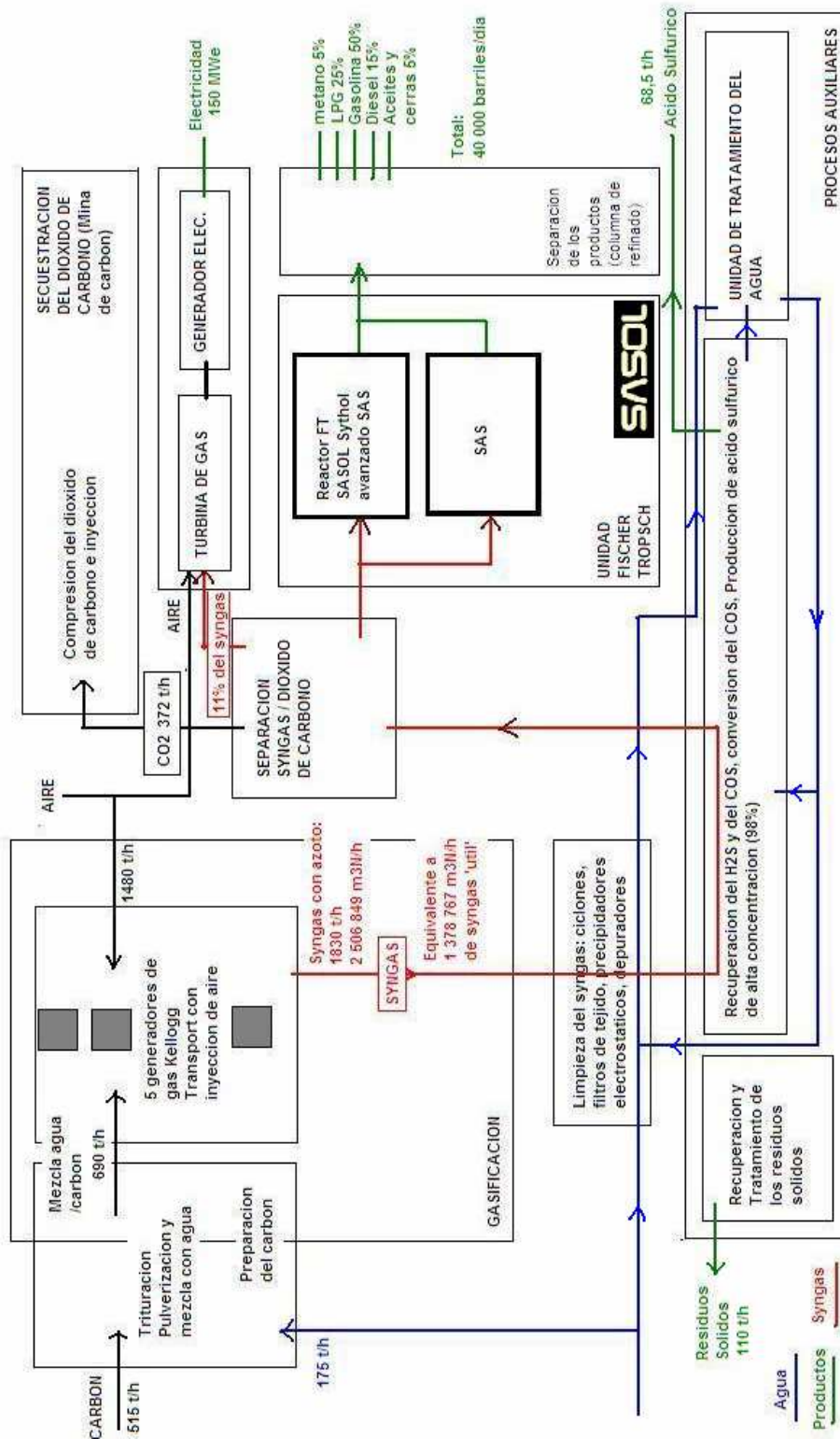


Fig. 8.3. Sistemas y flujos en la instalación de licuefacción Indirecta del carbón.



ENTRADA

CARBÓN	515 t/h de carbón con 4% de azufre en masa.
ELECTRICIDAD	20 MWe
AIRE	~1 500 t/h
AGUA	~200 t/h

Tabla 8.F Flujos en la entrada de la instalación

SALIDA

	TOTAL	40 000 barriles / día	
	Productos petrolíferos	<i>Metano</i>	5% *
	<i>LPG</i>	25 % *	5 000 bbl/d (=795 m ³ /día)
	<i>Nafta / Gasolina</i>	50 % *	20 000 bbl/d
	<i>Diesel</i>	15 % *	6 000 bbl/d
	<i>Carras / Aceites</i>	5 % *	2 000 bbl/d
Electricidad	150 MWe		
Residuos sólidos	110 t/h		
Ácido Sulfúrico	68,5 t/h		

(*) Porcentajes en Volumen, deducidos de la figura 4.2 (el catalizador del SAS tiene un coeficiente alpha cerca de 0,8).

Tabla 8.G Flujos en la salida de la planta

8.6. Planificación del proyecto

En el anexo C, se puede encontrar una propuesta para la planificación del proyecto, que se basa sobre un proyecto similar de RENTECH en Wyoming, Estados Unidos, que hemos adaptado a la realidad polaca (plazos administrativos y financieros más largos).



9. Estudio económico de la instalación

9.1. Beneficios generados por la Instalación.

Producto	Valoración	Beneficios generados por el producto (en 1 año)
Metano	0,09 \$/m ³ (*)	0,01 M\$
LPG (60% propano + 40% butano)	0,78 \$/m ³ (*)	0,23 M\$
Gasolina	70,0 \$ / barril (*)	510,97 M\$
Diesel	61,3 \$ / barril (*)	134,15 M\$
Ceras / aceites (parafinas)	53,2 \$ / barril (*)	38,77 M\$
Electricidad	35 \$/MWh (Tabla 4.F)	46 M\$
Residuos sólidos	6,85 \$/t (Tabla 4.F)	6,6 M\$
Ácido Sulfúrico	65 \$/t (Tabla 4.F)	39 M\$
Beneficio Total:		718,92 M\$ / año

(*) <http://www.e-petrol.pl> Información oficial sobre el mercado de los hidrocarburos en Polonia. El 12 de agosto 2007, los precios estaban los siguientes, incluyendo los impuestos (61,68 % en total sobre los productos petrolíferos IVA + impuestos especiales [54]):

- Precio medio del **Metano** (gas natural) – 230\$ / m³ (1 barril = 159 litros = 0,159 m³ – en condiciones atmosféricas) – sin impuestos: **0,09 \$/m³**.

- **LPG**: PLN 2700 / t, con PLN 1000 = 362 \$ (curso del 12/08/07). El metano 'típico' contiene 60% de Propano (1,83 kg/m³ en Condiciones atmosféricas) y 40% de butano (2,52 kg/m³ en Condiciones atmosféricas) => la densidad del LPG es 2,1 kg/m³. Entonces, el precio equivalente es de 2,05 \$/m³. Sin impuestos, eso equivale a: **0,78\$/m³**.

- **Gasolina**: El precio medio de las refinerías Lotos y Orlen en 2007 era 3200 PLN / m³. i.e. 184,2 \$/barril. Sin los impuestos: **70\$ / barril**.

- **Diesel**: PLN 2800 / m³, precio medio de las refinerías Orlen y Lotos en 2007. i.e. 161,2 \$/barril. Sin impuestos: **61,26 \$/barril**.

- Para las **ceras y aceites**, la estimación del precio es más difícil porque esta categoría incluye varios productos. Se considera el producto lo más utilizado en esta categoría: la parafina. El curso medio en Polonia en 2007 era de 750 EUR / t. i.e. 1000\$/t. La densidad de la parafina es 0,93 t/m³ (Wikipedia). Entonces, eso equivale a un precio de 140 \$/barril. Sin impuestos: **53,2 \$/barril**.

Tabla 9.A. Beneficios generados por la venta de los productos de la planta.



9.2. CAPEX (“Capital Expenditure” = Inversión) y OPEX (“Operational Expenditure” = Costes de operación) de la instalación.

CAPEX (Inversión Inicial)

	Sistema	Coste unitario	#	Coste total
Sistemas principales	Reactores FT SAS (SASOL Synthol Avanzado)	31 M\$ (*)	2	62 M\$
	Generadores de Gas Kellogg con inyección de aire	58 M\$ (Tabla 5.B)	5	290 M\$
Sistemas auxiliares	Unidad de preparación del carbón (mezcla con agua, limpieza, almacenamiento) - una para cada generador de gas	22 M\$ (Tabla 5.B)	5	110 M\$
	Unidad de recuperación del azufre y de transformación en ácido sulfúrico	215 M\$ (8.4.2.a)	1	215 M\$
	Unidad de tratamiento de los residuos sólidos del generador de gas (un sistema de recuperación para cada generador de gas, y después una cintura de transporte desde cada generador)	5 M\$ (8.4.2)	5	25 M\$
	Unidad de tratamiento del agua	100 M\$ (8.4.2.a)	1	100 M\$
	Unidad de limpieza del syngas (ciclones, filtros, depuradores) – una para cada generador de gas	20 M\$ (Tabla 4.H)	5	100 M\$
	Unidad de separación Syngas / CO ₂ + Sistemas de compresión y secuestro del CO ₂	12 M\$ (8.4.2.c)	1	12 M\$
	Unidad de producción de electricidad (Turbina + Generador eléctrico) – 150 MWe	70 M\$ (8.4.2.b)	1	70 M\$
	Unidad de separación de los productos (columna de refino)	10 % del CAPEX total => ~ 110 M\$	1	110 M\$
	Otros (oficios, construcción, infraestructuras, tubería, sistemas eléctricos, etc...) (**)	50 M\$	1	50 M\$

(*) Esta estimación corresponde al coste de la instalación de un nuevo reactor en SASOL 2/3 (Fuente J.E. Sinor consultants <http://edj.net/sinor/sfr7-01a18.html>). JE Sinor consultants son especialistas de las tecnología de Licuefacción del carbón, y trabajan principalmente con SASOL).

(**) Estimación del DOE para una IGCC de tamaño similar [29]

Tabla 9.B. CAPEX (Inversión) para la instalación

CAPEX total: 1 144 M\$. Equivalente a 28 600 \$ / (barril / día).



OPEX (Costes de Operación) – para un año de operación.

	Sistema	Coste de operación de una unidad	#	Coste de operación total
Sistemas principales	Reactores FT SAS (SASOL Synthol Avanzado) – Catalizador	23,36 M\$ (*)	2	46,72 M\$
	Generadores de Gas Kellogg con inyección de aire (Tabla 5.B)	Carbón: 73,1 M\$	5	386,3 M\$
		Electricidad: 3,55 M\$		
Agua: 0,61 M\$				
Sistemas auxiliares	Unidad de recuperación y tratamiento del azufre	2,3 M\$ (8.4.2.a)	1	2,3 M\$
	Costes de operación de la unidad de tratamiento del agua (bombas, solvente) (**)	20 M\$ (8.4.2.a)	1	20 M\$
	Costes de operación de la unidad de separación CO ₂ / syngas (solvente) + Coste de operación del secuestro del CO ₂	20,1 M\$ (8.4.2.c)	1	20,1 M\$
	Mantenimiento (2% del CAPEX (**))	22,88 M\$		22,88 M\$
	Operación de la columna de refino (electricidad)	10% del OPEX => 53,36 M\$ (8.4.2.b)		53,36 M\$
	Empleados (***)	7 M\$		7 M\$
	Otros (oficios, infraestructuras, sistemas eléctricos, empleados de las funciones auxiliares etc...) (**)	2 M\$		2 M\$

(*) Según un estudio de Artur D. Little, citado en [53], los costes de operación para la conversión de syngas en productos líquidos para el GTL (los reactores FT para el GTL y el CTL son los mismos, con catalizadores similares), son aproximadamente 3,2 \$/barril.

(**) Hipótesis del DOE para una IGCC [29]

(***) Hacemos la hipótesis (basado sobre la situación en las plantas de SASOL 2/3, que necesitan 150 personas para operar la planta, para una producción de 85 000 bbl/día) de 100 empleados para cada turno de 8 horas, i.e. 300 empleados en total, con un salario medio de 10 \$ / hora.

Tabla 9.C. OPEX (Costes de operación) de la planta.

OPEX TOTAL = 558,03 M\$ / año (más de 65% para las compras de carbón).



9.3. Amortización

Una de las hipótesis del proyecto es que se amortiza la inversión sobre 15 años, pero se puede calcular la amortización 'real' T, i.e. el periodo mínima de amortización (cuanto tiempo es necesario para "reintegrar" la inversión inicial):

$$\text{Beneficios} * T = \text{CAPEX} + \text{OPEX} * T \Rightarrow T = 7,14 \text{ años.}$$

Eso significa, que se podría amortizar la planta sobre 7,14 años, pero sin hacer ningún beneficio durante este tiempo (todos los beneficios estarían dedicados a la amortización de la inversión).

Una amortización de 15 años permite hacer beneficios, durante 15 años, de:

$$718,92 - \text{OPEX} - \text{CAPEX} / 15 = 84,62 \text{ M\$ /año}$$

9.4. Coste de producción, rendimientos

9.4.1. Rendimiento Energético

La planta utiliza 515 t/h de carbón con un poder calorífico medio de 22 – 25 MJ/kg (Anexo B). Eso representa en valor medio 12 000 GJ / h.

También utiliza 20 MW en electricidad => 72 GJ / h (72 << 12 000, entonces no se considera el consumo de electricidad).

Y la planta produce:

- 150 MWe -> eso equivale a 540 GJ/h

- 1 667 barriles / h = 265 000 l/h de un producto de densidad 770 g/l, y de densidad energética media de 43,8 MJ/kg [45] => En total 204,05 t/h, con un contenido energético medio de 43,8 MJ/kg => 8937,4 GJ/h.

=> En total produce cerca de 9 500 GJ/h en electricidad y productos líquidos.

Entonces el rendimiento energético es de $100 * (9500 / 12000) = 79,2\%$.

Eso significa que al menos 79% de la energía contenida en el carbón es recuperada al final, bajo forma de productos petrolíferos sintéticos o de electricidad. Las pérdidas de energía (los 21 % que quedan) ocurren principalmente en el generador de gas (la reacción es exotérmica: una parte del carbón quema y se transforma en CO₂).



9.4.2. Coste de producción, rentabilidad.

9.4.2.a. Costes de producción.

Se calculan aquí los costes de producción de cada producto, con la hipótesis siguiente: el producto principal son los líquidos FT, entonces, todos los costes operacionales (carbón, mantenimiento etc....) estarán incluidos en el OPEX de los líquidos FT. Para los productos auxiliares, sólo se incluyen los costes directamente relacionados con estos productos.

Producto	CAPEX	OPEX (/ año)
Líquidos	834 M\$	558,36 M\$
Ácido sulfúrico	215 M\$	2,3 M\$
Residuos sólidos	25 M\$	0
Electricidad	70 M\$	0

Tabla 9.D. Asignación del CAPEX y del OPEX a cada producto.

Se puede definir, con una amortización de 15 años, el coste de producción así:

$$C = (\text{OPEX} + \text{CAPEX} / 15) / (\text{Producción anual})$$

Así se calculan los costes siguientes:

Producto	Coste de producción
Líquidos FT	42,05 \$ /barril
Ácido sulfúrico	27,70 \$ / tonelada
Residuos sólidos	1,72 \$/ tonelada
Electricidad	35,5 \$ / MWh

Tabla 9.E. Coste de producción de cada producto de la planta.

9.4.2.b. Rentabilidad.

Se puede definir la rentabilidad de cada producto como el beneficio, en porcentaje del coste de producción, que se hace vendiendo el producto.

$$R = 100 * (\text{Precio de venta} - \text{coste de producción}) / \text{Coste de producción}$$



Producto	Precio medio de venta	Coste de producción	Rentabilidad
líquidos FT	49,24 \$/barril	42,05 \$/ barril	17,1 %
Ácido Sulfúrico	65 \$/t	27,7 \$/t	134,6 %
Residuos sólidos	6,85 \$/t	1,72 \$/t	298,2 %
Electricidad	35 \$/MWh	35,5 \$/MWh	- 1,4 %

Tabla 9.F. Rentabilidad de cada producto.



10. Impacto ambiental de la instalación

10.1. Emisiones de CO₂ del ciclo de la licuefacción (desde la extracción del carbón hasta la combustión del líquido en un motor) – comparación con el ciclo de Petróleo.

Ya se han calculado en el estudio de la solución de secuestro del dióxido de carbono las emisiones de CO₂ durante la producción (§ 8.4.2): la planta produce 226.118 m³N/h de CO₂, y se pueden recuperar y secuestrar 203.506 m³N/h. Entonces las emisiones de la planta serán de 22 612 m³N/h, i.e., con una densidad del CO₂ de 1,83 kg/ m³N (§ 8.4.2), 41,38 t CO₂/h.

La planta produce 40.000 barriles de productos/día. **Entonces las emisiones de la planta son de 0,25 t CO₂/barril.**

Además, la extracción del carbón también produce CO₂. Existen unas estimaciones hechas para la mina de Newlands, en Australia (<http://www.envlaw.com.au/newlands.html>): 0,544 toneladas de CO₂ para cada tonelada de carbón extraída. Con 515 t/h (i.e. 12.360 t/día) de carbón, se producen 40.000 barriles / día. Entonces la contribución de la extracción a las emisiones totales del ciclo de la licuefacción es de **0,168 t/barril.**

También se incluyen las emisiones de CO₂ cuando los productos van a ser quemados en motores.

El estudio del MIT sobre el secuestro del CO₂ [45] da una estimación del valor medio de estas emisiones: 890 t/h para 50 000 barriles / día (=2083,33 barriles/h) i.e.: **0,43 t CO₂/barril cuando los productos se queman.**

Finalmente, el transporte del carbón, y de los productos desde la mina de carbón hasta la planta y desde la planta hasta los centros de consumo también genera emisiones de CO₂.

Con las hipótesis siguientes:

-Transporte en camión

- La mina de carbón está a 40 km de la planta (realista, porque se ha elegido un sitio que está en la zona de producción del carbón).

- Los productos son transportados hacia ciudades que son en media a 50 km de la planta.



Le Figaro (periódico francés 'general' similar al *El Mundo*) del 18 abril 2007 da las estimaciones siguientes (que fueron calculadas por la AIE, Agencia Internacional de la Energía): para un camión, las emisiones de CO₂ son de 210 – 1430 gCO₂ / km / tonelada transportada.

Los camiones utilizados en Polonia son bastante viejos, entonces se utiliza el límite alto de estas estimaciones: 1400 g CO₂ / km / t.

Entonces las emisiones provocadas por el transporte del carbón son de:

$$40 \text{ km} * 24 * 515 \text{ t/h} * 1400 \text{ g CO}_2/\text{km/t} = 692,16 \text{ t CO}_2 / \text{día}$$

Con una producción de 40000 barriles / día, eso corresponde a **0,02 t CO₂/barril**.

De manera similar, para el transporte de los productos acabados.

Un barril contiene 159 litros de producto con una densidad de 770 g/L [45], entonces la masa de producto es de 122,43 kg/barril. Las emisiones para un barril de producto transportado sobre 50 km es de: 0,12243 t / barril * 50 km * 1400 g CO₂ / km / t = **0,008 t CO₂ / barril**.

Emisiones totales de CO₂ del ciclo de la licuefacción indirecta (con secuestro del CO₂ en la planta): 0,877 t CO₂/barril.

=> Puede ser interesante calcular estas emisiones sin el secuestro del carbón:

Según § 8.4., sin el secuestro del carbón, se emitirían 372,4 t CO₂ / h en adición, i.e. 8937,6 t CO₂ / día, para una producción de 40 000 barriles => 0,223 t CO₂ / barril. Entonces, **sin secuestro, las emisiones de CO₂ serían de 1,1 t CO₂ / barril** para todo el ciclo de la licuefacción.

Comparación con el petróleo

Existen unas estimaciones para el petróleo importado en EEUU, calculadas por la AIE (Agencia Internacional de la Energía) y el DOE (Department of Energy), <http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html>. (También [52]): **26,55 lb CO₂/ galón de diesel, considerando todo el ciclo desde la extracción del petróleo hasta que el diesel queme en un motor.**

En unidades internacionales (1 lb = 0,45359 kg, 1 barril = 42 galones), eso corresponde a **505,8 t CO₂ / barril**.

La distancia de transporte del petróleo desde las regiones petrolíferas hacia



EEUU es aproximadamente la misma que hacia Europa, y las refinerías utilizan las mismas tecnologías, entonces, esta estimación es valida también para el diesel comprado en Europa.

Esta diferencia es significativa, y una de las causas es la distancia de transporte: la planta de licuefacción utiliza recursos locales, y produce para un mercado local, mientras que el petróleo viaja sobre miles de kilómetros para alcanzar los centros de consumo. Obviamente, eso no sería verdad en un país que no tiene carbón y que tiene que importarlo...

10.2. Impacto medioambiental non relacionado con el CO₂.

10.2.1. Polución del agua

Toda el agua utilizada (para limpiar el syngas, en el proceso de separación de los gases con azufre, en la mezcla con el carbón...) es utilizada en circuito cerrado. Entonces, la instalación no genera polución del agua en sus alrededores.

10.2.2. Polución atmosférica

Se puede minimizar la polución con NO_x, controlando la temperatura en los generadores de gas. La mayoría de los contaminantes (Pb, NH₃, etc...) pueden ser recuperados en el agua. El gas que podría ser rechazado en la atmósfera es el SO₂.

Según el estudio del DOE [29], con un generador de gas Transport, con inyección de aire, y un dispositivo de recuperación del azufre de tipo HGCU, el syngas 'bruto' contiene 416 kg SO₂ /h. Una vez 'limpiado', contiene 8,49 kg SO₂ / h. Eso es para un generador de gas: con 5 generadores de gas, se rechazan 42,45 kg SO₂ /h. Eso representa un volumen de gas de $(42\ 450\ \text{g} / \text{h}) * (24\ \text{L/mol}) / (64\ \text{g/mol}) = 15\ 919\ \text{L/h} = 15,9\ \text{m}^3\text{N/h}$.

Además la planta produce 226 118 m³N/h de CO₂. Entonces, el volumen de gas SO₂ + CO₂ en salida es de 226 133,9 m³N/h.

Así, el contenido de SO₂ en el gas producido sería de **187,72 mg/m³N de gas en salida**.

Las normas Europeas (2001/80/EC, 2001/81/EC, 2002/3/EC y 3093/94/EC), citadas por la DRIRE (organismo Francés de regulación de las emisiones) fijan las emisiones medias máximas de SO₂: **600 mg / m³N** de gas rechazado. Entonces, la instalación respeta las normas Europeas para el azufre (gracias a la instalación de recuperación y tratamiento del azufre).



10.2.3. Polución del suelo

Es muy difícil estimar la polución del suelo causada por la instalación, pero se pueden identificar las fuentes potenciales:

- Almacenamiento del carbón, de los residuos sólidos.
- Fugas en los tanques de solvente, de productos, de ácido sulfúrico o en los circuitos de agua.

Para mitigar el riesgo de contaminación del suelo, hay que considerar un aislamiento perfecto de los depósitos de carbón y de residuos con el suelo, por ejemplo con una capa de hormigón revestida con una placa de acero. También hay que aislar del suelo los tanques de productos, solventes y ácido sulfúrico: eso se hace poniendo los tanques en 'piscinas' que recuperarían los líquidos en caso de fuga. Finalmente, para mitigar las fugas en los circuitos de agua, hay que controlar la presión en todas las áreas del circuito, para detectarlas rápidamente.

Existen otros tipos de poluciones (polución sonora, ocupación del suelo etc...) que no se tienen en cuenta aquí, porque no se pueden dar tantos detalles sobre la distancia con las zonas habitadas etc... Eso, hay que tomarlo en cuenta en un diseño detallado de la planta.



Conclusiones

Ventajas / Desventajas de la licuefacción del carbón en comparación con el petróleo

Criterios		Licuefacción indirecta del carbón / Petróleo
Económicos	Inversión	La inversión es significativa (> 1 G\$), pero similar a la que existe en la industria del petróleo (2-3 G\$ para un refinería de 100 000 barriles/día + desarrollo y explotación de los yacimientos e infraestructura de transporte).
	Coste de producción	Los líquidos FT tienen un coste de 40\$ / barril. Este coste depende principalmente del precio del carbón. Se puede suponer que el precio del carbón no tendrá picos como el petróleo, porque es un recurso más abundante, y que no es concentrado en unos países (Península Arabia, África, Venezuela...) que conocen inestabilidades políticas. El coste de producción en el sitio de producción (i.e. sin el transporte del petróleo, y el refino) del petróleo varía entre 5\$ / barril (Arabia Saudita) y 50\$ / barril (Canadá, Venezuela), pero el precio final, con transporte y refino, sobrepasa los 70\$/barril.
	Riesgo económico	El riesgo económico es grande, porque la inversión es importante (> 1G\$), y la rentabilidad de la planta depende de dos parámetros que no controlamos: los precios del carbón y del petróleo. Entonces, este tipo de proyecto no puede ocurrir sin la participación del Estado. No hay empresas privadas que podría tomar estos riesgos. Y, en efecto, todos los proyectos que existen ahora (África del Sur, EEUU, China) fueron iniciados y parcialmente financiados por los gobiernos. Pero eso no es tan diferente de la industria del petróleo. Ahí también las inversiones son importantes, y también, al principio todas las empresas petrolíferas eran públicas.
Calidad del producto	Emisiones de CO ₂	Globalmente, considerando todo el ciclo de vida del producto, la licuefacción (combinada con el secuestro del CO ₂) provoca emisiones de CO ₂ mucho menos elevadas que el consumo de derivados del petróleo
	Emisiones de Azufre, plomo, partículas etc...	La tecnología de licuefacción indirecta permite recuperar en la planta todos los contaminantes (azufre, plomo, partículas etc...), mientras que no todos son recuperados en las refinерías. Al final la combustión del producto emite en medio 40% menos contaminante que los productos petrolíferos.
Emisiones de la planta	CO ₂ , NO ₂ , polución del agua	Se ha calculado que la utilización combinada de la licuefacción del carbón, y el secuestro del dióxido de carbono, permite reducir globalmente de 64% las emisiones de CO ₂ , comparando con el ciclo del petróleo. La mayor parte de esta reducción de las emisiones ocurre en la planta, donde es fácil recuperar el CO ₂ y secuestrarlo. Las emisiones de NO ₂ pueden ser controladas con un control preciso de la temperatura en los generadores de gas. Además, las emisiones de SO ₂ están debajo de las normas europeas, gracias al dispositivo de recuperación y tratamiento del azufre. Y la planta no contamina el agua, porque el agua utilizada está limpiada, y utilizada en circuito cerrado.
Políticos	Dependencia estratégica	Para los países que tienen reservas importantes de carbón de calidad media, las tecnologías de licuefacción del carbón son una oportunidad para reducir su



		dependencia en los países productores de petróleo. Hoy EEUU y China desarrollan plantas de licuefacción porque se han dado cuenta que sus economías dependen demasiado de países como Arabia Saudita, Nigeria, Venezuela etc... En Europa, y más particularmente, eso es verdad también, las economías nacionales dependen mucho de los países de la península arábrica, de Rusia ...
--	--	---

Este trabajo da una visión global de todas las tecnologías disponibles hoy en día para licuar carbón, y producir productos petrolíferos sintéticos. El centro de interés fue la tecnología indirecta porque es la más conocida y la más segura hoy para un proyecto de tamaño industrial.

Esta tecnología puede ser rentable en Europa, y tiene un potencial para asegurar la independencia energética de los países que tienen carbón.

Hoy, la licuefacción del carbón existe a una escala industrial sólo en África del Sur. En unos años, existirá también en Estados Unidos y China. Pero Europa también tiene el deseo de desarrollar tecnologías que limitarían los efectos de un pico de la producción de petróleo. Desarrollar estas tecnologías toma mucho tiempo. África del Sur empezó trabajar en ellas en 1927, la primera planta empezó producir en 1955. Estados Unidos empezó en 1946 y ya no tienen planta de tamaño industrial. Y la tecnología china se basa sobre las investigaciones hechas en África del Sur y Estados Unidos.

Europa tiene que actuar ahora para mitigar una crisis que puede ocurrir en unos años... quizás esta crisis ha empezado ya. Europa tiene los recursos necesarios, pero falta voluntad política y coordinación.

SASOL, la empresa que es el origen del éxito de las plantas en África del Sur, se interesa por unos países Europeos, pero no hará nada sin la implicación de los gobiernos porque el riesgo económico es demasiado grande.

Entonces, hay que promover esta tecnología en Europa. Es segura, muy bien conocida, rentable, permite reducir las emisiones de contaminantes y permite producir productos de muy alta calidad.

Lo que falta ahora es promover sus ventajas, y construir condiciones favorables para inversiones.



Hoy en día, las tecnologías de licuefacción parecen ser una de las mejores soluciones para mitigar el pico en la producción de petróleo, y para garantizar la independencia energética de los países consumidores. Esta idea esta soportada por instituciones e individuales:

AIE, Agencia Internacional de la Energía – *World Energy Outlook 2006*.

Massachussets Institute of Technolgy

Mikhail Khodorkovsky, Presidente y Director de Lukos (Primera empresa petrolea Rusa) hasta 2004 - *The Economist, The World in 2007*.

DOE, Department of Energy (Ministerio de la Energía), EEUU.

Robert L. Hirsch, SAIC (Informe para el Gobierno de los EEUU) – *Peaking of World oil production, Impacts, Mitigation and Risk Management, 2005 [10]*.

National Development and Reform Commission (Ministerio de la Economía e Industria), China.



Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] JIM FRASER, *The Energy Blog* <http://thefraserdomain.typepad.com/energy/> *The Energy Blog about Coal liquefaction*, EEUU, 2006.
- [2] F.P. BURKE, S.D. BRANDES, D.C. McCOY, R.A. WINSCHERL (CONSOL Energy Inc) and D. GRAY, G. TOMLINSON (Mitretek Systems) *Summary Report of the DOE Direct Liquefaction process development campaign of the late twentieth century : Topical report* Department of Energy Contract DE-AC22-94PC-93054 EEUU, July 2001
- [3] LE MONDE *Pour ses B-52, l'US Air Force teste un carburant synthétique*, Le Monde, Francia, 7/11/2006
- [4] COLIN BAUDOUIIN, Institut Français du Pétrole (IFP), Strategic Marketing Manager, Refining & Petrochemicals Technology Business Unit, *Presentation a l'Ecole Polytechnique Federale de Lausanne*. Lausanne, Suiza: 02/11/2005.
- [5] E.D LARSON, Princeton University *Synthetic fuels production by indirect coal liquefaction*, *Energy for Sustainable development* Vol.VII, No4, Princeton NJ, EEUU, Dec. 2003.
- [6] S.D. BRANDES, R.A. WINSCHERL (CONSOL Energy Inc), F.J. DERBYSHIRE, G.M. KIMBER, R.K. ANDERSON, D.N. JACQUES, T.D. RANTELL (University of Kentucky) and M. PELUSO (LDP Associates) *Exploratory Research on Novel Coal Liquefaction Concept* Department of Energy Contract DE-AC22-94PC-95050 EEUU, Nov.1998.
- [7] BURT DAVIS (CAER, Center for Applied Energy Research, University of Kentucky) *Fischer Tropsch Synthesis*, *Energeia* Vol.8, No.3, Lexington, Kentucky, EEUU, 1997
- [8] ED GIVENS (CAER) *Current Direct Coal Liquefaction work at the CAER*, *Energeia* Vol.8, No.3, Lexington, Kentucky, EEUU, 1997
- [9] KEN SILVERSTEIN, *Coal liquefaction plants spark hope*, Utilipoint: <http://www.utilipoint.com/issuealert/article.asp?id=2314>, EEUU, 2004.
- [10] ROBERT L. HIRSCH (SAIC), ROBERT BEZDEK and ROBERT WENDLING (MISI) *Peaking of World Oil production: Impact, mitigation and risk management, report for*



the US government, USA, Feb. 2005

- [11] JIM FRASER, *The Energy Blog* <http://thefraserdomain.typepad.com/energy/> *The Energy Blog about Gasification*, EEUU, 2006
- [12] JIM FRASER, *The Energy Blog* <http://thefraserdomain.typepad.com/energy/> *The Energy Blog about the Fischer Tropsch Process*, EEUU, 2006
- [13] JIM FRASER, *The Energy Blog* <http://thefraserdomain.typepad.com/energy/> *The Energy Blog about Gas to Liquids (GTL)*, EEUU, 2006
- [14] MAI TIAN, *First Coal liquefaction centre set up in Shanghai*, China Daily, China, Marzo 2004.
- [15] NATIONAL MINING ASSOCIATION, *Liquid fuels from US coals*, EEUU.
- [16] FT SOLUTIONS LLC *Turning Coal into Ultra clean Transportation Fuels, 2004 International Hi-Tech Symposium on Coal Chemical & Coal Conversion* Shanghai, China, Oct. 31 2004.
- [17] J.J. FLETCHER, Q. SUN, R.A. BAJURA (West Virginia University), Y. ZHANG, X. REN (Shenhua Group Corp.) *Coal to clean fuel – The Shenhua investment in Direct Coal Liquefaction, 21st annual international Pittsburg coal conference* Osaka, Japón, Sept. 2004.
- [18] US DOE & WABASH RIVER COAL GASIFICATION PROJECT JOINT VENTURE *The Wabash River Coal Gasification Repowering Project, a 262 MWe IGCC Plant, an update Topical Report 20* EEUU, Sept. 2000.
- [19] US DOE & TAMPA ELECTRIC COMPANY *The Tampa Electric Integrated Gasification Combined-Cycle Project, an update Topical report 19* EEUU, July 2000.
- [20] WORLD COAL INSTITUTE *The Coal Resource, a comprehensive overview of coal* London, Reino Unido, May 2005.
- [21] DONAL L. BONK (National Energy Technology Laboratory, US DOE) *Coal gasification as alternative fuel for glass industry, Presentation at the Owens Corning Corporate Headquarters*, Toledo, Ohio, EEUU, 27 Julio 2005.
- [22] RACHID OUKACI (Williams Corp.) *Overview of the current status of the F-T Technology, Presentation at the consortium for Fossil fuel science*, Rocky Gap, MD, EEUU, Agosto 2002.



- [23] CAVAN HILL (Sasol) *An overview of Sasol's Gas to liquids technology and ventures*, Houston, TX, EEUU, Diciembre 1999.
- [24] *Syntroleum Presentation*, EEUU, 2006.
- [25] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *British Gas / Lurgi Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-004, EEUU, Junio 2000.
- [26] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *DESTEC Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-003, EEUU, Junio 2000.
- [27] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *KRW Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-005, EEUU, Junio 2000.
- [28] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *TEXACO Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-001, EEUU, Junio 2000.
- [29] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *TRANSPORT Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-006, EEUU, Junio 2000.
- [30] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) *Demonstration of a 285 MW Coal Based Transport Gasifier* EEUU, Diciembre 2006.
- [31] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) Process Engineering Division *SHELL Gasifier IGCC Base cases* PED-IGCC-98-002, EEUU, Junio 2000.
- [32] DOE (Department of Energy) NETL (National Energy Technology Laboratory) *Gasification Technologies Projects Portfolio* EEUU, 02/03/2007.
- [33] BURTRON H. DAVIS, CAER (Center for Applied Energy Research), University of Kentucky, *FTS: Overview of Reactors and future potentialities*, Lexington, KY, EEUU, 2003.
- [34] PAliIZ (Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A.) *Fuel and Energy Sectors In Poland 2004*, Warszawa, Polonia, 2004.



- [35] DOE, OFFICE OF FOSSILE ENERGY *Integrated Gasification Combined Cycle*, Pittsburgh, PA, EEUU, 1999.
- [36] PAIILZ (Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A.) *Fuel and Energy Sectors In Poland 2006*, Warszawa, Polonia, 2006.
- [37] <http://www.zero.no> ZERO EMISSION RESOURCE ORGANIZATION (Sitio internet que promueve tecnologías que permitirían reducir las emisiones de CO₂) *Fischer Tropsch Reactor fed by syngas*, Noruega, 2007.
- [38] DOE, OFFICE OF FOSSILE ENERGY *Carbon sequestration – Technology roadmap and Program Plan 2006*, EEUU, 2006.
- [39] S. KAWASAKI - NEDOL *Bituminous coal liquefaction technology*, Japan, 2004.
- [40] www.wikipedia.org WIKIPEDIA *Artículo en ingles sobre el carbón*, 2007.
- [41] P.W. SCHABERG, P.M. MORGAN, I.S. MYBURGH, P.N.J. ROETS, J.J. BOTHA, SASOL OIL Ltd, *An overview of Production, Properties, and Exhaust Emission of Sasol Slurry Phase distillate diesel fuel*, Randburgh, África del Sur,
- [42] R.D. DOCTOR, J.C. MOLBURG, N.F. BROCKMEIER, L. MANFREDO, V. GOROKHOV, M. RAMEZAN, G.J. STIEGEL, *Life cycle analysis of a Shell gasification-based multi product system with CO₂ recovery*, Argonne, Illinois, EEUU, Mayo 2001.
- [43] DOE, OFFICE OF FOSSILE ENERGY *Gasification: World Survey result*, EEUU, Septiembre 2005.
- [44] MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY *The future of coal – options for a carbon constrained world*, EEUU, 2007.
- [45] PAUL SCHABERG, Sasol Technology, *Applications of synthetic diesel fuels*, Chicago, EEUU, Agosto 2005.
- [46] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – COAL INDUSTRY ADVISORY BOARD, *Coal to liquids: an alternative oil supply?* Paris, Francia, Noviembre 2006.
- [47] JC VAN DYK, MJ KEYSER, M COERTZEN, Sasol Technology, *Sasol's unique position in syngas production from South African coal sources using Sasol-Lurgi fixed bed bottom gasifiers*, Sasolburgh, Africa del Sur, 2004.
- [48] P. VAN NIEROP, HB ERASMUS, JW VAN ZYL, Sasol Technology, *Sasol's achievement in the 20th Century as a building block for the 21st*, Presentacion para el



consejo de las tecnologías de gasificación, San Francisco, EEUU, 8-11 Octubre 2000.

- [49] EPA (Environment Protection Agency in Australia), *EPA Guidelines – Use of cyclones for removing dust from gas streams*, Adelaide, Australia, Diciembre 2005.
- [50] JAMES PORTEOUS, Dr LUKE CONNELL, *Success with Polish coal bed CO₂ sequestration*, Australia, 2006.
- [51] R. PETERSON, *F-T fuels: the one fuel for our future*, SASOL, 2005.
- [52] DOE *Life cycle Emissions for various new vehicles*, EEUU, 2006.
- [53] Y.ZHANG, B.H. DAVIS, *Indirect liquefaction: where do we stand?* Catalysis, Vol.15, The Royal Society of Chemistry, UK, 2000.
- [54] T. IMIELINSKA (NAFTA POLSKA S.A.) *Poland – country profile*, WPC regional meeting, Portoroz, Slovenia, 2003.

Bibliografía complementaria

- [A] WILLIAM C. LYONS *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*, Vol. 1 & 2, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, EEUU, 1996.
- [B] REZA SADEGHBEIGI *Fluid Catalytic Cracking Handbook*, Gulf Publishing Company, Houston, TX, EEUU, 2000.
- [C] VIRGIL B. GUTHRIE *Petroleum Product Handbook*, Mc Graw Hill, New Cork, NJ, EEUU, 1960.
- [D] BRITISH PETROLEUM *Table of Proved Coal Reserves 2005*, *BP Statistical Review of World Energy 2005*, Junio 2005.
- [E] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - COAL INDUSTRY ADVISORY BOARD *World Coal Supply and Demand Prospect*, EEUU, Diciembre 2003.
- [F] NATIONAL MINING ASSOCIATION *Liquid fuels from U.S. coal*, Washington DC, EEUU, 2004.
- [G] PAIILZ (Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A.) *Chemical Industry in Poland 2004*, Warszawa, Polonia, 2004
- [H] MINISTERSTWO GOSPODARKI (Ministerio de la Economía en Polonia) *Assessment*



of Implementation and Amendment to the “Guidelines for the Energy Policy of Poland until 2020”, Warszawa, Polonia, Abril 2002.





ANEXO A

Análisis de los costes

A.1. 'Coste' de Este Estudio

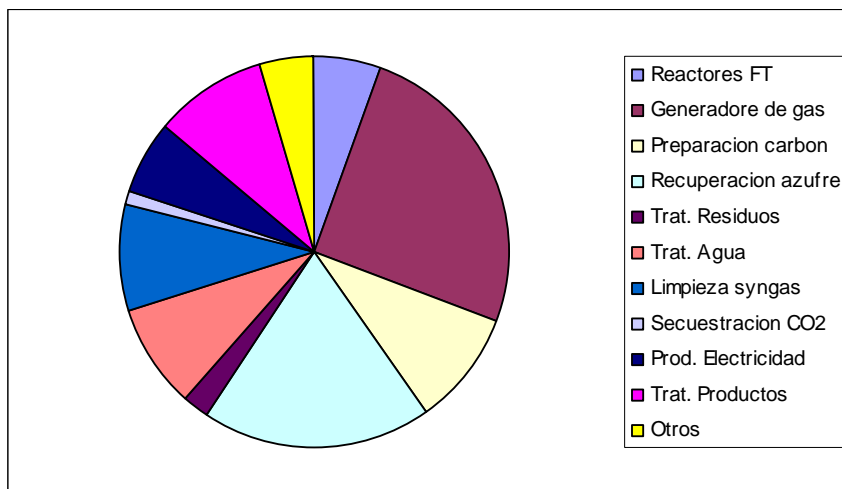
Horas de trabajo dedicadas a este proyecto: 750 Horas. Con un coste de una hora de trabajo de 10 EUR. / Hora, el 'coste' de este estudio seria **7500 EUR**.

A.2. Análisis de los costes relativos a una instalación de licuefacción Indirecta del Carbón en Polonia.

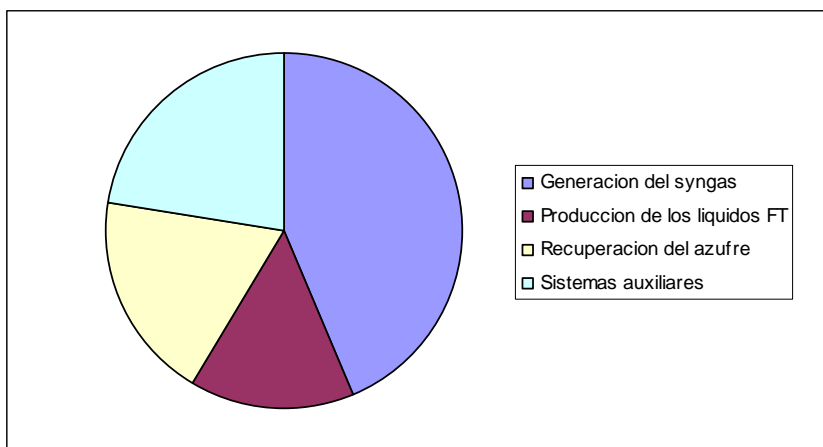
Con los datos del § 9.2, se puede dividir la inversión (CAPEX) y los costes de operación (OPEX) entre las diferentes áreas del proceso:

A.2.1 Análisis del CAPEX:

Proporción del CAPEX para cada elemento de la instalación:



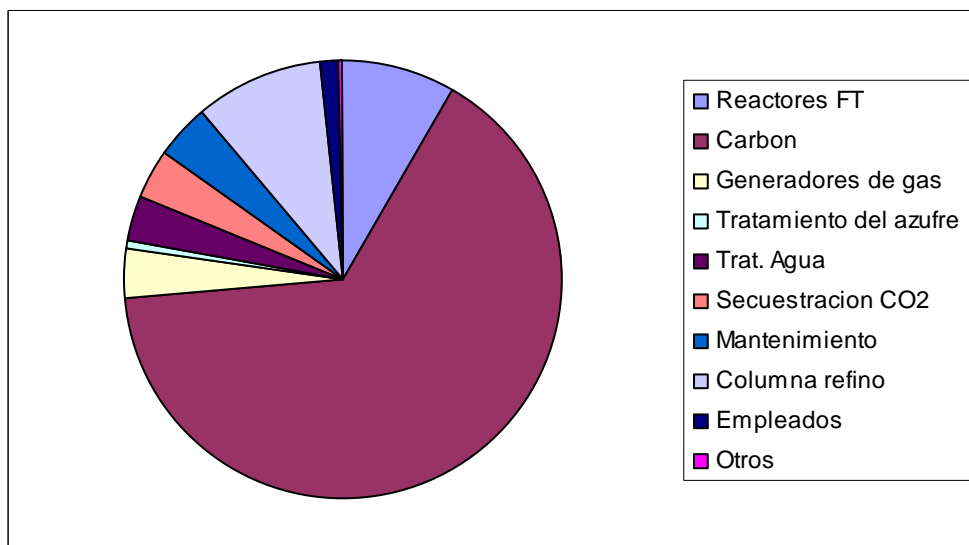
Proporción del CAPEX para cada área de producción:



Vemos en este diagrama que las dos áreas que contribuyen más a CAPEX son la generación de syngas y el tratamiento del azufre. Entonces, es en estos dos procesos que la industria tiene que hacer investigación para disminuir los costes de inversión. Una idea para los generadores de gas es aumentar su tamaño, es la dirección que sigue SASOL en sus investigaciones para reducir la inversión inicial.

A.2.2 Análisis del OPEX

OPEX para cada área de la planta:



Vemos inmediatamente que casi 70% de los costes de operación corresponden a



las compras de carbón, los dos costes importantes que siguen son los costes de compras de solventes y catalizadores para los reactores FT y la unidad de tratamiento del azufre.

Entonces, las variaciones del precio del carbón tendrán un impacto sobre la rentabilidad de la instalación.

Pero el precio del carbón no se determina como el precio del petróleo: no es una 'comodidad', lo que significa que su precio depende mucho del país donde se compra, y del país donde se produce. Así, para el petróleo, el precio es casi similar en todo el mundo, no es el caso del carbón – comprar carbón en Arabia Saudita sería 2-3 veces más caro que en Polonia, por ejemplo. En realidad, los mercados de carbón son muy fragmentados (existe un mercado 'Atlántico' – América, Europea, África, y un mercado 'Pacífico' – Australia, América, Asia, y estos dos mercados están también divididos), y los costes de transporte pueden representar hasta 70% del precio del carbón.

La ventaja de esta fragmentación del mercado es que el precio del carbón local depende principalmente del coste de producción y de la demanda local, mientras que el precio del petróleo depende principalmente de la política de producción del OPEP, de las inestabilidades geopolíticas en los países productores (y en los sitios estratégicos para el transporte del petróleo), y de los especuladores en unos bancos de Londres o Nueva York.

La consecuencia es que, en un mercado local (Polonia por ejemplo, o más generalmente Europa si incluimos Alemania y Ucrania), los precios del carbón no pueden variar mucho (los costes de producción, y de transporte no van a cambiar mucho a medio plazo). Lo único que puede tener una influencia sobre el precio del carbón es la demanda, pero existen muchas reservas que no están explotadas (60-70% en Polonia, 80% en Ucrania), y los productores tienen un margen suficiente para satisfacer una alza de la demanda.



ANEXO B

Tipos de carbones y sus usos

La Tabla siguiente presenta las características, clasificaciones y usos de los diferentes tipos de carbón (Fuentes: [4] y [20])



Tipo de carbón	Alto Grado			Bajo Grado		
Clasificación Americana ASTM D388	Anthracite	Low Volatile Bituminous	High Volatile Bituminous	Sub-bituminous	Lignite	Peat
Clasificación Española	Antracita	Hulla	Hulla	Lignito Negro	Lignito pardo	Turba
Clasificación Francesa	Anthracite	Gras	Flambant Gras	Flambant Sec	Lignite	Tourbe
Materias volátiles (en masa)	< 10 %	15-25 %	30-40 %	25-50 %	50%	>75 %
Agua (en masa)	1-6 %	5-10 %	5-10 %	14-25 %	25-50 %	>50 %
Cenizas (en masa)	0-10 %	10-20 %	10-20 %	20-30 %	30-50 %	50 %
Densidad energética (kcal/kg)	7800 – 8500	6500-7800	6500-7800	4500-6500	3000-4500	1000-1500
¿Carácter Aglomerante?	No	Si	Si	No	No	No
Proporción en masa de C (*)	94 %	88 %	82 %	78 %	71 %	58 %
H (*)	3 %	4 %	5 %	5,5 %	5 %	5 %
O (*)	1,5 %	5,5 %	10,5 %	14 %	22 %	35 %
N+S (*)	1,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2 %	2 %
Ratio H/C atómico (*)	0,38	0,55	0,73	0,85	0,85	1,03
O/C atómico (*)	0,01	0,05	0,10	0,13	0,23	0,45
Proporción en las reservas mundiales	1 %	52 %		30 %	17 %	N/A (**)
Usos	Domestico	Metalúrgico (coque para la producción de acero)	Industriales (producción de vapor para generación de electricidad, y uso en el proceso de fabricación del cemento)		Producción de vapor para generación de electricidad.	

(*) Estos datos varían en función del origen del carbón, aquí son valores típicos utilizados en la clasificación ASTM D388

(**) La turba no está considerada como un carbón en el cálculo de las reservas mundiales.



ANEXO C

Propuesta de planificación

Esta estimación de los plazos temporales de cada etapa del diseño y de la construcción de una planta se basa sobre un estudio de Rentech en Estados Unidos para un proyecto similar [55], de 10 000 barriles / día, adaptado a la realidad Polaca (plazos administrativos más largos etc...).



