

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS –ANH
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME
UNION TEMPORAL CTL

RESUMEN EJECUTIVO

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS A PARTIR DE CARBÓN PARA EL CASO COLOMBIANO.

Como consecuencia del agotamiento del petróleo, la humanidad se ha visto abocada a la búsqueda de fuentes alternas de energía, especialmente en el sector del transporte, en el cual los derivados del petróleo seguirán siendo los combustibles básicos. El déficit y los problemas de abastecimiento de combustibles líquidos y gaseosos de origen natural en un futuro próximo, así como los problemas medioambientales que limitan la utilización del carbón, han propiciado el estudio y desarrollo de la producción de combustibles sintéticos. Los combustibles sintéticos, conocidos en inglés como synfuels, son combustibles líquidos y gaseosos obtenidos generalmente a partir del carbón, aunque ocasionalmente de residuos diversos como crudos pesados, arenas bituminosas y biomasa. Esta producción debe, entre otras cosas, ser económica y aceptable desde el punto de vista de la contaminación del medio ambiente.

Informe Publicado: septiembre 2007

RESUMEN EJECUTIVO

Teniendo en cuenta las dificultades de aprovisionamiento de petróleo y productos en el mediano plazo en Colombia, el encarecimiento internacional del precio del petróleo y la disponibilidad del carbón, la UPME y la ANH realizaron un convenio marco y contrataron el estudio “Análisis y Evaluación Técnica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el Caso Colombiano”, estudio cuyas principales conclusiones se resumen a continuación.

Colombia, país exportador de carbón y con muy poco consumo interno, en el presente estudio inicia la evaluación de la posibilidad de construir una planta de conversión de carbón a combustibles líquidos. Con la construcción de la planta se presenta un complemento para ECOPETROL ya que podría mezclar el diesel sintético con el producido en su planta para obtener combustibles especiales con bajo contenido de azufre, como por ejemplo, para satisfacer las necesidades de Bogotá. Además de los beneficios económicos y ambientales, en lo social se daría ocupación a mano de obra no calificada de la zona seleccionada, se utilizaría conocimiento de profesionales de alto nivel locales y sería posible la aplicación de la tecnología desarrollada a procesos similares utilizando otras materias primas como crudos pesados, residuos de refinería, bitúmenes y biomasa.

La producción de combustibles líquidos a partir del carbón se puede realizar por hidrogenación directa (Direct Coal Liquefaction –DCL); licuefacción vía gasificación, purificación del gas, ajuste de la relación H_2/CO y síntesis Fischer-Tropsch (FT) para la obtención de combustibles tipo diesel y gasolina (Indirect Coal Liquefaction –ICL). Siendo el interés específico de este proyecto la obtención de combustibles líquidos a nivel de escala comercial, los principales procesos a evaluar son los de DCL e ICL, o una combinación de ellos (Hybrid Coal Liquefaction -HCL)

A los precios actuales del petróleo, la obtención de crudo sintético a partir de las ingentes reservas de carbón que posee el país se presenta como una opción económica que busca incrementar la independencia energética al sustituir parte de las importaciones de diesel, las cuales vienen en aumento continuo. Hoy en día su consumo es de 89,114 BPD del cual se importa alrededor de 10,000 BPD. De acuerdo al “Plan Energético Nacional, 2006-2025”, en el corto plazo (2010) las necesidades de importación de diesel serán del orden de 22,000 BPD, lo cual obliga a buscar medidas que contrarresten este acelerado crecimiento. La construcción de la planta que se propone en este estudio es una de las soluciones más atractivas. En lo ambiental, el diesel producido por ECOPETROL, con un índice de cetano de 45, tiene alrededor de 1,200 ppm de azufre para la ciudad de Bogotá y 4,000 ppm para el resto del territorio nacional. ECOPETROL tiene como meta para el 2010 disminuir este contenido a 50 ppm. La obtención de diesel sintético a partir de carbón brinda la posibilidad de producirlo con índices ambientales superiores: contenido de azufre menor a 1 ppm, porcentaje de aromáticos muy por debajo de 4% y un índice de cetano entre 70-75. Estos combustibles son totalmente compatibles con los derivados del petróleo y han sido utilizados en diferentes épocas en países como Alemania, Inglaterra, Japón y Sudáfrica.

En la actualidad, hay proyectos de construcción de plantas de hidrogenación directa (DCL) en China, India, Filipinas, Indonesia y plantas de gasificación y síntesis FT (ICL) en: China, Filipinas, Alemania, Países Bajos, India, Indonesia, Australia, Pakistán, Canadá y en Estados Unidos en los estados de Alaska, Arizona, Colorado, Illinois, Indiana, Kentucky, Louisiana, Mississippi, Montana, Dakota del Norte, Ohio, Pensilvania, Texas, West Virginia y Wyoming.

Las tecnologías DCL e ICL no son excluyentes sino pueden ser complementarias en cuanto a calidad de carbón utilizado y combustibles líquidos producidos. A continuación se presenta la discusión sobre la mejor alternativa tecnológica resultante de la evaluación realizada en este proyecto, considerando el tipo de carbón, sus reservas y minería, al igual que las necesidades y calidad de combustible utilizado en el país.

En la tabla 1 se presenta un resumen comparativo de las características y propiedades de las dos tecnologías teniendo en cuenta diferentes aspectos importantes para la selección del proceso.

Tabla 1. Algunas características de las tecnologías de licuefacción directa e indirecta

Aspecto	DCL	ICL
Calidad de carbón	Se utilizan carbones de bajo rango, bituminosos altos volátiles y subbituminosos de bajo contenido de cenizas. Porcentaje óptimo de C_{lhc} 77% – 80 %.	Cualquier material carbonáceo. Se prefieren carbones pobres o de bajo precio
Reservas de carbón necesarias	Reservas para 20- 40 años. 200 millones de toneladas, con un rendimiento de 3-4 BPD.	Reservas para mínimo 40 años. 400 millones de toneladas, con un rendimiento de 2 BPD.
Minería	La contaminación con la materia mineral tiene efecto negativo. La minería subterránea debe ser industrializada para obtener de 4-5 millones de toneladas anuales en un radio de influencia de la planta máximo de 30 kilómetros.	La contaminación por cenizas afecta el rendimiento en base ROM, pero la calidad del gas de síntesis es la misma, lo cual no afecta fuertemente la reacción FT.
Experiencia comercial	Durante la Segunda Guerra Mundial. Shenhua en China: primera planta comercial, iniciará producción al final del presente año. La planta tendrá tres trenes similares y una producción de 50000 BPD	Tecnología madura. Hay varios procesos y plantas de gasificación para obtener gas de síntesis. Planta comercial Sasol 145000 BPD.
Tamaño de planta	El tamaño de la planta es importante para la economía del proceso, tamaño mínimo de diseño 50000 BPD.	Se diseñan plantas desde 2000 BPD integradas con producción de químicos y/o generación eléctrica hasta 150000 BPD (SASOL).
Inversión	Alta, Shenhua primera planta comercial que se construye tiene un costo de 3.500-4.500 millones de dólares.	Permite plantas pequeñas y/o modulares. Inversión de US\$ 57000-75000 por barril/día producido.
Calidad del producto.	Mayor porcentaje de aromáticos (potencialmente cancerígenos) y mayor contenido de heteroátomos (S,N).	Alto contenido de parafinas y olefinas, combustible ultra bajo en heteroátomos (S, N).
Cantidad de carbón utilizado.	23000 t/d como llega de la mina (subbituminoso planta de 50000 BPD).	32000 t/d como llega de la mina (subbituminoso planta de 50000 BPD)
Eficiencia térmica	Alta (del orden de 70%). Emisiones de CO ₂ bajas.	Baja (del orden de 55%). Altas emisiones de CO ₂ .

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL. Las bibliografías se encuentran en la presentación general.

En la tabla 2 se presenta una comparación típica de la calidad de los productos obtenidos por las dos tecnologías.

Tabla 2. Comparación de la calidad de los productos DCL e ICL.

Producto destilado	DCL	ICL
Productos en la mezcla	diesel 65%, nafta 35%	diesel 80%, nafta 20%
Índice de cetano en el diesel	42-47	70-75
Azufre en diesel	<5 ppm	<1 ppm
Aromáticos en diesel	4.8%	<<4%
Densidad en diesel	0.865	0.780
Octano en nafta (RON)	>100	45-75
Azufre en nafta	<0.5ppm	nulo
Aromáticos en nafta	5%	2%
Densidad en nafta	0.764	0.673

Teniendo en cuenta las tablas anteriores, se evalúa y recomienda la tecnología considerando las condiciones particulares de Colombia. Se prevé que para el futuro exista una disminución en la demanda de gasolinas y un incremento en la de diesel, por lo cual es importante, para esta primera planta, seleccionar el proceso de mayor rendimiento en diesel. Teniendo en cuenta diferentes consideraciones, el tamaño recomendado de la planta es de 50,000 BPD la cual, dependiendo del tipo de reactores FT utilizados, puede llegar a producir unos 40,000 BPD de diesel y 10,000 BPD de gasolina.

Calidad de carbón

La calidad de carbón en el país varía según zonas muy definidas. Las zonas de Boyacá y Norte de Santander se caracterizan por poseer carbones metalúrgicos y carbones térmicos en proporciones equivalentes; la minería de estas zonas es de socavón con el principal objetivo de extraer carbón bituminoso como materia prima para la producción de coque. Por la escasez de los carbones bituminosos coquizables a nivel mundial, el precio y la demanda de estos carbones son altos. Los carbones de la Costa (Guajira, Cesar, Córdoba) son carbones bituminosos altos volátiles, (35-38%, 77-80% C_{libc}) con contenido de cenizas del 6-10%. Otra zona con reservas de carbón es la zona de Occidente, en el Valle y el Cauca; son carbones con altos contenidos de cenizas y de azufre. Se puede decir que en Colombia hay carbones de la calidad que se requiera para implementar una planta, pero únicamente la zona de la Costa Norte reúne los requisitos de calidad para una planta de licuefacción directa. La zona central posee carbones de alto rango, que en caso de industrializarse en la producción de coque, será necesario implementar plantas de lavado, por lo cual se tendrán residuos, que junto con los carbones térmicos de la zona se pueden utilizar en una planta de licuefacción indirecta. También existe un potencial de carbón en las zonas de San Luis (Santander) y Córdoba para plantas DCL o ICL. Con base en estas consideraciones se preseleccionaron las siguientes zonas: Cesar, Santander (San Luis), Córdoba (La Apartada), Guajira y Boyacá.

Selección del proceso

La selección final del proceso es un tema complejo, ya que según la información presentada, las ventajas y desventajas de cada proceso tecnológico no le permiten a ninguno de ellos tener una posición lo suficientemente ventajosa, como para descartar a los otros en forma definitiva.

En la tabla 3 se muestran las propiedades de productos obtenidos en Shenhua, la planta en construcción en China. Como se observa, el diesel proveniente de la tecnología DCL tiene un número de cetano bajo y alto contenido de aromáticos (81.9%), lo cual hace que genere mayor cantidad de material particulado que el combustible que se usa actualmente en Colombia. La cantidad permitida de aromáticos en Colombia es de 25%.

Tabla 3. Propiedades de los productos DCL de Shenhua, China.

Propiedades (5%, 90%)	Nafta (99,159 °C)	Diesel (195,277 °C)
Densidad (g/cm ³) (20°C)	0.7641	0.8648
Viscosidad (mm ² /s) (20°C)	-	3.69 (3~8)
Azufre S (ppm)	<0.5	<5 (<2000)
Nitrógeno (ppm)	<0.5	<1
Número de cetano		46.7(>45)
Acidez (mg KOH/100 ml)		0.4(<7)
Punto flash (°C)		76(>55)
Punto de taponamiento de filtro (°C)		-9(<-5)
Punto de solidificación (°C)		-26 (<-10)
Análisis de composición (%p)		
Parafinas	26.7	13.3
Aromáticos	68.3	81.9
Benceno	5.0	4.8

La alta aromaticidad de la gasolina (nafta) de Shenhua, junto con un contenido de benceno del 5%, le da la propiedad de tener un alto octanaje, superior a 100, el cual es parecido a la gasolina extra en Colombia, que tiene un número de octano de 94. No obstante esta característica, las propiedades cancerígenas del benceno son bien conocidas, por lo cual la normatividad colombiana (tabla 4) sólo permite como máximo el 1%vol tanto en gasolinas como en diesel. Por otro lado, la EPA comenta que para el 2011 el límite de benceno en gasolinas será 0.62% para los Estados Unidos. Esta normatividad para Colombia sería aplicable en los años en que se prevé tener la planta funcionando. Esto quiere decir que los productos obtenidos por el proceso DCL no cumplen las especificaciones ambientales del país, y su dilución con productos de las refinerías nacionales, por la alta proporción que debe usarse para alcanzar la norma y por el riesgo que dicha manipulación conlleva, no es recomendable; tampoco es recomendable su hidrotatamiento posterior por los altos costos adicionales.

Tabla 4. Requisitos de calidad de las gasolinas colombianas

Parámetro	Unidad	Fecha de vigencia		
		Enero 1 de 1996	Enero 1 de 2001	Enero 1 de 2006
Octanaje mínimo	Índice (RON+MON)/2	81	81	81
Gasolina corriente	Índice (RON)	86	86	86
Octanaje mínimo	Índice (RON+MON)/2	86	86	86
Gasolina extra	Índice (RON)	94	94	94
RVP, máximo	Psia	8.5	8.1	8.1
Azufre, máximo	% p	0.10	0.05	0.03
Oxígeno, máximo	% p	-	2.0	2.0
Aromáticos, máximo	%vol	28.0	25.0	25.0
Benceno, máximo	%vol	1.1	1.0	1.0

El uso óptimo del diesel exige un alto número de cetano y un máximo de 30 ppm de azufre, producto que no produce el país y no está considerado en los proyectos de las refinerías. La producción de diesel de alto número de cetano y ultra bajo en azufre le da un valor agregado para su uso en ciudades con altura como Bogotá, por lo cual se podría tener un margen en el precio de este combustible proveniente del carbón.

A continuación se presenta un resumen de las principales ventajas del diesel ICL.

- Reducción de emisiones por el uso del combustible:
 - SO_x cercana al 100%
 - NO_x más del 20%
 - MP₁₀ cerca del 20%
 - CO cerca del 20%
 - Reducción de contaminantes como mercurio y aromáticos.
 - El gasificador se puede alimentar además de carbón con otros materiales como basuras orgánicas de las ciudades, biomasa de las producciones agrícolas y fondos de refinería, entre otros.
- En las mismas plantas de producción se puede capturar y almacenar el CO₂.
- Cuando se utiliza carbón en mezcla con residuos y biomasa, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero.
 - Los combustibles obtenidos se constituyen en un reemplazo efectivo y seguro del petróleo.
 - Flexibilidad: en caso de que el precio internacional del crudo baje, es posible cambiar la producción a otros productos como hidrógeno, metanol, oxigenados, ceras, entre otros, y/o en casos extremos a la producción de energía.
 - El proyecto genera miles de empleos estables y seguros.

- El proyecto promueve la independencia energética.
- Colombia importa hoy en día diesel, la producción de la planta sería tal que cubriría las necesidades del país y generaría un 20% adicional de nafta, que podría enviarse a la refinería como materia prima.
- En el país hay experiencia con la producción y manejo del gas de síntesis, en plantas de producción de hidrógeno en las refineries y plantas productoras de fertilizantes nitrogenados.

En resumen, dadas las anteriores razones, el proceso recomendado es el ICL, que puede ser implementado en el país con la colaboración de diferentes compañías como Headwaters, Sasol, Rentech, Syntroleum, incluyendo algunas compañías petroleras. Aunque Sasol es la única compañía con experiencia comercial, debido a sus compromisos con China y otros países, se podría pensar quizás en Rentech e incluso, ya que se trata de procesos probados a nivel comercial, en una empresa de ingeniería nacional con una cuidadosa selección de asesores en temas de gasificación de carbón y síntesis FT. De hecho, la ingeniería colombiana ha colaborado en el diseño de algunos componentes de la planta de Shenhua en China y en otros proyectos similares.

Descripción de la planta

Asumiendo que la planta estaría en funcionamiento en el 2018, para esta fecha se tendría un faltante de 30,000 BPD de diesel que pueden ser suministrados a partir de una planta de 50,000 BPD de combustibles líquidos. Es importante anotar que esta planta se puede construir en módulos, por ejemplo de 6,500 a 12,500 BPD.

Una planta similar ha sido descrita en un trabajo reciente del Department of Energy -DOE, el cual se toma como modelo para su aplicación en Colombia. La planta produce la energía necesaria para su funcionamiento y un ligero excedente como factor de seguridad.

La figura 1 muestra el diagrama de flujo de la planta. El carbón se pulveriza en una unidad de molienda en la cual se impregna con agua para formar un lodo que posteriormente se almacena en un tanque con agitación continua para mantener los sólidos suspendidos. El lodo obtenido se alimenta al gasificador para reaccionar con el oxígeno a una temperatura alrededor de 1500°C. El carbón en estas condiciones se oxida parcialmente liberando el calor necesario para la gasificación. El syngas obtenido está compuesto por hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, exceso de vapor de agua, nitrógeno, pequeñas cantidades de metano, material particulado, COS, H₂S, NH₃, HCN y haluros, cuyos contaminantes deben ser removidos.

La planta cuenta con una unidad de separación de oxígeno al 95% vol utilizado en las unidades de gasificación, en el proceso FT y en la planta Claus, según sus necesidades.

El material particulado (hollín y escoria) se elimina utilizando ciclones y filtros cerámicos. La corriente de syngas resultante se recalienta y pasa a través de un reactor de hidrólisis de COS (sulfuro de carbonilo) en el que el COS y el HCN se hidrolizan hasta H₂S, y seguidamente se enfría y se elimina el agua y el amoníaco.

El syngas parcialmente limpio pasa a través de una unidad de remoción de mercurio con lechos de carbón activado impregnados con azufre, con lo que se obtiene una remoción mayor del 95% del mercurio. Otros metales pesados volátiles también se remueven en esta etapa.

El H₂S que contiene el syngas se elimina por enfriamiento y el uso de un solvente selectivo y el H₂S separado se lleva a una planta Claus en donde se oxida parcialmente con oxígeno a azufre elemental, con una eficiencia de remoción del 99.6%.

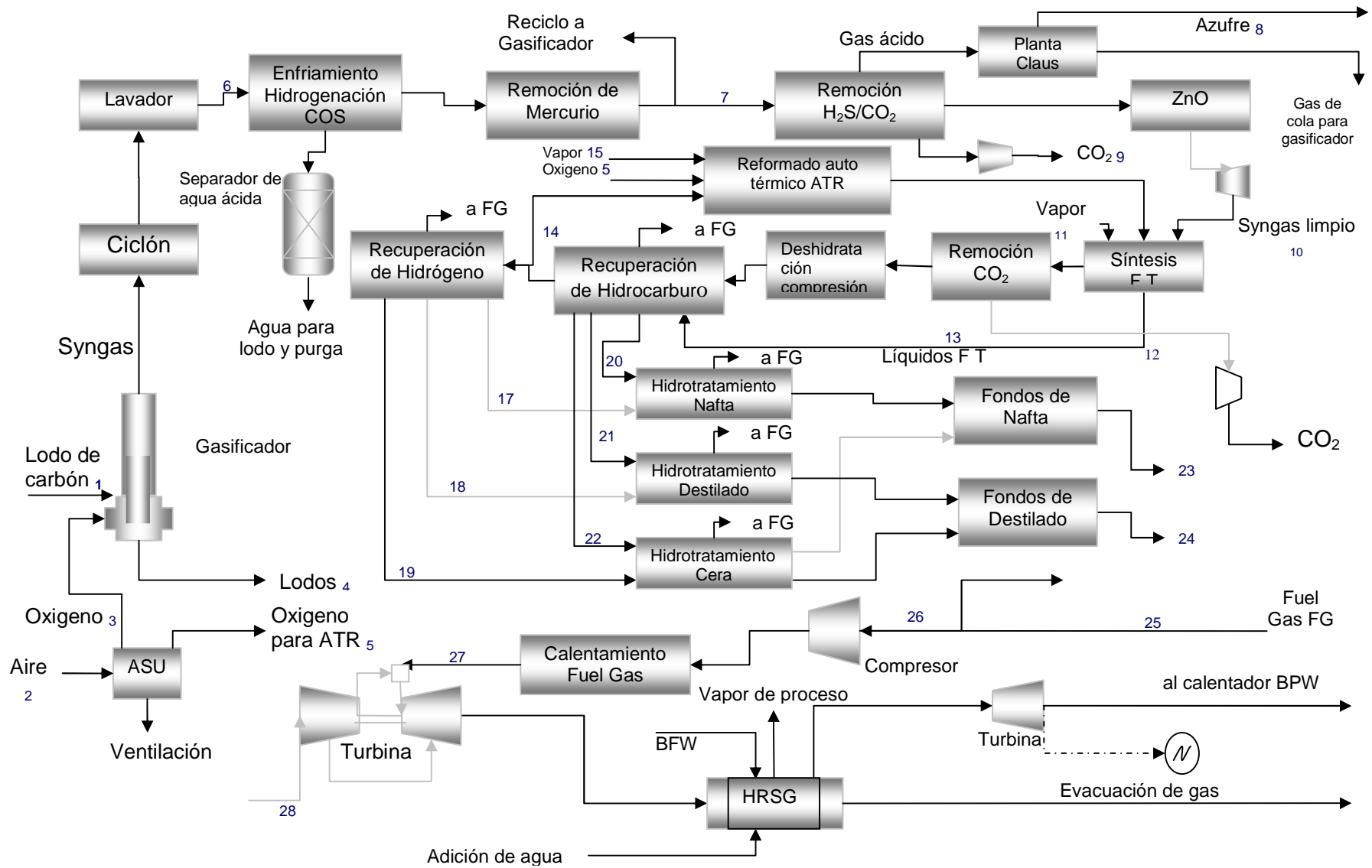
El syngas limpio proveniente del área de gasificación se envía a los reactores de FT para producir el syncrude. Debido a que la conversión del syngas es menor al 100%, el syngas que no reacciona se recircula para maximizar la producción de líquidos. En el reactor existen tubos de intercambio de calor que producen vapor, el cual es usado en la generación de energía auxiliar.

Del reactor salen dos corrientes: una líquida, la cual se envía a una columna de destilación y una gaseosa de la cual se remueve el CO₂ que se comprime a 155 atm, y como tal puede utilizarse para la recuperación secundaria del crudo. El vapor pobre en CO₂ se deshidrata, comprime y envía a la torre de destilación.

Al igual que en una refinería de petróleo, en la columna de destilación el producto líquido se separa en componentes livianos, fracción de nafta, fracción de destilados medios y fracción de ceras. Los compuestos ligeros residuales del proceso FT proveen combustible a turbinas o se pueden comercializar (GLP) si existe el mercado. La fracción de nafta se hidrogena en presencia de un catalizador para producir gasolina, la fracción de destilado medio se somete a una reacción similar para obtener diesel, y finalmente la fracción de ceras se hidrocraquea catalíticamente con el fin de producir más naftas y diesel. En el proyecto de DOE el gas sobrante del proceso FT se comprime y usa como combustible para tres turbinas que producen un total de 251 MW necesarios en la operación de la planta.

UPME-ANH-Unión Temporal CTL

Figura 1. Diagrama de flujo planta propuesta



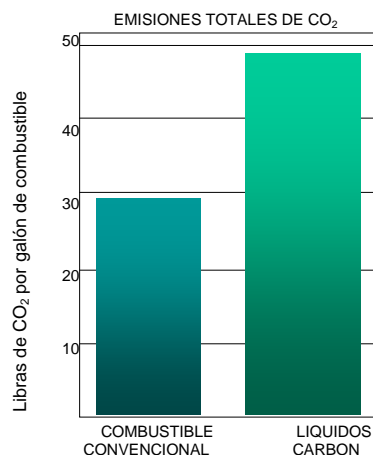
Análisis ambiental

La obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, como cualquier otro proceso de manufactura, ocasiona impactos ambientales en mayor o menor grado, los cuales dependen del desarrollo de la tecnología que se utilice. Una de las principales causas de contaminación del aire son los productos de la combustión generados por actividades cotidianas del hombre, como son la generación de energía y el transporte.

Para la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, como ya se dijo, se agrupan dos tecnologías existentes, directa (DCL) e indirecta (ICL), y se desarrolla una matriz de importancia a fin de tener un indicador ambiental que facilite su comparación. En este sentido la evaluación se hace en dos partes, una referente al impacto generado en la planta de producción y otra al impacto generado por su empleo en el sector automotriz.

Como punto de partida se analiza el impacto de las emisiones de CO₂ y éstas se comparan con las emitidas en la obtención de combustibles derivados del petróleo. Los resultados presentados en la figura 2 muestran que, para el ciclo de vida completo de los combustible sintéticos, las emisiones son mayores, de 1.5 a 1.9 veces, que las de los combustibles derivados del petróleo.

Figura 2. Emisiones de CO₂ en el ciclo de vida completo de los combustible sintéticos

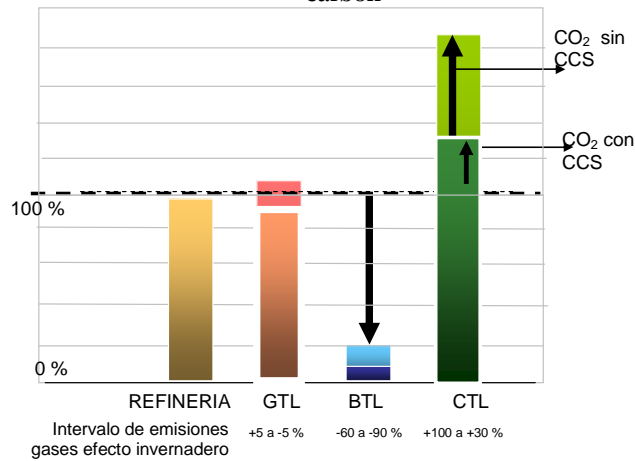


Ante esta situación, se hace una revisión de las oportunidades de manejo y aprovechamiento del CO₂ generado, y se encuentra que la captura y el secuestro del carbono (CCS por las siglas en inglés) en pozos petroleros agotados una opción que actualmente se utiliza con éxito en Canadá, y con esta práctica las emisiones de CO₂ no sólo se reducen a valores cercanos a los de la industria convencional de combustibles sino que se convierten en una herramienta eficiente para la extracción secundaria de crudo.

Es importante resaltar que la práctica de CCS es viable de manera especial para la tecnología ICL puesto que, como se dijo, durante el proceso de F-T se genera una corriente de CO₂ fácilmente capturable, lo que ocurre en mucho menor escala en el proceso DCL (en la generación de hidrógeno) y es prácticamente imposible en los procesos actuales de combustión donde el CO₂ se encuentra diluido por el nitrógeno del aire empleado como fuente de oxígeno. Además, la banca internacional ha mostrado gran interés por financiar o co-financiar los proyectos que incluyen la captura de gases del efecto invernadero, sobre todo en los países en vías de desarrollo.

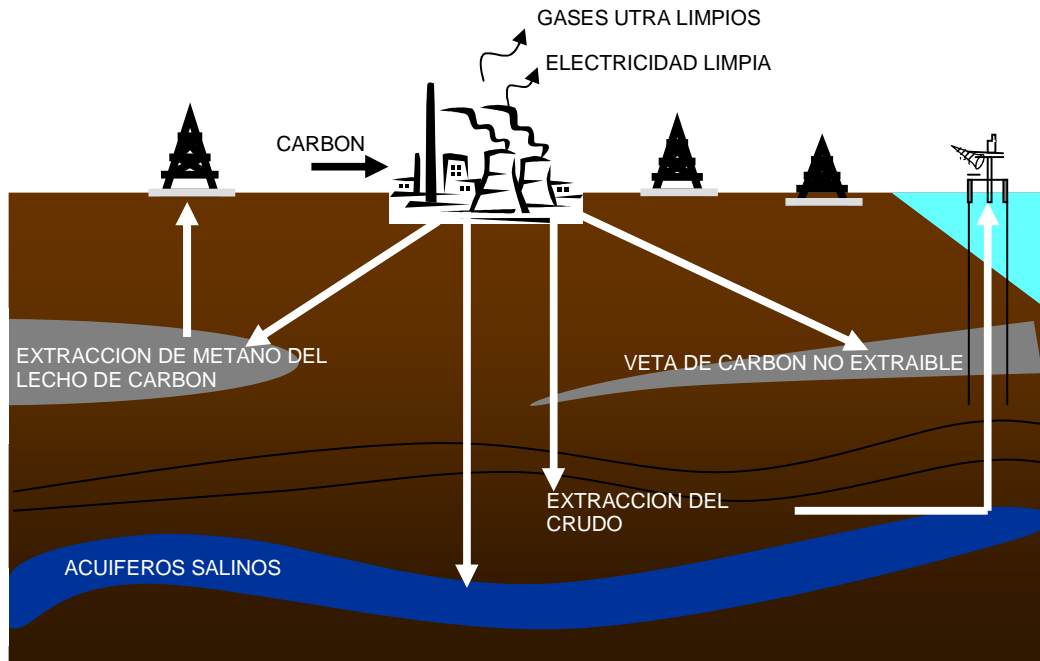
La figura 3 resume el impacto ambiental de la obtención de combustibles líquidos a partir de gas (GTL), biomasa (BTL) y carbón (CTL) en comparación con el proceso convencional de refinación de petróleo.

Figura 3. Impacto ambiental obtenido de los combustibles líquidos a partir de gas, biomasa y carbón



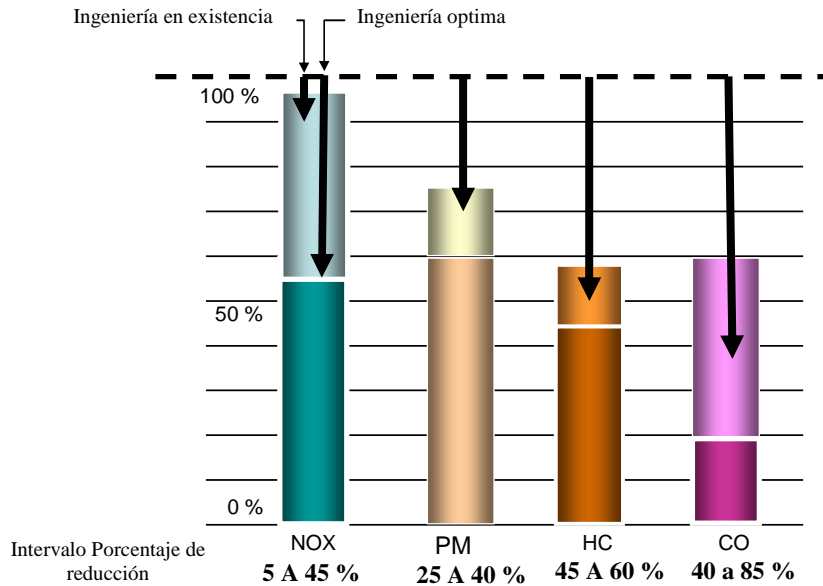
La figura 4 presenta las diferentes opciones que hay para la disposición del CO₂ de una manera útil, siendo la más atractiva, como ya se dijo, el secuestro en pozos de petróleo deprimidos.

Figura 4. Opciones para la disposición del CO₂



En cuanto al impacto ocasionado por el uso del combustible se comparan las emisiones de los diferentes procesos de cada tecnología. La figura 5 muestra el intervalo de porcentaje de reducción para algunas sustancias como: NO_x, MP, HC, y CO.

Figura 5. Opciones para la disposición del CO₂



Para el cálculo de los índices se hacen las consideraciones resumidas en la tabla 5.

Tabla 5. Consideraciones para el cálculo de índices ambientales.

Fase evaluada	Parámetro	Importancia
Empleo del combustible	CO ₂	Indica el volumen y calidad de los gases emitidos por Mcal resultado de la combustión
	SO ₂	
	NO _x	
	Efecto invernadero	Indica la contribución del combustible al efecto invernadero por Mcal a partir de las emisiones de CO ₂ cuyo potencial de contribución al calentamiento global PCG es igual a 1
	Lluvia ácida	Indica la contribución del empleo del combustible a la lluvia ácida por Mcal
Producción	% Reducción de S	Indica la remoción del elemento durante el proceso, como la diferencia entre el contenido en el carbón usado como materia prima y el contenido en el combustible obtenido por unidad de energía.
	% Reducción de N	
	Rendimiento del proceso	Indica la mayor o menor demanda de carbón como materia prima para elaborar una determinada cantidad de combustible; igualmente sugiere la cantidad de generación de residuos (sólidos y emisiones)

La tabla 6 presenta los resultados obtenidos para los indicadores de DCL.

Tabla 6. Índices ambientales obtenidos para DCL.

	Parámetro								Índice Total
	Impacto por uso del combustible					Impacto en planta de producción			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	PCG	Lluvia ácida	% Remoción S	% Remoción N	% Rendimiento	
Contribución	1	1	1	1	1	1	1	1	
Tecnología									
COED	0,92	0,12	0,87	0,92	0,70	0,91	0,27	0,70	0,68
Exxon Lig	0,49	0,95	0,89	0,49	0,92	1,00	0,96	0,00	0,71
Exxon Pes	1,00	0,99	0,98	1,00	1,00	0,99	0,81	0,00	0,85
Gulf CCL	0,52	1,00	0,81	0,52	0,87	0,89	0,65	0,56	0,73
Gulf CCl Sub	0,52	1,00	0,81	0,52	0,87	0,87	0,59	0,92	0,76
Synthoil	0,49	0,32	0,81	0,49	0,70	0,00	0,00	0,74	0,44
SRC III	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,58	0,11	0,20
H COAL	0,85	0,76	0,70	0,85	0,73	0,95	0,23	0,77	0,73
Kohleoel lig	0,74	0,98	0,98	0,74	1,00	0,93	0,56	0,81	0,84
Kohleoel Med	0,95	0,99	0,93	0,95	0,96	0,93	0,56	0,56	0,85
CMSL	0,56	0,92	1,00	0,56	1,00	0,98	1,00	1,00	0,88

La tabla 7 presenta los resultados obtenidos para los indicadores de ICL.

Tabla 7. Índices ambientales obtenidos para ICL.

	Parámetro								Índice Total
	Impacto por uso del combustible					Impacto en planta de producción			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	PCG	Lluvia ácida	% Remoción S	% Remoción N	% Rendimiento	
Contribución	1	1	1	1	1	1	1	1	
Tecnología	SASOL								
Valor	317	0,0	0,0	317	0	100	100	50	
Índice	0,5	1	1	0,5	1	1	1	0,69	0,84

En la tabla 8 se efectúa la evaluación del impacto en la planta para las zonas preseleccionadas, con la tecnología seleccionada, tomando en cuenta la calidad de los carbones de cada una de las zonas y el tamaño definido de la planta.

Tabla 8. Impacto ambiental de la planta CTL en las zonas preseleccionadas.

Parámetro	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	Boyacá
Consumo de carbón (t/d)	26811	38105	27503	23732	21382
Producción de cenizas (t/d)	1504	2576	2607	4443	2138
Azufre a disponer (t/d)	357	1924	118	477	171
CO2 por hidrogenación (t/d)	8496	17060	8810	5938	3912
CO2 por FT (t/d)	30855	33251	32310	29327	30390
CO2 total (t/d)	39352	50311	41120	35265	34302
Rendimiento (bbl/t)	2,35	1,9	2,32	2,54	2,64

Para complementar el análisis se evaluaron las condiciones propias de cada zona, tal como la disponibilidad de agua (tabla 9) y el tipo de minería a desarrollar (tabla 10). De igual forma se calcularon los índices de impacto ambiental para cada zona (tabla 11 y figura 6).

Tabla 9. Disponibilidad de agua en las zonas preseleccionadas.

	Zona				
	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	Boyacá
Localización (Municipio)	Chiriguana	Pto. Libertador	Bahía Portete	El Carmen	1. Paipa 2. Villa Pinzón 3. Zipaquirá
Fuente de agua (río)	Cesar	San Jorge	Mar	Cascajales	1. Chicamocha 2. Tibita 3. Bogotá
Caudal Mínimo (m3/s)	2,8	4,7		2,3	1. 0,27 2. 0,2 3. 1,03
Caudal Medio (m3/s)	33,9	101,7			1. 2,5 2. N.D. 3. 7,4

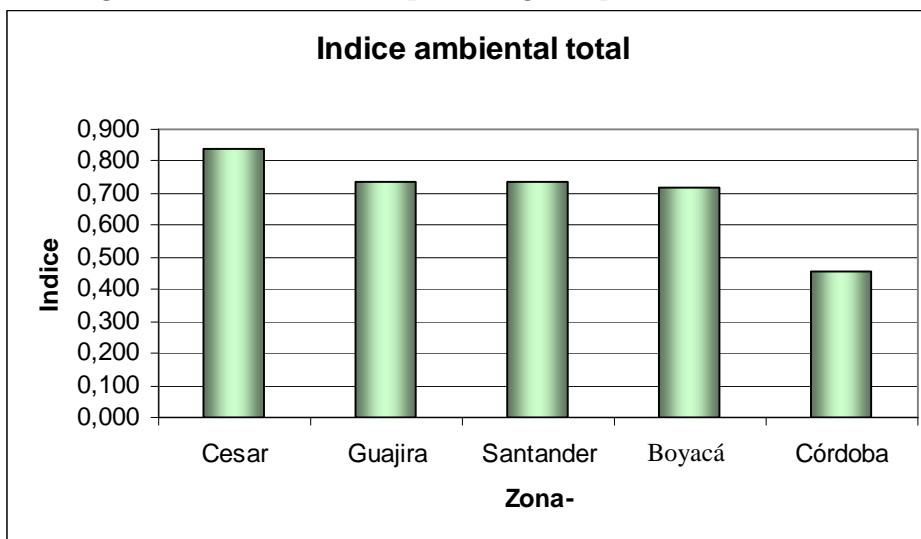
Tabla 10. Tipo de minería en las zonas preseleccionadas.

Zona	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	Boyacá
Minería	Cielo abierto	Cielo Abierto	Cielo abierto	Mixta	Subterránea
Índice	1	1	1	0,5	0

Tabla 11. Índices ambientales para las regiones preseleccionadas.

Parámetro	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	Boyacá
Consumo de carbón	0,68	0	0,64	0,9	1
Producción de cenizas	1	0,64	0,62	0	0,78
Azufre a disponer	0,87	0	1	0,8	0,97
CO2 total	0,68	0	0,57	0,94	1
Consumo de agua	1	1	1	1	1
Rendimiento bbl/t	0,6	0	0,56	0,86	1
Disponibilidad de agua	0,9	1	0,5	0,9	0
Minería	1	1	1	0,5	0
Suma	6,73	3,64	5,89	5,9	5,75
N = 8					
INDICE TOTAL	0,841	0,454	0,736	0,737	0,718

Figura 6. Índices ambientales para las regiones preseleccionadas.



Al comparar los índices obtenidos, se observa que la zona del Cesar es la que tiene el mejor índice desde el punto de vista ambiental. No obstante, se prevé para esta zona un alto precio de oportunidad del carbón pues su producción está enfocada al mercado de exportación. En segundo lugar está Santander con un índice de 0,737, muy cercano al de Guajira (0,736) y Boyacá (0,718, ver figura 6). Para la Guajira la situación es igual a la del Cesar en cuanto al mercado objetivo de la producción. Para Boyacá se tienen en contra dos parámetros muy importantes: la disponibilidad de agua y el tipo de minería que se desarrolla. Por lo tanto, para el proyecto inicial Santander se presenta como la zona más factible, pues además tiene a su favor las opciones de mitigación por la cercanía de pozos petroleros deprimidos donde se puede emplear CCS; igualmente hay dos cementeras importantes en la zona (Cemex en B/manga y Argos en San Gil) que serían el destino de las cenizas.

Análisis económico

Las proyecciones de la UPME para la oferta de petróleo, gasolina y diesel y para la demanda de GLP por la Unión Temporal Zeus muestran claramente que habrá faltantes hasta el año 2025 que tendrán que ser satisfechos con importaciones, a menos que se amplíe la capacidad refinadora en 80,000 BPD en 2017.

Por otra parte, se tienen problemas en la oferta de petróleo. Si no se encuentra, habría que importarlo para abastecer las refinerías. La misma ANH y la UPME señalan que a partir de 2012 la mezcla de crudos en Colombia no es la apropiada para procesarlo en las refinerías actuales, a menos que se introduzcan modificaciones en las mismas.

Bajo estas circunstancias, los proyectos CTL son una excelente alternativa técnica y económica para resolver estos cuellos de botella porque permitirían tener un crudo sintético liviano, o directamente diesel y naftas, de muy buenas características, para mezclarlo con los crudos colombianos y resolver así los problemas de refinación.

Una planta de 50000 BPD resolvería, en parte, las necesidades de crudo y refinados si no se encuentra petróleo suficiente. Si se dieran los escenarios optimistas de UPME habría petróleo suficiente para exportar y el asunto sería el de contar con un combustible alternativo económico para enviarlo a las refinerías y disponer de mayores excedentes exportables o de combustibles derivados del petróleo como diesel y naftas. Si se dan los escenarios pesimistas, las tecnologías CTL ayudarían a resolver los faltantes de petróleo o de derivados. En cualquier circunstancia, las tecnologías de CTL, con los precios de hoy y futuros previstos, son una alternativa muy conveniente para el país que permitiría dar valor agregado al carbón.

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS A PARTIR DE CARBÓN PARA EL CASO COLOMBIANO.

UPME-ANH-Unión Temporal CTL

Las perspectivas mundiales del mercado de líquidos, según las diferentes agencias internacionales, prevén aumentos reales en el precio del petróleo al 2030. El escenario de referencia del DOE muestra que este precio crecerá (en valores constantes de 2005) de 42 dólares el barril en 2005 a 57 dólares en 2030, un incremento real anual de 1.12%.

Asimismo, dadas estas perspectivas, se estima que para 2030 habría una oferta de líquidos de procesos de licuefacción de carbón de 2.4 millones de barriles por día, que requeriría 180 millones de toneladas de carbón por año.

El nivel absoluto de los márgenes de refinación de la gasolina, el diesel, el keroseno, el GLP y el fuel oil aumenta con el tiempo en una relación proporcional con el precio del crudo. Para 2006 los márgenes promedio fueron los siguientes:

COMBUSTIBLE	US\$
Diesel oil	15.45
Fuel oil	19.24
Gasolina	10.63
Keroseno	14.71

Estos márgenes equivalen a porcentajes entre el 20% y 28% para la gasolina, el y el keroseno y 35% para el fuel oil con respecto al precio del petróleo WTI.

Estos resultados del análisis de los precios de los productos son muy pertinentes para la viabilidad de los proyectos ICTL porque los derivados producidos están más cerca de parecerse a los productos, y en este sentido tienen un premium. En la tecnología de ICL prácticamente el líquido resultante es muy parecido a una mezcla de diesel y nafta; de ahí que la comparación del costo de barril producido se hace con el precio internacional del crudo multiplicado por un factor de premio inferior a uno y superior a 0.76. O sea, si el costo del barril de CTL por el proceso indirecto es de US\$42, este valor se afecta por un factor de 0.76, lo que daría un costo de líquido por ICL comparativo de US\$ 31.92 el barril.

Con los supuestos de precios internacionales del petróleo y de los márgenes para los productos se efectuó el análisis financiero de montar una planta de ICL para un total de 50,000 BPD en las zonas de Córdoba y San Luis, para las siguientes condiciones:

- 1) Una planta de 50,000 BPD en una sola etapa.
- 2) Una planta de 50,000 BPD en cuatro etapas de 12,500 BPD cada una, para una duración total de ocho años.

El análisis financiero mostró que la mejor alternativa de localización se encuentra en la zona de San Luis ya que los indicadores de la TIR, el Valor Presente Neto y el Período de Repago de la inversión son superiores a los de la Apartada en Córdoba. Para San Luis, en la alternativa financiera básica sin contingencias, la TIR varía de 22.2% a 22.9% dependiendo si se trata de cuatro o una etapas y para la Apartada de 16.5% en cuatro etapas.

Con respecto a la decisión entre una planta de una sola etapa o por etapas, el análisis financiero muestra mejores indicadores para la primera alternativa. Sin embargo, montar la planta por etapas tiene ventajas ya que la inversión inicial se reduce de US\$ 2,807 millones a US 1019 millones, lo que permitiría una mayor participación nacional, un aprendizaje de la mano de obra nacional y la posibilidad de transferencia de tecnología para la industria nacional en las siguientes etapas.

La realización del proyecto tiene una serie de beneficios económicos y sociales muy importantes. Se tiene empleo directo e indirecto en la construcción y durante la operación, pagos de impuesto a la renta, industria y comercio, timbre y predial, regalías por la producción de líquidos del petróleo y desarrollo regional de una zona sometida a diversos conflictos sociales y políticos.

Adicionalmente, la planta ICL requiere carbón por 6 millones de toneladas al año, lo cual da lugar a la expansión del sector carbonífero en la zona, con los correspondientes beneficios en trabajo, regalías e impuestos de diferente tipo.

La otra gran ventaja de este proyecto es que da un valor agregado al carbón nacional, ya que no se exporta simplemente sino que se procesa internamente permitiendo una valorización de este energético abundante en Colombia.

Conclusiones

De la investigación de los costos económicos de los procesos de CTL se concluye que para la conversión directa se tienen estimativos, ya que en DCL no existe ninguna planta a nivel comercial operando en el mundo. Los estimativos de DOE y otras entidades se basan en los prototipos que han venido en investigación y desarrollo y que han servido para efectuar diseños conceptuales de plantas de tamaño comercial.

Para la licuefacción indirecta se tienen las experiencias de SASOL en Sudáfrica, además de muchos estudios del DOE y varios proyectos en Estados Unidos, incluyendo uno muy reciente del Abril de 2007.

Fuera de los ejemplos presentados de costos existen muchos proyectos en Estados Unidos, tanto de tecnologías DCL y sobre todo de ICL, incluyendo presentaciones de expertos y análisis de diferentes entidades privadas y públicas que se refieren a costos del barril de crudo sintético y de productos entre US\$40 y US\$50, con lo cual serían competitivas estas tecnologías, a menos que hubiera una caída en los precios del petróleo.

Todos los cálculos presentados, específicamente los de los años posteriores a 2001, deben apreciarse con sumo cuidado ya que hay incertidumbre sobre los diferentes costos. Se está ante la presencia de una tecnología de punta que no tiene amplia experiencia comercial, así que muchos de los parámetros pueden cambiar. Por precaución, a las cifras hay que considerar un factor de riesgo de por lo menos un 20% por encima de lo presentado.

Se puede concluir que para tamaños de plantas de CTL de alrededor de 50,000 BPD el costo promedio de inversión por barril por día estaría en el orden de los 50,000 a 90,000 dólares, con un consumo anual de carbón de 5-6 millones de toneladas y costos entre 20 y 35 US\$/t y precio requerido del barril de petróleo del orden de US\$40, que con un riesgo de 20% se hablaría de US\$ 48.

Bajo estas consideraciones y con el precio actual del petróleo y las perspectivas para los próximos veinte años, se concluye que las tecnologías de conversión de carbón a líquidos son competitivas con el petróleo tradicional.

El análisis financiero y de localización definitiva entre San Luís en Santander y la Apartada en Córdoba muestra que ambos proyectos son viables financieramente pero que el de San Luís presenta mejores indicadores.

En este sentido se recomienda que el primer proyecto de CTL, con base en tecnología ICL, se inicie en San Luís - Santander, con una producción de 50,000 BPD, preferiblemente en una sola etapa, lo que no es incompatible con la realización de otro proyecto en la Apartada - Córdoba, el cual también es atractivo.

PRESENTACION

Ante el aumento en el consumo de combustibles líquidos en el sector transporte y sus necesidades en el futuro, la UPME en unión con ANH consideraron importante realizar una evaluación técnica y económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón, recurso que el país posee en abundancia y con cuyo aporte será factible satisfacer las necesidades nacionales de combustible de transporte mientras se encuentra un sustituto, mas adecuado.

El presente informe recopila la información obtenida de las experiencias internacionales de la tecnología en estudio y la viabilidad técnico-económica y ambiental para la construcción de una planta productora de crudos sintéticos en el país. También se elaboró un capítulo de conclusiones y una propuesta para la implementación del plan de acción para la mejor alternativa del proyecto.

Por lo disperso del contenido, técnico, ambiental y económico, la Unión temporal UT CTL le hubiese gustado presentar cada tema como un capítulo independiente, pero debido al carácter integrador de la solicitud, se prefirió hacer la recopilación del informe siguiendo las pautas dadas en los términos de referencia de la convocatoria y las propuestas presentadas.

Para el grupo consultor ha sido un trabajo realizado con entusiasmo y esmero y espera que las conclusiones se materialicen en beneficio del país. Se reitera los agradecimientos al Comité Técnico Supervisor, por sus valiosos comentarios durante el curso del desarrollo del proyecto.

TABLA DE CONTENIDO CAPITULO 1

1.1	CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE LICUEFACCIÓN.....	3
1.1.1	Generalidades del carbón	3
1.1.2	Licuefacción directa o hidrolícudefacción	8
1.1.3	Licuefacción indirecta.....	11
1.1.4	Carbonización a baja temperatura.....	15
1.2	RESEÑA HISTÓRICA.....	16
1.2.1	Experiencia alemana	16
1.2.2	Experiencia de Estados Unidos.....	20
1.2.3	Experiencia de Sudáfrica.....	22
1.2.4	Experiencia de Japón.....	23
1.2.5	Experiencia de China	24
1.2.6	Experiencia de Colombia.....	25
1.2.7	Varios	26
1.3	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL Y ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS COMERCIALES Y SU EXPERIENCIA MUNDIAL	27
1.3.1	Principales procesos	28
1.3.2	Carbonización a baja temperatura.....	31
1.3.3	Licuefacción directa	33
1.3.4	Licuefacción catalítica en una etapa	37
1.3.5	Procesos en dos etapas y multietapas.....	43
1.3.6	Coproceso carbón crudo pesado	46
1.3.7	Procesos de licuefacción indirecta	50
1.3.8	Proceso híbrido DCL/ICL.....	57
	CONCLUSIONES ASPECTOS TÉCNICOS.....	59
1.4	ANÁLISIS AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS COMERCIALES	60
1.4.1	Contaminación atmosférica.....	61
1.4.2	Las tecnologías CTL y su impacto ambiental	68
1.4.3	Impactos ambientales de la producción	69
	CONCLUSIONES ASPECTOS AMBIENTALES.....	101
1.5	FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LOS PROCESOS CONVERSION DE CARBON A LÍQUIDOS	102
1.5.1	Estudios de costos de CTL.....	102
1.5.2	Estudio de 1977.....	103
1.5.3	Estudio del DOE de 2007.....	112
	CONCLUSIONES ASPECTOS ECONÓMICOS.....	115

1

ANALISIS DE LAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE PRODUCCION DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS A PARTIR DE CARBON

La producción de combustibles líquidos a partir de carbón tuvo origen en los trabajos de los investigadores alemanes Bergius, Fischer y Tropsch. Su aplicación se realizó tanto en Alemania como en Inglaterra y Japón durante la segunda Guerra Mundial^{1 2}. Al final de la Guerra, Alemania producía en 27 plantas 4 M t/a de gasolina a partir de carbón, Inglaterra en su planta en Billingham producía 150000 t/a de gasolina. Después de la Guerra, con ayuda de científicos alemanes, los Estados Unidos realizaron varios proyectos de licuefacción³, que por el alto costo del combustible sintético (Synfuel) obtenido frente al del petróleo, la investigación se relegó a un segundo plano.

En los años setenta, con el embargo mundial del petróleo de parte de los países productores, como consecuencia de la Guerra del Kippur, los países occidentales tomaron conciencia que éste es una materia prima finita y en consecuencia, se debía buscar alternativas para sustituirlo⁴. Debido a que las reservas de petróleo se concentran en unos pocos países, por consideraciones políticas y estratégicas, los procesos de licuefacción de carbón se convirtieron en la opción mas estudiada para la obtención de sustitutos alternativos.

Sudáfrica, país rico en carbón, en los años 50 aplicaba la política de segregación racial del Apartheid, fue aislada y tuvo que utilizar el carbón como fuente de combustibles líquidos. Por la composición química y alto contenido de cenizas del carbón a utilizar, el proceso seleccionado para la producción de combustibles fue el indirecto. Por las anteriores razones, la planta Sasol de Sudáfrica, es la única experiencia comercial de licuefacción que ha operado por más de 50 años con continuos ajustes del proceso⁵.

¹ LOWRY, H. H. Chemistry of Coal Utilization. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1963.

² COAL LIQUEFACTION TECHNOLOGY STATUS Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London: Department of Trade and Industry, 1999. Available from internet: <www.dti.gov.uk>.

³ THE EARLY DAYS OF COAL RESEARCH. Fossil Energy: Auto created [online]. Department Of Energy, DOE. Available from internet: <http://www.fossil.energy.gov/aboutus/history/syntheticfuels_history.html>

⁴ RINCÓN J. M. Energía, Sus Perspectivas, Su Conversión en Colombia. Recursos Energéticos. Bogotá: Ed. J. M. Rodríguez. S.f. p. 15-37.

⁵ HOOGENDOORN. Manager Process Division, The Sasol History, AIME 23RD ANUAL MEETING, Dallas Texas, February 24, 1974.

La obtención de productos líquidos del carbón es una prioridad de desarrollo para países que, como Colombia, tienen escasas reservas de petróleo pero son ricos en carbón. Este planteamiento se encuentra en casi todas las publicaciones que pretenden ofrecer esta tecnología como una respuesta a los continuos incrementos de los precios de los crudos. Se estima que en los próximos cinco años exista como mínimo una nueva planta comercial de obtención de combustibles líquidos, y que en los siguientes veinte años existan plantas a gran escala, en la mayoría de países productores de carbón.

A continuación se presenta la descripción de los conceptos básicos de licuefacción de carbón; el análisis técnico, ambiental y económico de la experiencia internacional, así como la evaluación de la calidad de carbón utilizado en las plantas comerciales frente a la calidad existente en Colombia.

1.1 CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE LICUEFACCIÓN

1.1.1 Generalidades del carbón

El carbón es una roca sedimentaria proveniente de la descomposición de residuos vegetales transformados por efectos combinados de la acción microbiana, presión y calor⁶. Durante el proceso de sedimentación se crearon mantos de materia orgánica los cuales, debido a las altas presiones y temperaturas, produjeron carbonificación para dar lugar a formación de los mantos de carbón.

El proceso de carbonificación durante tiempos geológicos no fue uniforme y ha dado origen a las diferentes calidades de carbón de acuerdo a las transformaciones geoquímicas ocurridas durante la catagénesis y metanogénesis⁷. Dependiendo del grado de carbonificación se habla de lignitos, carbón subbituminoso, carbón bituminoso y antracita. El diagrama van Krevelen muestra los cambios ocurridos en la relación H/C frente a la relación O/C, figura 1.1. A medida que se profundiza o la materia orgánica sufre descomposición por el calor pasa desde la turba hasta la antracita.

La composición elemental del carbón es básicamente la de los vegetales que lo originaron: carbono (C), hidrógeno (H), nitrógeno (N), oxígeno (O) y azufre (S). Los mantos están además contaminados por los minerales que lo cubren tanto en la parte superior e inferior y por las sustancias solubles que llevan las aguas de percolación. La contaminación de los minerales y elementos da

⁶ HAENEL, M. J. Recent Progress in Coal Structure Research, Fuel, 1992. p. 71, 1211-1223

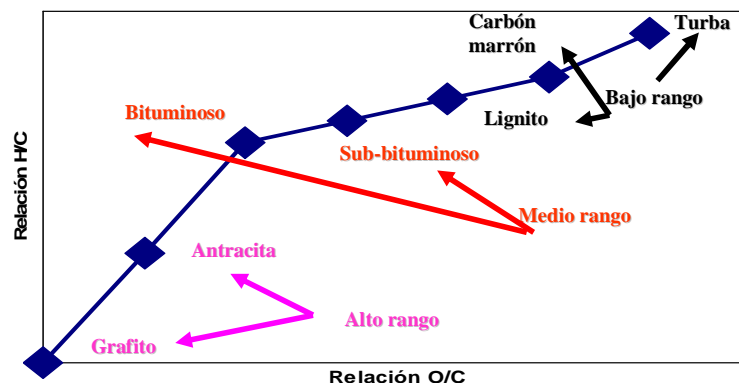
VAN KREVELEN, D. W. Coal Typology-Chemistry- Physics Constitution. Elsevier, Amsterdam, 1961.

⁷SCHOBERT, H. H. The Chemistry of Hydrocarbon Fuels. Rutterworth-Heinemann Ltdd. Oxford,1991.

origen a las llamadas cenizas del carbón y la cantidad de estas impurezas dependen del medio de formación y del método de extracción o minería.

De lo anterior se puede concluir que al hablar de carbón se hace referencia a una mezcla heterogénea de sustancias orgánicas e inorgánicas, siendo las inorgánicas las relacionadas con las impurezas, y la orgánica la que denomina el grado de carbonificación como las ya mencionadas turba, lignito, carbón subbituminoso, carbón bituminoso y antracita.

Figura 1.1 Diagrama Van Krevelen



Fuente: VAN KREVELEN, D. W. Coal Typology-Chemistry- Physics Constitution, 1961, Elsevier, Amsterdam

La caracterización del carbón está definida por la humedad, materia volátil desprendida durante el calentamiento en ausencia de aire, contenido de cenizas remanentes después de la combustión de la materia orgánica y poder calorífico relacionado con la composición y cantidad de materia orgánica. La anterior descripción conduce a la clasificación que puede ser por: (ver tabla 1.1)

- Tipo de maceral
- Rango según la intensidad de evolución de la materia orgánica y
- Grado, de acuerdo al nivel de impurezas (cenizas) que contiene.

Debido a la complejidad en la composición del carbón y a las propiedades que adquiere, el mercado ha establecido diferentes clasificaciones las cuales están relacionadas entre si; las mas utilizadas son: la norteamericana, ASTM, y la Europea o normas ISO.

Tabla 1.1 Clasificación del carbón

TIPO DE MACERAL	Vitrinita: Madera y corteza gelificada.
	Exinita: Cutículas y esporas, plantas resinosas algas, bacterias.
	Inertinita: Madera y corteza carbonizada o fuertemente oxidada antes de enterrarse.
RANGO	Turba
	Carbón marrón
	Lignito
	Carbón subbituminoso
	Carbón bituminoso
	Antracita

Fuente: elaborado por la Unión Temporal CTL

Estructura Química

Al hablar de estructura química se hace sólo para tener una idea de sus propiedades estadísticas, pues como se comentó, no existe un solo tipo de carbón, de tal manera que los modelos presentados sólo son aproximaciones⁸. La estructura química del carbón bituminoso ha sido la más estudiada, consiste en racimos de anillos aromáticos con apreciable cantidad de especies hidroaromáticas⁹. En porcentaje, cerca de un 30% de la estructura es aromática y un 20% hidroaromática. Los racimos aromáticos están unidos por grupos cortos como metilenos (-CH₂-), uniones éter, sulfuros, disulfuros y bifenilos entre otros. Las lamelas aromáticas se asocian en forma paralela unidas por fuerzas de interacciones secundarias como fuerzas de Van der Waals y puentes de hidrógeno¹⁰.

Como se observa en la tabla 1.2, a medida que se varía el rango aumenta el número de anillos condensados, la aromaticidad y el contenido de carbono; y disminuye la relación de H/C, el contenido de oxígeno y la materia volátil.

Los carbones bituminosos poseen propiedades plásticas a temperaturas entre 325-450 °C, que deben ser tenidas en cuenta durante los procesos de transformación como combustión, gasificación, carbonización, licuefacción etc., que dificultan la operación del reactor.

⁸ RINCÓN J. M. Modelo Macromolecular para Carbones de Diferente Rango. En: Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Vol. XIX, No. 73 (1994). p. 343-351.

⁹ WISER, W. H., Proceedings of the Electric Power Research Institute Conference on Coal Catalysis. Palo Alto, California, 1973.

¹⁰ SPIRO C.L., KOSKY P.G. Space Filling Model for Coal. Fuel. 61, 1992. p. 1080.

1.1.1.1 El carbón como fuente de combustibles líquidos

Los combustibles fósiles no son renovables y sus reservas declinan poco a poco. Utilizando las actuales tecnologías y al ritmo de consumo de hoy en día, el gas natural tiene unas reservas estimadas para 120 años; debido a la alta eficiencia y bajo niveles de contaminación es el combustible preferido para la generación de potencia en los sistemas de turbinas a presión entre otros. El carbón domina las reservas probadas de energía seguida de petróleo, gas natural y uranio, es además un combustible flexible, se puede quemar, pirolizar, usar como materia prima de productos químicos, licuar directa o indirectamente, o gasificar. El carbón tiene la ventaja sobre los otros combustibles, de tener costos bajos y estables, mientras que los otros presentan grandes fluctuaciones. Una proyección de la conferencia mundial de energía de 1986 muestra que el uso del carbón continuará incrementándose y llegará a ser el combustible fósil más importante del futuro. Cerca del 70% de las reservas probadas de carbón pueden durar más de 300 años y aún cerca de 1500 años con las reservas estimados¹¹.

Debido al incremento del precio del petróleo y la abundancia en reservas del carbón, la utilización de los recursos fósiles ha sido orientada hacia fines específicos. El petróleo es el combustible por excelencia de los medios de transporte, el gas tiene alta utilidad como combustible industrial, doméstico y

Últimamente en transporte, y el carbón se usa especialmente como combustible de las plantas térmicas. No obstante, debido al continuo incremento en el uso del petróleo y a que sus reservas son escasas, algunos países con amplias reservas de carbón plantean de nuevo la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, tal como se hizo durante la Segunda Guerra Mundial.

La obtención de combustibles líquidos a partir del carbón ofrece el atractivo de controlar la polución producida por combustibles fósiles; pues los elementos contaminantes se pueden retirar en el proceso; además se tienen las siguientes razones para pensar en el carbón como el recurso con mayores probabilidades para reemplazar el petróleo cuando se transforma en combustible líquido:

¹¹ RINCÓN, J. M. Energía, Sus Perspectivas, Su Conversión en Colombia. Recursos Energéticos. Bogotá: Ed. J. M. Rodríguez. S.f. p. 15-37.

Tabla 1.2 Propiedades del carbón según el rango

Propiedades	Lignito	Sub Bituminoso	Carbón Bituminoso					Antracita
			Alta Volatilidad			Medio Volatilidad	Bajo Volatilidad	
			C	B	A			
C %	65-72	72-76	76-78	78-80	80-87	89	90	93
O %	30	18	13	10	10-4	3 - 4	3	2
O como COOH %	13-10	5-2	0	0	0	0	0	0
O como OH %	15-10	12 - 10	9	-	7 - 3	1 - 2	0-1	0
Átomos de compuestos aromáticos C, % de C total	50	65	-	-	75	80 - 85	85 - 90	90 - 92
Numero de anillos bencénicos /Cluster	1-2	→		2-3	→		5	>25
Materia Volátil %	40 - 50	35 - 30	35 - 45	-	31 - 40	31-20	20-10	<10
Densidad	→			Incremento.	→			

Fuente: Ad Hoc Panel on Liquefaction of Coal Assessment of Technology for the Liquefaction of Coal Ad Hoc Panel on Liquefaction of Coal Available from World Wide Web: http://www.fischer-tropsch.org/doe/doe_reports/12163/fe12163_toc.htm. 1977

- 1- Se tienen suficientes reservas.
- 2- Por ser líquidos se pueden almacenar con mayor facilidad que los gases y su transporte es más fácil que el de los sólidos.
- 3- Como se mostrará más adelante, la tecnología actual permite la obtención de combustibles sintéticos con niveles aceptables de azufre, nitrógeno y otros elementos contaminantes

Hay varias vías a ser empleadas para convertir carbón a productos líquidos (CTL- Coal to liquids), las que normalmente se clasifican como licuefacción directa de carbón (DCL- Direct coal liquefaction) y licuefacción indirecta (ICL- Indirect Coal Liquefaction) y una tercera conocida como pirólisis o carbonización.

La DCL consiste en someter el carbón a rompimiento térmico o pirólisis de sus enlaces más débiles seguido de hidrogenación inmediata de los fragmentos resultantes. La ICL consiste en la destrucción completa de la estructura del carbón para obtener los productos de síntesis más importantes, monóxido de carbono e hidrógeno, en una etapa conocida como gasificación, seguida por una segunda etapa de síntesis a hidrocarburos líquidos llamada reacción de Fischer-Tropsch (FT), en memoria de los químicos que la descubrieron. La pirólisis o carbonización a baja temperatura, 450-700 °C consiste en el rompimiento térmico de la estructura de carbón y recolección de los alquitranes líquidos para ser cargados en los procesos de refinación.

La licuefacción o producción de combustibles líquidos a partir del carbón se originó con los trabajos de Berthelot¹² en 1869 y posteriormente por Bergius¹³, en 1913. Los trabajos de Bergius se incrementaron en 1921, se instalaron plantas de hidrogenación directa en Inglaterra y Alemania, las cuales tuvieron importancia durante la Segunda Guerra Mundial. Con la nueva escalada en los precios del petróleo, hoy, se tienen proyectos pilotos y comerciales que vislumbran un nuevo auge del carbón como fuente de energía económica y limpia para las nuevas generaciones .

1.1.2 Licuefacción directa o hidrolícuación

El proceso directo, DCL, requiere adición de hidrógeno al carbón para incrementar la relación H/C de 0.8 (en el carbón) a 1.2 -1.8, relación estimada para el petróleo. Los líquidos producidos son de dos tipos:

- 1- Un producto aromático apropiado para procesamiento a gasolinas.

¹² BERTHELOT, M. B., Soc. Chim. France, 1869. p. 11, 278.

¹³ BERGIUS, F. J. Soc. Chem. Industr., 1913. p. 32, 462.

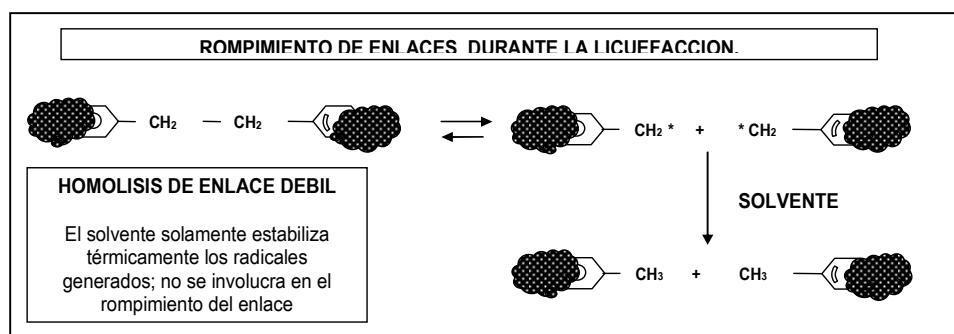
2- Un aceite pesado de uso en calderas.

Sólo carbones bituminosos altos volátiles, subbituminosos y lignitos son los apropiados para licuefacción directa¹⁴.

Cuando el carbón se calienta a una temperatura entre 300-500 C tienen lugar los siguientes cambios: 1- ruptura de los enlaces químicos que unen los racimos aromáticos y formación de pequeños fragmentos orgánicos y radicales libres estabilizados por la estructura aromática, 2- estabilización de los radicales libres por reacción bien sea entre los racimos aromáticos, formación de coque y/o con otros radicales libres de mas bajo peso molecular como hidrógeno, que en este caso, forma compuestos aromáticos de menor peso molecular. En el caso de la licuefacción de carbón interesa la estabilización de los radicales libres con hidrógeno para obtener fragmentos de menor peso molecular en forma líquida¹⁵.

Los primeros desarrollos de los procesos DCL, se realizaron en una sola etapa, consistente en el procesamiento del carbón previamente molido y seco a altas temperaturas y presiones de hidrógeno; se tenían problemas de separación, envenenamiento de catalizadores y alto consumo de hidrógeno. Del sistema clásico de licuefacción en una etapa se ha pasado últimamente al sistema en dos etapas y multietapas; en la primera se realiza la depolimerización del carbón en presencia de un solvente donante de hidrógeno, mientras que en la segunda se realiza un hidrocraqueo catalítico de la pasta resultante de la primera etapa.

Figura 1.2 Rompimiento de enlaces durante la licuefacción.



Fuente: MALHOTRA, R. Direct coal liquefaction: Lessons learned. SRI International. Available from internet: <http://gcep.stanford.edu/pdfs/RxsY3908kaqwVPacX9DLcQ/malhotra_coal_mar05.pdf>

¹⁴ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL 1977. Assesment of Technology for the Licuefaction of Coal. Available from internet: <http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_report/12163/fe12163-C.pdf>

¹⁵ RINCÓN, J.M, CARVAJAL, R. and PACHECO, L. Measurement of Anisotropic Development in a Low Rank Coal Using E.S.R Spectroscopy and Optical Texture,. En: Fuel, 64, (1985) p. 119- 122.

Los solventes empleados son sustancias o mezclas normalmente hidroaromáticas, con capacidad de solubilizar los productos de depolimerización del carbón y que contienen en su estructura hidrógeno lábil, el cual puede transferirse para estabilizar los fragmentos reactivos formados durante el craqueo de la matriz¹⁶.



Como solventes, se han utilizado compuestos del tipo aceite antracénico, breas de petróleo y destilados e intermedios de recirculación de la destilación. Los hidrocarburos saturados tienen poca capacidad de donar hidrógeno; en cambio, los hidroaromáticos como la tetralina, se comportan como buenos agentes donadores de hidrógeno. Los aceites de mayor punto de ebullición de los compuestos de reciclaje han mostrado tener un mejor efecto que los aceites de punto de ebullición intermedio (200°C) e igualmente se ha demostrado que mezclas de solventes pueden presentar un efecto sinérgico¹⁷. En la tabla 1.3, se presenta la composición mayoritaria de los productos de licuefacción¹⁸.

Tabla 1.3 Composición de productos líquidos de carbón

Hidrocarburos	Compuestos de oxígeno	Compuestos de azufre	Compuestos de nitrógeno
N-Parafinas	Fenol	Tiofeno	Quinilina
Isoparafinas	Indanol	Benzotiofeno	Acridina
Ciclo parafinas	Dibenzofurano	Dibenzotiofeno	Benzacridina
Benceno	Benzonaftofurano		Dibenzacridina
Naftaleno			
Tetralina			
Antraceno			
Fenantrano			
Acenafteno			
Pireno			
Fluoreno			

Fuente: THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from internet: www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf >

¹⁶ RINCÓN J. M. El Crudo de Castilla como Aditivo-solvente de Coquización y Licuefacción para Carbones Tipo Cerrejón. Bogotá. Universidad Nacional. 1988.

¹⁷ RINCÓN J. M y ANGULO R. Petroleum Heavy Oil Mixture as a Source of Hydrogen in the Liquefaction of Cerrejón Coal. En: Fuel, 65, (1986). p. 899-909.

¹⁸ THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from internet: www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf >

La producción de hidrógeno es otra área importante que representa una tercera parte de los costos de operación¹⁹; normalmente se hace por gasificación del carbón y/o de los residuos de los fondos de destilación o de los procesos de separación; es común igualmente obtenerlo de gas natural.

En la tabla 1.4, se muestra la composición de los líquidos de carbón obtenidos mediante diferentes procesos de licuefacción, utilizando carbón de Utah.

Tabla 1.4 Composición de líquidos de carbón obtenidos procesando carbón Utah con diferentes tecnologías

Líquidos	Carbonización a baja temperatura	Pirólisis	Extracción con solvente	Hidrogenación
Azufre (%)	0.82	0.98	1.15	0.64
Nitrógeno (%)	0.91	0.86	1.04	0.76
Oxígeno (%)	3.8	4.5	8.0	2.8
Crudo ligero sintético destilado hasta 200 C, Vol. %	5.0	7.0	3.0	18.0
Crudo pesado sintético destilado hasta mas de 370 C Vol. %	27.0	30.0	50.0	25.0

Fuente: THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from internet: <www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf>

La mayor parte de la investigación reciente se ha concentrado en el desarrollo de la segunda generación de procesos de licuefacción que busca condiciones de operación menos severas, especialmente presión. Esto se hace por medio de una mayor velocidad de transferencia de hidrógeno del solvente donador al carbón y del líquido del reciclo. Estas mejoras significan menos costos de operación, trabajos que han sido aplicados a escala de planta piloto, pero sin experiencia en la producción a gran escala. Sólo hasta finales del presente año o principios del 2008, se espera tener en funcionamiento la primera planta moderna de licuefacción directa operada por Shenhua en China²⁰.

1.1.3 Licuefacción indirecta

En la licuefacción indirecta, después de la gasificación del carbón, se realiza la separación de las impurezas (gases azufrados, gases nitrogenados y dióxido de carbono), se ajusta la relación H₂/CO para posteriormente llevar a

¹⁹ SUN Q., FLETCHER J. J., ZHANG Y. and REN, X. Comparative Analysis of Costs of Alternative Coal Liquefaction Process. Vol 19, 2005. p. 1160-1164.

²⁰ SPEIGHT J.G., The Chemistry and Technology of Coal. Capítulos 16, 17. p 473-555.

cabo la reacción de síntesis FT que es el corazón del proceso. Una vez que el carbón ha sido gasificado a CO e H₂, estos compuestos se procesan para dar una variedad de productos líquidos, tales como gasolina, metanol, combustible diesel, aceites pesados y medianos, ceras y varios productos petroquímicos. Sasol en Sudáfrica, es la única planta con experiencia comercial en la actualidad²¹.

1.1.3.1 Gasificación

La gasificación es el proceso para convertir combustibles fósiles, biomasa y residuos orgánicos en gases combustibles o gas de síntesis. El producto de gasificación se clasifica como gas de bajo y medio poder calorífico.

La reacción general de gasificación se puede representar:



La energía de la reacción se obtiene de la reacción de oxidación del carbono, razón por la cual el proceso de gasificación se realiza a partir del material carbonáceo en presencia de vapor de agua y oxígeno.

La mezcla de CO e H₂ se conoce como gas de síntesis o Syngas y también se puede obtener de cualquier material carbonoso en forma sólida como biomasa, o de gas natural, como por ejemplo del metano.



La relación de H₂/CO obtenida en el proceso de gasificación es muy importante y varía de acuerdo a las condiciones de trabajo y necesidades del proceso.

Tabla 1.5 Características de los gases de bajo y alto poder calorífico

Producto	Características
Gas de bajo BTU (150-300 BTU/ pie ³)	Cerca al 50% de nitrógeno, mezcla de H ₂ , CO y traza de otros gases como metano.
Gas de medio BTU (300-500BTU/pie ³)	Predominantemente H ₂ y CO con algo de metano y gases no combustibles

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

El gas de bajo poder calorífico, tabla 1.5, es importante para la industria como combustible, o, como materia prima para la producción de amoniaco y metanol.

²¹ LOWRY, H. H. Chemistry of Coal Utilization. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1963.

La composición del gas de medio BTU es muy parecida a la de bajo poder calorífico pero sin nitrógeno; es considerablemente más versátil que el de bajo poder calorífico y se puede usar como gas para turbinas y turbinas de ciclo combinado integrado. Se usa también como gas de síntesis para la obtención de metano, hidrocarburos de mayor peso molecular por el proceso FT, metanol y una variedad de productos químicos. Para su obtención se utiliza oxígeno a cambio de aire en el reactor con lo cual se evita el exceso de nitrógeno.

1.1.3.2 La reacción FT o síntesis FTS

El proceso FT consiste en una serie de reacciones complejas del syngas con un catalizador, que conducen a una serie de productos cuya distribución depende de la temperatura de reacción, relación H₂/CO y catalizador; se obtienen: alcanos, alquenos y derivados oxigenados. Estas reacciones se pueden representar:

Alcanos



Alquenos



Alcoholes y éteres



Aldehidos y cetonas



Acidos



Estas reacciones vienen acompañadas por la reacción de desplazamiento de agua



Y por la deposición de C o reacción de Boudouard



La síntesis vía FT se usa comercialmente hoy en día, en la planta de Sasol en Sudáfrica. La gasificación se realiza por cualquiera de los procesos

comercialmente conocidos. Hoy hay mas de 160 plantas de gasificación de carbón en el mundo en países desarrollados como Estados Unidos y Europa, y, otros como China, India, Brasil, Turquía, Australia y para Octubre del 2005 se planeaban 35 plantas más. Después de la gasificación se hace el ajuste a las proporciones estequiométricas del proceso mediante el ajuste de la cantidad de hidrógeno con la reacción de desplazamiento (reacción 6). Este tipo de reacciones son bien conocidas y aplicadas en las plantas de obtención de hidrógeno, como en las de obtención de amoniaco. Establecidas las proporciones se realiza la reacción FT. Ajustando la temperatura y el catalizador se puede llevar la reacción hacia productos líquidos livianos, pesados o parafinas²².

1.1.3.3 Síntesis de metanol

El metanol es un combustible líquido usado como combustible de transporte; pero además puede ser convertido posteriormente a gasolina. La reacción de síntesis de metanol a partir de gas de síntesis se puede representar en la siguiente reacción:



Seguido por la reacción



El uso de dióxido de carbono en la síntesis requiere un 50% más de hidrógeno que de monóxido, incrementando los costos. Esta desventaja se compensa por la eliminación de la necesidad de remover el dióxido de carbono del gas de síntesis.

La preparación del gas de síntesis es la misma para ambos procesos de alta y baja presión, la concentración de azufre es más rigurosa para el de baja presión²³. La composición del gas de síntesis se muestra a continuación:

²² SPEIGHT J. G. The Chemistry and Technology of Coal. Capítulos 16-17, 1994. p. 473-555.

²³ THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from internet: <www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf>.

Componente	Volumen %, base seca
Hidrogeno	63.0
Monóxido de carbono	26.0
Dióxido de carbono	7.0
Metano	3.8
Argón	0.2

El proceso a alta presión opera cerca de 360 atm. La capacidad mínima de estas plantas es de 700 t/d.

En el proceso desarrollado por Imperial Chemistry Industries (ICI), se utilizan catalizadores más selectivos. A presiones cercanas a 55 atm. El efluente tiene una baja concentración de metanol lo cual se compensa con una mayor recirculación.

1.1.3.4 Síntesis de gasolina a partir de metanol

Sólo hay una planta comercial que utiliza este método, conocido como proceso Mobil (metanol a gasolina MTG). El catalizador es zeolita de alta selectividad ZSM-5²⁴. La planta ha sido proyectada para la producción de 12.000-14.000 BPD de gasolina, instalada en Nueva Zelanda que usa gas natural como materia prima para la obtención de gas de síntesis. Las características de la calidad de gasolina obtenida, en una planta piloto de 4 BPD se muestran a continuación²⁵.

Peso molecular promedio	93
Densidad específica	0.720
Número octano	96.8

Los rendimientos son muy cercanos al estequiométrico, con 56% de agua y 43.5% de hidrocarburos.

1.1.4 Carbonización a baja temperatura

La carbonización a baja temperatura es un proceso en el cual un material carbonáceo se somete, en ausencia de aire, a calentamiento entre 450-700°C, para obtener un carbonizado sólido, alquitranes líquidos y gases de pirólisis. La carbonización a baja temperatura presenta las siguientes ventajas:

²⁴ BONILLA, J., SÁNCHEZ, R., RINCÓN J. M., y PACHECO L. Síntesis de Zeolitas del ZSM-5 y Utilización en la Producción de Hidrocarburos Aromáticos a Partir de Metanol. En: Revista Colombiana de Química. Vol 15, No 1-2 (1986). p. 51-61.

²⁵ THOMAS. THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from internet: <www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf>.

- 1- Se puede trabajar con retortas de hierro.
- 2- El gas de pirólisis se puede utilizar como fuente de calor en el proceso
- 3- El carbonizado o semicoque, es un combustible que arde sin la producción de humos, poco contaminante, utilizado como combustible de uso doméstico, en plantas de vapor, etc.
- 4- El alquitrán sirve como base para la manufactura de productos químicos, como aceite diesel, o como combustible directamente²⁶.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA

1.2.1 Experiencia alemana

Alemania es uno de los países con amplias reservas de carbón, posee el 6.6% de las reservas mundiales y ocupa el séptimo lugar. Este hecho hizo que investigadores e ingenieros alemanes produjeran crudo sintético a partir las abundantes reservas de carbón y establecieran las primeras tecnologías²⁷. Friedrich Bergius (1884-1949) desarrolló el método directo en Hanover (1913) y lanzó el programa de independencia energética alemana en los siguientes años. En 1925, Franz Fischer (1877-1947) Director del Instituto de Investigación en Carbones Kaise-Wilhelm en Mülheim y su jefe de departamento, Dr. Hans Tropsch, aplicaron para la patente que describe el proceso para producir hidrocarburos líquidos a partir de monóxido de carbono e hidrógeno que usa un metal como catalizador, reacción conocida como Fischer-Tropsch (FT). El proceso FT tuvo su primera aplicación industrial en 1935 en Ruhrchemie en Oberhausen. En los primeros años de la década de los cuarenta, se produjeron cerca de 600000 t/a en las instalaciones alemanas, usando el proceso FT. Licenciados por Ruhrchemie, se construyeron cuatro instalaciones en Japón, una planta en Francia y otra en Manchuria²⁸.

Cuando los aliados bombardearon las plantas alemanas de combustibles sintéticos, su maquinaria de guerra empezó a fallar, más del 92% de la gasolina de aviación y la mitad del crudo consumido durante la guerra provenía del carbón.

En la tabla 1.6 se hace una síntesis de los avances realizados desde 1911 hasta 1945 al final de la guerra. De igual forma en las tablas 1.6 y 1.7 se muestran la localización de las plantas que utilizan licuefacción directa e indirecta respectivamente.

²⁶ RINCÓN, J. M.; PAVA, D. y JIMÉNEZ, A. En: Rev. Mares. No. 110 (1981). p 27-31.

²⁷ HAENEL, M. J. Recent Progress in Coal Structure Research. En: Fuel. 71 (1992). p. 1211- 1223

²⁸ SPEIGHT J. G. The Chemistry and Technology of Coal. Capítulos 16-17, 1994. p. 473-555.

Tabla 1.6 Revisión entre 1911-1945

Las investigaciones y desarrollos de la hidrogenación de carbón a alta presión.	
Periodo	Actividad
1911-1920	Friedrich Bergius, investigaciones a nivel de laboratorio y desarrollo en planta piloto BASF-IG FARBEN, investigaciones a nivel de laboratorio y desarrollo en planta piloto
1920-1933	BASF-IG FARBEN, investigaciones y desarrollos en Ludwinghafen y Leuna, el avance más importante fue la introducción de la conversión en dos fases y catalizadores resistentes al azufre
1933-1939	IG FARBEN uso 700 atm de presión (1936) Primera hidrogenación de carbón bituminoso (1936) Las nuevas compañías de hidrogenación construyeron siete plantas
1933-1939	Nuevos aceros permitieron continuar con investigaciones y desarrollos
1939-1945	Construcción de cinco plantas, fue un periodo de desarrollo principalmente y no se hicieron muchas investigaciones aparte de las que se hicieron en catalizadores.
Las investigaciones y desarrollos de los procesos de Fischer-Tropsch	
1922-1935	Investigaciones a nivel de laboratorio y desarrollo en planta piloto.
1936-1945	Desarrollo a escala industrial, con el principal desarrollo ocurrido antes de la primera Guerra mundial.

Fuente: Adaptada de STRANGES, A. Germany's Synthetic Fuel Industries Texas Aym University. 2003. Available from internet: <http://www.fischer-tropsch.org/primary_documents/presentations/aiche%202003%20spring%20national%20meeting/presentation%2080a%20stranges%20germany.pdf>

Tabla 1.7 Plantas alemanas de hidrogenación de carbón entre el periodo de 1927 a 1945

Localización	Inicio construcción	Inicio Operación	Material usado	Presión (atm)	Capacidad (t/a) 1944
Ludwigshafen/ Oppau					
Leuna	1926	1927	Carbón pardo y alquitrán	255/255	620.000-640.000
Bohlen	1935	1936	Alquitrán	306/306	220.000-275.000
Magderburg:	1935	1936	Alquitrán	306/306	220.000-275.000
Scholven	1935	1936	Carbón bituminoso	306/306	220.000-240.000
Welheim	1936	1937	Coque- brea de alquitrán.	713/713	130.000-145.000
Gelsen	1936	1939	Carbón bituminoso	713/306	400.000-430.000
Zentz:	1937	1939	Alquitrán.	306	250.000-250.000
Polito		1940	Petróleo, Carbón, esquistos .	713/306	700.000-750.000
Lutzkendorf		1940	Residuos petróleo, alquitrán	713/713	50.000-12.000
Wesseling	1938	1941	Carbón café de Reñís	713/306	200.000-230.000
Brux	1939	1942	Alquitrán	306/306	400.000-360.000
Blenchammer		1942	Carbón, Alquitrán	713/306	60.000- 65.000

Fuente: Adaptada de STRANGES, A. Germany's Synthetic Fuel Industries Texas Aym University. 2003. Available from internet: <http://www.fischer-tropsch.org/primary_documents/presentations/aiche%202003%20spring%20national%20meeting/presentation%2080a%20stranges%20germany.pdf>

Tabla 1.8 Plantas de Fischer-Tropsch en Alemania

Planta	Carbón	Prod. 1944	Productos	Inicio de operaciones
Ruhrbenzin AG	Bituminoso	62.200	Combustible, aceite de lubricación.	Construcción en 1935, operación en 1937
Steinkohlen-Bergwerk Rheinpreussen	Bituminoso	19.700	Gasolina, diesel, parafinas , aceites	Construcción en 1935, operación en 1936
Gewerkschaf: Víctor. Klocknerweke-Wintershall AG	Bituminoso	40.380	Aceites primarios	Construcción en 1935, en operación 1937
Braunkohle-Benzin AG	Lignito	158.500	Aceites primarios	Construcción en 1935, operación en 1937
Mitteldeutsche Treibstoff und Öl Werke	Lignito	29.320	Aceites primarios	1938
Krupp Treibstoffwerk		39.802	Aceites primarios	Finales de 1938
Chemische Werke Steinkoble AG	Bituminoso	86.580	Aceites primarios	1939
Hoesch- Benzin	Bituminoso	51.000	Aceites primarios	Marzo de 1939
Schaffgotsch Benzin GmbH	Lignito	39.200	Aceites primarios	1941 planta completada 1939

Fuente: Adaptada de STRANGES, A. Germany's Synthetic Fuel Industries Texas Aym University. 2003. Available from internet: <http://www.fischer-tropsch.org/primary_documents/presentations/aiche%202003%20spring%20national%20meeting/presentation%2080a%20stranges%20germany.pdf>

1.2.2 Experiencia de Estados Unidos

Estados Unidos posee el 25 % de las reservas mundiales de carbón e importa la mayor parte de combustibles líquidos de los países del Medio Oriente, México y Venezuela; es en consecuencia, uno de los países con mayor necesidad para encontrar sustitutos de crudo. En 1928, el centro experimental de Pittsburgh Energy Research Center de los Estados Unidos, inició experimentos de hidrogenación de carbón siguiendo los procesos desarrollados por Bergius. En 1937 se construyó una pequeña unidad experimental de 100 BPD²⁹.

Bajo el liderazgo de Wilburn C. Schroeder y con la asistencia de algunos científicos alemanes capturados durante la Guerra, para 1949 se tenía operando en forma continua una planta de 200 BPD diesel a partir de lignito de North Dakota. Para la misma época en Louisiana se construyó una planta de 80 BPD por el método ICL que empezó operación en 1951, se produjeron 40000 galones y la planta costó en total 5 millones de dólares.

Estados Unidos, como país dependiente de la importación de crudo, después de la Guerra del Kippur, tuvo un programa agresivo de licuefacción hasta los años 90 y desarrollaron varios procesos piloto con el apoyo de la Corporación de Combustibles Sintéticos, SFC. Las tecnologías de mayor interés para el escalado a plantas demostrativas por el proceso directo fueron:

- Solvent Refined Coal (Gulf Oil)
- Exxon Donor Solvent
- H-Coal (Hydrocarbon Technologies Incorporated)

Hydrocarbon Technology Inc (HTI) con la cooperación del Departamento de Energía de los Estados Unidos, DOE, continuó con el desarrollo del proceso H-Coal y ha realizado un acuerdo de licenciamiento con el grupo Shenhua, la mayor compañía carbonífera de China, para construir una planta de licuefacción directa localizada en el Interior de Mongolia³⁰. HTI provee el paquete de diseño del proceso con el primer tren de tres reactores de la planta DCL, que tendrá una capacidad final de 50000 BPD de combustible diesel y gasolina de bajo contenido de azufre, y espera iniciar operación al final del año 2007. Después del arranque del primer tren de reactores.

²⁹ DEPARTMENT OF ENERGY, DOE. The Early Days of Coal Research. Fossil Energy: Auto created [online]. Available from internet: <http://www.fossil.energy.gov/aboutus/history/syntheticfuels_history.html>

El DOE desde la época dorada de SFC, mantiene un programa de investigación en “tecnología limpia del carbón” (Clean Coal Technology), para el desarrollo de nuevos procesos de generación de energía que reduzcan sustancialmente las emisiones y contaminantes. El programa, sin embargo, estuvo enfocado a resolver los problemas ambientales de la época y en el siglo XXI, emergen nuevos desafíos ambientales como el impacto potencial a la salud causada por las emisiones, trazas de mercurio, los efectos de material particulado en los problemas respiratorios y el calentamiento global debido a los gases de efecto invernadero, los cuales han sido incorporados en La Iniciativa Presidencial del Cielo Limpio.

De 1976 a 2000, el gobierno de Estados Unidos invirtió aproximadamente \$US3.600 millones en el mejoramiento y escalado de la licuefacción directa de carbón. En los inicios del programa se usó una configuración con un solo reactor en lecho burbujeante usado en el proceso H-Coal, la cual fue reemplazada por configuraciones con dos etapas para obtener mayores eficiencias en la utilización del hidrógeno y finalmente a configuraciones multietapas. Las condiciones de operación y los equipos fueron igualmente optimizados para hidrotatamiento y el retiro de cenizas del solvente; también se mejoraron los catalizadores. Se construyeron y operaron plantas pilotos y demostrativas con capacidad mayor a 1800 BPD de combustible³¹.

Finalmente los ensayos a escala piloto demostraron que los costos estaban alrededor de US\$64 por barril para el crudo H-coal, US\$38 para la licuefacción integrada en dos etapas (ITSL) y US\$32 para el proceso catalítico de multietapas (CMSL)³². En el presente HTI trabaja con el proceso CMSL en la planta de Shenhua³³.

A continuación se muestra una lista parcial de las tecnologías de licuefacción directa desarrolladas en Estados Unidos durante la última mitad del siglo XX. La mayoría de ellas no están en desarrollo.

³¹ COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE: THE NATIONAL COAL COUNCIL. Volume II. 2006. Available from internet: <<http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>>

³² HEADWATERS CORPORATE. Current Research Efforts in Coal- Based Synthetic fuels, Available from internet: <<http://www.covol.com.com/data/upfile/pdfadmin/SMEPowerPoin.pdf>>

³³ HYDROCARBÓN TECHNOLOGIES INC. Conversion of Coal into Clean Transportation Fuels. Direct Coal Liquefaction Technology. Available from internet: <<http://www.htigrp.com/data/upfiles/pdf/dcl%20technology%2023feb05.pdf>>

Tabla 1.9 Procesos de licuefacción directa de carbón en una etapa.

Proceso	Desarrollador
H-Coal	HRI (predecesor de HTI)
Carbón refinado con Solvente (SRC-I y SRC-II)	Gulf Oil
Cloruro de zinc	Conoco

Fuente: Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006.

Available from

internet:<<http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>>

Tabla 1.10 Procesos de licuefacción directa en dos etapas

Proceso	Desarrollador
Proceso HTI o licuefacción catalítica multietapa (CMSL)	DOE y HTI (Subsidiaria de Headwaters, Inc)
Licuefacción catalítica en dos etapas (CTSL)	DOE y HRI (predecesor de HTI)
Licuefacción en dos etapas integradas	Lummus
Licuefacción de carbón	Chevron
Kerr-McGee ITSL	Kerr-McGee
Combustible sintético	Consol
Licuefacción en dos etapas Close-Coupled (CC-TSL)	Amoco, Estados Unidos

Fuente: Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006.

Available from

internet:<<http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>>

1.2.3 Experiencia de Sudáfrica

Sudáfrica tiene abundantes reservas de carbón que corresponden a un 5% de las reservas mundiales y es pobre en petróleo. Por obvias razones, la posibilidad de producir combustibles líquidos de carbón atrajo tanto a los científicos como a los economistas, y los desarrollos de Alemania fueron seguidos de cerca, especialmente los de FT debido a sus bajas condiciones de operación y también a que el proceso fue aplicado durante la Segunda Guerra.

La construcción empezó hacia la mitad de 1952 y la primera unidad se puso en operación al final de 1954. Al final de 1966 todas las construcciones principales se completaron. El primer estimado de costos del proyecto en 1951, basado en la información suministrada por contratistas, fue de 75 millones de Rands que en 1952 usando información mas completa llegó a 101 millones, que incluían nueve millones de provisiones para el escalado. El costo final, incluyendo el arranque y modificaciones esenciales fue de 142

millones Rands en 1956. Estas unidades no tienen mucha validez al valor presente, pero si muestran claramente la dificultad en los estimados al pasar del proceso conceptual a una unidad en operación.

Sasol es la principal compañía en Sudáfrica y se enorgullece al anunciar que contribuye al GPD (producto interno bruto) con 35 billones de Rands (4.9 billones de dólares) y paga en impuestos 16 billones de Rands. Sasol produce gasolina y diesel y emplea 31000 trabajadores en sus instalaciones en África, Medio Oriente, Malasia, Estados Unidos, Alemania, Italia y Países bajos. Sasol planea doblar la producción de 150000 BPD en su planta en Secunda, usando 41.8 millones toneladas de carbón y en la actualidad satisface el 28% de las necesidades energéticas del país. La relación de carbón a productos líquidos es de una tonelada de carbón por barril³⁴.

1.2.4 Experiencia de Japón

Japón con algunas reservas de carbón, 0.07%, importa el 100% del petróleo que consume y llegó a ser la principal fuente de energía al principio del siglo pasado.

Entre los años 1920 y 1930 se iniciaron las primeras investigaciones de licuefacción que siguen el proceso Bergius, y en 1935 se escaló una Unidad de Planta de Desarrollo (PDU). Basado en esta investigación, construyó una planta con una producción anual de 20.000 toneladas de aceite, en la mina Wushun en China la cual operó hasta 1943. Después de la Guerra, Estados Unidos, alegó que la investigación en licuefacción de carbón era un asunto militar y prohibió este tipo de trabajos. No obstante, en 1955 se reinició la investigación en los laboratorios nacionales y en las universidades. Con la crisis del petróleo en los años 70 el desarrollo de combustibles a partir de carbón volvió a tener importancia. El desarrollo de la tecnología de licuefacción fue promovida bajo el proyecto Sunshine en especial por New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). A pesar del retraso con respecto a otros países en investigación del carbón como Estados Unidos y Alemania, tuvieron un desarrollo lento pero progresivo, hasta el punto que en 1998 puso en operación una planta piloto de 150 t/d, y colocó de nuevo al Japón, a la altura del estado del arte en los procesos de licuefacción. El programa Japonés que inició en 1974 ha pasado de la etapa de investigación a la de comercialización con países productores de carbón en Asia tal como China e Indonesia³⁵. En China además de Japón,

³⁴ PLATTS. Sasol Cashes In Coal To Liquid Technology. Coal to liquid technology, 2006. Available from internet: <www.platts.com/coal/resources/news%20features/ct/SASOL.xml>

³⁵ WRITERS, Staff. Japan to Give Asia Coal Liquefaction Technology Terradaily. 2006. Available from internet: <<http://www.uofaweb.ualberta.ca/chinainstitute/nav03.cfm?nav03=46779&nav02=43872&nav01=43092>>

también colaboran países como Estados Unidos y Alemania. Últimamente Japón está considerando la cooperación con India, Mongolia, Indonesia y Filipinas^{36 37}.

En 1982, como parte de la cooperación internacional, Japón instaló una planta de ensayos de licuefacción de 0.1 t/d en China, con el fin de hacer estudios con carbones, evaluar catalizadores y capacitar el personal. Desde 1997, por requerimientos de China, ha incrementado la cooperación para la implementación de los estudios de viabilidad para la construcción de plantas de licuefacción.

1.2.5 Experiencia de China

China es un país con altas reservas de carbón y pobre en petróleo; es el tercero en cuanto a las reservas de carbón en el mundo, 16%, y, el 79% de su balance energético depende de este combustible. China es ahora el segundo gran importador de crudo después de los estados Unidos espera que para el año 2010 importe la mitad de su consumo³⁸.

El grupo Shenhua, el mas grande productor de carbón de China anunció que piensa construir una planta de licuefacción de 50000 BPD para obtener diesel de muy baja concentración de azufre y gasolina por DCL³⁹. La tecnología utilizada es la de H-Coal en multietapas (CMSL) desarrollada en Estados Unidos por HTI con modificaciones realizadas por los centros de investigación chinos y NEDO de Japón; la producción inicial será de 50000 BPD. De acuerdo con los resultados de Shenhua, tiene planes de construir tres proyectos similares. Un resumen de los planes chinos se muestra a continuación.

El consorcio de tres compañías: Grupo Shenhua, Grupo Shanghuai Huayuan, Grupo Shanghai Electric y el gobierno chino, invirtieron 12 millones de dólares en el Centro Investigación de Licuefacción de carbón que China⁴⁰ ha construido en Shangai. El centro investiga en DCL e ICL, y

³⁶ CLEAN COAL TECHNOLOGIES IN JAPAN. Coal Liquefaction Technology Development Japan. Clean Coal Technologies In Japan. Available from internet: <http://www.nedo.go.jp/sekitan/cct/eng_pdf/2_3a1.pdf.>

³⁷ TIAN, Mai. First Coal Liquefaction Centre Set Up In Shanghai China Daily. 2004. Available from internet: <http://www.chinadaily.com.cn/english/doc/2004-03/12/content_314118.htm>

³⁸ TIAN, M. First coal liquefaction centre set up in Shanghai China daily. 2004. Available from World Wide Web: <http://www.platts.com/p/articles/mi_m0cyh/is_15_6/ai89924477>

³⁹ PLATTS. Sasol Cashes In Coal To Liquid Technology. Coal to liquid technology, 2006. Available from internet: <www.platts.com/coal/resources/news%20features/ct/SASOL.xml.>

⁴⁰ COAL-TO-LIQUIDS TECHNOLOGY CHINA'S ALCHEMISTS TURN COAL INTO BACK GOLD COAL-TO-LIQUIDS TECHNOLOGY. 2006. Available from internet: <<http://www.platts.com/coal/resources/news%20features/ct/index.xml?s=printer&>>

además provee tecnología y entrenamiento para la primera planta comercial de DCL de Shenhua.

Tabla 1.11 Proyección Grupo Shenhua

Año	Producción (Mt)
2007	1
2010	5
2015	15
2020	20

Fuente: Adaptada de TIAN, Mai. First Coal Liquefaction Centre Set Up In Shanghai China Daily. 2004. Available from World Wide Web: <http://www.chinadaily.com.cn/english/doc/2004-03/12/content_314118.htm> y PECKHAM, Jack. Ultra Clean Fuel from Coal Liquefaction: China About To Launch Big Projects-Brief Article Diesel Fuel News. 2002. Available from World Wide Web: <http://findarticles.com/p/articles/mi_m0cyh/is_15_6/ai_89924477>

China también ha venido investigando en ICL, alrededor de 2002 empezó a plantear una planta comercial en el interior de Mongolia y ha firmado un acuerdo con Sasol y Shell, para Construir dos plantas ICL. Estas plantas, se estima, cuestan US \$3000 millones cada una y tendrán capacidad de 440 millones de bbl de combustibles líquidos anuales.

1.2.6 Experiencia de Colombia.

Colombia junto con Brasil, es uno de los países en Sur América con mayores reservas de carbón, 0.7% de las reservas mundiales y ocupa el puesto 14 en el escalafón mundial. Los primeros trabajos de investigación en carbón estuvieron relacionados con la exploración geológica y calidades, realizada por institutos del estado como Ingeominas, y el liquidado Instituto de Investigaciones Tecnológico y Laboratorio Químico Nacional. Sólo hasta principios de los años 70, con la crisis de suministro de petróleo, se inician en la Universidad Nacional los primeros trabajos en pirólisis y licuefacción de carbón vía hidrogenación directa o indirecta. Inquietudes similares pero a menor nivel se han realizado por otras universidades como la de Antioquia, UIS, Universidad del Valle y la Universidad del Atlántico.

En la Universidad Nacional se trabajó en carbonización a baja temperatura con la construcción de una planta piloto de 750 kg/d por el proceso Rexco, una segunda planta piloto de LTC (low temperatura carbonization) fue diseñada y construida por TECSOL y CANDICON (Centro Andino de Consultorías) para una carbonización de 250 kg. TECSOL igualmente realizó para ECOCARBÓN el diseño de una planta piloto de 2 t/d, la planta no se construyó. En licuefacción, la Universidad Nacional trabajó en transferencia de hidrógeno utilizando aceite antracénico y crudo pesado de Castilla como

agente de transferencia con carbones del Cerrejón co-proceso carbón crudo⁴¹ ⁴². Estos últimos trabajos fueron llevados a escala de planta continua con ensayos a nivel de banco. En el proceso indirecto se realizó el primer trabajo con gases comerciales utilizando diferente tipos de catalizadores para la obtención de diesel y parafinas⁴³. Aunque en la actualidad la Universidad Nacional investiga en procesos directos de licuefacción catalítica⁴⁴ no se han realizado ensayos de CTL en procesos continuos a niveles superiores de 50 kg/d por ninguna entidad. A nivel empresarial Likuen compañía Colombiana ha propuesto la construcción de una planta de licuefacción directa para 50.000 BPD a partir de carbones del norte del país⁴⁵.

1.2.7 Varios

Gas a líquido (GTL)

Desde 1993, Shell en Malasia (Bintulu) y Petro SA en Sudáfrica (Mossel Bay) han venido operando instalaciones de FT para producir gas de síntesis a partir de gas natural (Gas to Liquids GTL). Una tercera planta similar a las anteriores se terminó de construir en el 2006 en Qatar por Sasol (49%) y Qatar Petroleum (51%) en el golfo Pérsico⁴⁶, es la primera planta fuera de África que utiliza el método FT a baja temperatura, cuya licencia pertenece a Sasol, la planta producirá 34000 BPD de combustibles líquidos con contenido de azufre de menos a 5 ppm y costó US\$950 millones. En 2004 otras nueve instalaciones de gas a líquido fueron planeadas en el mundo, la mayoría utilizando síntesis FT.

Una planta de 150000 BPD de combustibles líquidos costaría alrededor de US\$7500 millones. Sin embargo las unidades se pueden construir en módulos con inversión de US\$1200 millones.

⁴¹ RINCÓN J. M y ANGULO R. Petroleum Heavy Oil Mixture as a Source of Hydrogen in the Liquefaction of Cerrejón Coal. En: Fuel, 65, (1986). p. 899-909.

⁴² RINCÓN J.M. and CRUZ, S., Influence Of Preswelling On Licuefaction Of Coal. En: Fuel. (1988). p. 1162-1163.

⁴³ RODRÍGUEZ R y PACHECO L. Obtención de Gasolina Sintética Vía Síntesis FT Tesis de Magister. Química. Bogota. Universidad Nacional de Colombia. 2001.

⁴⁴ DÍAZ, J. J. Información Personal. 7-02-2007.

⁴⁵ LIKUEN. Available from Internet: <www.cg-la.com/docs/CLF%20Likuen.ppt>

⁴⁶ RUIZ, J. F. Petróleo Internacional. Diciembre 2006-.Enero 2007.

1.3 DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL Y ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS COMERCIALES Y SU EXPERIENCIA MUNDIAL

Se ha comentado que el objetivo de la conversión del carbón a productos líquidos, (CTL), es incrementar la relación H/C de aproximadamente 0.8% en el carbón, a 1.2-1.8% en los crudos de petróleo. Comercialmente en la reacción se adiciona del 4 a 8% en peso de hidrógeno para obtener un producto similar al crudo de petróleo. El consumo de hidrógeno representa uno de los mayores costos del proceso, por lo cual se han diseñado varios sistemas para reducirlo. También los crudos sintéticos provenientes del carbón contienen mayor cantidad de heteroátomos (oxígeno, azufre, y nitrógeno) que los de un crudo natural, por lo que se deben remover por hidrogenación lo cual incrementa aún mas este consumo; igualmente la separación de sólidos es otro de los inconvenientes a considerar y pueden representar uno de los mayores costos en el proceso⁴⁷. Debido a las dificultades mencionadas, existen muchos planteamientos de configuración de las plantas, pero sólo unas pocas han tenido éxito para su escalado a planta piloto.

A finales del siglo pasado, solamente Japón estaba activo en el desarrollo de un proceso a gran escala, con una planta piloto de 150 t/d en operación⁴⁸, mientras que China, país que depende en un 70% de la energía proveniente de carbón y es importador de crudo, espera ser el primero en construir una planta comercial de licuefacción directa en el mundo^{49 50}. Su localización estratégica en el centro de Mongolia, lejos de los centros de producción y abastecimiento de crudo, asegura el éxito de la planta.

Conforme a los términos de referencia del presente informe lo requiere, a continuación se hace una descripción conceptual y el análisis de las tecnologías comerciales en el mundo que han sido llevadas a planta piloto, de las cuales se seleccionarán aquellas que presenten ventajas comerciales para el país.

⁴⁷ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL 1977. Assement of Technology for the Licuefaction of Coal. Available from internet: <www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_report/12163/fe12163-C.pdf>

⁴⁸ CLEAN COAL TECHNOLOGIES IN JAPAN. Coal Liquefaction Technology Development Japan. Clean Coal Technologies In Japan. Available from internet: <http://www.nedo.go.jp/sekitan/cct/eng_pdf/2_3a1.pdf>

⁴⁹ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL 1977. Assement of Technology for the Licuefaction of Coal. Available from internet: <www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_report/12163/fe12163-C.pdf>

⁵⁰ BEIJING TIME. China, US sing License Agreement on Coal Liquefaction Plant [online]. June, 2002. Available from Internet: <http://english.peopledaily.com.cn/200206/19/eng20020619_98110.shtml>

1.3.1 Principales procesos

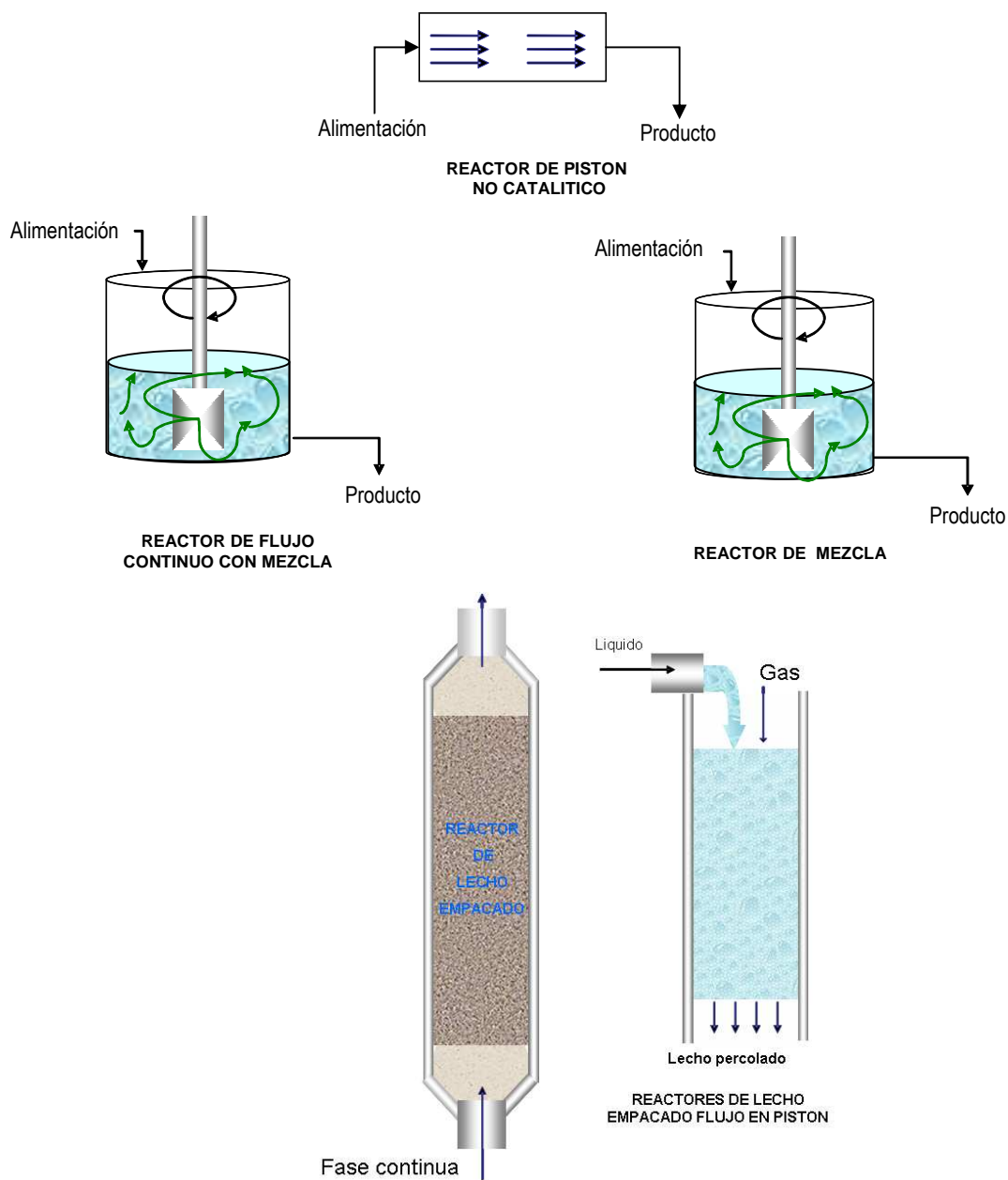
La licuefacción directa es la ruta más eficiente comúnmente disponible para la producción de combustibles líquidos a partir de carbón. El líquido producido es alrededor de 70% en peso del carbón alimentado l_{hmm}, (libre de humedad y materia mineral) y en general la eficiencia térmica está en el rango de 60-70%.

El reactor es el corazón de la reacción y la calidad del producto final depende del tipo utilizado. El mas simple es el reactor de flujo continuo no catalítico, otros reactores utilizados son:

- Reactor de mezcla continua.
- Reactor de lecho percolado
- Reactor de lecho fluidizado
- Reactor de lecho fluidizado burbujeante, consistente en un reactor donde las partículas están suspendidas en un líquido y/ó gas que burbujea en forma ascendente, sistema que es utilizado en el proceso H-Coal.

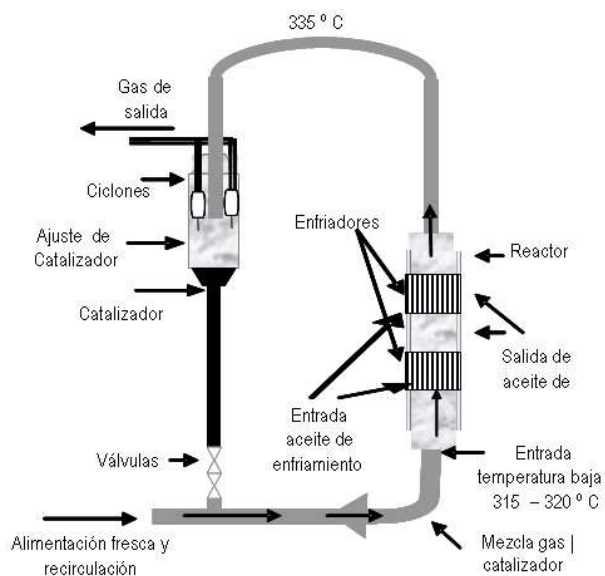
Los procesos de licuefacción se pueden dividir en tres categorías: 1- carbonización a baja temperatura (LTC), 2- Licuefacción directa 3- licuefacción indirecta. En el siguiente esquema se presenta un resumen de la clasificación de los procesos y a continuación se hace un resumen de los principales procesos desarrollados en cada categoría.

Figura 1.3 Reactores típicos usados en los procesos de licuefacción

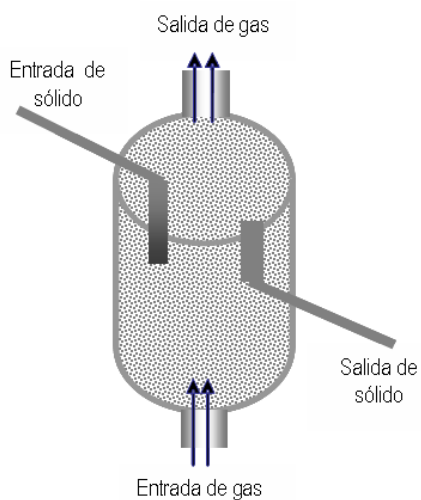


Fuente: Adaptada de Ad Hoc Panel on Liquefaction of Coal Assessment of Technology for the Liquefaction of Coal Available from Internet: http://www.fischer-tropsch.org/doe/doe_reports/12163/fe12163_toc.htm. 1977

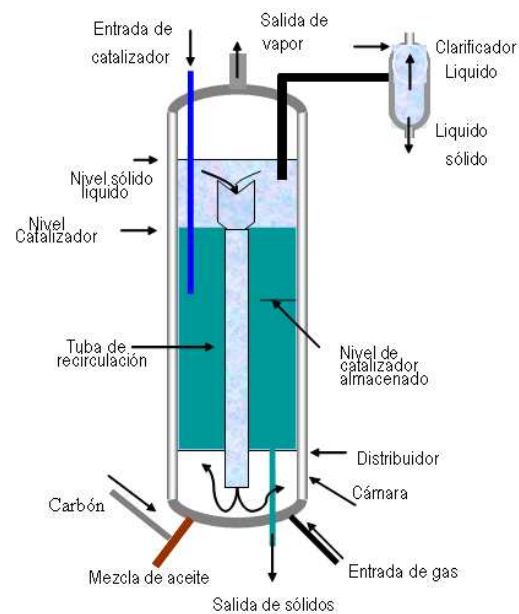
Figura 1.4 Reactores típicos



Reactor de flujo de arrastre de síntesis de Fischer-Tropsch



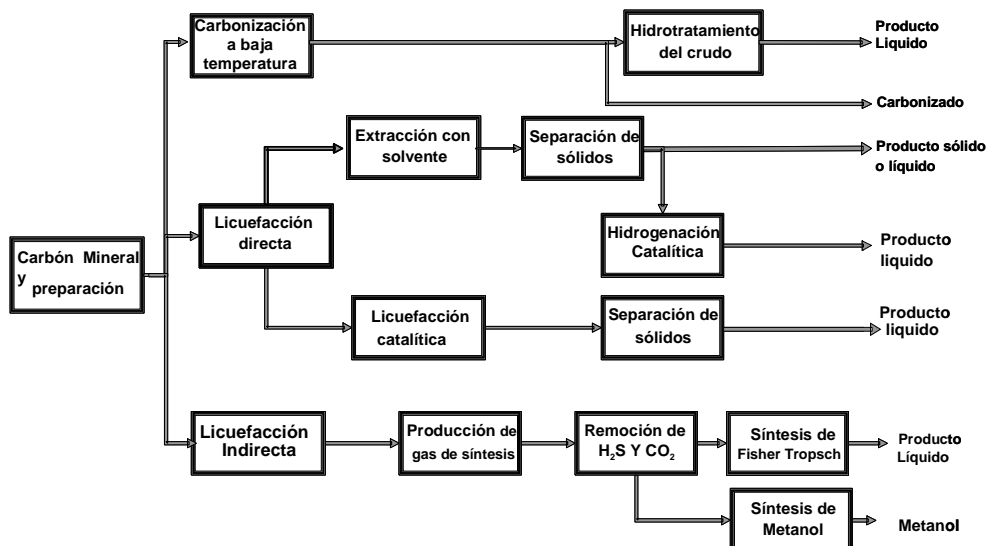
Reactor típico de lecho fluidizado



Reactor de lecho burbujeante o lecho expandido, H-Coal

Fuente: Adaptada de: Ad Hoc Panel on Liquefaction of Coal Assessment of Technology for the Liquefaction of Coal Available from Internet: http://www.fischer-tropsch.org/doe/doe_reports/12163/fe12163_toc.htm, 1977

Figura 1.5 Clasificación de los procesos de licuefacción



Fuente: Adaptada de THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from Internet: <www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf >

1.3.2 Carbonización a baja temperatura

La carbonización a baja temperatura (LTC, Low Temperature Carbonization) es la técnica más antigua utilizada para la obtención de líquidos a partir del carbón. Consiste en el calentamiento en ausencia de aire u oxígeno para obtener un crudo (alquitranes), líquidos ligeros, gases y carbonizado o semicoque. La composición relativa de las cantidades y productos depende de la velocidad de calentamiento, presión, temperatura máxima alcanzada y tiempo de residencia. Cuando la carbonización se realiza en presencia de una corriente de hidrógeno se denomina, hidropirólisis. La carbonización genera como mínimo un 50% de carbonizado sólido, al cual se le debe buscar un mercado, bien como combustible de uso doméstico o industrial, o gasificarlo para la obtención de hidrógeno o gas de síntesis. A continuación y a manera de información, se hace una ligera descripción de algunos procesos llevados a escala industrial.

1.3.2.1 Proceso Krupp-Lurgi

Este proceso fue desarrollado en Alemania en los años 30, y en la Segunda Guerra Mundial había en funcionamiento un buen número de plantas con

capacidad de varios cientos de toneladas día y los productos líquidos procesados fueron utilizados como combustibles para las fuerzas militares⁵¹.

1.3.2.2 Proceso Rexo

Desarrollado por National Coal Carbonizing Co., Ltd (NCCC) de Inglaterra en la planta Snibston en Coalsville, Leicestershire. El carbonizado se utiliza como combustible de uso doméstico de alta reactividad que arde sin la producción de humos; los líquidos se utilizan como combustibles y para la obtención de creosotas. El proceso Rexco trabajó hasta finales del siglo pasado. NCCC construyó cinco plantas en Escocia, para la producción de combustible sin humos de uso industrial y doméstico en las zonas de aire limpio de Inglaterra. En 1982 como parte del trabajo de grado Calle y Guevara⁵² ⁵³ construyeron una planta piloto de 750 kilos en la Universidad Nacional en Bogotá, Colombia.

1.3.2.3 Proceso Parker o Coalite

En este proceso las retortas se instalan verticalmente y se calientan en forma indirecta. La temperatura de carbonización es de 650°C, con lo cual se obtiene la máxima cantidad de líquidos y un carbonizado de muy alta reactividad. Los alquitranes, en los primeros años, se enviaban a las refinerías, con lo cual se obtenían gasolinas con número de octano de 75⁵⁴, aceite diesel con número de cetano de 25 usado en los buses locales de las ciudades inglesas; aceite combustible con una gravedad específica de 1.032 usado para la generación de vapor y electricidad. Además se obtenían una serie de productos químicos como fenoles para la producción de resinas entre otros. En Colombia, las compañías TECSOL y CANDICON diseñaron y construyeron una planta piloto en la Universidad Tecnológica de Tunja, con una capacidad de procesamiento de carbón 250 kg/cochada.

1.3.2.4 Proceso Karrick LTC

En Estados Unidos el Bureau of Mines, en los años 20, Lewis Karrick desarrolló el proceso que lleva su apellido y en los años 30 se construyeron varias plantas que producían gas, aceite, grasas y parafinas a partir de

⁵¹ LOWRY, H. H. Chemistry of Coal Utilization. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1963.

⁵² CALLE, L y GUEVARA P., Diseño, Construcción y Puesta en Marcha de una Planta Piloto de Carbonización a Baja Temperatura para la Producción de Carbón Doméstico. Tesis Ing. Química. Universidad Nacional. 1982.

⁵³ RINCÓN J. M. Perspectivas de Adecuación y Creación de Tecnologías Carboníferas en Colombia. Bogotá: Instituto Italo Latino Americano, 1981. p. 684.

⁵⁴ LOWRY, H. H. Chemistry of Coal Utilization. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1963.

carbón, pero los bajos costos del petróleo desplazaron esta producción. Los promotores del proceso comentan que obtienen 25% de gasolina, 10% de kerosene y 20% de fuel oil de buena calidad, el resto es el combustible sólido o semicoque⁵⁵.

1.3.2.5 Proceso Encola

En Wyoming la Corporación Encola, construyó una planta con la ayuda del programa de Demostración de Tecnologías de Carbón Limpio del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Esta planta fue puesta en servicio en 1992 y tiene una capacidad máxima de 100 t/d de carbón subbituminoso.

1.3.3 Licuefacción directa

El proceso de licuefacción por hidrogenación directa se puede dividir en dos clases: a) por extracción con solventes donantes de hidrógeno y b) por hidrogenación catalítica. La investigación y desarrollo de estos procesos en los años 70 a 90 fue un campo particularmente activo en los Estados Unidos, Japón y Alemania. En Colombia a nivel de investigación básica, en la Universidad Nacional sede Bogotá, también existió una actividad interesante y se dieron trabajos pioneros en co-proceso carbón crudo pesado y fondos de vacío, proyecto patrocinado por el Fondo de Investigación de Carbón, FONIC, "Hidro craqueo catalítico de bitúmenes naturales y sintéticos"⁵⁶.

1.3.3.1 Licuefacción por extracción con solventes

La extracción de carbón en presencia de un solvente de reciclaje se ha desarrollado utilizando diferentes configuraciones: 1- extracción en ausencia de hidrógeno usando un solvente de reciclaje que se ha hidrogenado en una etapa separada, 2- extracción en presencia de destilados medios con un solvente que no ha sido hidrogenado, 3- extracción en presencia de hidrógeno con un solvente de reciclaje hidrogenado. La extracción con solventes se puede operar en condiciones suaves y se obtiene una reducción de azufre de un 3% a 1%. El producto es sólido o un aceite muy pesado, parecido en forma física a una brea de petróleo de las utilizadas para sellar los techos. El producto se puede posteriormente hidrogenar para producir un aceite ligero y además aumentar la remoción de azufre y nitrógeno. Los

⁵⁵ REXRESEARCH [online]. Available from internet: <www.rexresearch.com/karric-l.htm>

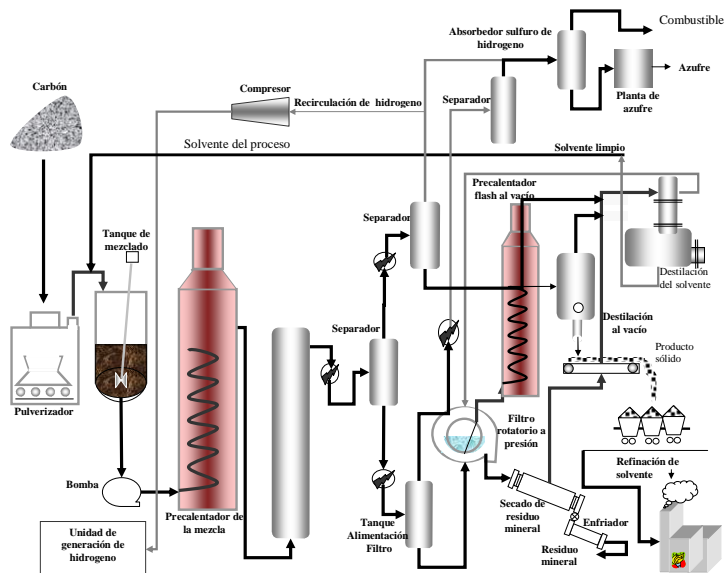
⁵⁶ RINCÓN J. y RAMÍREZ, S. Coprocessing Of Some Colombian Coals Using Petroleum Heavy Oils As Hydrogen Donor And Anthracene Oil As Co-Solvent. *En: Fuel*. (1990)

principales procesos en este grupo son: Solvent Refined Coal (SRC) y Exxon Donor Solvent (EDS).

Los procesos SRC fueron desarrollados originalmente para producir combustibles limpios para caldera a partir de carbón. Una planta de 0.5 t/d fue construida en 1965 y escalada en dos plantas piloto separadas en 1974, las cuales se localizaron en Wilsonville (SRC-I, 6 t/d) y en Fort Lewis, Washington (SRC-II 50 t/d). La planta de Fort Lewis fue luego convertida a una unidad SRC-II y debido a que las condiciones requeridas son más rigurosas, la capacidad fue disminuida a 25 t/d.

El SRC I es un proceso de hidrogenación no catalítica desarrollado por Pittsburgh y Midway Coal Mining Company. El carbón se muele inicialmente, se seca y se mezcla con un solvente hidrogenado. Se adiciona hidrógeno gaseoso a la mezcla, se precalienta a 450°C en un reactor de flujo a una presión entre 71-133 atm, la hidrogenación extractiva se realiza alrededor de 450°C. La presión del extracto se reduce en un separador flash, que también separa gases y líquidos. El hidrógeno se recupera de la corriente gaseosa. Se adiciona del 2 al 3% de hidrógeno al carbón durante la hidrogenación disolutiva y para separar los sólidos de los líquidos se realiza por filtración. El líquido se lleva a un evaporador flash para remover el solvente, reciclarlo y enviarlo de nuevo al precalentador. Aproximadamente el 65% del carbón original se convierte a SRC, cerca al 15% en destilados líquidos y el remanente es gas y cenizas.

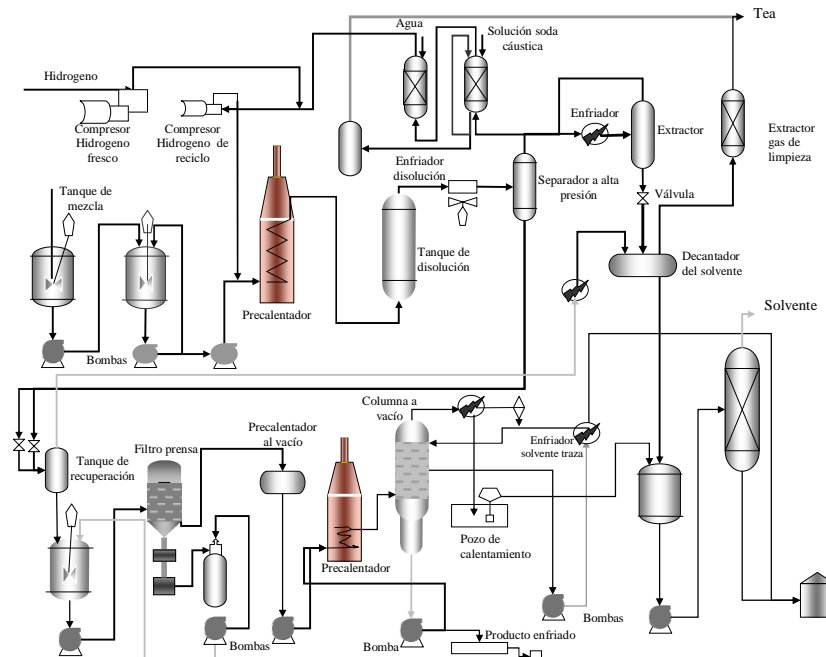
Figura 1.6 Diagrama proceso SRC



Fuente: SEYMOUR B., y Wolf R. Liquefaction processes. Chemistry of coal utilization second supplementary chapter 28. Ed. Martin A Elliot. S.f.

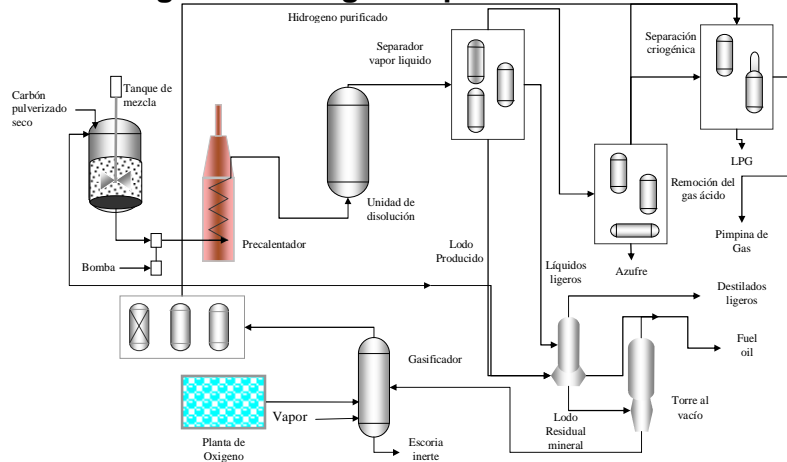
El proceso remueve prácticamente todo el material inorgánico, incluyendo el azufre pirítico junto con una pequeña cantidad de azufre orgánico, con lo que se obtiene un porcentaje de remoción del 75%, no se remueve nitrógeno. Se construyó una planta piloto de 6 t/d en Wilsonville, Alabama, que inició operación en 1974.

Figura 1.7 Diagrama proceso SRC- 1



Fuente: SEYMOUR B., y Wolf R. Liquefaction processes. Chemistry of coal utilization second supplementary chapter 28. Ed. Martin A Elliot. S.f.

Figura 1.8 Diagrama proceso SRC II



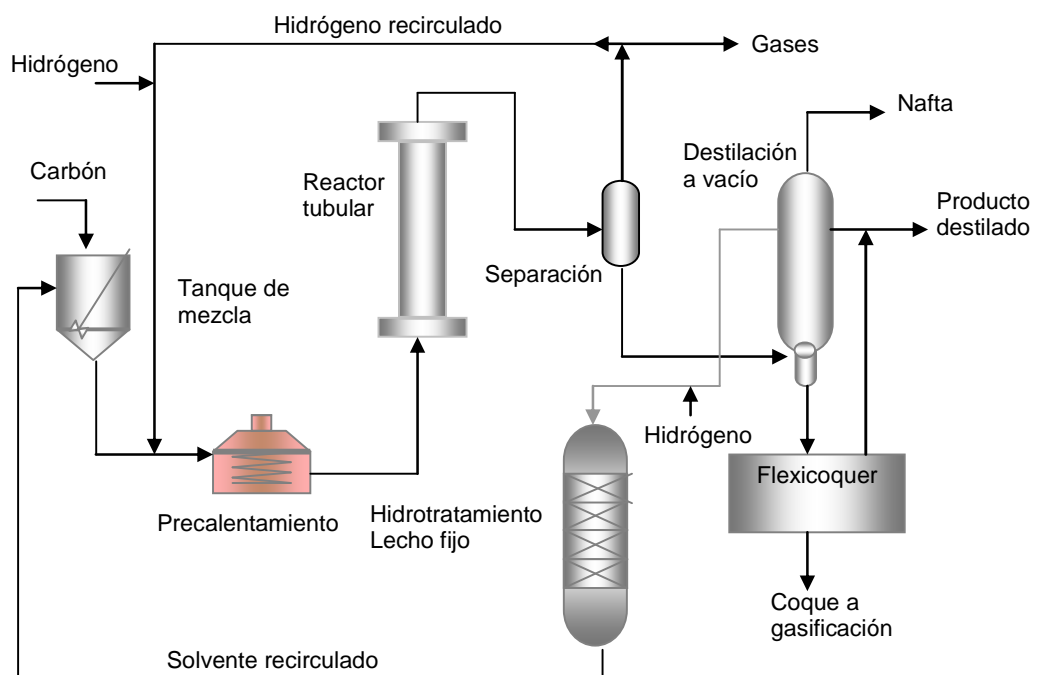
Fuente: SEYMOUR B., y Wolf R. Liquefaction processes. Chemistry of coal utilization second supplementary chapter 28. Ed. Martin A Elliot. S.f.

1.3.3.2 Proceso Exxon donor solvent (EDS)

La corporación Exxon inició el proceso EDS en la década de los 70 y en 1980 construyó una planta piloto de 250 t/d en Baytown Texas. En ese momento Exxon consideró que el proceso estaba listo para ser comercializado, pero no se continuó con el desarrollo. Los costos de capital resultaron altos debido a que la cantidad de líquido obtenido era menor al obtenido en otros procesos, por lo cual se hicieron visibles desventajas económicas. La planta piloto funcionó hasta 1982 y las investigaciones continuaron hasta al menos 1985.

El carbón se mezcla con un solvente que ha sido rehidrogenado con el fin de restaurar su capacidad de donación de hidrógeno. Esto mejora la efectividad del solvente y es la característica fundamental del proceso.

Figura 1.9 Diagrama del proceso Exxon Donor Solvent (EDS)



Fuente: Adaptada de Department of Trade and Industry. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

El proceso EDS, involucra la licuefacción de carbón en un solvente donante de hidrógeno con subsiguiente separación de sólidos para proveer de nuevo el solvente donante y mejorar la calidad de los productos. Un diagrama de flujo se muestra en la figura 1.9. El carbón molido con el solvente donante de hidrógeno se mezcla con hidrógeno a cerca de 102 atm y se pasa a través del reactor de licuefacción a 425-480°C y 102-143 atm de presión de hidrógeno, con un tiempo de residencia de 0.5 a 1.5 horas para producir gas, líquidos y fondos pesados que contienen carbón sin reaccionar y materia mineral.

Los fondos de la torre de destilación contienen todos los residuos sólidos y algunos hidrocarburos de alto punto de ebullición, pero muy poco material con punto de ebullición por debajo de 540°C, tabla 1.12

Tabla 1.12 Productos del proceso EDS para diferentes carbones

	Bituminoso Illinois	Sub bituminoso Wyoming	Lignito Texas
Tiempo de residencia (min)	40	60	25-40
Producción, % peso carbón libre de humedad y ceniza (lhc)			
H ₂	-4.3*	-4.6	-3.9
H ₂ O+COx	12.2	22.3	21.7
H ₂ S + NH ₃	4.2	0.9	1.7
C ₁ -C ₃ Gas	7.3	9.3	9.1
C ₄ -538°C	38.8	33.3	33.3
538°C+fondos	41.8	38.8	38.1

*Los valores negativos indican consumo.

Fuente: THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from Internet: www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf >

1.3.4 Licuefacción catalítica en una etapa

1.3.4.1 Proceso Pott-Broche

Este proceso es conocido como licuefacción directa, fue patentado por Bergius en 1913 y comercializado a principio de los años 20⁵⁷. El primer enfoque implicaba la disolución de carbón en un solvente a altas temperaturas y alta presión para producir líquidos de alto punto de ebullición.

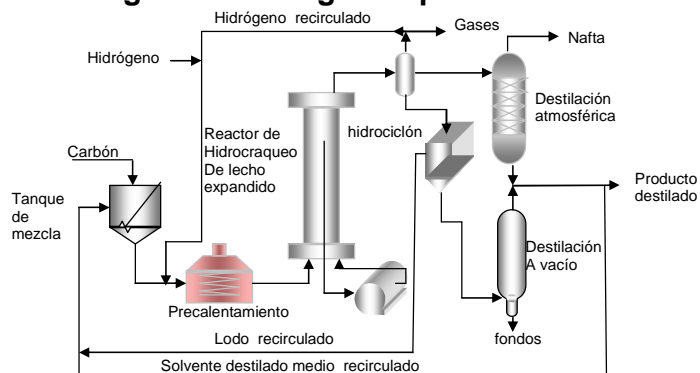
⁵⁷ AD HOC PANEL ON LIQUEFACTION OF COAL ASSESSMENT OF TECHNOLOGY FOR THE LIQUEFACTION OF COAL. Available from Internet: http://www.fischer-tropsch.org/doe/doe_reports/12163/fe12163_toc.htm. 1977

1.3.4.2 Proceso H-Coal

El proceso H-coal fue desarrollado por HRI (ahora Hydrocarbon Technologies Incorporated, HTI) es una adaptación del proceso H-oil usado para mejorar aceites pesados. El primer desarrollo del proceso empezó con una planta a escala de banco de 25 lb/d patrocinado por la Oficina de Investigación de Carbón hasta 1967. Posteriormente el programa tuvo el patrocinio de seis compañías más. Los ensayos se realizaron en Catlettsburg, Kentucky. La planta piloto fue diseñada para procesar 200 t/d, la cual operó hasta 1983. El proceso H-coal ha sido la base para subsiguientes desarrollos apoyados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, y recientemente ha incorporado la licuefacción catalítica en dos etapas (CTSL) y multietapas (CMSL), que ha pasado a una planta de 600 t/d⁵⁸.

El Carbón se mezcla con un solvente recirculado el cual está compuesto por productos del hidrocrqueo y destilados medio y pesado. Se adiciona H₂ y la mezcla se precalienta y alimenta a un reactor de lecho expandible de hidrocrqueo, la cual es la característica que distingue al proceso. Este reactor opera a temperaturas de 425-455°C y presión de 204 atm, contiene un catalizador de hidrotratamiento que puede ser de níquel-molibdeno o cobalto-molibdeno soportado en alúmina. El catalizador es fluidizado por el H₂ y bombeado a una corriente interna de recirculación, por lo que la entrada se ubica por encima del límite superior del lecho expandido del catalizador, pero dentro de la zona líquida. Esta corriente de recirculación contiene sólidos de carbón sin reaccionar.

Figura 1.10 Diagrama proceso H-Coal



Fuente: ADAPTADA DE DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Clearer Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

⁵⁸ CONNELLI, A. G., GANGULI, P. y MERDINGER, M. H-Coal Processing of Kentucky No 11 Coal and Status of H-Coal. Proceedings of the Fifteenth Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Seattle, Washington, 1980. p. 18-22.

Figura 1.11 Planta piloto del proceso H-Coal.



Fuente: Tomada de HYDROCARBON TECHNOLOGIES INC. CONVERSION OF COAL INTO CLEAN TRANSPORTATION FUELS HTI Direct Coal Liquefaction Technology Available from Internet:

<<http://www.htigrp.com/data/upfiles/pdf/dcl%20technology%2023feb05.pdf>>

Como las reacciones de hidrocrqueo requeridas para la producción de los líquidos destilados son altamente exotérmicas, es necesario un estricto control de la temperatura al hacer el escalado a nivel industrial. El reactor de lecho expandible ofrece varias ventajas sobre el de lecho fijo; el control de la temperatura es más fácil de hacer por estar todo el contenido mezclado en forma homogénea. Los reactores permiten reemplazar el catalizador mientras está en operación, lo que facilita una actividad constante del catalizador en la licuefacción de carbón. Los productos del reactor pasan al separador flash. En la parte superior se condensan los líquidos y se llevan a una columna de destilación atmosférica, para separar la nafta y el destilado medio. Los fondos del separador flash se alimentan a un grupo de hidrociclones. La corriente superior contiene del 1-2% de sólidos y se recircula a la etapa de mezcla del lodo. La corriente inferior se lleva a una columna de destilación a vacío. Los sólidos se remueven con los fondos de la columna a vacío, mientras que el destilado forma parte del producto.

Al igual que en otros procesos, la producción depende del tipo de carbón. En general, cuando se usan carbones apropiados, se obtienen conversiones mayores al 95%. La producción de líquido supera el 50% (base seca). La tabla 1.13, muestra las principales características de operación y productos de los procesos presentados.

Tabla 1.13 Comparación de las condiciones de operación de los principales procesos DCL.

	SRC-I	SRC-II	EDS	H-COAL
Condiciones de operación				
Presión (atm)	7.0	9.5	9.8	10.5
Temperatura (°C)	440	440	440	440
Tiempo de residencia (min)	40	60	40	30-70
Producción de líquido,% peso (lhc)	76	70	50*	74
Conversión de carbón,% peso lhc	95	95	70	94
Consumo de H ₂ ,% peso (lhc)	2.4	4.7	4.3	3.8-5.3
Recirculación al sistema	Recirculación del solvente	Recirculación de lodos	Recirculación del solvente hidrogenado	Recirculación del destilado pesado
Reactor	reactor de flujo ascendente	reactor de flujo ascendente	Reactor de flujo tubular ascendente	Reactor catalítico de lecho en ebullición
Catalizador		Materia mineral	Ni-Mo para la hidrogenación del solvente	Co-Mo, o, Ni-Mo

Fuente: Tomada de THOMAS F. E. Coal Processing and Pollution Control 1983. Available from Internet: <www.che.utexas.edu/course/che379&384/chapter8.pdf>

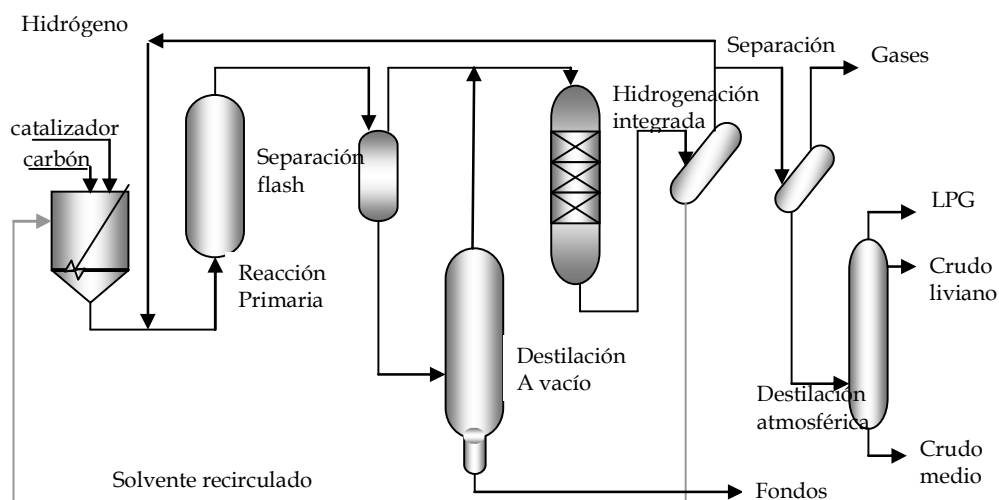
1.3.4.3 Proceso Kohleol

El proceso Kohleol, es un desarrollo relativamente reciente, hecho por Ruhrkohle AG y VEBA OEL AG, del proceso usado a escala comercial en Alemania hasta 1945. El desarrollo se hizo en unidades continuas de 0.5 t/d y 0.2 t/d en Bergbau-Forschung y a 200 t/d en la planta en Bottrop. La planta de Bottrop operó de 1981 a 1987 y produjo más de 85000 t de productos destilados a partir de 170000 t de carbón aproximadamente en 22000 horas de operación. Se considera que la tecnología está completamente demostrada.

En 1997 el Instituto de Investigación de Carbón de China (CCRI) firmó un acuerdo por dos años con Alemania para realizar el estudio de viabilidad de una planta de 5000 t/d. La idoneidad del yacimiento para la planta de licuefacción en la provincia de Yunnan fue investigada al igual que el mercado potencial para los productos⁵⁹.

⁵⁹ DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

Figura 1.12 Diagrama de flujo del proceso Kohleol



Fuente: Adaptada de DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Clearner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

El carbón se mezcla con un solvente recirculado derivado del proceso y un catalizador de hierro disponible "lodo rojo" presurizado y precalentado. Se adiciona H_2 , y la mezcla se pasa por un reactor tubular de flujo ascendente, el cual opera típicamente a 306 atm y 470°C. La velocidad de alimentación del carbón a este reactor está entre 0.5 y 0.65 t/m³/h. Lo que sale por encima de este separador, permanece en la fase gaseosa y se trata con hidrógeno a temperatura de 350-420°C en un reactor de lecho fijo a la misma presión del reactor principal. Los productos tratados con hidrógeno se despresurizan y enfrían en dos etapas. El producto líquido proveniente de la primera etapa se recircula al paso de mezcla como parte del solvente. El producto líquido de la segunda etapa se conduce a una columna de destilación atmosférica y se produce un crudo ligero (C₅ -200°C punto de ebullición, bp) y un crudo medio (200-325°C bp)

La corriente que sale por la parte inferior del separador pasa a una columna de destilación a vacío para recuperar los líquidos destilables. Estos se llevan al reactor de alimentación donde se tratan con hidrógeno y posteriormente se recirculan como solvente. En la parte inferior de la columna de vacío se obtiene material mineral, carbón que no reaccionó y catalizador, los cuales en una operación comercial deben ser gasificados para la producción de H_2 .

Cuando se procesa carbón bituminoso se puede tener una conversión superior al 90%, con una producción de líquido de 50-60%. La producción y

calidad del proceso cuando se usa Prosper, un carbón bituminoso alemán, se resume en las tablas 1.14 y 1.15.

Tabla 1.14 Productos obtenidos en el proceso Kohleol.

Proceso	Producción (%)
Gases de hidrocarburo (C ₁ -C ₄)	19.0
Crudos ligeros (C ₅ -200°C)	25.3
Crudos medios (200-325°C)	32.6
Carbón no reaccionado	22.1

Fuente: DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

Tabla 1.15 Calidad de los productos obtenidos en el proceso Kohleol.

Calidad del producto	Aceite ligero	Aceite medio
Hidrógeno (%)	13.6	11.9
Nitrógeno (ppm)	39	174
Oxígeno (ppm)	153	84
Azufre (ppm)	12	<5
Densidad (kg/m ³)	772	912

Fuente: DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

1.3.4.4 Proceso Nedol

Entre los años de 1978 a 1983, bajo iniciativa del gobierno japonés, tres compañías japonesas (Nipón Kohan, Sumitomo Metals Industries y Mitsubishi Heavy Industries) desarrollaron tres procesos de licuefacción directa de carbón. La iniciativa fue manejada por la Organización para el Desarrollo de la Tecnología Industrial y Nuevas Energías (NEDO). En 1983 esos procesos fueron probados y escalados de 0.1 t/d a 2.4 t/d. Más que dar soporte a cada individuo, NEDO reúne las principales características de los tres procesos para dar origen al proceso NEDOL, cuyo objetivo principal son los carbones bituminosos de bajo rango y los sub-bituminosos. Se estableció un consorcio de 20 compañías bajo el nombre de Nippon Coal Oil Company Ltd. para diseñar, construir y operar una planta piloto de 250 t/d. Sin embargo, el proyecto fue suspendido en 1987 debido a restricciones en el presupuesto⁶⁰. Un rediseño de una planta piloto a escala reducida de 150

⁶⁰DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Technology Status report 010. Coal Liquefaction www.dti.gov.uk.

t/d, empezó en 1988. La construcción de esta planta comenzó en octubre de 1991 en Kahima y fue terminada a principios de 1996.

La planta piloto fue puesta en servicio y se hicieron cinco corridas de operación, de marzo de 1997 a septiembre de 1998. Durante esas corridas, tres tipos de carbón de diferente rango (carbones de Tanito Harum y Adaro de Indonesia y carbón de Ikeshima de Japón) fueron licuados sin mayores problemas. Entre los resultados obtenidos, están 80 días continuos de operación, la obtención de crudo con una composición de 58% en peso (base seca de carbón libre de ceniza) y una operación acumulada de 6200 horas.

El carbón se muele con 2-4% en peso de un catalizador sintético a base de hierro y se mezcla con un solvente reciclado. El H₂ se precalienta y se mezcla con el lodo, luego se alimenta a la etapa de reacción primaria. Los reactores de flujo ascendente tubulares simples y operan en rangos de temperatura de 430-465°C y presiones entre 152-203 atm, con un tiempo de residencia de una hora.

Los fondos provenientes de la columna de destilación atmosférica, pasan a una columna de destilación a vacío donde se remueven los destilados medios y pesados. La mayor parte del destilado medio y todo el destilado pesado se recircula como solvente a la etapa de hidrogenación. Los fondos de la columna de vacío contienen carbón que no reaccionó, material mineral y catalizador. Estos fondos se descargan y se usan para producir H₂ por gasificación. La máxima carga de sólidos que se puede obtener en esta corriente es de aproximadamente 50%, pero en la práctica una carga típica es del 35%. Ya que la brea descargada con los sólidos representa una pérdida importante del producto potencial, el proceso **está limitado a carbones de bajo contenido de cenizas**.

Después de la mezcla, los destilados medio y pesado que provienen de la columna de vacío, se alimentan al reactor de rehidrogenación. Estos están en un lecho de catálisis empacado de flujo descendente a 320-400°C y 101 - 153 atm. Los catalizadores son variaciones de los usados en la industria convencional del petróleo para la hidrosulfuración de las fracciones de crudo. El producto obtenido varía de acuerdo al tipo de carbón procesado⁶¹.

1.3.5 Procesos en dos etapas y multietapas

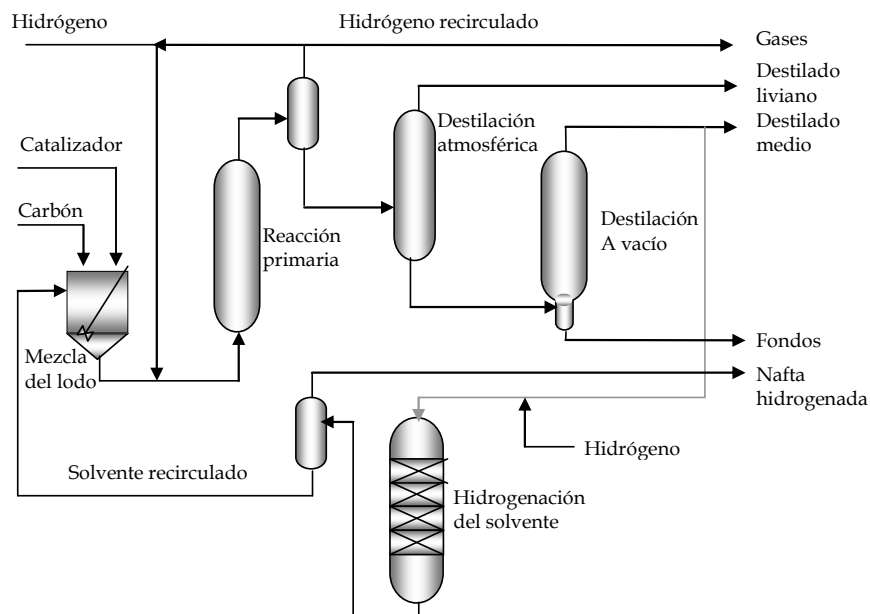
La mayoría de los procesos de licuefacción directa en dos etapas fueron desarrollados en respuesta al alza en los precios del petróleo a principio de

⁶¹DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Technology Status report 010. Coal Liquefaction www.dti.gov.uk.

los 70, a menudo como un desarrollo de los primeros procesos de etapa única. Se realizaron trabajos en diferentes países, pero pocos procesos se desarrollaron más allá de la escala de laboratorio y muchos eran similares. Entre los procesos se incluyen:

- Licuefacción catalítica en dos etapas (CTSL) (USDOE y HRI, ahora HTI, Estados Unidos)
- Extracción con solvente líquido (LSE) (British Coal Corporation, UK)
- Licuefacción de carbones pardos (BCL) (NEDO, Japón)
- Combustible sintético Consol (CSF) (Consolidation Coal Co, Estados Unidos)
- Lummus ITSL (Lummus Crest, Estados Unidos)
- Licuefacción de Carbón Chevron (CCLP) (Chevron, Estados Unidos)
- Kerr-McGeen ITSL (Kerr-McGeen, Estados Unidos)
- Mitsubishi solvolysis (Mitsubishi Heavy Industries, Japón)
- Pyrosol (Saarbergwerke, Alemania)
- Amoco CC-TSL (Amoco, Estados Unidos)
- Extracción supercrítica de gas (SGE), (British Coal Corporation, UK)

Figura 1.13 Diagrama del proceso NEDOL.



Fuente: Adaptada de Department of Trade and Industry. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

Solamente los procesos CTSL, LSE, y BCL siguieron en desarrollo después de finales de los años 80. En el caso colombiano, el país no posee carbones pardos, por lo cual no se tiene en cuenta el proceso BCL. El proceso LSE no se desarrolló en ninguna unidad de proceso demostrativa, por lo que tampoco se tiene en cuenta.

1.3.5.1 Licuefacción catalítica en dos etapas y multietapas (CTSL, CMSL)

El proceso de CTSL (figura 1.14) es un desarrollo del proceso H-Coal en una etapa. En la planta piloto de Wilsonville se desarrolló el proceso por un periodo mayor a 15 años. Estas instalaciones fueron cerradas en 1992, pero los desarrollos iniciados por DOE continuaron, incluyendo pruebas de Unidades demostrativas de prueba (PDU) en las instalaciones de HTI en Lawrenceville. El proceso evolucionó a partir de los trabajos de licuefacción patrocinados por DOE en los 80 y 90. Recientemente se ha adoptado una configuración en la cual ambas etapas usan un catalizador soportado.

En las configuraciones iniciales se incluía una etapa de disolución térmica, algunas veces asistida por un catalizador desechable de baja actividad ya usado en los procesos de etapa única. En recientes trabajos HTI ha incluido una línea de tratamiento con hidrógeno después del reactor de la segunda etapa para mejorar la calidad del producto^{62 63}. En 1997, HTI firmó un acuerdo por dos años con China para llevar a cabo un estudio de viabilidad de una planta de licuefacción usando carbón de Shenhua.

El carbón se mezcla con un solvente recirculado derivado del proceso, precalentado, mezclado con H₂ y alimentado por el fondo del reactor de lecho expandible. Este reactor contiene un catalizador generalmente níquel-molibdeno soportado en alúmina, el cual se fluidiza y se recircula internamente en el reactor. El reactor tiene entonces las características de un tanque de mezcla uniforme y temperatura constante.

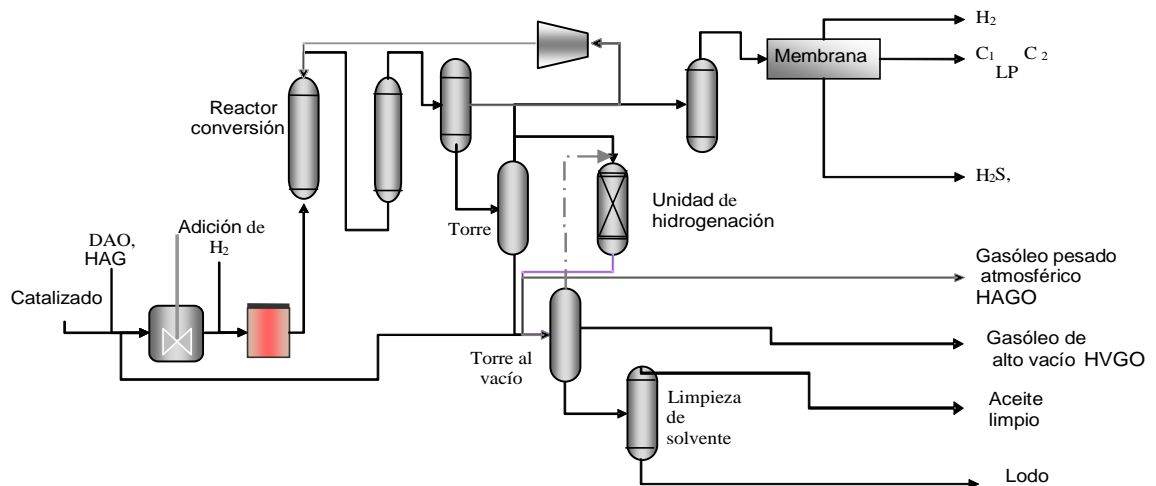
El solvente actúa como donante de hidrógeno y solubiliza el carbón rompiendo su estructura. El primer reactor rehidrogena el solvente. Las condiciones típicas de operación son de 173 atm y 400-410°C cuando se usan carbones bituminosos. Para carbones sub-bituminosos, se requieren mayores temperaturas para efectuar el rompimiento estructural y la donación de hidrógeno llega a ser menos importante. Los productos del reactor pasan

⁶²DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Technology Status report 010. Coal Liquefaction www.dti.gov.uk.

⁶³HYDROCARBON TECHNOLOGIES INC. Conversion of Coal into Clean Transportation Fuels HTI Direct Coal Liquefaction Technology Available from Internet: <http://www.htigrp.com/data/upfiles/pdf/dcl%20technology%2023feb05.pdf>

directamente a la base de un segundo reactor de lecho expandible, que opera a la misma presión que el de la primera etapa, pero a mayor temperatura (aproximadamente 430-440°C). Este reactor también contiene un catalizador soportado, el cual es generalmente pero no necesariamente, el mismo de la primera etapa.

Figura 1.14 Diagrama de proceso CTSL



Fuente: Adaptada de HYDROCARBON TECHNOLOGIES INC. Conversion of Coal into Clean Transportation Fuels HTI Direct Coal Liquefaction Technology Available from Internet: <http://www.htigrp.com/data/upfiles/pdf/dcl%20technology%2023feb05.pdf>

Después de la separación y despresurización, los productos provenientes del segundo reactor entran a una columna de destilación atmosférica, donde se destilan por encima de los 400°C. La corriente del fondo contiene solvente, carbón que no reaccionó y material mineral. Esos sólidos se remueven con una de las varias técnicas posibles y el solvente se recircula al tanque de alimentación. En algunas variaciones del proceso sólo se remueven los sólidos de una parte de la corriente que sale por el fondo de la columna de destilación atmosférica, por lo cual el solvente recirculado contiene materia mineral y algo del catalizador que se haya usado.

1.3.6 Coproceso carbón crudo pesado

El coprocesamiento de carbón y crudo pesado es válido si se tiene una fuente de bajo costo de crudo pesado, tal como los residuos de los fondos de una refinería convencional. El objetivo del coproceso de carbón y crudo

pesado es romper simultáneamente las estructuras moleculares complejas del carbón y las moléculas del crudo pesado en moléculas más pequeñas destilables, las cuales pueden ser refinadas a productos líquidos combustibles⁶⁴. También se ha demostrado que cuando se utiliza un co-solvente aromático hay transferencia de hidrógeno del crudo al co-solvente, el cual actúa como puente (efecto shutling) para entregar el hidrógeno posteriormente a la estructura molecular del carbón^{65 66}. El crudo también sirve como medio de transporte para el carbón. Usualmente el crudo pesado es un material de bajo valor comercial y alto punto de ebullición, como por ejemplo un betún, un crudo de petróleo ultra pesado o un residuo de destilación o un alquitrán.

En el co-proceso, una mezcla de carbón pulverizado, catalizador, residuo (el cual puede contener una pequeña cantidad de líquido recirculado), e hidrógeno, se alimenta en el primero de dos reactores a una temperatura de 240-255°C y presión de 173 atm. La estructura del residuo y del carbón se rompen en el reactor de la primera etapa y el hidrocraqueo del carbón y los productos de residuo, se completa en el reactor de la segunda etapa. Los productos destilables pasan a través de un hidrotreamiento suave y se enriquecen usando las técnicas de una refinería convencional para producir gasolina y diesel para motores de inyección⁶⁷.

El objetivo principal del Co-proceso es mejorar el solvente derivado del petróleo al tiempo que el carbón es licuado, de esta manera se disminuyen los costos de capital y operación por unidad de producto. Sin embargo, los solventes no derivados del carbón son pobres como donantes de hidrógeno, a no ser que se ajuste la capacidad donante mediante el uso de un co-solvente aromático tipo aceite antracénico^{68 69}. Los indicadores económicos del co-proceso dependen fuertemente de la diferencia entre el costo del líquido pesado alimentado y el precio convencional del crudo. Cuando se utiliza carbón de bajo precio, se mejoran los indicadores económicos del proceso, ya que disminuye el costo promedio de las materias primas.

⁶⁴ COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE: THE NATIONAL COAL COUNCIL. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

⁶⁵ RINCÓN J.M. and CRUZ, S., Influence Of Preswelling On Liquefaction Of Coal. *En: Fuel*. (1988). p. 1162-1163.

⁶⁶ RINCÓN J. M y ANGULO R. Petroleum Heavy Oil Mixture as a Source of Hydrogen in the Liquefaction of Cerrejón Coal. *En: Fuel*, 65, (1986). p. 899-909.

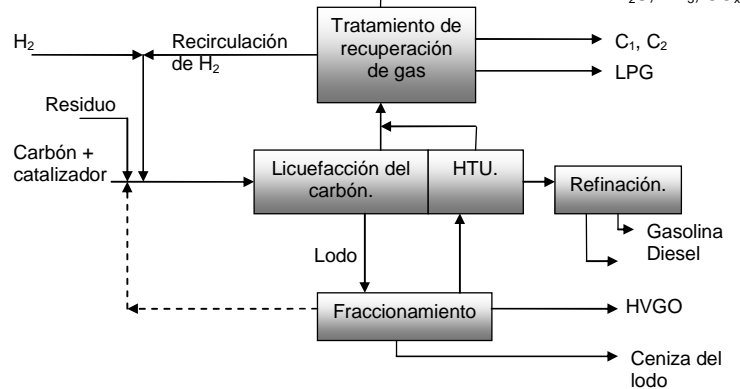
⁶⁷ Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

⁶⁸ RINCÓN J.M. and CRUZ, S., Influence Of Preswelling On Liquefaction Of Coal. *En: Fuel*. (1988). p. 1162-1163.

⁶⁹ RINCÓN J. M y ANGULO R. Petroleum Heavy Oil Mixture as a Source of Hydrogen in the Liquefaction of Cerrejón Coal. *En: Fuel*, 65, (1986). p. 899-909.

Comparado con otros métodos de licuefacción, los costos de capital son significativamente más bajos por unidad de producto, ya que la mayor parte del producto se obtiene del crudo alimentado. La verdadera competencia para el co-proceso es probablemente, el proceso para mejorar el crudo pesado.

Figura 1.15 Diagrama del co-proceso de licuefacción de carbón



Fuente: Adaptada de Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

El co-proceso fue probado en 1974 en HRI (ahora HTI) en las instalaciones de Lawrenceville, New Jersey. Las pruebas de banco se realizaron a principio y mediados de los 80 con un amplio rango de materiales. En 1989 se realizaron pruebas en Ohio Coal y Cold Lake en una unidad de 30 BPD, en los 90 el co-procesamiento fue evaluado por compradores de Nueva Escocia, China, India e Indonesia. En 1994 se construyó una planta piloto en Duliajan, Assam, India⁷⁰.

Los principales procesos desarrollados en co-proceso se presentan a continuación:

- MITI Mark I (Japón)
- MITI Mark II (Japón)
- The Cherry P Process (Osaka Gas Co. Japón)
- Solvolysis (Mitsubishi Heavy Industries, Japón)

⁷⁰ COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE: THE NATIONAL COAL COUNCIL. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

- Mobil (Estados Unidos)
- Pyrosol (Saabergwerke, Alemania)
- Chevron (Estados Unidos)
- Lummus Crest (Estados Unidos)
- Alberta Research Council (Arc, Canada)
- CANMET AOSTRA (Canada)
- Rheinbraun (Alemania)
- TUC (Technical University of Clausthal, Alemania)
- UOP Slurry-catalysed (UOP, Estados Unidos)
- HTI (Estados Unidos)

Los más importantes de estos son: CANMET, HTI.

1.3.6.1 Coproceso Canmet

El proceso de hidrocraqueo CANMET fue previsto para el hidrocraqueo de aceites pesados y fue desarrollado a escala comercial de 500 BPD en la refinería Petro en Montreal Canadá en 1985. Una variación del proceso fue adaptada para el co-proceso en una planta piloto de 0.5 t/d en un programa de investigación y desarrollo (I&D) durante tres años, patrocinado por Rheinbraun AG, Amoco Corporation y Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). La investigación del proceso CANMET se discontinuó en 1993.

El carbón y el catalizador a base de carbón disponible se mezclan con el residuo de la planta de vacío de petróleo, mezclado con H₂ y alimentado a un reactor de flujo ascendente de una etapa. Las condiciones típicas de operación son temperaturas entre 440-460°C, presiones de 101-153 atm con concentraciones de carbón en la alimentación de 0-40% en peso (base libre de material mineral).

Los productos del reactor se separan y fraccionan para recuperar los productos destilados y los residuos no destilables. La cantidad de carbón convertida, depende altamente de las características del carbón, pero puede ser del 98% en base seca libre de cenizas. La conversión de material de alto punto de ebullición en el betún o el residuo de vacío puede ser mayor al 70%, dependiendo de la intensidad de la reacción. La producción neta total de aceite destilable está por encima del 80% en base seca libre de cenizas.

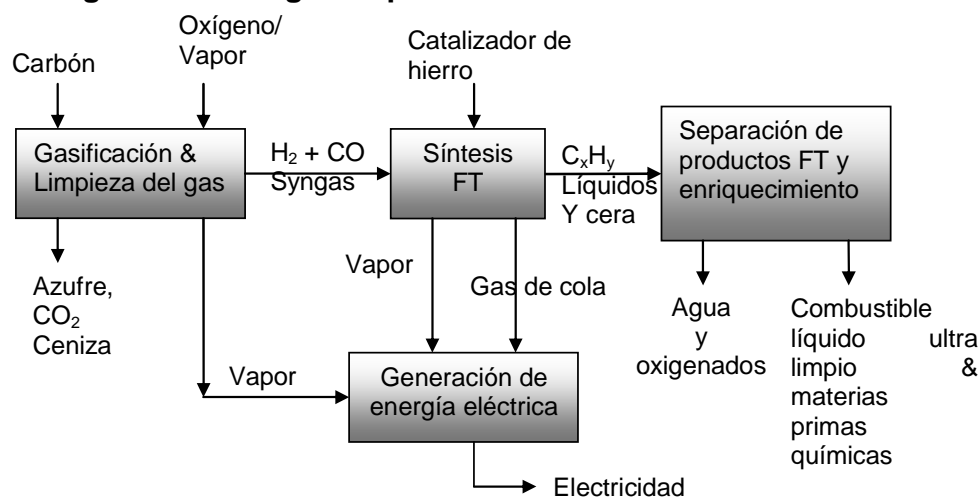
1.3.6.2 Coproceso HTI

Las pruebas del Co-proceso HTI han sido realizadas desde 1985, es una versión simplificada del proceso de licuefacción directa de carbón en dos etapas (CTSL). La diferencia es que no hay recirculación de solvente. El principal trabajo se ha hecho con lignitos y otros carbones de bajo rango. Recientes trabajos incluyen el uso de HTIs GelCat y catalizadores dispersos en base de hierro. La conversión del carbón está por encima del 91%, con una producción de destilable total entre 77-86% por peso del total alimentado.

1.3.7 Procesos de licuefacción indirecta

Sudáfrica fue un caso especial, que debido a su política de apartheid estuvo aislada políticamente durante tres décadas desde la mitad de los años 50 hasta la mitad de los 80. Incapaces de comerciar libremente el petróleo y sus productos, y, teniendo grandes reservas de carbón, desarrolló y usó la licuefacción indirecta del carbón. El corazón de la unidad específica de licuefacción indirecta es el paso de la reacción de síntesis FT. De aquí que la mayoría de los trabajos recientes se han concentrado en el mejoramiento de catalizadores.

Figura 1.16 Diagrama proceso de licuefacción indirecta



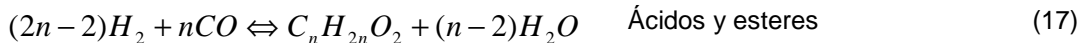
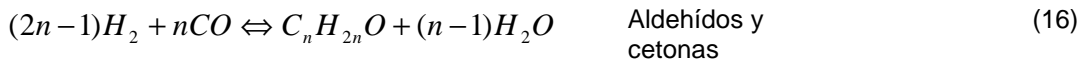
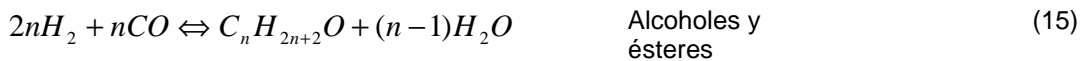
Fuente: Adaptada de Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

La licuefacción indirecta involucra como primera etapa el rompimiento de la estructura del carbón por gasificación con vapor.

Los productos de gasificación están constituidos principalmente de compuestos gaseosos como CH₄, CO, H₂, H₂S, NH₃ y alquitranes y por el fondo del gasificador sale como desecho las cenizas fundidas. La fracción gaseosa se enfría. Algunos productos como los alquitranes se condensan, y posteriormente se ajusta la relación H₂/CO mediante la reacción de desplazamiento ($C + H_2O \rightleftharpoons CO + H_2$), hasta obtener la proporción adecuada para la reacción de síntesis. Viene luego la etapa de limpieza y remoción de impurezas, en especial las de azufre que envenenan los catalizadores. El gas de síntesis (CO + H₂) reacciona en el reactor sobre el catalizador a presiones y temperaturas relativamente bajas. Finalmente los gases sobrantes de la reacción como metano y etano se utilizan para generación de energía necesaria en la planta.

La reacción de síntesis, permite obtener un amplio espectro de hidrocarburos, entre los que se encuentran olefinas, gasolinas, diésel y ceras. La obtención selectiva de productos puede ser orientada mediante la selección del catalizador y las condiciones de operación⁷¹.

Las reacciones más importantes que ocurren durante la síntesis FT son:



Las grandes compañías de petróleo se han visto interesadas en desarrollar sus propias tecnologías FT. A continuación se muestra una lista de las tecnologías FT que han efectuado investigaciones a nivel de PDU o plantas piloto a gran escala.

La mayoría de estas compañías se han enfocado solamente en gas a líquido (GTL), en lugar de carbón a líquido (CTL), con la notable excepción de Rentech Incorporated y el Instituto de Química del Carbón de China, los cuales están activos en CTL. Shell está construyendo una planta piloto de biomasa a líquido (BTL) en Freiberg, Alemania. Puede usarse catalizador de hierro o cobalto; el de hierro ofrece una ventaja y es que puede operar con

⁷¹ DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Cleaner Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

una relación H₂/CO baja, la cual se encuentra típicamente en el syngas derivado del carbón⁷².

Tabla 1.16 Lista de tecnologías GTL desarrolladas por diferentes compañías.

Licencia	Reactor	Catalizador	Escala
Sudáfrica	Lecho fluidizado y de mezcla	Fe – Co	150000 BPD Planta CTL 30000 BPD Planta GTL
Shell, Países Bajos	Lecho fijo	Co	12500 BPD Planta GTL
Statoil, Noruega	Mezcla	Co	1000 BPD Planta GTL
Conoco Philips, Estados Unidos	Mezcla	Co	400 BPD demostrativa GTL
BP, Reino Unido	Lecho Fijo	Co	300 BPD demostrativa GTL
Exxon Mobil, Estados Unidos	Mezcla	Co	300 BPD demostrativa GTL
Rentech	Mezcla	Fe	235 BPD demostrativa GTL
Syntroleum, Estados Unidos	Lecho fijo	Co	70 BPD PDU GTL
Axens/ENI, Francia/Italia	Mezcla	Co	20 BPD PDU GTL
Institute of Coal Chemistry, China	Mezcla	Fe	20 BPD PDU GTL

Fuente: Adaptada de Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

1.3.7.1 Proceso SASOL

El proceso se basa en el proceso FT, operado a gran escala en Alemania y otros lugares en los años 30 y 40, aunque después de los años 40 continuaron los desarrollos y se mejoró la etapa de síntesis. La producción de gas de síntesis por gasificación Lurgi de carbón ha permanecido relativamente sin cambios, excepto por el aumento en el tamaño del gasificador. La primera planta fue construida en Sasolburg en Sudáfrica a mitad de los años 50 con una capacidad aproximada de 6000 BPD de gasolina. Las plantas 2 y 3 fueron terminadas en Secunda en 1980 y 1982 respectivamente. Estas plantas se diseñaron para producir cada una 50000

⁷² COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE: The National Coal Council. Volume II. 2006 Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

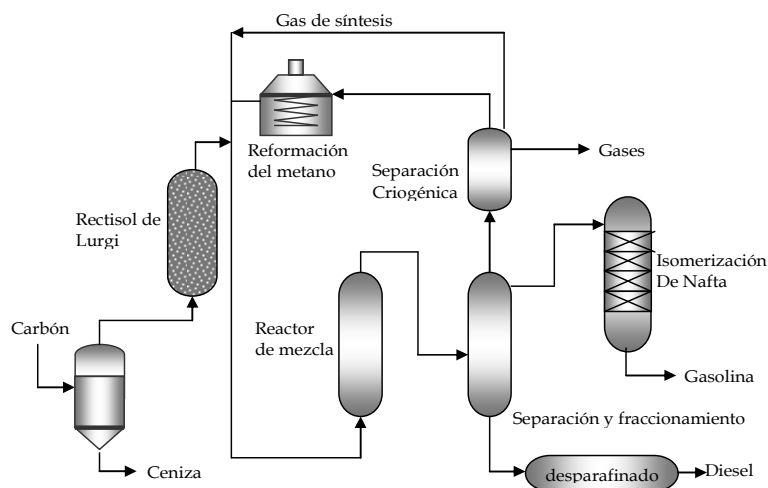
BPD de gasolina, con cantidades importantes de otros productos para uso como materias primas del proceso Sasol a partir de 30000 t/d de carbón.

SASOL usa la síntesis FT a baja temperatura (LTFT) y a alta temperatura (HTFT). LTFT se usa exclusivamente en Sasolburgh y consta de la vieja tecnología Arge de lecho fijo y el proceso de nueva generación de fase de mezcla (FT). En Secunda se usa el proceso HTFT y comprende la vieja tecnología de lecho fluidizado y la nueva generación SASOL Advanced Synthol (SAS). La tecnología SAS, fue usada primero en Secunda en 1995, y dio a las plantas 2 y 3 una capacidad de 150000 BPD de crudo equivalente de productos blancos de refinería.

El carbón entra en un tamiz húmedo, la fracción menor a 5mm se utiliza en la generación de vapor, mientras que la fracción mayor a 5 mm va al gasificador de Lurgi. El gas limpio crudo que asciende en ambos sitios, se lleva a un Rectisol de Lurgi convencional con metanol frío como medio de lavado. El proceso LTFT opera a 200-250°C y 20-30 atm, usa un catalizador con base en hierro y produce buen diesel, parafinas y ceras. Las características del diesel producido por LTFL son:

- Cadenas de alcanos predominantes (número de cetano > 70)
- Combustible completamente compatible con los combustibles existentes
- Alto contenido de H₂
- Control estricto en H₂S, SO_x y NO_x, Hg y potencialmente CO₂

Figura 1.17 Diagrama proceso SASOL



Fuente: ADAPTADA DE DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology Status Report 10. Clearer Coal Technology Programme. London.1999. Available from Internet: <www.dti.gov.uk>

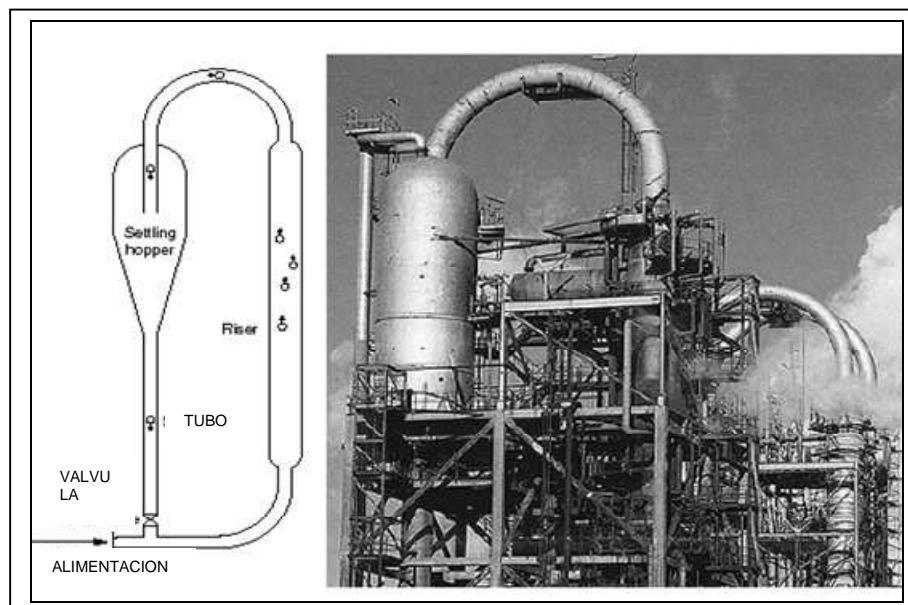
El proceso HTFT opera a 300-350°C y 20-30 atm, también con un catalizador con base en hierro, se obtienen productos más livianos, mas olefinicos incluyendo gasolina, petroquímicos y químicos oxigenados. La gasolina producida por enriquecimiento de los productos primarios es de una calidad particularmente buena.

El reactor FT instalado en 1995, consistió de cinco reactores tubulares de lecho fijo con una capacidad de 500 BPD cada uno, y tres reactores circulares de lecho fluidizado con una capacidad de 2000 BPD cada uno. En 1980/1982, se instalaron 16 reactores circulares de lecho fluidizado de 6550 BPD en Secunda. A partir de este hecho, se vio claramente que la tecnología de lecho fluidizado circular había alcanzado su máxima escala potencial. Una nueva generación de reactores de lecho fluidizado fue instalada en Sasolburg en 1989 (3500 BPD, 5m de diámetro). Esto permitió escalar a un reactor de 11000 BPD (8 m de diámetro) en 1995 y un reactor de 20000 BPD (10.7 m. de diámetro) en 1998. Entre 1995 y 1998, los 16 reactores circulares originales instalados en Secunda, se reemplazaron por 4 reactores de lecho fluidizado de 11000 BPD cada uno y 4 de 20000 BPD. La inversión total de capital para licuefacción indirecta entre 1995 y 2000 excedió los US\$6 billones.

La figura 1.18 muestra un diagrama de un reactor de Synthol. El alimento fresco combinado con el gas recirculado entra a una temperatura de aproximadamente 210°C y una presión de 21 atm. El catalizador desciende a través de una tubería a una temperatura de 392°C, hacia las válvulas laterales y se mezcla con el gas. La temperatura del gas y el catalizador mezclado llega rápidamente al equilibrio por la mezcla íntima de gas y catalizador. La temperatura de la mezcla aumenta debido al calor liberado por la reacción FT, el gas sobrante y el agua producida en la reacción se remueven en dos enfriadores. En la tolva se separa el gas del catalizador, la corriente gaseosa abandona el sistema del reactor y entra a una torre, la cual no se muestra en el diagrama. El catalizador fluye hacia abajo para completar el ciclo. El catalizador consiste en partículas de hierro y promotores; funciona tanto como catalizador y como medio de transferencia de calor. El gas de cola con los productos de hidrocarburo se enfría, condensando la mayoría de los productos. Parte del gas de cola es recirculado al reactor, de manera que la corriente que entra al reactor consiste en una mezcla de alimento fresco y gas recirculado. Debido a que los hidrocarburos ligeros no condensan completamente, se usa un sistema de absorción para su recuperación⁷³.

⁷³ HOOGENDOORN. Manager Process Division, The Sasol History, AIME 23RD ANUAL MEETING, Dallas Texas, February 24, 1974.

Figura 1.18 Reactor de lecho fluidizado, Synthol



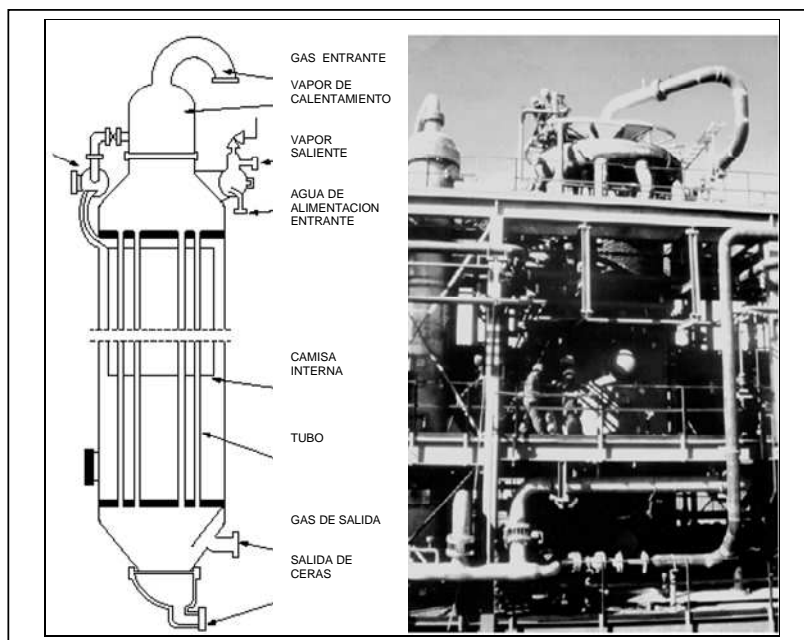
Fuente: Adaptada de Michigan Engineering. Collage of Engineering [online]. Available from Internet: <<http://www.engin.umich.edu/~CRE/01chap/html/CD-Ch01-FischerTropsch.pdf>>

La figura 1.19 muestra un diagrama de un sistema de reactor de lecho fijo. Cada reactor consiste de una carcasa de aproximadamente 3 m de diámetro y 12.7 m de altura. Dentro de la carcasa hay dos mil tubos con un diámetro de 2", los cuales contienen el catalizador de hierro paletizado⁷⁴.

Aunque la química de la reacción de FT es la misma en el reactor de lecho fijo y en el de lecho fluidizado y en ambos casos el catalizador es de hierro con promotores; las condiciones de reacción diferentes (presión, temperatura, composición del gas de alimentación), son las que producen una diferencia no sólo en la selectividad del producto, sino también en las propiedades de los hidrocarburos producidos con el mismo rango de ebullición.

⁷⁴ HOOGENDOORN. Manager Process Division, The Sasol History, AIME 23RD ANUAL MEETING, Dallas Texas, February 24, 1974.

Figura 1.19 Diagrama Reactor ARGE



Fuente: Adaptada de Michigan Engineering. Collage of Engineering [online]. Available from Internet: <<http://www.engin.umich.edu/~CRE/01chap/html/CD-Ch01-FischerTropsch.pdf>>

La tabla 1.17 muestra una comparación entre los productos y condiciones de operación de los dos tipos de reactores. La selectividad mostrada para el proceso Synthol es la normalmente obtenida en la planta de Secunda. El objetivo es producir hidrocarburos líquidos principalmente en el rango de ebullición de la gasolina. El propileno y el butileno se pueden convertir también a gasolina en la refinería. Si se desea, la selectividad puede aumentarse hacia la formación de más metano y gases de hidrocarburos livianos, en tal caso una planta podría ser fuente de materias primas petroquímicas así como gas natural sintético (SNG).

Tabla 1.17 Comparación de los productos del reactor Arge y Synthol.

	REACTOR ARGE		REACTOR SYNTHOL	
	C ₅ -C ₁₂	C ₁₃ -C ₁₈	C ₅ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₁₄
% parafinas	53	65	13	15
% Olefinas	40	28	70	60
% Aromáticos	0	0	5	15
% Alcoholes	6	6	6	5
% Carbonilos	1	1	6	5
% n parafinas	95	93	55	60

Fuente: Tomada de HOOGENDOORN. Manager Process Division, The Sasol History, AIME 23RD ANUAL MEETING, Dallas Texas, February 24, 1974.

1.3.7.2 Proceso Mobil MTG

Este proceso no parte de carbón sino de gas y se presenta como información de interés. El proceso metanol-gasolina (MTG) produce gasolina a partir de carbón o gas natural en dos etapas diferentes. El proceso ha sido implementado comercialmente en una planta de 12500 BPD en Nueva Zelanda, para procesar gas natural del campo Maui.

En la primera etapa, el gas de síntesis reacciona sobre un catalizador a base de cobre para producir metanol con una eficiencia cercana al 100%. La reacción se lleva a cabo a 260-350°C y 51-71 atm.

El segundo paso involucra la conversión del metanol a dimetil eter a 300°C sobre un catalizador activado de alúmina, seguido de la reacción sobre un catalizador de zeolita de lecho fijo llamado ZSM-5. Estas reacciones son fuertemente exotérmicas. La corriente de alimentación entra a 360°C y sale a 415°C, la presión del reactor es 22 atm. Una serie de reacciones convierten el metanol y el dimetil eter a olefinas e hidrocarburos saturados. La producción del material en el rango de gasolina, es 80% del total del hidrocarburo producido. En la planta de Nueva Zelanda, con la alquilación de los subproductos propano y butano se obtienen producciones totales de gasolina del 90% y 93.7 RON (Research octane number). El uso de un reactor de lecho fluidizado ofrece las ventajas del control de la temperatura y mantiene constante la actividad catalítica comparado con un sistema de lecho fijo. El reactor de lecho fluidizado opera casi isotérmicamente a temperaturas de 410°C, pero a presiones de sólo 3 atm⁷⁵.

1.3.8 Proceso híbrido DCL/ICL

El proceso híbrido de licuefacción de carbón integra la licuefacción directa e indirecta en una misma planta. Aprovechando que la planta de licuefacción directa necesita obtener gas de síntesis como reactivo intermedio para la producción de hidrógeno, y que sólo faltaría la unidad de reacción FT, se llega a la concepción del proceso híbrido, consistente en la producción de una parte de combustibles líquidos por el procesos directo y otra parte por el método indirecto. Este concepto tiene la ventaja de complementar las características de los dos procesos ya que la licuefacción directa produce gasolina de alto octanaje y diesel de bajo cetano, mientras que la licuefacción indirecta de carbón produce gasolina de bajo octanaje y diesel de alto

⁷⁵ ANASTAI J. Sasol: South Africa's oil from coal story background for environmental assessment [online]. 1980. Available from Internet: http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/600_8-80-002/epa-600_8-80-002.pdf.

cetano; mezclando los productos en una planta integrada se obtiene gasolina de alta calidad y diesel con mínimo refinamiento (Figura 1.20).

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, una planta de licuefacción en el modo híbrido estará constituida por las siguientes unidades: unidad de licuefacción directa, unidad de gasificación de carbón, unidad de Limpieza del gas de síntesis, unidad de síntesis FT y una unidad de generación de potencia necesaria para el funcionamiento de la planta. La capacidad de producción de combustibles líquidos estimada es de aproximadamente igual para cada uno de las tecnologías DCL e ICL. Un diagrama de la configuración se muestra a continuación.

El concepto de una planta híbrida DCL/ICL se ha discutido por muchos años. El DOE, encargó a la corporación MITRE para estudiar el concepto entre 1990 y 1991. Los estudios iniciales indicaron que los costos de producción fueron algo menores para una planta híbrida comparado con una planta directa o indirecta.

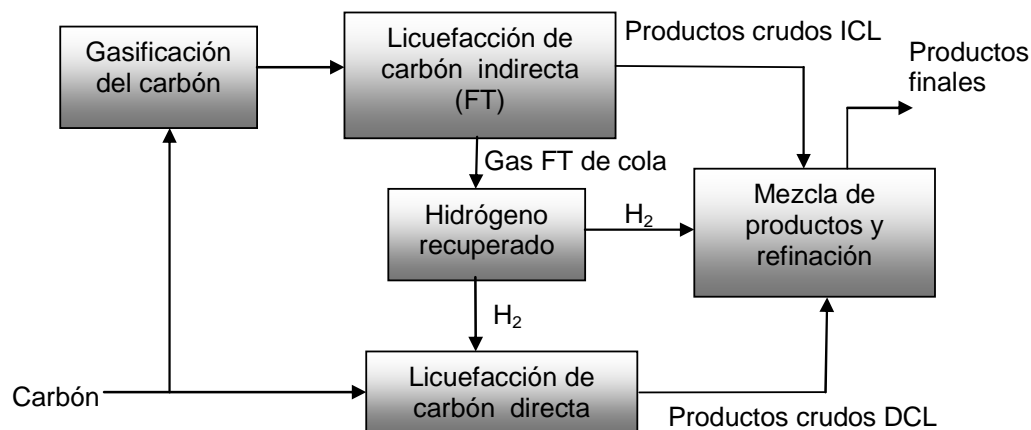
HTI firmó dos acuerdos de licencias en agosto de 2005 con UK RACE Investment Limited para dos plantas de 700 BPD las cuales se construirán en China. La primera planta será una planta de licuefacción de carbón indirecta, y la segunda de licuefacción de carbón directa la cual estará integrada en la primera planta para demostrar el concepto híbrido.

Un estudio de factibilidad para una planta híbrida de 60000 BPD se está realizando en Filipinas por HTI en cooperación con entidades privadas y gubernamentales⁷⁶.

La sinergia entre los procesos directo e indirecto mejora la eficiencia térmica total de una planta híbrida. Así, se puede usar carbón de alta calidad como materia prima en los reactores de licuefacción directa y carbón de baja calidad en el gasificador para mejorar el syngas para la síntesis FT. El gas de cola proveniente del reactor de FT es rico en hidrógeno y se puede usar para suministrar hidrógeno a productos enriquecidos y a la licuefacción directa.

⁷⁶ COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE: THE NATIONAL COAL COUNCIL. Volume II. 2006. Available from Internet:<<http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>>.

Figura 1.20 Diagrama del proceso típico de licuefacción híbrida de carbón



Fuente: Adaptado de Coal: America's Energy Future: The National Coal Council. Volume II. 2006. Available from Internet: <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

Al mezclar los productos destilables crudos antes de refinarlos, se tiene la complementariedad de las características de cada proceso. La naphtha de alto octanaje obtenida de la licuefacción directa se mezcla con naphtha obtenida de la licuefacción indirecta, y diesel de alto cetano de la licuefacción indirecta se mezcla con diesel de bajo cetano obtenido de la licuefacción directa. Los líquidos mezclados requieren menos refinación para obtener productos de especificaciones premium que si fueran refinados separadamente.

CONCLUSIONES ASPECTOS TÉCNICOS

- La producción de combustibles líquidos del carbón se puede realizar por hidrogenación directa del carbón, proceso Bergius; licuefacción vía gasificación, purificación del gas, ajuste de la relación H_2/CO y síntesis FT para la obtención de combustibles tipo diésel o la síntesis de metanol para la obtención de gasolinas.
- Por el interés específico del proyecto, la obtención de combustibles líquidos, a nivel de escala comercial, los principales procesos a tener en cuenta son los de DCL e ICL.
- Los países con altas reservas de carbón y bajas en crudo, han venido realizando proyectos de Investigación y Desarrollo a través de centros

de investigación y corporaciones con el apoyo de los gobiernos, con avances importantes en la obtención de fuentes de combustibles sustitutos del petróleo; proyectos impulsados por razones estratégicas y de independencia energética como fue el caso de Alemania, que durante la guerra construía plantas en tiempo record de dos años.

- Proyectos, tal como el de Sasol, muestran que la inversión estimada puede variar significativamente cuando se lleva a la práctica. Con el fin de evitar dependencia de suministro de materias primas, se ha visto la necesidad de que tanto la planta como la mina sean parte del mismo conglomerado industrial.

1.4 ANÁLISIS AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS COMERCIALES

En la actualidad debido al agotamiento inexorable de las fuentes de petróleo, la humanidad se ha visto abocada a la búsqueda de fuentes alternas de energía, especialmente, en el campo del transporte, en el cual los derivados del petróleo son los combustibles básicos. Por tanto resulta importante garantizar que la alternativa seleccionada sea ambientalmente amigable.

De igual forma, el probable déficit y los problemas de abastecimiento de combustibles líquidos y gaseosos de origen natural en un próximo futuro, así como los problemas medioambientales que limitan la utilización del carbón, han provocado el estudio y desarrollo de la producción de combustibles sintéticos⁷⁷.

La obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, como cualquier otro proceso de manufactura, ocasiona impactos ambientales en mayor o menor grado, los cuales dependen del desarrollo de la tecnología que se utilice. Una de las principales causas de contaminación del aire son los productos de la combustión generados por actividades cotidianas del hombre, como son la generación de energía y el transporte, este último es el responsable de la mayor parte del impacto ambiental negativo por esta causa.

Dado el tamaño de las reservas de combustibles fósiles alternativos (lignitos arenosos, crudos pesados y esquistos de petróleo) se encuentra que la mayor limitante para el uso de combustibles fósiles es el aspecto ambiental antes que la disponibilidad. El más serio de los problemas ambientales es el riesgo de incrementar las concentraciones de los gases efecto invernadero, tales como el CO₂ en la atmósfera terrestre.

⁷⁷COMBUSTIBLES SINTÉTICOS. [CITED 2007]. Available from Internet: <<http://www.rosavientos.tk/modules.php?name=News&file=article&sid=159>>.

De acuerdo con los términos de referencia, esta sección del documento se desarrolla en cuatro secciones principales, y corresponde a la actividad 1.4 Análisis ambiental de las tecnologías comerciales.

1. La contaminación del aire: se presentan sus principales causas y riesgos.
2. Un bosquejo en materia de contaminación del aire.
3. La situación de las principales tecnologías para la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón: se analizan las generalidades de su impacto ambiental, en el proceso de producción. Para este informe y hasta donde la información disponible lo permite, se hace una comparación, frente a la industria de refinación de petróleo,
4. En el anexo 1, para tener el marco de referencia legal, se hace una síntesis de la normatividad colombiana aplicable.

1.4.1 Contaminación atmosférica

La contaminación del aire, es la presencia de material indeseable en cantidades como para producir efectos nocivos. Los materiales indeseables pueden dañar la salud humana, la vegetación, los bienes humanos o el medio ambiente global, así como crear ofensas estéticas en forma de aire de color brumoso o café, o bien olores desagradables⁷⁸.

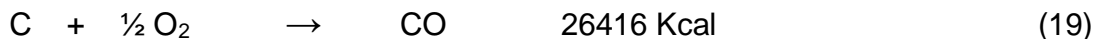
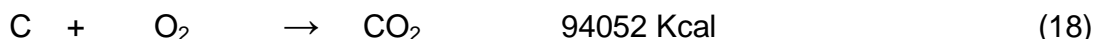
1.4.1.1 Efectos de los contaminantes sobre el medio ambiente

La causa principal de la contaminación del aire es la combustión, y ésta es esencial para el hombre, pues por esta vía genera gran parte de las diversas formas de energía que consume diariamente. Cuando ocurre la combustión perfecta o teórica (*ver reacciones 18-21*), el hidrógeno y el carbono del combustible se combinan con el oxígeno del aire para producir calor, luz, dióxido de carbono y vapor de agua. Sin embargo, las impurezas del combustible, una relación incorrecta entre el combustible y el aire, o temperaturas de combustión demasiado altas o bajas, son causa de la formación de productos secundarios, tales como monóxido de carbono, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, cenizas finas e hidrocarburos no quemados. Todos ellos son contaminantes del aire⁷⁹.

⁷⁸ DE NEVERS, Noel. Ingeniería de Control de la Contaminación del Aire. México: McGraw Hill, 1998.

⁷⁹ WARK, Kenneth y WARNER, Cecil. Contaminación del Aire Origen y Control. México: Limusa Noriega Editores, 1999.

Reacciones de combustión



Las principales formas de manifestación de esta contaminación son: la lluvia ácida, el efecto invernadero y la desertificación, cuyos conceptos e impactos se explican a continuación.

- **Lluvia ácida**

Los dos ácidos principales presentes en la lluvia ácida son el sulfúrico (H_2SO_4) y el nítrico (HNO_3). Estos ácidos se forman en la atmósfera a partir del dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x). Los productos de la quema de combustibles fósiles SO_2 y NO_x pueden ser arrastrados por el viento hasta distancias superiores a los 1000 km del punto de emisión. Esto provoca lluvia ácida en puntos muy lejanos a la fuente primaria de contaminación, lo que convierte a la lluvia ácida en un problema regional que cruza las fronteras entre los países. El SO_2 y los NO_x causan daño tanto a través de la deposición seca, que daña la vegetación y las estructuras, como por la deposición húmeda cuando se disuelven en la lluvia, agua de las nubes o vapor de agua en la atmósfera.

Una variedad de mecanismos puede causar que se formen los ácidos. Las reacciones químicas dominantes dependen de las condiciones locales y del clima, al igual que de la composición de la atmósfera local. La luz del sol, las cenizas y los elementos traza pueden también favorecer los procesos de formación de los ácidos bajo ciertas circunstancias. Las reacciones generales 15 a 19, son las predominantes de este proceso.



- **El efecto invernadero y el cambio climático**

La atmósfera terrestre es transparente a la radiación solar incidente. Una pequeña fracción de esta radiación se refleja al espacio, pero la mayoría llega hasta la superficie terrestre, donde es absorbida y re-emitada en todas direcciones como radiación térmica (infrarroja). La atmósfera contiene gases que no son transparentes a la radiación térmica. Como consecuencia, la atmósfera se calienta más de lo que lo haría sin la presencia de estos “gases de efecto invernadero” (GEI). Éstos actúan como una capa alrededor de la Tierra y la calientan, de forma semejante a los invernaderos que en el invierno se mantienen suficientemente calientes como para permitir el crecimiento de los vegetales y flores fuera de temporada⁸⁰.

El hecho que las emisiones de CO₂ a partir de la quema de los combustibles fósiles pueda causar el calentamiento de la tierra (por medio del efecto invernadero) fue puntualizado por Arrhenius hace más de 100 años, pero permaneció como un asunto académico hasta la mitad del siglo pasado. La evidencia experimental establecida a partir de 1950 prueba que la composición de la atmósfera ha estado cambiando desde el comienzo de la Revolución Industrial y que la velocidad de cambio es cada vez mayor. Los gases que son más importantes en esta discusión son el CO₂, los clorofluorocarbonados (incluyendo el CFC-11 y el CFC-12), el metano (CH₄), y el óxido nitroso (N₂O). La efectividad de estos gases para contribuir al calentamiento global depende de su tiempo de vida en la atmósfera, y de sus interacciones con otros gases y vapor de agua. Tal efectividad se mide con un indicador llamado el Potencial de Calentamiento Global (PCG).

Tabla 1.18 Potencial de calentamiento global (Pcg) directo para un intervalo de tiempo de 100 años.

Gas	PCG
CO ₂	1
CH ₄	11
N ₂ O	270
CFC-11	3400
CFC-12	7100
HCFC-22	1600
HFC-134 ^a	1200

Fuente: Tomado de NOGUERA, José. Alternativas actuales de la producción energética: de los combustibles fósiles a las energías ecológicas. Available from Internet: <<http://161.116.7.34/conferencias/htm/AAPEC.doc>>.

⁸⁰ NOGUERA, J. Alternativas actuales de la producción energética: de los combustibles fósiles a las energías ecológicas. Available from Internet: <<http://161.116.7.34/conferencias/htm/AAPEC.doc>>.

Los estudios al respecto han llegado a importantes conclusiones en las cuales es clara la responsabilidad del hombre en el incremento de estos gases en la atmósfera, con consecuencias como que doblar la concentración de CO₂ incrementaría la temperatura media global de la superficie terrestre de 1.5 a 4.5° C y elevaría el nivel del mar entre 0.2 a 0.8 m. La media global de la temperatura del aire ha subido de 0.3 a 0.6°C en los últimos 100 años. Las velocidades de calentamiento están entre 0.12 a 0.26° C por década⁸¹.

- Desertificación y Deforestación

La desertificación se define por lo general como la degradación del suelo en las regiones áridas, semi-áridas y secas sub-húmedas, que resulta principalmente del impacto humano adverso como consecuencia de la lluvia ácida y el efecto invernadero. Es el principal problema medioambiental de las regiones secas. En el presente, la desertificación afecta a casi 3600 millones de hectáreas (casi un cuarto del total global) excluyendo los desiertos naturales hiper áridos. Casi un sexto de la población mundial se ve afectada por este problema. Aproximadamente dos tercios de las regiones áridas están en Asia y África, y el resto está distribuido más o menos equitativamente entre Sudamérica, Norte América y Australia.

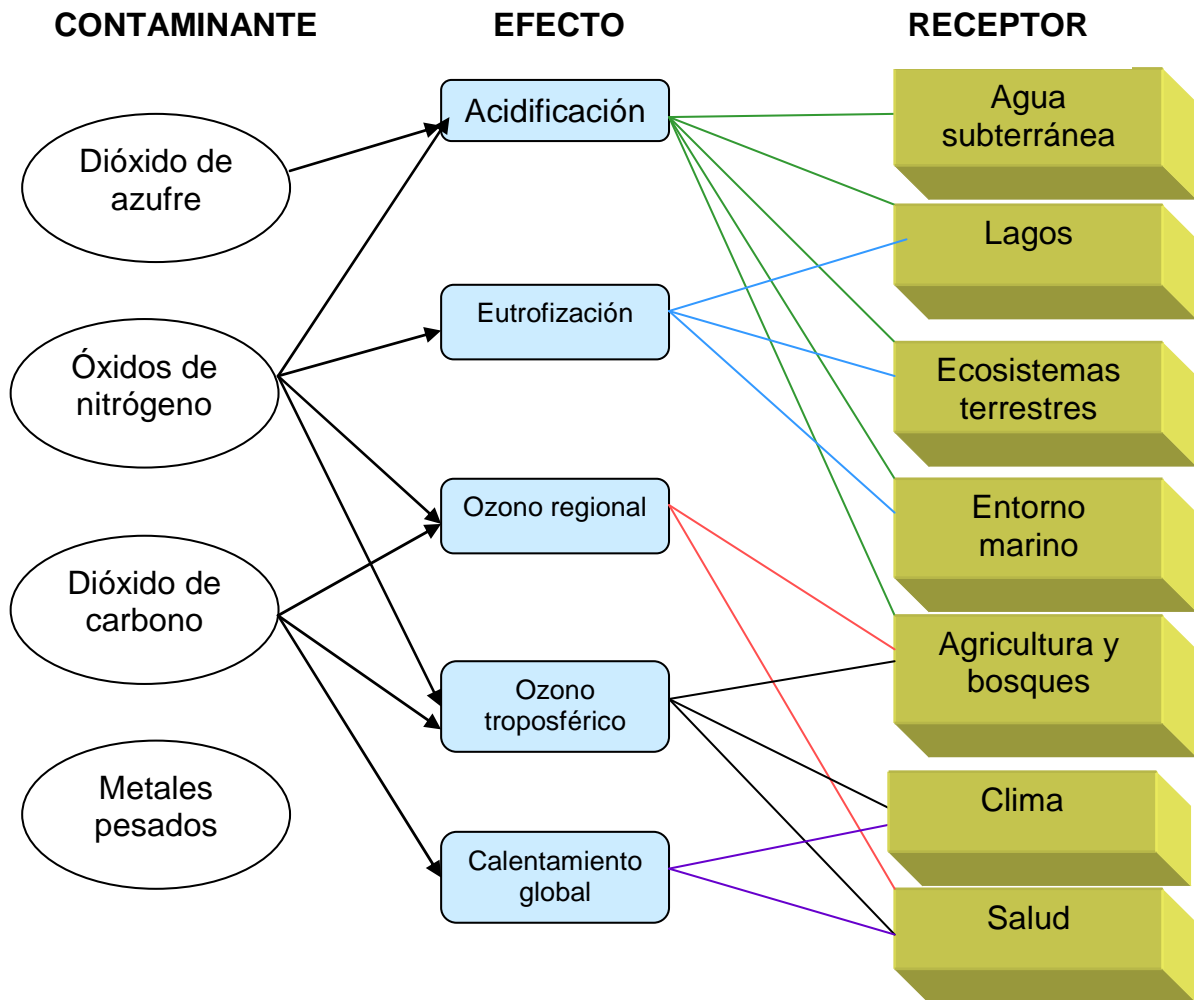
Ante la creciente problemática ambiental, se han iniciado campañas para su control y es así como en la reunión de Río de Janeiro se suscribió la llamada *Agenda 21 de Río de Janeiro*. Que hizo el siguiente planteamiento:

“La energía es un componente esencial del desarrollo económico y social y de una mejor calidad de vida. Sin embargo, gran parte de la energía mundial se produce y consume actualmente de una forma que no podría sostenerse si la tecnología permaneciera constante y si las cantidades globales aumentaran sustancialmente. La necesidad de controlar las emisiones de los gases causantes del efecto invernadero y de otras sustancias se tendrá que basar cada vez más en la eficacia de la producción, transmisión, distribución y consumo energéticos y en una creciente dependencia de sistemas energéticos ecológicamente bondadosos. Todas las fuentes energéticas se tendrán que utilizar de forma que se respete la atmósfera, la salud humana y el medio ambiente en su totalidad”.

La figura 1.21 resume el impacto ambiental ocasionado por los productos de la combustión, y la figura 1.22 muestra el ciclo de dicha contaminación.

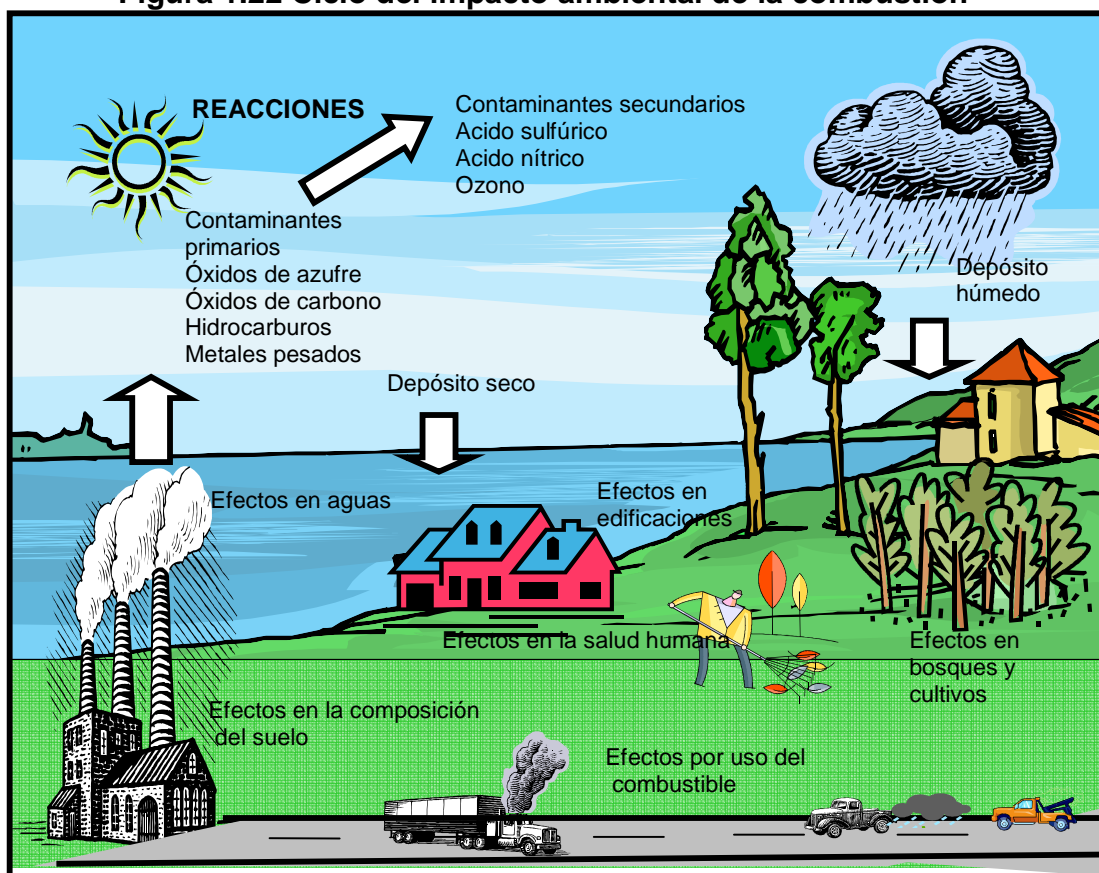
⁸¹ NOGUERA, J. Alternativas actuales de la producción energética: de los combustibles fósiles a las energías ecológicas. Available from Internet: <<http://161.116.7.34/conferencias/htm/AAPEC.doc>>.

Figura 1.21 Impacto ambiental de la combustión.



Fuente: Adaptado de IBAÑEZ, Manuel. La energía y su impacto ambiental. Foro de la industria Nuclear española. Available from Internet: <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/20052006/ENERG%C3%8DA%20E%20IMPACTO%20AMBIENTAL%20-%20MANUEL%20IBA%C3%91EZ.pdf>

Figura 1.22 Ciclo del impacto ambiental de la combustión



Fuente: Adaptado de IBAÑEZ, Manuel. La energía y su impacto ambiental. Foro de la industria Nuclear española. Available from Internet:

<http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/20052006/ENERG%C3%8DA%20E%20IMPACTO%20AMBIENTAL%20-%20MANUEL%20IBA%C3%91EZ.pdf>

1.4.1.2 Principales contaminantes atmosféricos y su efecto sobre la salud

En cuanto al impacto sobre la salud de los contaminantes del aire provenientes de la combustión se tiene:

- **Material particulado**

Compuesto por cenizas e inquemados (hollín). Las partículas menores de 10 μm (PM_{10}), son las partículas respirables, por lo que son las responsables de los efectos sobre la salud humana, entre los que se encuentran: irritación, alteración de las defensas inmunológicas, toxicidad sistemática, disminución

de las funciones pulmonares y agotamiento cardíaco. Además, el material particulado actúa en combinación con el SO_2 , causando efectos que dependen de las propiedades químicas y biológicas de las partículas individuales⁸².

- **Compuestos que contienen azufre SO_x**

Se producen por la reacción entre el oxígeno del aire usado para la combustión y el azufre contenido en el combustible. Contribuye a la formación de lluvia ácida, acidificando aguas superficiales y suelos, produce corrosión en estructuras metálicas. Los principales efectos en la salud humana son: irritación respiratoria, pérdida del aliento, impedimento de la función pulmonar, aumento de la susceptibilidad a las infecciones, enfermedades en el tracto respiratorio inferior (especialmente en los niños), enfermedad pulmonar crónica y fibrosis pulmonar. Al combinarse con otros contaminantes se incrementa su toxicidad.

- **Compuestos que contienen nitrógeno. NO_x**

Los óxidos de nitrógeno, se producen por reacción entre el nitrógeno presente tanto en el aire como en el combustible, con el oxígeno del aire. Son precursores del smog fotoquímico. Causan irritación nasal y ocular, enfermedades del tracto respiratorio, daños y disminución de las funciones del pulmón y agotamiento cardíaco. Son promotores de la lluvia ácida.

- **Monóxido de carbono**

El monóxido de carbono es un compuesto tóxico, producto de la combustión incompleta. Se absorbe por los pulmones y la exposición a altas concentraciones, interfiere con la absorción de oxígeno en la sangre (anoxia crónica), y puede originar daños en el corazón y el cerebro, disminución de la percepción, asfixia. En dosis menores produce: debilidad, fatiga, dolores de cabeza y náuseas.

⁸² WARK y WARNER. C. Contaminación del Aire Origen y Control. México: Limusa Noriega Editores, 1999.

1.4.2 Las tecnologías CTL y su impacto ambiental

De acuerdo a lo expuesto en los numerales anteriores, en los que se plantea la situación de contaminación del aire, se ve la necesidad de buscar fuentes limpias de combustibles, en esto se ha venido trabajando en el país y existe actualmente una gran motivación hacia el gas natural vehicular, pero estas reservas aunque un poco mayores a las del petróleo, son igualmente escasas; de la misma forma se ha implementado la gasolina oxigenada con el 10% v de etanol, y se adelantan trabajos en el campo del biodiésel (mezcla de diésel con derivados del aceite de palma africana). Estas medidas además de reducir el impacto ambiental, ayudan a prolongar las reservas de combustibles tradicionales al incorporar recursos renovables a los combustibles para automotores. En el contexto internacional, como ya se ha mencionado, se han revivido las tecnologías de obtención de combustibles líquidos a partir del carbón, que se presentan como una alternativa viable desde los puntos de vista tecnológico, ambiental y económico, en razón de los altos precios actuales del petróleo y sus cada vez más escasas reservas; esta tecnología resulta atractiva para Colombia dado su importante volumen de reservas carboníferas.

La evaluación ambiental de las tecnologías, buscando identificar las ambientalmente más amigables, se hace en dos aspectos principales:

1. Impacto causado en la planta de producción en cuanto a emisiones a la atmósfera, vertimientos, generación de residuos sólidos, eficiencia energética del proceso (entendida como la cantidad de energía en el combustible respecto a la energía alimentada en el carbón) y la demanda de carbón en razón del rendimiento del proceso (barriles de syncrudo/t de carbón).
2. Impacto ocasionado por el empleo del combustible producido en cuanto a cantidad y calidad de las emisiones producto de su combustión y su impacto por gases efecto invernadero y lluvia ácida, así como riesgos para el usuario.

La primera parte de esta evaluación se desarrolla en este numeral y la segunda parte se desarrolla en el numeral 3.2 de este documento, en el que se calculan los índices totales de impacto ambiental a partir de índices de impacto en la producción (remoción de azufre y nitrógeno, rendimiento) y por el uso del combustible (emisiones de CO₂, SO_x y NO_x, potencial de calentamiento global PCG y contribución a lluvia ácida)

1.4.3 Impactos ambientales de la producción

Todo proceso de elaboración de cualquier producto causa algún grado de impacto ambiental, si bien los causados por la licuefacción del carbón no están definidos totalmente, a continuación se hará una aproximación a ellos, tomando en cuenta las dos grandes vertientes tecnológicas, DCL e ICL, los análisis correspondientes se harán en forma integrada para las dos tecnologías.

Puesto que el carbón es un material friable que contiene diversos compuestos minerales y heteroátomos (nitrógeno, azufre y oxígeno) en adición al carbono e hidrógeno, los procesos de gasificación y licuefacción del carbón tienden a generar, además de los productos hidrocarbonaceos deseados, una variedad de potenciales contaminantes, tales como material particulado furtivo, aguas contaminadas, trazas de minerales (algunos de los cuales pueden ser peligrosos) y compuestos complejos que contiene los heteroátomos. Entonces, los costos de evitar la contaminación del agua, del aire y el suelo por los procesos de licuefacción del carbón, son relativamente mayores que los asociados a la refinación del petróleo. Aunque las tecnologías de control existen y son bien manejadas, implementarlas para cumplir con los estándares establecidos por la normatividad ambiental puede representar un incremento del 15 al 25% del costo de la planta⁸³.

En la tabla 1.19 se muestra un resumen de los principales impactos ambientales de la planta, con las posibles opciones de control así como los límites permitidos por la legislación americana.

1.4.3.1 Minería

Esta actividad tiene por objeto proveer a la planta de materia prima (carbón) para su proceso, es común para los dos grupos tecnológicos, y la diferencia básica es el rendimiento del proceso en términos de carbono alimentado en el carbón a carbono en el combustible, que para las tecnologías modernas de DCL es hasta del 75% y para ICL del 50%, lo que se refleja en el número de barriles de crudo sintético que se obtienen por tonelada de carbón, que es del orden de 4 Bbl/t para DCL y 2 Bbl/t para ICL, por lo que para un mismo volumen de producción, la demanda de carbón para ICL es mayor en esa misma proporción y se puede considerar que para la explotación de la misma mina con la misma tecnología el impacto será igualmente mayor.

⁸³ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL. Assessment of Technology for the Licuefaction of Coal. 1977 Available from Internet: www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_report/12163/fe12163-C.pdf

Si bien la minería puede considerarse como parte integrante o no de la planta, esto depende en últimas de la localización de la planta respecto a la mina. En esencia la minería es una actividad bien desarrollada cuyos impactos ambientales están bien identificados y existe la tecnología para su control.

Tabla 1.19. Principales impactos ambientales de la planta

Contaminante	Medida de control y límites permitidos
Azufre	Selexol/Econamine Plus/Sulfinol-M y planta de Claus 99% de remoción o emisión menor a 0.050 lb/M Btu
NO _x	Quemadores de bajo NO _x y dilución de N ₂ Menor a 15 ppmvs (calculado con un 15% O ₂)
Material particulado	Ciclones/Filtro/Lavador húmedo/ remoción de gases ácidos Menor a 0.006 lb/M Btu
Hg	Lechos de carbón activado Remoción del 95%
Agua y vertimientos	
Agua alimentada a la planta	0.09 m ³ /s proveniente de una fuente de agua de calidad conocida.
Agua para calderas	Agua tratada con calidad para calderas, para alimentarla a la planta IGCC
Descargas de la planta	El agua empleada en la gasificación y que ha estado en contacto con otros equipos, se trata y descarga de acuerdo a la normatividad. Los lodos de la planta de tratamiento se llevan a un relleno. Gran parte del agua se puede recircular luego de retirarle el cloro y los metales
Residuos sólidos	Los lodos provenientes del gasificador se clasifican como residuos sólidos no peligrosos, estos pueden ser almacenados dentro de las instalaciones de la planta durante la vida útil de la misma. Para los residuos sólidos que pueden recircularse, se asume un costo de manejo igual a cero.

Fuente: DOE, Baseline technical and economic assessment of a commercial scale Fischer-Tropsch liquids facility. 2007.

A continuación se resumen los principales impactos que podría ocasionar la nueva industria.

1. Perturbación de los límites de suministro de agua (tanto superficial como acuíferos subterráneos), resultando en contaminación por disolución o pérdidas. Al entrar en operación plantas de licuefacción, el incremento en la minería para abastecerla puede ocasionar impactos negativos, tal como un gran volumen de vertimientos que pueden ser aguas ácidas que contaminan el subsuelo
2. Imposibilidad de restaurar y revegetar las áreas explotadas ocasionando la degradación de los suelos intervenidos, producto de las excavaciones y disposición de estériles en el área.

3. Problemática social por los potenciales efectos adversos socioeconómicos y humanos, como resultado de la repentina contaminación industrial de pequeñas poblaciones previamente de vocación agrícola.
4. Destrucción de fauna silvestre y flora provocando la alteración de ecosistemas naturales, por una deficiente gestión ambiental de las actividades mineras. En los proyectos de minas a cielo abierto se debe tener en cuenta su impacto sobre el paisaje, la fauna y flora y evaluar la factibilidad de recuperación de la zona bajo un plan de manejo ambiental previamente establecido.
5. Contaminación atmosférica por la emisión furtiva de material particulado, producto del movimiento de gran cantidad de material estéril, ya sea por minería subterránea o a cielo abierto y polvillo de carbón, resultado de su manejo dada su fragilidad.

Es importante hacer el balance de los requerimientos de carbón tanto para la producción de combustible como para la generación de la electricidad requerida en el proceso. Así, para una planta ICL con un rendimiento de 1,7 barriles por tonelada de carbón y una demanda de 300 MW para una planta de 22000 BPD, requiere de 5×10^6 toneladas de carbón al año para la producción y un millón adicional para la generación de potencia y energía térmica⁸⁴.

Un balance similar para una planta equivalente de DCL, con un rendimiento de 4 barriles por tonelada de carbón, proceso CMSL⁸⁵ requerirá dos millones de toneladas de carbón al año para la producción y un millón adicional para la generación de potencia y energía térmica.

Por tanto es importante evaluar bien la demanda de combustibles líquidos para así estimar la demanda de carbón, la factibilidad de su producción y estimar el impacto ambiental de esta actividad en la región.

Al desarrollar un proyecto minero para abastecer la planta de CTL, estos y otros aspectos ambientales relacionados deben estar en el marco de las guías minero ambientales y de la normatividad ambiental que aplica al sector de la minería del carbón.

⁸⁴ MONTANA ENVIRONMENTAL INFORMATION CENTER. Cuestion: How do CO₂ emissions from coal to liquid fuel (syngas) production compare to conventional production of petroleum-based diesel fuel?. Available from Internet: <<http://www.meic.org/egaging-quizes/energy/how-do-co2-emissions-from-coal-to-liquid-fuel-syngas-compare-to-petroleum-based-diesel-fuel>>

⁸⁵ BURKE, F. Y COLABORADORES. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from Internet: <www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf>.

El gobierno colombiano, conciente de la importancia de orientar el desarrollo del sector de la minería en el marco del desarrollo sostenible, a través del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, trabajaron concertadamente para reglamentar temas de interés común para lograr que el sector minero en todas sus fases observe las Guías Minero Ambientales, para que el sector actué siempre en armonía con el medio ambiente. Por tal motivo se promulgo la ley 685 de 2001, Código de Minas, que obliga a crear y adoptar las Guías Minero Ambientales como una herramienta para focalizar las actuaciones de las autoridades y de los particulares dentro de una visión prospectiva en beneficio del sector y la preservación del medio ambiente.

En este sentido los ministerios elaboraron un paquete de tres guías minero ambientales que constituyen el referente técnico de gestión ambiental para las actividades de exploración, explotación (a cielo abierto y subterránea), beneficio y transformación de minerales. Estas guías proporcionan el marco jurídico y ambiental para la actividad, así como las metodologías para la identificación de los impactos ambientales, medidas de control y seguimiento. A continuación se presentan las matrices que presentan las diferentes guías:

- Guía Minero Ambiental de Exploración tiene el propósito de divulgar los procedimientos y estrategias de manejo ambiental de las actividades exploratorias que se realicen en el país. En la tabla 1.20 se muestran de manera indicativa los posibles impactos ambientales derivados del desarrollo de exploración carbonífera.
- Guía para minería a cielo abierto. Identifica las estrategias preventivas o correctivas para modificar los planes de acción, si resulta pertinente, así como obtener un indicador general de gestión ambiental que permita evaluar fácil y rápidamente el nivel de gestión de la empresa, posicionarse en el sector de acuerdo con el avance en el tratamiento e internalización de la dimensión ambiental y establecer las bases para la continuación del ciclo, en el sentido de lograr el mejoramiento continuo de las condiciones ambientales en las que se desarrolla la actividad.
- Guía para minería subterránea. Define las técnicas y acciones de prevención, mitigación, control, corrección y compensación de impactos ambientales en todas las etapas de la actividad productiva o proyecto minero de carbón. Para identificar y priorizar los impactos ambientales se utiliza una matriz de evaluación de impactos ambientales como la esquematizada en la tabla 1.21, que muestra de manera general y jerarquizados los impactos asociados a esta actividad.

Tabla 1.20 Matriz de impactos ambientales para la exploración de carbón

IMPACTO POTENCIAL \ ACTIVIDADES	Presentación del proyecto	Adecuación y mantenimiento de accesos	Movilización del personal	Instalación de campamentos	Instalación y operación del taladro	Desmantelamiento de campamentos
	1. Ruido					
Incremento de Niveles sonoros		X			X	
2. Calidad del Aire						
Aumento concentración partículas		X				
Aumento concentración gases		X			X	
3. Hidrología y calidad del agua						
Cambio carga de sólidos		X				
Cambio patrones de drenaje		X		X		X
Vertimiento residuos líquidos			X		X	
4. Suelos						
Compactación		X			X	
Desestabilización de taludes		X			X	
Aumento en procesos erosivos		X				X
Contaminación por residuos			X		X	X
5. Vegetación						
Reducción cobertura		X		X		
6. Fauna						
Reducción de hábitats		X		X		
7. Paisaje						
Modificación del paisaje				X	X	X
8. Componente social						
Molestias ocasionales a la comunidad por niveles de ruido		X			X	
Aumento de oferta de trabajo		X			X	
Incremento en requerimientos de Bienes y servicios		X	X		X	
Aportes en obras de beneficio comunitario		X				
Expectativas comunitarias	X					

Fuente: Tomado de ECOCARBON. Guía Ambiental de Exploración Carbonífera. Bogotá Colombia. S.f.

Tabla 1.21 Matriz de evaluación de impactos ambientales para la explotación de minas subterráneas de carbón.

VALORACION DEL IMPACTO		FACTORES AMBIENTALES															
A: GRAN IMPACTO B: IMPACTO MEDIO C: IMPACTO BAJO -: NO EXISTE IMPACTO		Atmósfera		Agua		Suelos		Vegetación	Fauna	Procesos geofísicos			Morfología y paisaje		Aspectos Sociales		
		Calidad del aire	Ruido	Agua superficial	Agua subterránea	Características edáficas	Usos del suelo	Especies y común vegetales	Especies y poblac animales	Inundación	Erosión	Sedimentación	Inestabilidad	Hundimientos	Modificaciones en el paisaje	Conflictos comunidad	
ACCIONES GENERADORAS DE IMPACTOS O ALTERACIONES	Principales operaciones de la actividad de coquización de carbón																
EXPLORACION	• Perforación	A	A	C	C	C	A	C	B	-	-	-	C	-	-	B	
	• Uso de explosivos	A	A	B	A	-	C	-	A	-	-	-	B	C	C	A	
MONTAJE	• Infraestructura	-	B	C	-	-	B	C	C	-	-	-	-	-	A	C	
	• Vías	C	A	-	-	C	-	C	C	C	C	-	-	-	C	-	
EXPLOTACION	• Desarrollo	-	C	-	B	-	-	A	C	-	-	-	-	-	-	-	
	• Apertura de túneles	C	C	-	B	C	-	-	-	B	C	-	B	-	-	A	
	• Preparación	C	B	C	A	C	-	-	-	C	-	-	C	-	-	-	
	• Extracción	B	B	-	A	-	-	-	-	C	-	-	C	A	-	-	
	• Acopio de carbón	C	C	B	-	C	B	B	-	-	-	A	C	-	-	B	
	• Cargue y descargue	C	B	-	-	-	-	-	C	-	-	-	-	-	-	C	
	• Transporte interno	B	B	-	C	-	-	-	-	-	-	B	-	-	-	-	
	• Esteriles	C	C	A	C	A	A	A	A	B	B	A	C	-	A	A	
	• Entibación	-	C	A	-	A	B	A	B	A	A	A	A	A	C	A	A
	• Transporte externo	B	A	C	-	C	B	A	-	-	-	-	-	-	-	A	
	• Desague	-	C	A	A	A	B	B	B	A	A	A	B	-	B	A	
	• Iluminación	-	C	-	-	-	-	-	B	-	-	-	-	-	-	B	
	• Ventilación	A	A	C	-	-	B	B	A	-	-	-	-	-	C	C	
	• Derrumbes	-	B	B	A	B	B	B	B	A	A	A	C	A	A	A	
	• Producción de gases y polvos	A	C	C	A	B	B	C	A	-	-	-	-	-	C	A	
	• Acopio de combustible	-	C	C	C	C	-	-	-	-	-	-	-	-	C	C	
	• Mantenimiento de maquinaria	C	C	C	-	B	A	C	C	-	-	-	-	-	B	-	
CIERRE	• Bocaminas	C	A	C	B	-	C	-	-	B	-	-	-	B	C	-	
	• Minas	C	A	B	A	A	C	C	C	A	A	A	A	A	-	-	

Fuente: Tomado de CAR, CINSET, Gobernación de Cundinamarca. Plan de Manejo Ambiental, Guía Minas Subterráneas de Carbón. Colombia, 2001.

- Guía minero ambiental de beneficio y transformación de minerales tiene como objetivo presentar al concesionario minero, los gremios, subcontratistas mineros y a las entidades mineras y ambientales y sus delegadas, una herramienta de gestión, manejo y desempeño minero ambiental y de estricta sujeción, que oriente la ejecución de las operaciones de beneficio y transformación, con el fin de facilitar y agilizar las actuaciones de las autoridades y de los particulares, enfocando su aplicación hacia la explotación racional del recurso mineral y al correcto manejo minero ambiental que se deriven de la ejecución de estas actividades⁸⁶. La tabla 1.22 muestra la matriz causa efecto de las

⁸⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE. Guía Minero Ambiental de Beneficio y Transformación. Colombia. Available from Internet: <http://www.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias_ambientales/guias_mineroambientales/guia_mineroambiental_de_beneficio_y_transformacion_del_carbon.PDF>

actividades desarrolladas durante el beneficio y transformación de minerales.

Tabla 1.22 Matriz causa-efecto de las actividades desarrolladas durante el beneficio y transformación de minerales

ACTIVIDADES		ACTIVIDADES INDUSTRIALES EN EL BENEFICIO Y TRANSFORMACION DE MINERALES																							
		ACTIVIDADES GENERALES EN EL BENEFICIO DE MATERIALES					ACTIVIDADES GENERALES EN LA TRANSFORMACION DE MINERALES										OPERACIONES AUXILIARES								
		Lavado	Comminución	Homogenización	Clasificación	Separación y concentración	Lixiviación	Separación líquido sólido	Purificación	Clarificación	Precipitación	Amalgamación	Aglomeración	Deshidratación	Secado	Clasificación y tostación	Fundición	Refinado y electrolizado	Extracción eléctrica	Clinkerización	Coquización	Transporte interno	Almacenamiento y empaque	Disposición de colas y escorias	
COMPONENTE AMBIENTAL	ABIOTICO	Cambios en la calidad fisico-química del agua	X			X	X	X		X	X	X												X	
		Afectación de la dinámica de aguas superficiales	X			X	X	X		X	X	X													X
		Afectación de la dinámica de aguas subterráneas					X					X													X
		Sedimentación de cuerpos de agua	X	X		X		X			X														
		Emisión de material particulado		X	X	X																	X	X	
		Emisión de gases		X					X				X	X	X	X	X	X	X	X	X				
	BIOTICO	Incremento de niveles de ruido y vibraciones	X	X	X							X		X								X			
		Aumento de temperatura											X	X	X	X	X	X	X	X	X				
		Alteraciones de las propiedades físico-químicas del suelo					X					X													X
		Remoción y pérdida de cobertura vegetal																							X
		Afectación de comunidades faunísticas	X	X																			X		
		Generación de expectativas	X				X					X			X		X					X	X	X	
		Aumento en el uso de bienes y servicios	X	X	X	X	X		X			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
SOCIAL	Afectación de la infraestructura pública y privada	X																							
	Cambio en el uso del suelo					X					X														
	Modificación del paisaje	X		X																			X	X	

Fuente: Tomado de 60-Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Medio Ambiente. Guía Minero Ambiental de Beneficio y Transformación. Colombia. Available from Internet http://www.minambiente.gov.co/prensa/publicaciones/guias_ambientales/guias_mineroambientales/guia_mineroambiental_de_beneficio_y_transformacion_del_carbon.PDF

1.4.3.2 Almacenamiento de Carbón

En las plantas donde hay uso intensivo del carbón como es el caso de las plantas CTL, es necesario almacenar grandes cantidades de carbón para garantizar el normal funcionamiento de la planta en momentos de recesión

en la minería por diversas causas, tales como climáticas y laborales entre otras, que pueden interrumpir el suministro de carbón a la planta e incluso provocar su parada, con los respectivos costos asociados. El almacenamiento de grandes cantidades de carbón genera un impacto ambiental importante por todo el movimiento y manejo de material que se presenta en estos sitios, que normalmente se denominan patios de acopio.

Un patio de acopio de carbón consiste en un área de terreno dentro de la cual, según el uso final que se le vaya a dar, el carbón se somete a procesos de almacenamiento, beneficio (trituración, molienda, clasificación y depuración) y maniobras de cargue y descargue. Debido a la estructura física del carbón, todos estos factores provocan un deterioro del material, que se manifiesta principalmente en una gran cantidad de material particulado en el sector; los factores ambientales como el aire y la lluvia ayudan a estos fenómenos de degradación del carbón.

Por las razones anteriores, un patio de acopio debe ser manejado bajo ciertos principios técnicos y ambientales. En el país la clasificación por tamaños, los requisitos generales técnico ambientales y los requerimientos básicos para la localización fueron establecidos por Ecocarbón.

1.4.3.3 Manejo de agua

La mayoría de las plantas de licuefacción de carbón son consumidoras de agua, aunque se puede alcanzar la meta de vertimiento cero; para ello, es necesario aplicar al agua tratamientos que incluyen desfenolización, despojo de vapores, tratamiento biológico y esterilización. Tales tratamientos son costosos y consumen energía, incrementan los costos de la planta y reducen la eficiencia térmica del proceso. Esta meta solo es atractiva en regiones donde el agua es escasa o las restricciones para los vertimientos son muy estrictas. La última planta de FT de 40000 BPD construida en Sudáfrica fue diseñada para operar con vertimientos cero⁸⁷.

Donde los suministros de agua no son restringidos, el consumo total de agua y los vertimientos generados por el proceso de licuefacción de carbón son similares a los asociados a una planta de refinación de petróleo de capacidad equivalente⁸⁸. Comúnmente se emplean de 4 a 8 barriles de agua por barril de producto según el ahorro de agua que se haga⁸⁹. Los principales

⁸⁷ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL 1977. Assesment of Technology for the Licuefaction of Coal. Available from Internet: www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_report/12163/fe12163-C.pdf

⁸⁸ El valor calorífico del un barril de petróleo es normalmente de 6 millones de BTU, el termino Petróleo equivalente (FOE) es un termino para expresar la cantidad de combustible derivado del carbón con una equivalencia térmica.

⁸⁹ PANEL ON LICUEFACTION OF COAL. Op. Cit. 1977

vertimientos de agua provienen de las torres de enfriamiento, de las calderas y del proceso de purga del sistema, y puede contener altas concentraciones de sólidos disueltos y compuestos orgánicos solubles antes del tratamiento de purificación.

Un punto adicional importante de consumo de agua es el proceso de beneficio del carbón, previo al inicio del proceso de transformación, consistente en una planta lavadora de carbón con el fin de reducir su contenido de cenizas. Esta planta además de consumir volúmenes importantes de agua, genera un lodo que debe ser estabilizado en lagunas de sedimentación antes de su disposición final

Así, con un consumo promedio de agua de 5 barriles por barril de producto, una planta que produzca 50000 BPD de combustible sintéticos, consumirá del orden de 3.45 millones de m³ de agua al año. Por lo tanto, identificar y evaluar la fuente de suministro de agua para la planta y ahorrar al máximo por medio de recirculación, son aspectos críticos para determinar la localización de la planta.

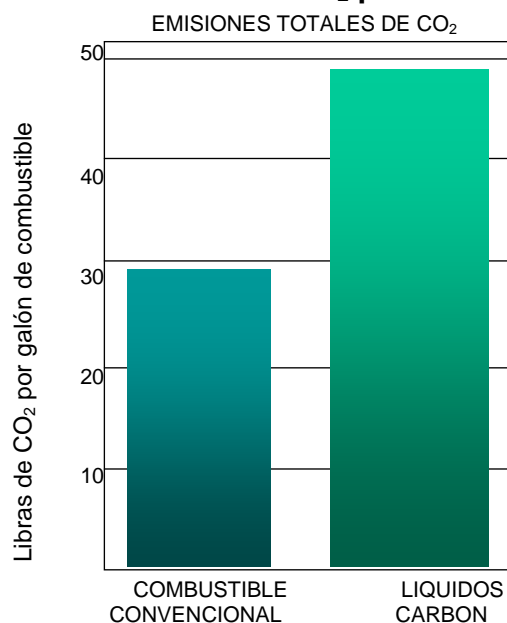
1.4.3.4 Efluentes gaseosos

La producción de combustibles sintéticos por cualquiera de las tecnologías DCL o ICL normalmente ocasiona un incremento en la generación de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a la obtención de combustible derivados del petróleo crudo, sin embargo, es posible reducir la emisión de los GEI sin incrementar los costos de producción significativamente. En ambas tecnologías se generan corrientes relativamente puras de CO₂ como resultado de la necesidad de ajustar la relación H/C de aproximadamente 0,8 en el carbón a un rango entre 2 y 4 dependiendo del combustible que se elabore. Este CO₂ puede ser capturado, secado, comprimido y transportado a sitios disponibles para su almacenamiento bajo tierra (CCS)⁹⁰. Los costos específicos (\$/kg CO₂) para la reducción de emisiones del ciclo total del combustible por medio de CCS, son bajos con respecto a la recuperación de CO₂ de gases de combustión de plantas o calderas, donde el CO₂ está diluido con nitrógeno, como resultado de la combustión con aire, lo que incrementa los costos de separación. Existen sustanciales diferencias entre las tecnologías DCL e ICL con respecto a los costos y el potencial de mitigación de los GEI. En el caso de ICL pero no de DCL, las tecnologías ofrecen una oportunidad interesante de reducir la emisión de GEI que se verán en detalle más adelante.

⁹⁰ COAL TO LIQUIDS COALITION. Environment: CTL fuels for a cleaner environment Available from internet: <<http://www.futurecoalfuels.org/environment.asp>>.

La conversión de carbón a combustibles líquidos es un proceso con alto consumo de energía y emisiones importantes, pues es más intensivo en CO₂ que la refinación del petróleo convencional, ya que el carbón es un 20% más rico en carbono por unidad de energía que el petróleo y un 50% más que el gas natural. Las emisiones totales para los combustibles convencionales derivados del petróleo son del orden de 27 lb de CO₂/gl de combustible. Si todo el CO₂ generado en la producción y consumo de los combustibles líquidos derivados del carbón, se descargan a la atmósfera, las emisiones estarían alrededor de 50 lb de CO₂/gl de combustible (figura 1.23), casi el doble de lo generado con el petróleo; esto se debe principalmente a las dos causas de generación de CO₂ que se presentan en los procesos CTL: una en la planta de producción y otra en el consumo⁹¹.

Figura 1.23 Emisión total de CO₂ por CTL vs Petróleo



Fuente: Why Coal Liquids Are Not a Viable Option to Move America Beyond Oil, [cited June 2006] Available from World Wide Web: <<http://www.nrdc.org/globalwarming/coal/liquids.pdf>>.

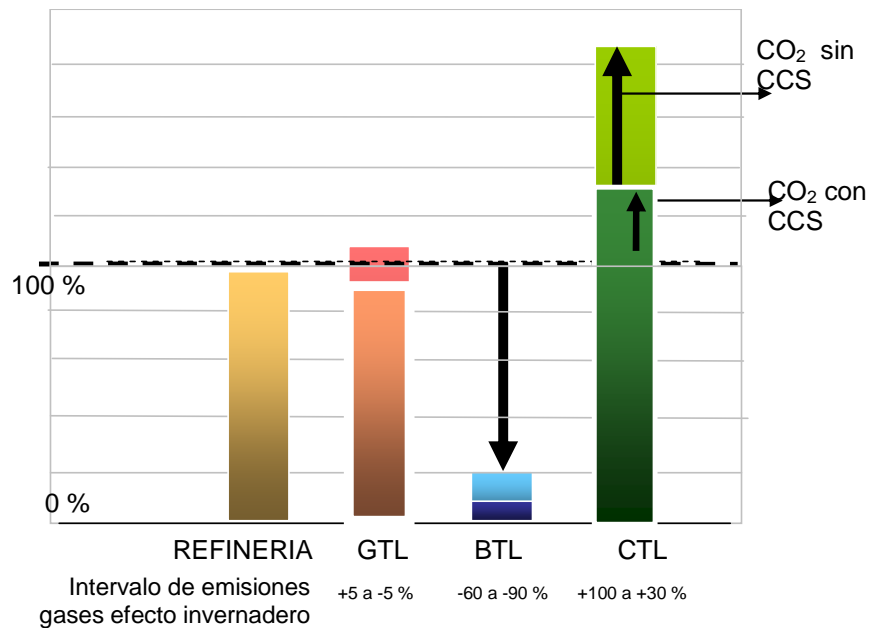
Los estudios a nivel industrial, muestran que las emisiones de GEI por el proceso de gas a líquido (GTL), son comparables a las de la refinería normal en aproximadamente $\pm 5\%$. Los procesos de biomasa a líquido (BTL) ofrecen un claro beneficio con reducciones de GEI del orden del -60 al -90%, en tanto que los procesos CTL tienen penalización por carbono cercanas al 100% (figura 1.24), la cual puede ser reducida por CCS. Cuando se atrapa el 90%

⁹¹ WHY COAL LIQUIDS ARE NOT A VIABLE OPTION TO MOVE AMERICA BEYOND OIL, [cited June 2006] Available from World Wide Web: <<http://www.nrdc.org/globalwarming/coal/liquids.pdf>>.

de las emisiones de CO₂ en la planta de producción, estas se reducen a niveles cercanos a las de los combustible tradicionales y pueden dar lugar a que las emisiones totales de GEI sean un 20% más bajas que para derivados del petróleo en el ciclo de vida completo del combustible, debido a la calidad de los combustibles CTL⁹². Se espera que el desarrollo de máquinas modernas de combustión interna permitan aumentar la eficiencia de los combustibles y disminuir las emisiones de GEI.

Para el co-proceso del carbón y biomasa, combinado con captura y almacenaje del carbono, las emisiones de GEI sobre el ciclo completo del combustible, pueden ser tan bajas como un quinto de los combustibles convencionales.

Figura 1.24 Comparación de emisiones de los procesos de Refinería, GTL, BTL y CTL



Fuente: Adaptado de ASFE, Driving Towards sustainable Mobility, available from Internet: http://www.euractiv.com/29/images/asfe_tcm29-153324.pdf

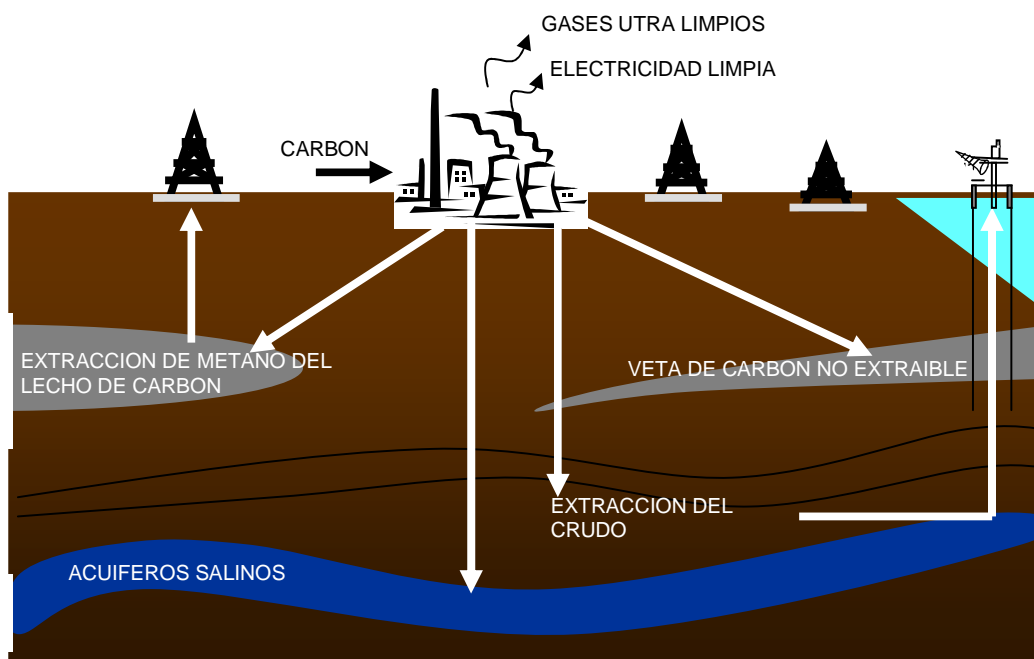
La CCS incluye la captura de las emisiones de CO₂ en la fuente, seguida del transporte y almacenamiento en formaciones geológicas o en las profundidades del mar (Figura 1.25). Una vez que se ha capturado el CO₂, hay varias opciones disponibles para el almacenaje, tales como en acuíferos

⁹² LARSON, Eric y TINGJIN, Ren. Synthetic Fuel Production by Indirect Coal Liquefaction. Energy for Sustainable Development. 2003.

salinos profundos o utilizarlo para ayudar a la recuperación secundaria de petróleo y almacenarlo posteriormente. También se puede capturar y vender al sector de los productos alimenticios y de las bebidas desplazando las fuentes convencionales. Esto proporciona una fuente adicional de ingresos para el proyecto.

La opción de CCS se está utilizando ya en una planta de gasificación de carbón, en uno de los proyectos CCS más grandes en el mundo en funcionamiento en Weyburn, en Saskatchewan, Canadá. La planta de combustibles sintéticos en Dakota, Estados Unidos, produce gas natural y otros productos químicos con la gasificación de carbón de baja calidad. El 60% del CO₂ generado en el proceso de la gasificación se captura y se transporta vía gasoducto al yacimiento de petróleo de Weyburn. Allí, el CO₂ se utiliza para la recuperación secundaria de petróleo y se almacena geológicamente⁹³.

Figura 1.25 Alternativas para CCS



Fuente: Adaptado de World Coal Institute. Coal liquids fuels. 2006. Available from Internet: <http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/wci_coal_liquid_fuels.pdf>

Weyburn ha operado desde el año 2000, con un total de 5 Mt de CO₂ almacenado. En este caso la venta de CO₂ es una fuente extra de ingresos

⁹³ WORLD COAL INSTITUTE. Coal liquids fuels. 2006. Available from Internet: <http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/wci_coal_liquid_fuels.pdf>.

para Dakota lo que reduce simultáneamente la emisión de los gases de efecto invernadero.

Otra forma de disminuir los costos y causar una reducción de las emisiones, es hacer un manejo del azufre; en una planta tradicional, el azufre se retira de la corriente de gas de síntesis para prevenir el envenenamiento del catalizador, si este azufre (en su forma gaseosa) se separa con el CO₂ y se almacena en las mismas formaciones geológicas, se disminuyen sobrecostos al suprimir la necesidad de sistemas de remoción individuales relativamente costosos. Algunos estudios recientes en plantas de generación de ciclo combinado IGCC, han demostrado que la reducción de costos por la co-captura del CO₂ es al menos cuatro veces menor que separar el CO₂ y el H₂S individualmente en las plantas convencionales⁹⁴.

Otra opción son los depósitos de basalto en los cuales el CO₂ secuestrado después de unas décadas se inmoviliza al formar compuestos sólidos, pero estos depósitos no son muy abundantes, por lo que conducir el CO₂ hasta ellos puede requerir una compleja infraestructura que causa una perturbación ambiental adicional.

Debido a la amplia distribución global de las reservas de carbón, las emisiones se pueden también disminuir por las distancias más cortas de transporte del combustible

En el proceso de búsqueda de fuentes alternas de combustibles líquidos, es importante identificar y evaluar las implicaciones ambientales de la transición de la fuente de combustibles líquidos de petróleo a carbón. En la figura 1.26 se presentan estimaciones respecto a las emisiones asociadas de gases de efecto invernadero para los potenciales sustitutos del petróleo convencional (SCPs)⁹⁵, en el eje horizontal se traza para cada tipo de recurso, la cantidad de combustibles líquidos de hidrocarburo que se pueden llegar a producir con las tecnologías actuales, contabilizando las pérdidas en la conversión al combustible líquido. La porción oscura de cada segmento del recurso representa una estimación conservadora de la cantidad de ese recurso disponible (típicamente reservas), mientras que la porción más clara representa estimación menos cierta. Las cantidades de CTL y de GTL son máximos teóricos porque asumen que todo el carbón y gas se está utilizado como la materia base para SCPs y ninguna para otros propósitos.

⁹⁴ Ibid.

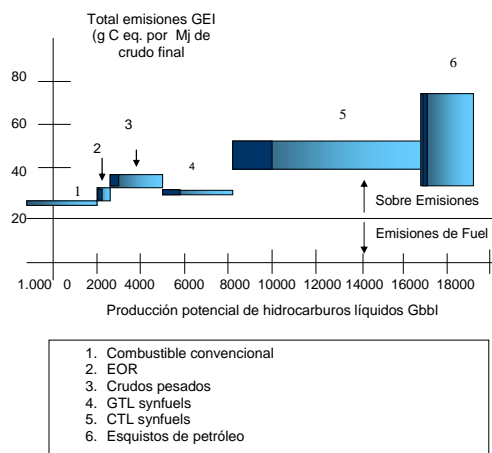
⁹⁵ FARREL A, y BRANDT A. Risks of the oil transition. Estados Unidos, Energy and Resources Group University of California, 2006. Available from Internet: <http://www.iop.org/EJ/article/1748-9326/1/1/014004/erl6_1_014004.html>.

Los “costos” de los GEI se trazan para cada recurso en el eje vertical, presentando los gramos de carbono equivalente emitidos por megajoule del producto refinado (g C eq MJ-1). La altura para cada segmento representa el rango de variabilidad o la incertidumbre asociada a las implicaciones de utilizar cada recurso.

Las inquietudes sobre el impacto de las emisiones de los procesos CTL han llevado a algunos a proyectar su impacto global en cuanto a concentración de GEI. El estudio Stern reporta una concentración actual en la atmósfera de 430 ppm de CO₂ y un incremento de más de 2ppm anual, para que se establezca se debe hacer una reducción de las emisiones actuales del orden del 25%⁹⁶.

Por lo tanto, la transición de combustibles trae preocupaciones ambientales más a largo plazo, que amenazas económicas o de seguridad energética, porque como se ve, el déficit de combustibles líquidos tiene un potencial fuerte de ser resuelto aceptando un daño ambiental creciente para evitar riesgos económicos o de seguridad. La industria de los combustibles ha comenzado a reconocer esta interacción, pero las estrategias para superarlos todavía no se han comprobado⁹⁷.

Figura 1.26 Potencial de emisiones GEI (g carbono equivalente/MJ)



Fuente: Adaptado de FARREL, A, y BRANDT, A. Risks of the oil transition. Estados Unidos, Energy and Resources Group University of California, 2006. Available from Internet: <http://www.iop.org/EJ/article/1748-9326/1/1/014004/erl6_1_014004.html>

⁹⁶ STERN REVIEW ON THE ECONOMICS OF CLIMATE CHANGE. Available from Internet: http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm

⁹⁷ FARREL y BRANDT. Op. Cit., 2006.

Algunos acercamientos pueden tratar los tres riesgos. Quizás el más interesante es emplear la diversificación de la fuente. Las tecnologías de SCP de origen fósil con CCS, podrían proporcionar diversidad de la fuente en el término cercano. Debido a las emisiones relacionadas de GEI, SCPs se presenta solamente como una respuesta a corto plazo⁹⁸. Por otra parte, los combustibles líquidos del carbón pueden ayudar a satisfacer la demanda de reducción de emisiones y de aire más limpio, esto es factible porque en la gasificación del carbón el primer paso es remover sus impurezas para poder usarlo en forma ambientalmente responsable. En las plantas de CTL es relativamente fácil remover de la corriente gaseosa por medio de un lavador de gases las impurezas tales como metales pesados y mercurio. Un tratamiento del syngas posterior a la gasificación, remueve virtualmente todo el material particulado y los metales residuales. El resultado es un combustible con contenido cercano a cero de azufre y bajas emisiones de NO_x porque el combustible en si mismo no contribuye a su formación durante su combustión en los motores. El proceso también produce cantidades no medibles de ácidos o contaminantes peligrosos

El resultado del empleo de un combustible sintético proveniente del carbón que quema mucho más limpio que el diésel y la gasolina empleados actualmente, implica bajas emisiones de material particulado y mercurio, y cero emisiones de azufre, lo que reduce el impacto ambiental de las emisiones de los vehículos, por tanto circulará por las ciudades un sistema de transporte más limpio, con una producción de contaminantes inmedible.

A continuación se caracterizan las emisiones de GEI de las dos tecnologías sin y con captura parcial y almacenamiento del CO₂. El ciclo total del combustible en cuanto a emisiones de GEI para los combustibles sintéticos se compara con la gasolina o el diésel obtenido del petróleo.

Las emisiones directas de CO₂ para el carbón varían de caso a caso, según el tipo de carbón; las emisiones directas para el gas natural se asumen en 15,5 kg C/Gj (o 13,95 kg C/Gj PCS). Las emisiones por evaporación provenientes del carbón y el gas natural en las instalaciones de conversión son asumidas como las de una planta convencional de energía actual en Estados Unidos.

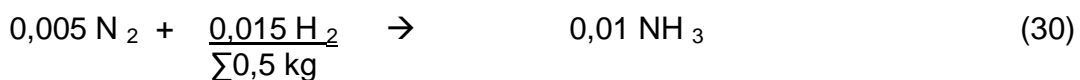
- **Emisiones gaseosas específicas de la tecnología DCL.**

Las principales emisiones de los procesos DCL se presentan en la producción de H₂. El hidrógeno es necesario en la licuefacción directa tanto para producir el combustible sintético (el cual se puede aproximar como

⁹⁸ Ibid.

CH_{1,6}), como para reducir el oxígeno, el azufre y el nitrógeno. Estos elementos son removidos de los productos líquidos en forma de H₂O, H₂S, y NH₃. El oxígeno se remueve para poder obtener los hidrocarburos y el azufre y el nitrógeno, por ser ácidos que dañan el catalizador de craqueo en la operación de refinación en la planta de DCL⁹⁹.

La cantidad de hidrógeno a adicionar que se requiere, se puede calcular a partir de la composición elemental del carbón. Así, a manera de ejemplo, para un carbón promedio CH_{0,81} O_{0,08} S_{0,02} N_{0,01} (peso molecular 14,9 kg) se tiene:



Entonces, para producir 1 kg mol (13,6 kg) de crudo sintético, se necesitan 0,5 kg mol (1 kg) de H₂ más 1 kg mol (14,9 kg) de carbón. El hidrógeno se puede obtener a partir de gas natural, vía reformado con vapor (steam reforming) o del carbón vía gasificación. Esta última, es la opción que más se emplea en lugares donde el gas natural es escaso. Los productos de DCL son parcialmente refinados y se deben llevar a una refinería para ajustarlos a combustibles líquidos convencionales, allí se agrega hidrógeno adicional (para llevar la relación H/C a aproximadamente 2 en el producto final), este proceso consume energía adicional para proveer las necesidades de calor y potencia de la refinería.

Cuando todo el CO₂ generado en la planta se descarga a la atmósfera, las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo completo del combustible son superiores comparadas con las generadas por la producción de combustibles derivados del petróleo, aunque existe una gran incertidumbre respecto a estas emisiones, se estiman en el orden de 1,6 a 1,9 veces la rata de emisiones para gasolina, basado en un análisis de balance de energía y materiales efectuado por US DOE¹⁰⁰ (ver anexo 8).

⁹⁹ WILLIAMS R.; y LARSON Eric. A comparison of direct and indirect liquefaction technologies for making fluid fuels from coal. Available from Internet: <<http://www.princeton.edu/~energy/publications/pdf/2003/dclversussicl.pdf>>.

¹⁰⁰ BURKE, F. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from World Wide Web: www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf

En este cálculo se comprueba el nivel de emisiones respecto al de la gasolina normal derivada del petróleo, que para el HTI (proceso de dos etapas) es 1,73 veces mayor y para el CMSL 1,58. También se muestran los avances tecnológicos al pasar de un sistema de dos etapas al de multietapas lo que se refleja en una mayor eficiencia del hidrógeno (11 kg de destilado/kg de H₂) y un menor consumo de carbón (11376.21 t/d), todo lo cual a la postre además de los beneficios técnicos y económicos mencionados, se refleja en un impacto ambiental importante: “menores emisiones de CO₂”.

Para ilustrar el impacto ambiental de la producción de H₂, el H₂ requerido para el proceso vía DCL se asume elaborado a partir de carbón por gasificación a alta presión. Después de la gasificación, el syngas se enfría y se limpia de partículas. A continuación se presentan tres opciones para el manejo de los gases generados. En primer término, el syngas rico en H₂ se purifica usando una unidad de separación de oxígeno PSA (Pressure swing adsorption), y los gases recuperados del PSA se queman en la planta IGCC y se descargan posteriormente a la atmósfera. La eficiencia real de producir hidrógeno a partir de carbón por esta vía es del 63,7%.

La segunda opción que es la más usada consiste en la captura y secuestro del CO₂ en depósitos subterráneos tal como se muestra en la figura 1.25 (Alternativas para CCS).

La tercera posibilidad para evitar las emisiones de CO₂ es la captura y almacenamiento subterráneo conjunto del H₂S y el CO₂ (opción de co-captura y co-almacenamiento de la tabla 1.23). Esta opción evita los costos de atrapar los gases ácidos separadamente o la reducción del H₂S a azufre elemental, disminuye los costos de penalización de la producción de H₂ por captura y almacenamiento de CO₂. La viabilidad de esta co-disposición no es bien conocida, pero hay alguna experiencia en el occidente de Canadá donde se operan 39 proyectos que incluyen co-almacenamiento de varias mezclas de H₂S y CO₂ en campos deprimidos de petróleo y gas¹⁰¹.

La tabla 1.23 presenta los balances de materiales y energía para una planta moderna de producción de H₂ a partir de carbón.

Si el H₂ usado para producir crudo sintético por DCL fuera descarbonizado con CCS, el ciclo de emisiones de GEI del combustible respecto a las gasolinas derivadas del petróleo se pueden reducir de 1,6 a 1.

¹⁰¹ WILLIAMS R, y LARSON Eric. A comparison of direct and indirect liquefaction technologies for making fluid fuels from coal. Available from Internet: <<http://www.princeton.edu/~energy/publications/pdf/2003/dclversussicl.pdf>>

Tabla 1.23 Desempeño de producción de H₂ en tres configuraciones a partir de carbón¹⁰²

Disposición del CO ₂	Ventilado ¹ _{103]}	capturado/ almacenado ^[2]	co-capturado/ co-almacenado ^[2]
Rata de salida del H ₂ (MW)	1070.3	1070.3	1070.3
Rata de entrada del carbón (MW)	1862.7	1862.7	1862.7
Ciclo de vida emisiones GEI para H ₂ ^[2] kg C/GJ H ₂	40.00	2.99	1.42
Ciclo de vida emisiones GEI para electricidad ^[2] g C/kwh	213.6	213.6	213.6
Rata de remoción H ₂ S (t H ₂ S/h)	9.79	9.79	9.79
Rata de disposición CO ₂ ^[104]	-	553.5	575.7
Costo de disposición CO ₂ (\$/ CO ₂)	-	4.52	4.41
Producción de energía eléctrica (+). Uso (-) (MWe)			
Gas de turbina	+78.8	+78.8	+78.8
Vapor de turbina	+139.5	+139.5	+139.5
Unidad de separación de aire	-53.92	-53.92	-53.92
Compresor O ₂	-34.41	-34.41	-25.6
Compresor CO ₂	-4.28	-43.10	-45.59
PSA compresor de gas de purga	-11.68	-11.68	-11.68
Auxiliares de gasificación	-18.63	-18.63	-18.63
Auxiliares de isla de energía	-2.36	-2.36	-2.36
Auxiliares de selexol	-11.04	-11.04	-11.04
Reinjección de calor	-3.66	4.30	-14.30
Salida neta de energía (mwe)	78.4	38.9	36.4
Eficiencia efectiva de producción de H ₂ ^[105] (%)	63.7	60.4	60.2
Factor capacidad de planta (%)	85	85	85

Fuente: WILLIAMS R, y LARSON Eric. A comparison of direct and indirect liquefaction technologies for making fluid fuels from coal. Available from Internet:
<http://www.princeton.edu/~energy/publications/pdf/2003/dclversussicl.pdf>

- **Emisiones gaseosas específicas de la tecnología ICL**

Para la tecnología ICL que produce únicamente combustibles sintéticos con descarga de CO₂, el ciclo del combustible para emisiones de GEI es mayor, aproximadamente 1,8 veces la de los productos derivados del petróleo crudo

¹⁰² De Chiesa et al (2003) y Kreutz et al (2003), con balances de materia y energía calculados para el gasificador O₂-blown de Texaco con apagado (a 70 bar) y carbón Illinois No. 6 con alto contenido de azufre (24.826 MJ/kg, 3.41% S, 12% humedad y contenido de carbono de 24.68 kg C/GJ).

¹⁰³ Las emisiones del ciclo total del combustible son la suma de las de conversión del carbón en la planta, más las emisiones de GEI por evaporación de la planta. Se asume que 0.8% de el C en el carbón no se convierte y se dispone con la cenizas. La emisiones de GEI por evaporación en la planta se estimaron (para condiciones típicas de Estados Unidos) en 1.0 kg C de CO₂ equivalente. Las emisiones específicas de GEI/GJ de H₂ = emisiones totales del ciclo del combustible/GJ de H₂) - (emisiones del ciclo del combustible/GJ de H₂ por co-producto electricidad = 213.6 gC/kWh). Las emisiones específicas de GEI asignadas a la electricidad son de 390.1 MWe 43.0% de eficiencia en una planta independiente de IGCC con ventilación de CO₂.

¹⁰⁴ En Chiesa et all (2003), 91,28% del carbono en el carbón es recuperado como CO₂.

¹⁰⁵ Para una planta que produce combustibles sintéticos y electricidad a partir del carbón, la eficiencia efectiva η_{eff} para la producción de synfuel se define como $\eta_{eff} = F_{sf}/(1-F_e/\eta_e)$, donde F_{sf} (F_e) es el synfuel (electricidad) que sale como una fracción del carbón que entró y η_e es la eficiencia de la planta independiente IGCC con ventilación de CO₂.

que reemplaza¹⁰⁶. Como en el caso de la tecnología DCL, existen oportunidades para reducir las emisiones de GEI, tanto por vía captura y almacenamiento de CO₂ como por co-captura y co-almacenamiento de H₂S y CO₂, pero a diferencia del caso de la DCL, existen configuraciones en las cuales el H₂S y CO₂ co-capturados y co-almacenados como gas ácido, producen tasas de emisión de GEI significativamente menores que las generadas por los combustibles derivados del petróleo. Eventualmente, los costos para los combustibles sintéticos son menores que los costos para sistemas configurados con descarga de CO₂. En otras palabras puede haber una oportunidad importante de mitigación de GEI para algunas opciones de ICL, aun en ausencia de políticas explícitas sobre mitigación de cambio climático, como un beneficio complementario de un manejo estratégico de un gas ácido incluyendo co-captura y co-almacenamiento.

Como en la manufactura de H₂, el proceso ICL para la producción de combustibles sintéticos derivados del carbón incluye un gasificador O₂-Blown que produce gas de síntesis, enfriamiento del gas, limpieza del gas, WGS, y remoción del gas ácido (H₂S/CO₂). Posteriormente el syngas se convierte catalíticamente al combustible deseado en el reactor de síntesis, seguido de la separación del syngas no convertido de los productos líquidos.

Una gran cantidad de CO₂ se genera como subproducto en el proceso FT. Del total de carbono en el carbón únicamente cerca de la mitad se encuentra en los productos finales (los combustibles líquidos) la otra mitad es transformada en CO₂ el principal contaminante responsable del calentamiento global generado por las actividades humanas. La planta Fischer-Tropsch propuesta para Rounpoint con capacidad para producir 22000 BPD debe producir cerca de 3,5 millones de toneladas de CO₂ año con aproximadamente 2 millones adicionales provenientes de la planta de ciclo combinado IGCC¹⁰⁷.

A continuación a manera de ejemplo de las reacciones de FT a partir de CO e H₂, se presenta el resumen de reacciones para la gasolina y el diésel en las que se aprecia el sobrante de CO₂, por tanto para mantener el balance de CO₂ en la atmósfera es necesario capturarlo y secuestrarlo geológicamente¹⁰⁸.

¹⁰⁶ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). Supplement to the Draft Environmental Impact Statement for the Gilberton Coal-to-Clean Fuels and Power Projects. Diciembre de 2006. Available from Internet: <http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/publications/wmpi_supplement_eis.pdf>

¹⁰⁷ Montana Environmental Information Center. Op. Cit.

¹⁰⁸ Coal To Liquids Coalition. Op. Cit.

Una estequiometría ideal para la conversión de carbón en metano, se puede ilustrar por la siguiente reacción donde el carbón se representa por C-H (composición típica aproximada del carbón).



La conversión por Fischer Tropsch a diésel igualmente para una estequiometría ideal puede ser representada por:



Como se aprecia en las reacciones anteriores, bajo condiciones ideales, se produce una molécula de CO₂ tanto por cada molécula de CH₄ producida, como por cada átomo de carbono incorporado en los productos FT. Si se asume que el carbón es carbono puro (sin heteroátomos), la reacción total puede ser esquematizada como:



Estas reacciones sugieren que 1 $\frac{2}{3}$ moléculas de CO₂, se producen por cada molécula de CH₄ y una molécula de CO₂ se produce por cada átomo de carbono incorporado en productos FT. No obstante, debido a la necesidad de calentar el sistema a altas temperaturas, y a las irreversibilidades del proceso y a otras ineficiencias, la cantidad de CO₂ formado es significativamente mayor. Por tanto los combustibles sintéticos derivados del carbón generan en total de 2,5 a 3,5 veces la cantidad de CO₂ producida por la combustión de hidrocarburos convencionales¹⁰⁹.

Debido a las restricciones en cuanto al CO₂, se debe prever la necesidad de combinar la producción de combustibles sintéticos con la captura y secuestro del CO₂, lo cual puede encarecer los combustibles sintéticos. Por otra parte en el caso de ICL, la captura y separación del CO₂ es una parte integral del proceso, es barato y fácil de realizar puesto que la producción de combustibles sintéticos por la vía indirecta usa oxígeno en lugar de aire y los costos de la unidad de separación de aire (ASU), la separación del CO₂, y las altas presiones de operación son parte integral del proceso de producción del combustible sintético vía ICL.

Como el catalizador del reactor de síntesis es extremadamente sensible a trazas de contaminantes, estos se deben remover antes del reactor, lo cual puede lograrse a bajo costo empleando filtros de carbón activado. EL syngas

¹⁰⁹ Ibid.

debe limpiarse de H₂S a niveles de ppm para proteger el catalizador. Mucho del CO₂ se debe remover para maximizar la producción de combustible sintético. El CO₂ recuperado se puede descargar directamente a la atmósfera, pero no así el H₂S por su alta toxicidad. EL H₂S se puede quemar y convertir así, a SO₂ gaseoso el cual es menos toxico, sin embargo, las regulaciones ambientales normalmente prohíben esta quema. Una práctica común de preparar químicos a partir del carbón o residuos de petróleo tiene que ver con recuperar el H₂S y reducirlo a azufre elemental el cual puede ser vendido como subproducto dependiendo del mercado. Tal como se discutió en la manufactura de H₂ a partir del carbón en la tecnología DCL, una alternativa para evitar los costos de separación del H₂S del CO₂ y su reducción a azufre elemental, es capturar los gases ácidos H₂S y CO₂ juntos para su almacenamiento subterráneo. Esta es una práctica común para el manejo estratégico de gases ácidos para proyectos de gas natural en Canadá. El almacenamiento subterráneo del CO₂ se muestra como una opción viable para la aplicación de la tecnología ICL, incrementando las posibilidades del carbón en el futuro en un marco de restricciones ambientales.

Independientemente de la materia prima empleada, todos los combustibles parafínicos de FT tienen las siguientes propiedades:

- Libres de azufre.
- Bajo contenido de aromáticos
- Sin olor
- Combustible líquido sin color

Estas propiedades ayudan a los vehículos a la reducción de emisión de contaminantes regulados y no regulados (NO_x, SO_x, PM, VOC, CO), lo que facilita la sustitución de combustible, ya que desde el punto de vista tecnológico se pueden emplear en los motores diésel actuales, empleando la infraestructura existente para su distribución.

La tabla 1.24 presenta un resumen de entradas y salidas del proceso.

La figura 1.27, presenta el diagrama de flujo del proceso para la producción de 50000 BPD de líquidos FT.

Una planta de 50000 BPD consume 5 veces más carbón y emite más de 3 veces de CO₂ que una planta de 500 MWe IGCC¹¹⁰.

Como se anotó antes, sin CCS el proceso de síntesis de combustibles líquidos FT emite cerca el 180% más de CO₂ respecto al uso de productos

¹¹⁰ Ibid.

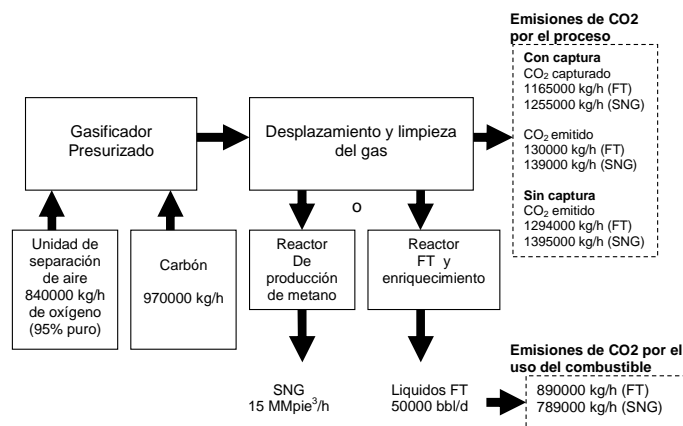
derivados del petróleo. Para SNG se emite hasta un 175% más de CO₂ que si se quemara gas natural. Con CCS las emisiones de CO₂ para el ciclo total del combustible tanto líquidos como SNG pueden compararse con las emisiones totales de CO₂ para combustibles derivados de las fuentes tradicionales. Como se ha dicho, para ICL implementar CCS en el proceso no requiere mayores cambios o costos significativos de energía como en el caso de generación eléctrica de potencia, ya que el CO₂, es una corriente de subproducto casi puro a una presión intermedia.

Tabla 1.24 Entradas y salidas del proceso de carbón a líquido

Entradas	Salidas				
	Productos principales	Co productos		Subproductos	
		material	Usos potenciales	material	Disposición
Carbón	Diésel	N ₂ líquido	Producción de amoníaco	Desechos N ₂	Atmósfera
Aire	LPG	Kr/Xe	Producción de lámparas y reactivos de laboratorio	Finos de carbón	Mina
Agua primaria		Fenol	Producción de plásticos y desinfectantes	Cenizas del gasificador	Relleno
Electricidad		Acido cresílico	Producción de químicos	Aire de la generación de vapor	Atmósfera
		Nafta	Industria química	CO ₂	Atmósfera
		Azufre	Producción de ácido sulfúrico	Aguas de desecho	Incineración

Fuente: SPARROW. F.T. Investigating the production and use of transportation fuel from Indiana coals. Coal transformation laboratory energy center at Discovery park. 2006. Available from Internet: <<http://www.purdue.edu/dp/energy/pdf/Sparrow08-30-06.pdf>>

Figura 1.27 Diagrama de flujo de la producción de combustibles a partir de carbón



Fuente: Adaptado de Part 2 Detail of fuels. Fischer-Tropsch. Diesel. Available from Internet: <<http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf> >

Un análisis del consumo de carbón en la tecnología ICL muestra que el 33% del carbón consumido en el proceso se destina a la producción de H₂, el 22% se consume en la generación de energía y solo el 45% se usa como materia prima para la elaboración del combustible.

1.4.3.5 Descarga de Sólidos

La materia mineral contenida en los carbones, expresada como contenido de cenizas, típicamente varía de 8 al 20% en los carbones colombianos. Las plantas de licuefacción de carbón al igual que las de combustión o gasificación, deben disponer de estos residuos en una manera ambientalmente aceptable. Actualmente las formas más corrientes de disposición son los rellenos sanitarios, como sub-basante en vías o su adición a la formulación de cementos.

Los residuos de la combustión consisten principalmente de las cenizas volantes, cenizas de fondo, los lodos de los lavadores de gases y varios desechos líquidos. Estos residuos pueden contener contaminantes tales como arsénico, mercurio, cromo, plomo, selenio, cadmio y boro. Estos contaminantes pueden lixiviar a aguas subterráneas y superficiales cuando no son adecuadamente dispuestos, por lo que es recomendable disponerlos en rellenos de seguridad que tengan sistemas de aislamiento, colector y tratamiento de lixiviados y sistemas de monitoreo

Otros efluentes sólidos de menor cantidad pueden ser los catalizadores gastados, lodos del tratamiento de desulfuración de los efluentes gaseosos y lodos del secado de los sedimentos acuosos de la planta de tratamiento de agua. Estos pueden contener cantidades importantes de halógenos y material orgánico soluble, estos materiales no son comúnmente inertes y pueden requerir un tratamiento especial antes de su disposición final. La disposición de los catalizadores alcalinos requiere de un manejo especial para evitar impactos ambientales. Una solución es introducir una etapa de inertización antes de su disposición. Por ejemplo un tratamiento de inertización térmica.

1.4.3.6 Elementos Traza

El número de elementos traza en el carbón es mucho mayor que en el petróleo, alrededor de 38 elementos diferentes al carbono, hidrógeno y oxígeno, se han identificado en diferentes concentraciones. El comportamiento de estos elementos en el proceso de licuefacción del carbón no está plenamente entendido, algunos son volátiles, otros se asocian a los líquidos en el proceso de hidrogenación y otros permanecen como residuo sólido en las cenizas.

Se requieren trabajos de investigación adicionales para comprender la distribución de estos materiales durante el proceso, y su impacto ambiental después del proceso; es importante establecer los elementos traza que pueden aparecer en el producto líquido y el impacto que pueden generar cuando se emplee el combustible.

Mediante el estudio del comportamiento de estos elementos durante la combustión en la planta de generación, tomando en cuenta la volatilidad de estos elementos y su facilidad de condensación y retiro de la corriente gaseosa cuando el gas se enfría, se ha establecido un factor de distribución que hace relación a la cantidad relativa del elemento que queda atrapado en las cenizas de fondo y la cantidad que se escapa en las cenizas volantes, pero que es fácilmente atrapado en los sistemas de depuración de gases ya sea por filtración o por el agua de lavado de la desulfuración de la corriente gaseosa (FDG). Estos resultados se presentan en la tabla 1.25, en el cual se reportan los factores de distribución para los principales elementos traza encontrados en el carbón¹¹¹. Así un elemento con bajo factor de distribución (1 a 2) tiene baja volatilidad y normalmente la mayor parte de él queda atrapado en las cenizas de fondo. Elementos con alto factor de distribución son altamente volátiles y la mayor parte queda atrapada en las cenizas volantes, pero aun puede haber presencia de ellos en los gases de chimenea

¹¹¹ WOLFANG, R. Coal and environment: Analytical aspects. 1993. Available from Internet: www.iuipac.org/publications/pac/1993/pdf/6512x2473.pdf

después del proceso de limpieza, tal es el caso del mercurio, del selenio y un poco menos del arsénico, cuyas volatilidades son bien conocidas y es de esperarse que haya presencia de ellos en la corriente de gases que sale del proceso después de la desulfurización (FDG).

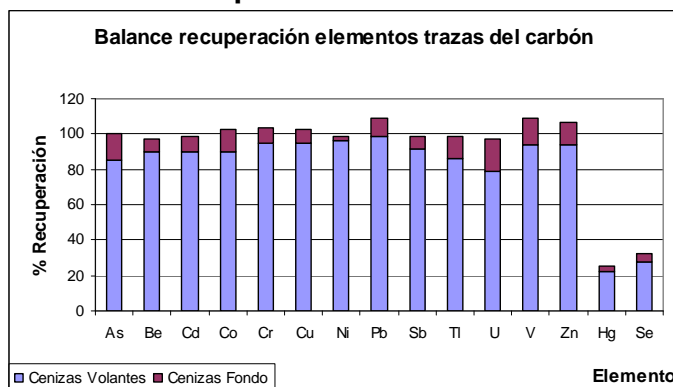
Tabla 1.25 Factor de distribución de los filtros de cenizas

Elemento Traza	Unidades	Filtro de polvo E (total)	Filtro de polvo E (5 – etapa)	Factor de distribución
As	mg/k	55	160	2,9
Be	mg/k	20	31	1,6
Bi	mg/k	2	10	5,0
Cd	mg/k	2	7,6	3,8
Co	mg/k	183	249	1,4
Cr	mg/k	274	248	0,9
Cu	mg/k	321	652	2,0
Hg	mg/k	0,59	1,9	3,2
Ni	mg/k	465	600	1,3
Pb	mg/k	267	754	2,8
Sb	mg/k	25	89	3,6
Se	mg/k	5,3	35,1	6,6
Te	mg/k	< 0,5	1,6	> 3,0
Tl	mg/k	5,1	12,8	2,5
V	mg/k	529	862	1,6
U	mg/k	11	23	2,1
Zn	mg/k	359	1200	3,3

Fuente tomada de: WOLFANG, R. Coal and environment: Analytical aspects. 1993. Available from Internet: www.iuipac.org/publications/pac/1993/pdf/6512x2473.pdf

La figura 1.28 muestra la razón de recuperación de este tipo de elementos, como se explicó anteriormente la emisión de elementos traza no es un problema, pues en su mayoría se atrapan mediante técnicas de depuración de gases especialmente filtración y lavado.

Figura 1.28 Balance recuperación elementos trazas del carbón



Fuente tomada de: WOLFANG, R. Coal and environment: Analytical aspects. 1993. Available from Internet: www.iuipac.org/publications/pac/1993/pdf/6512x2473.pdf

Cuando estos elementos son atrapados por el agua de lavado, se eliminan mediante una buena técnica de depuración del agua. Los remanentes de mercurio, selenio y arsénico se pueden atrapar por métodos de adsorción tales como carbón activado.

Grandes errores pueden cometerse con la disposición de materiales cuyo comportamiento de lixiviación se desconoce. Tomando en cuenta las enormes cantidades producidas de esas sustancias, las consecuencias económicas y ecológicas pueden ser relevantes. La disposición de material ecológicamente perjudicial sin las debidas precauciones puede ocasionar daños severos. La disposición de materiales inofensivos ecológicamente en vertederos especiales puede ocasionar sobrecostos que acarreen problemas económicos considerables. Además de esto los vertederos especiales son escasos y no se deben emplear innecesariamente, pues esto ocasiona al final también perjuicios ambientales, al deshabilitar áreas para otros usos que realmente lo exigen. Consecuentemente el conocimiento exacto del comportamiento de lixiviación de estos materiales es esencial para la disposición intermedia o final de estos materiales.

En los proceso de transformación tal como la gasificación y licuefacción, es necesario identificar plenamente qué puede afectar al ambiente durante la descarga de las corrientes de materiales, especialmente las de residuos, por flujo de polvos en las corrientes de gas crudo, por el gas crudo en sí y por el agua del proceso. Los mismos elementos que se encuentran en el proceso de combustión se encuentran aquí y las técnicas de control y mitigación son esencialmente las mismas. Por lo demás, el proceso en general es bien operado ya que se trata de sistemas cerrados. La formación de fenoles y los problemas ambientales causados por este, se pueden evitar controlando las

condiciones de operación. Los compuestos HS y NH, contenidos en el agua del proceso y gas se pueden eliminar sin ningún problema. Por tanto queda el problema de eliminar los residuos minerales del proceso de hidrogenación de una manera que proteja el ambiente, aquí como se dijo al principio, se puede seguir el mismo procedimiento sugerido para las planta de generación¹¹².

Control del Mercurio. El mercurio en la corriente de gas está en forma elemental y de óxidos, ambos en estado de vapor y como mercurio que ha reaccionado con las cenizas volantes. Estas tres formas se remueven con las cenizas volantes, en un 10 a 30% para carbones bituminosos, pero menos del 10% para sub-bituminosos y lignitos. Las formas oxidadas del mercurio se remueven efectivamente mediante desulfuración húmeda de la corriente gaseosa (WFGD) removiendo un 40 a 60% del mercurio total para carbones bituminosos y un 30 a 40% para sub bituminosos y lignitos¹¹³.

En los carbones sub bituminosos y lignitos, gran parte del mercurio está en forma elemental, el cual no se remueve por WFDG. En algunos ensayos de reducción catalítica selectiva (SCR) para control de NO_x de un 85 a 95% del mercurio se convirtió a formas oxidadas que son removidas por FDG. Para los carbones sub bituminosos una pequeña cantidad de mercurio permanece aun cuando se ha realizado SCR. Puede lograrse una remoción adicional de mercurio, inyectando carbón activado que se recoge en un filtro de fibra, de esta manera, se puede remover hasta un 85 a 95% de mercurio.

1.4.3.7 Impactos ambientales del proceso de refinación

Debido a que los productos que se pretenden obtener mediante la licuefacción de carbón son equivalentes a los obtenidos en la refinación de crudo de petróleo, como punto de referencia se toman los impactos ambientales ocasionados por la refinación de crudo de petróleo.

Tabla 1.26 Emisiones de refinería

FUENTE	EMISIONES	INFORMACION ADICIONAL
Cracking catalítico	SO _x , NO _x , PM, CO _x , HC, aldehidos, NH ₃	procedente del regenerados y/o caldera
Reforming catalítico	pocas emisiones	H ₂ S y NH ₃ separados del gas combustible de refinería o del sistema de aguas de desecho

¹¹² WOLFANG, R. Op. Cit

¹¹³ Coal To Liquids Coalition. Op. Cit.

FUENTE	EMISIONES	INFORMACION ADICIONAL
Hydrocracking catalítico	CO	H ₂ S y NH ₃ separados del gas combustible de refinería o del sistema de aguas de desecho
Hidrotratamiento catalítico	CO	H ₂ S y NH ₃ separados del gas combustible de refinería o del sistema de aguas de desecho
Coking	polvo de coque	
Blending	HC	
Calentamiento de corrientes de proceso	SO _x , NO _x , PM, CO _x , HC, NH ₃	las cantidades dependen del tipo de combustible y del diseño del quemador
Equipos de refinería (válvulas, válvulas de seguridad, bombas, fleches, etc)	HC	
Recuperación de azufre (proceso Claus)	H ₂ S SO _x , CS ₂ , sulfuro de carbonilo, azufre, CO	

Fuente: SERRANO, C. Petróleo y medio ambiente. Ciro Serrano Camacho. Bogotá, 1999.

La tabla 1.27 muestra los vertimientos producidos en una refinería.

Tabla 1.27 Vertimientos de refinería

PROCESO	CONTAMINANTES	CARACTERISTICAS
Producción de asfalto	aceites, fenoles	grandes volúmenes, altos valores de DBO
Secado y endulzamiento	soda gastada (fenólica o sulfurosa)	grandes volúmenes y valores muy altos de DBO y DOC
Refinación de aceites lubricantes	sólidos disueltos y suspendidos, sulfatos, sulfonatos, emulsiones de aceites	reacciones ácidas de aguas de proceso
Almacenamiento (eliminación de agua, ej. Drenajes de taques, escapes, derrames, limpiezas)	polisulfuros, sulfuros de hierro suspendidos, sólidos, TEL, álcalis	volúmenes moderados con DBO y DOC
Desalado de crudo	aceite emulsificado, aceite libre, NH ₃ , fenol, sulfuros sólidos suspendidos, cloruros	volúmenes moderados, altos valores de Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) y Demanda de Oxígeno Carbonacea, (DOC) con temperaturas superiores a 95°C
Destilación de crudo	sulfuros, NH ₃ , aceites, cloruros, mercaptanos, fenol	grandes volúmenes
Cracking térmico	aceites, sulfuros, fenoles, cianuros, NH ₃	pequeños volúmenes, valores altos de DBO y DOC, álcalis
Cracking catalítico	aceites, sulfuros, fenoles, cianuros, NH ₃	grandes volúmenes, valores altos de DBO y DOC, álcalis
Alquilación	sólidos disueltos y suspendidos, sulfuros, aceites	volúmenes moderados

PROCESO	CONTAMINANTES	CARACTERISTICAS
Refinación de solventes (extracción de aromáticos y butadienos, etc)	solventes (fenol, glicol, aminas, etc) aceites	volúmenes moderados, altos valores de DBO
Hidrotratamiento	NH ₃ , sulfuros, fenoles	pequeños volúmenes

Fuente: SERRANO, C. Petróleo y Medio Ambiente. Bogotá, 1999.

La tabla 1.28 muestra los desechos sólidos provenientes de una refinería.

Tabla 1.28 Desechos sólidos de refinería

DESECHO	FUENTE	CONTAMINANTE
Catalizador gastado	procesos que usan catalizadores: hidrotratamiento, hidrocrackeo, reforming, Claus, cracking catalítico	cadmio, níquel, plomo, cromo, vanadio, arsénico
Tierras filtrantes	refinación de kerosene y aceites lubricantes, extracción e isomerización, filtración con ayudas filtrantes	fenol, benzo(a)pireno, plomo, cromo, benceno, tolueno, etilbenceno.
Lodos de alquilación	alquilación mediante ácido sulfúrico o mediante ácido fluorhídrico	ácidos, cal
Lodos de tratamiento de agua	separador API, aire de procesos de flotación, tanque de aceites de desecho (slop), filtros de vacío, tratamientos biológicos, piscinas de sedimentación de aguas de escorrentía	aceites, benceno, tolueno, benceno(a)antraceno, benzo(a)pireno, plomo, cromo
Lodos de limpieza de haces de intercambiadores de calor	haces de intercambiadores de calor	incrustaciones y sedimentos, plomo, cromo

Fuente: SERRANO, C. Petróleo y Medio Ambiente. Bogotá, 1999.

La tabla 1.29, muestra algunos contaminantes en el aire y el agua y su efecto en la salud humana.

Tabla 1.29 Efecto de algunos contaminantes en el aire y el agua

RECURSO	CONTAMINANTE	SIMBOLO	EFECTO
AIRE	Óxidos de azufre	SO _x	Daños cardiovasculares y respiratorios
	Óxidos de nitrógeno	NO _x	Afectación del tracto respiratorio alto y bajo
	Ozono		Irritante muscular capaz de causar la muerte por edema pulmonar. La exposición a largo plazo puede causar bronquitis crónica y fibrosis
	Monóxido de carbono	CO	Impide transporte de oxígeno en la sangre, causa daños en el sistema nervioso central y cardiovascular

RECURSO	CONTAMINANTE	SIMBOLO	EFEECTO
	Dióxido de carbono	CO ₂	Asociado con el calentamiento de la atmósfera
	Material particulado		Dependiendo del tamaño afectan las vías respiratorias y a largo plazo causan daño pulmonar
	Hidrocarburos	HC	Algunos tienen propiedades cancerígenas, generan efectos teratogénicos y mutagénicos.
AGUA	Metales pesados		Tóxicos, acumulativos en el organismo produciendo cuadros clínicos de tipo agudo y crónico
	Cadmio	Cd	Tiende a acumularse en el hígado y riñón, produce descalcificación y osteoporosis. Es cancerígeno de los órganos reproductores
	Mercurio	Hg	Acumulativo en peces y en general en las cadenas tróficas acuáticas, es de gran peligrosidad para todos los seres vivos
	Plomo	Pb	Desequilibrios en los ciclos biogeoquímicos, en el ser humano se acumula principalmente en los huesos
	Cromo	Cr	Afecta la piel y el sistema pulmonar, puede causar cáncer de pulmón, dermatitis, úlcera, perforación del tabique nasal.
	Bifenilos policlorados	PcBs	Efectos nocivos en organismos de todos los niveles tróficos. Para el ser humano son carcinógenos, y se asocian con efectos de hepatotoxicidad, lesiones pulmonares y neurotoxicidad.
	Derivados de hidrocarburos		Atacan el sistema nervioso central y periférico produciendo cuadros clínicos de neurotoxicidad aguda y crónica

Fuente: SERRANO, C. Petróleo y Medio Ambiente. Bogotá, 1999.

1.4.3.8 Salud ocupacional

- **Ruido**

La minería, el transporte y reducción de tamaño del carbón son operaciones particularmente ruidosas y se debe tener cuidado en el diseño para reducir el nivel del ruido de estas operaciones a lo aceptado por las normas de seguridad y salud ocupacional OSHA. Por lo demás, el ruido generado en el proceso de licuefacción de carbón es similar al de las refinerías de petróleo y no debe causar mayores problemas.

- **Salud**

Los estudios de la EPA (Environmental Protection Agency) basados en las emisiones de los hornos de coquización, sugieren que puede haber alrededor de 200 sustancias peligrosas en las emisiones de los procesos de licuefacción. Los problemas de efectos cancerígenos en los humanos asociados a la combustión y destilación del carbón se han observado desde hace varios años¹¹⁴.

El National Cancer Institute, realizó estudios sobre las propiedades cancerígenas de los combustibles líquidos sintéticos, en los que se encontró, que algunos derivados del proceso Bergius (DCL) resultaron ser potentes generadores de cáncer en micos, tanto por aplicación cutánea como por inyección. En contraste, los productos de FT (ICL), esencialmente alifáticos, no producen cáncer de piel. No obstante, animales vivos expuestos a productos de FT, presentaron algo de degeneración.

En los años 50, la Union Carbide at Institute, adelantó estudios durante siete años, en la planta de hidrogenación de carbón de 300 t/d de West Virginia en los cuales se estableció que el contacto de la piel con la fracción de productos hidrogenados de alto punto de ebullición, incrementa el peligro de cáncer de piel. No obstante, con el nivel de desarrollo tecnológico actual, la operación normal de una planta de licuefacción de carbón no debe presentar emisiones incontroladas.

La Union Carbide y otros investigadores han identificado a los hidrocarburos poli aromáticos (4 y 5 anillos referidos como PHA y PNA) como la principal fuente de hidrocarburos cancerígenos. El benzo(a) pireno, benzo(a) antraceno y benzo (c) fenantreno, son cancerígenos presentes en la fracción oleosa del carbón, petróleos aromáticos y esquistos de petróleo; estos productos tienen un punto normal de ebullición de 315 a 540 °C; la fracción de bajo punto de ebullición de esos mismos productos, tienen aparentemente menos o ningún efecto cancerígeno en la piel.

Los combustibles líquidos derivados del carbón son más biodegradables que el diésel convencional gracias a su estructura molecular y al bajo contenido de aromáticos en el caso de DCL, y ausencia en los productos ICL¹¹⁵.

Con prácticas de higiene y un control médico permanente sobre los empleados, Sasol ha reportado una ausencia total de reacciones cancerogénicas en los empleados. Los principios básicos incluyen evitar un

¹¹⁴ Panel on Licuefaction of coal 1977. Op. Cit.

¹¹⁵ Coal To Liquids Coalition. Op. Cit.

contacto prolongado con materiales potencialmente cancerígenos, esto requiere el baño diario al finalizar labores, lavado diario de la ropa de trabajo e inspección para comprobar la eliminación de los materiales cancerígenos¹¹⁶.

En el caso de Colombia, actualmente la calidad del aire de las principales ciudades ha empezado a generar graves problemas de salud. Se estima que en el país, la contaminación asociada a la presencia de partículas en el aire, genera cerca de 6000 muertes prematuras y más de 7400 casos de bronquitis crónica al año¹¹⁷.

Una de las principales causa es la mala calidad de los combustibles que se producen en el país; así, la gasolina hoy producida por ECOPETROL contiene tres veces más azufre que la gasolina importada. Con el diésel regular, la relación es nueve veces mayor, de 4500 ppm en el producido por ECOPETROL versus 500 ppm en el estándar internacional. El “diésel ecológico” producido en Barrancabermeja tiene un contenido entre 1.000 y 1.200 ppm, tres veces más que el importado. El compromiso gubernamental es que para el 2008 sólo estará permitido usar combustibles que no superen los 500 ppm:

Gasolina y diésel de calidad con estándares internacionales, significa disminuir la presencia de partículas contaminantes en el aire en un 7,7% en el año 2020 con referencia al 2002. Esto generaría un beneficio en salud para el período, que a valor presente neto, se estima entre US\$333 y US\$435 millones de dólares. En el caso del diésel, si entre el 2005 y el 2007 se importaran 5600 barriles diarios, el ahorro en salud para el mismo período sería entre \$145 a \$158 millones de dólares, mientras que el incremento en costo se estima entre \$35 y \$45 millones de dólares, el costo es una tercera parte del beneficio.

En respuesta a esta situación, el gobierno ha emprendido la campaña de ampliar y mejorar la capacidad de las refinerías, para mejorar la calidad de los combustibles allí elaborados. La de Barrancabermeja abastece el 80% del consumo nacional y si se realizan las inversiones necesarias, para 2009 podría estar bajando las emisiones un 6,4% en relación con 2002. Si esto sucede, el ahorro en gastos de salud para el período a valor presente estaría entre \$460 y \$616 millones de dólares¹¹⁸.

Como se ha visto, los combustibles producidos por CTL son bastante limpios con un bajo nivel de emisiones, lo que los candidatiza como una buena

¹¹⁶ Panel on Liquefaction of coal 1977. Op. Cit.

¹¹⁷ RUIZ. Op. Cit., 2005.

¹¹⁸ Ibid.

alternativa en la campaña de mejoramiento de la calidad de nuestros combustibles, con la importante repercusión de mejorar la calidad del aire de las ciudades y por ende la calidad de vida de sus habitantes.

1.4.3.9 Exposición a la comunidad

Las modernas plantas de licuefacción y gasificación de carbón, tal como las de refinación de petróleo, operan en condiciones controladas en sistemas cerrados, de forma tal, que normalmente, no se presentan emisiones incontroladas a la atmósfera. Esto lo respalda la experiencia de las plantas que como SASOL, no han reportado impactos adversos sobre la comunidad vecina en varios años de operación¹¹⁹.

CONCLUSIONES ASPECTOS AMBIENTALES

- La producción de combustibles líquidos del carbón se puede realizar por hidrogenación directa del carbón, proceso Bergius; licuefacción vía gasificación, purificación del gas, ajuste de la relación H₂/CO y síntesis FT para la obtención de combustibles tipo diésel o la síntesis de metanol para la obtención de gasolinas.
- Por el interés específico del proyecto, la obtención de combustibles líquidos, a nivel de escala comercial, los principales procesos a tener en cuenta son los de DCL e ICL.
- Los países con altas reservas de carbón y bajas en crudo, han venido realizando proyectos de Investigación y Desarrollo a través de centros de investigación y corporaciones con el apoyo de los gobiernos, con avances importantes en la obtención de fuentes de combustibles sustitutos del petróleo; proyectos impulsados por razones estratégicas y de independencia energética como fue el caso de Alemania, que durante la guerra construía plantas en tiempo record de dos años.
- Proyectos, tal como el de Sasol, muestran que la inversión estimada puede variar significativamente cuando se lleva a la práctica. Con el fin de evitar dependencia de suministro de materias primas, se ha visto la necesidad de que tanto la planta como la mina sean parte del mismo conglomerado industrial.

¹¹⁹ Panel on Licuefaction of coal 1977. Op. Cit.

- En cuanto al impacto ambiental del proceso de obtención del combustible se puede decir que las emisiones de CO₂ del proceso DCL son menores que las del ICL, pero en ambos casos superior a las de la gasolina convencional (1,6 y 1,8 respectivamente), no obstante, con la implementación de CCS y con una adecuada valoración de la reducción de emisiones el proceso ICL puede salir beneficiado al presentar un potencial mayor para reducción que el DCL.
- La demanda de agua para el proceso en cualquiera de las dos tecnologías, es del orden de 5 barriles por barril de combustible producido. Este es un factor crítico para la localización de la planta.
- La tendencia hacia el futuro de la industria automotriz, es el incremento de vehículos con motores diésel, que es un combustible más económico en cuanto a \$/gl y \$/Gj; y mayor kilometraje por galón de combustible y de menos impacto ambiental que la gasolina, lo que puede ser un punto que favorezca fuertemente la tecnología ICL.

1.5 FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LOS PROCESOS CONVERSION DE CARBON A LÍQUIDOS

Para el análisis económico de los procesos de CTL se considerarán dos vías: la directa y la indirecta, sin incluir la posibilidad de generación eléctrica o la producción de metanol o MTDE. Es decir, el objetivo es la producción de derivados como diesel, gasolina y GLP o de un crudo sintético para ser procesado posteriormente por una refinería.

En la actualidad solamente existe en operación comercial el proceso indirecto, por la experiencia en Sudáfrica de la tecnología de FT. La tecnología de conversión directa se conoce en el papel de ahí que los cálculos son teóricos ya que no hay ninguna planta en operación comercial, salvo alguna planta piloto en Estados Unidos.

1.5.1 Estudios de costos de CTL

El DOE ha producido varios estudios sobre CTL de procesos directos e indirectos, el primero de ellos en 1977, otros en 1984 y 1999 y el último en 2001, informes que suministran estimativos de inversión en capital y de

costos de operación de varios procesos de licuefacción utilizando diseños preliminares conceptuales hechos por diversas organizaciones.

El trabajo del DOE ha sido muy valioso ya que ha financiado diferentes proyectos para avanzar en las tecnologías de CTL, a través de plantas piloto y estudios teóricos y de laboratorio. En el período 1977 a 2001 se observa un gran avance en el estado del arte, mejoras técnicas, nuevos procesos e incremento en las eficiencias. Simultáneamente se han evaluado los aspectos económicos de los diferentes procesos, notándose como los estimativos de costos, proyectando a escala los diseños conceptuales y de plantas piloto, han venido afinándose.

1.5.2 Estudio de 1977

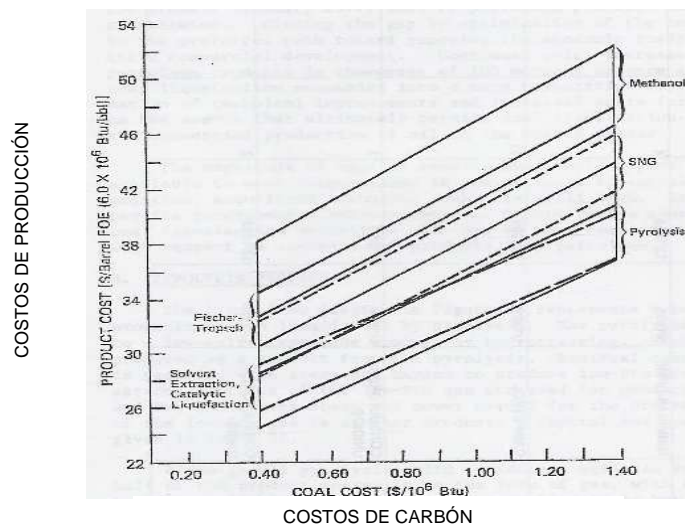
Las cifras de 1977 son muy indicativas, y como todos los estudios posteriores, sujetos a cambios por los costos de capital, dado que estas tecnologías son muy intensivas en este factor, con una participación mayor a 50 % de los costos totales.

En este estudio se consideraron tres casos de procesos directos (pirolisis, extracción con solvente y licuefacción catalítica) y dos de conversión indirecta (Fischer-Tropsch y Metanol).

Los costos de producir líquidos se calcularon bajo el método de flujo de caja descontado a una tasa de 12 % de rentabilidad, vida de 20 años y equity de 100%.

Los resultados para varios precios del carbón se presentan en la Figura 1.29, con costos del barril de un mínimo de US\$24 a un máximo de US\$ 38, para un costo del carbón de US\$ 0.40 el milln de BT\$U, equivalente a US 7.36 la tonelada. Para precios superiores del carbón los costos del barril aumentan fuertemente.

FIGURA 1.29 Relación entre los Costos de Carbón y de los Costos de Producción para diferentes procesos



Fuente: DOE 1977

En la Tabla 1.30 se presenta un resumen con precios base de 1976 de los costos de capital, el costo de inversión por barril por día y la producción diaria de acuerdo a las cinco tecnologías mencionadas, para producciones entre 38,492 BPD para el proceso de metanol y un máximo de 57,942 BPD para el proceso de pirólisis.

Para producir un barril de productos los procesos más económicos eran los de conversión directa (Pirólisis, Extracción con Solvente y Licuefacción Catalítica), con costos de inversión entre US\$ 15,000 y US\$ 16,000 por barril por día, y los más costosos los indirectos, con valores entre US\$ 21,500 y 30,000 (FT y Metanol).

Hay que anotar que los costos están subestimados ya que se suponía 100% de equity, ya que si se hubiera considerado un porcentaje de endeudamiento se habrían tenido valores más altos.

Lo importante a destacar está en el hecho que por la crisis del petróleo de 1973-1974 se despertó el interés por la licuefacción del carbón a través de tecnologías cuyos principios básicos se conocían desde hacia varias décadas y que fueron aplicadas por Alemania en la Segunda Guerra Mundial y por Sudáfrica.

A los precios de 1976 del barril internacional del petróleo los procesos no eran rentables, ni aun con los más altos de 1979-1980, y mucho menos con los que predominaron de 1986 hasta 2000, por debajo de US\$ 25 el barril.

Tabla 1.30 Costo de Capital, Inversión por Barril por día para Cinco Procesos de Licuefacción precios de 1976

	Pirolisis	Extracción con Solvente	Licuefacción Catalítica	Fischer-Trosch	Metanol
Costo de capital Millones US.	1000-1300	900-1150	800-1052	900-1150	850-1200
Costo de capita por barril por día.	17-22,000 ¹ 20,000- 26,000 ²	16,500- 21,500	15,500-20,000	21,500- 28,000	23,000- 30,000
Total producción productos Barriles por día.	57,944	54,998	51,256	42,020	38,492

1 Con gas de 6×10^6 Btu/bl

2 Con gas de 12×10^6 Btu/bl

Fuente: Calculos con base en DOE, Assessment of Tecnology for the Liquefaction of Coal, 1977.

1.5.2.1 Estudio del DOE de 1984

El informe de 1984 se refiere a los avances en alternativas con relación a los reactores comerciales FT, específicamente a los sistemas tipo slurry y a los efectos económicos positivos de los nuevos avances tecnológicos promovidos por el DOE.

Este informe es de los pocos que se refiere a la economía de las plantas tipo SASOL según estudio realizado por MITRE. A precios de 1977, MITRE reporta un caso base (una planta con gasificador Lurgy y reactor tipo Synthol F-T) similar a SASOL-II. Este caso base lo subdivide en dos subcasos: uno llamado de "producción mixta" (SNG y líquidos) y otro de "todo líquidos" (gasolina y otros combustibles).

A partir del caso base se presentan mejoras en la versión del gasificador Lurgi. Una de ellas se llama BGC slagging gasifier, que al integrarlo con la unidad Synthol se identifica como BGC/Synthol; otras versiones son las de los gasificadores de Texaco, Shell-Koppers y BGC/Kolbel. Cada una de las

versiones mejoradas se refleja en menores costos de construcción y capital y precio requerido del barril de líquidos inferior.

En la Tabla 1.31 se presenta un resumen de los costos con base en el documento del DOE de 1984. Claramente se daba una reducción en los costos a medidas que se pasaba a una tecnología de gasificador más avanzada, pero el resultado final del costo del barril de gasolina estaba muy por encima de los precios del mercado del petróleo. En efecto, los precios requeridos del barril de gasolina para que los procesos fueran rentables estaban por encima de US\$ 38 el barril (BGC/Synthol) cuando en el mercado internacional no eran superiores a US\$ 20 el barril.

El costo del barril de gasolina era más alto para los dos subcasos base de tecnología FT (US\$55.86 y US\$63.42) y el más bajo para el proceso BGC/Synthol Mixto con valores intermedios para el resto de procesos.

Para los cálculos, el estudio de MITRE, base del informe del DOE, partía de los siguientes supuestos:

- 20 años de vida de las plantas
- 12 % de tasa de descuento
- 7 US/ton de carbón.

Tabla 1.31 Costos de Plantas de Licuefacción Indirecta

	Caso Base Lurgi/Synthol		BGC/Synthol		Texaco/Synthol	Shell-Koppers	BGC-Kolbel
	Mixto	Todo líquidos	Mixto	Todo líquidos	Todo líquidos	Todo líquidos	Todo líquidos
Producción líquidos BPD	19,591	41,230	27,847	46,381	47,061	51,586	50,361
Costo construcción US Mill.	1186.1	1382.7	1104.3	1289.4	1281.0	1347.2	1067.9
Costo de capita US Mill.	1887.0	2199.0	1756	2050	2037	2142	1698
Costo de gasolina US/bl	55.86	63.42	38.64	52.08	51.66	48.72	43.26

Fuente: DOE, Development of Indirect Coal Liquefaction in Slurry-Phase and other Reactives Systems, 1984.

1.5.2.2 Estudio del DOE de 1999

En 1999 el DOE publico el documento de Peter Sage y Mike Payne Coal Liquefaction-State Technology Report. En el estudio se presenta una tabla resumen de la economía de tres proyectos de CTL por el proceso indirecto según el uso de gasificadores tipo Shell y de Lurgi con costos de 1989 y 1993.

Se presentan tres casos para producciones de productos líquidos de 50,490, 83560 y 83,500 BPD, equity de 25 %, rendimiento sobre inversión de 15 %, interés sobre la deuda de 8% y vida de las plantas de 25 años.

Los resultados indicaban que los proyectos eran rentables para precios del barril del petróleo de 30.7, 42.5 y 58.9 dólares, que proyectados a 2006 darían valores de 39.7, 59.5 y 82.4 dólares. Sin embargo, es de anotar que el caso 1 con gasificador Shell de 1993, con avances tecnológicos, es el relevante para considerar, que a los precios de 2007 y previstos hasta 2030 significa que este proceso de ICL indirecto sería rentable (Tabla 1.32).

Tabla 1.32 Economía de Proyectos de Licuefacción del Carbón por Procesos Indirectos

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Tipo de gasificador	Shell	Shell	Lurgi
Tipo de reactor de síntesis	Slurry	Slurry	Circulante
Fecha	1993	1989	1989
Carbón (ton/DIA)	14,920	28,570	36,430
Costo del carbón (US\$ tonelada)	24.0	ND	ND
Producción de líquidos (bls/DIA)	50,490	83,500	83,560
Costo de capital (Mill. US\$)	2961	2883	3995
Vida de la planta (Años)	25	25	25
Equity (%)	25	25	25
Tasa de retorno (%)	15	15	15
Interés sobre la deuda (%)	8	8	8
Precio del petróleo requerido (US\$/bl)	30.7	42.5	58.9

Fuente: SAGE, Peter y PAYNE, Mike, Coal Liquefaction- A State Technology Report, 1999.

1.5.2.3 Estudio del DOE de 2001 de la economía de la conversión directa

Para determinar la bondad de la conversión directa hay que hacer uso de los estudios teóricos que existen a nivel de Estados Unidos y China ya que no existe ninguna planta comercial operando en el mundo.

En la tabla 1.33 se describen los costos de seis tecnologías, según el documento de Quingyun Sun y Jerald J. Fletcher, Comparative Analysis of Costs of Alternative Coal Liquefaction Proceses publicado en la revista Energy & Fuels de 2005, basado en el estudio del DOE de 2001.

Las seis tecnologías en referencia son las siguientes:

- 1) H-Coal, desarrollada por Hydrocarbon Research Inc apoyada por el Departamento de Energía de Estados Unidos DOE que corresponde a single-step catalytic liquefaction.
- 2) ITSL Integrated Two Stage Liquefaction, desarrollada por Lummus y apoyada por el DOE.
- 3) CMSL Catalytic Multi-Stage Liquefaction, desarrollada por Hydrocarbon Technologies Inc HT y apoyada por DOE.
- 4) CMSL (NG), con uso de gas natural como fuente de hidrógeno y apoyada por DOE.
- 5) SH-I Shenhua Coal Liquefaction Project en China.
- 6) SH-2 Segunda fase.

De acuerdo con la información de la Tabla 1.33 el costo del barril de los seis proyectos de DCL va de un mínimo de 21,65 US\$/barril del proyecto de SH-I, a un valor intermedio de 31,73 US\$/barril para el proyecto CMSL y a un máximo de 63,70 US\$/barril para el proyecto H-Coal. Proyectados al año 2006 se tendrían cifras de 23,43, 36,44 y 71,74 dólares por barril, es decir que a los precios del petróleo WTI de finales de 2006 serían económicamente viables los dos primeros procesos.

Tabla 1.33 Estimativos de Costos para Proyectos de Licuefacción

	H-Coal	ITSL	CMSL	CMSL(GN)	SH-1	SH-2
Fecha	1999	1999	1999	1999	2002	2002
Fuente de hidrógeno	Carbón	Carbón	Carbón	GN	GN	GN/Carbón
Rendimiento en bls/día	50,000	69,000	51,500	51,500	19,057	57,095
Suministro de carbón (ton/día)	26,370	24,415	18,090	13,400	5671	21,463
Relación carbón(ton)/petróleo(ton)	3.3	2.3	2.2	1.6	1.9	2.4
Costo del carbón (US/ton)	20.5	20.5	20.5	20.5	10.95	10.95
Costo de la planta (Mill. US)	4592	4239	2914	2714	731	1980
Costo anual de capital (Mill. US)	689	636	437	407	68.46	158.35

	H-Coal	ITSL	CMSL	CMSL(GN)	SH-1	SH-2
Fecha	1999	1999	1999	1999	2002	2002
Fuente de hidrógeno	Carbón	Carbón	Carbón	GN	GN	GN/Carbón
Costo anual de carbón (Mill. US)	178	172	122	91	19.19	72.63
Costo anual de GN (Mill. US)				71	42.46	40.52
US\$/M3				0.105	0.0783	0.0783
Costo anual de O&M (Mill. US)	184	138	87	81	41.92	154.44
Costo anual total	1051	946	647	651	172	421
Precio requerido del barril de producto	63.70	41.55	38.01	38.25	29.12	23.81
Premio	1	1.07	1.2	1.2	1.1	1.1
Precio de venta equivalente de crudo (US/bl)	63.70	38.81	31.73	31.90	26.47	21.65
Costo de inversión por barril/día (US)	91,841	61,439	56,580	52,699	38,349	34,328

Fuente: SUN, Qingyun y FLETCHER, Jerald J., Comparative Analysis of Costs of Alternative Coal Liquefaction Processes, Energy & Fuels 2005, 19, 1160-1164.

Las diferencias tan grandes se explican por: la capacidad, los precios del carbón, de solamente 10,95 US\$/ton para los proyectos en China, y los costos de capital y O & M. En la Tabla 1.34, que descompone los costos

por barril para las seis tecnologías, se muestra que los costos de capital y carbón son reducidos para los proyectos en China, seguido por los de CMSL y finalmente los de ITSL y H-Coal. En cuanto a los costos de O & M, son más altos para los proyectos Shenhua y H-Coal y más bajos para los otros tres proyectos.

En general, las tecnologías de CTL son intensivas en capital, de ahí la incertidumbre sobre los costos totales dado que los estimativos son aún teóricos.

**Tabla 1.34 Composición del Costo de licuefacción
US/bi**

	H-COAL	ITSL	CMSL	CMSL(GN)	SH-1	SH-2
O & M	11.15	6.06	5.12	4.76	8.16	9.54
Costo GN				4.18	7.18	2.289
Costo carbón	10.79	7.55	7.18	5.35	3.25	4.103
Costo de capital	41.76	27.93	25.71	23.94	10.68	7.93

Fuente: Ibid

Las diferencias en los costos de producción también se explican por los hechos supuestos sobre la financiación de los proyectos en China con relación a los de Estados Unidos. Para los de China el capital accionario es de 35,29 % en comparación con 25 % para los de Estados Unidos, la tasa de interés sobre los préstamos es de 6,12 % mientras que para los de Estados Unidos es de 8 % y los impuestos sobre propiedad y otros costos son inferiores en China, lo que se refleja en menores costos de capital.

Todo lo anterior se concreta en costos de inversión por barril por día que varían de 34,328 dólares para el proyecto SH-II a un máximo de 91,841 dólares para H-Coal y un valor intermedio de 56,580 dólares para CMSL (US 64,993 para 2006).

1.5.2.4 Otros estudios

C. Lowell Millar en su presentación en la conferencia de marzo 28, 2007 de la EIA sobre modelamiento de las perspectivas energéticas concluye lo siguiente:

- Diseños conceptuales de plantas estiman inversiones entre US\$ 3.5 y 4.5 billones para producciones iniciales de 50,000 BPD, con costos de capital por barril por día de US\$70,000 a 90,000.
- Las plantas son entables con precios del petróleo entre US\$45-60/bl con almacenamiento de carbón estimados que representan US\$4/bl del precio de venta requerido.
- Hay dificultad para estimar precisamente los costos puesto que no se han construido plantas desde la década de los ochenta.
- Se requiere aumentar la producción de carbón y contar con la infraestructura requerida (ferrocarriles, vías,..).
- Existirá competencia por equipos críticos, ingeniería y mano de obra calificada.

James A. Lepinsky, Vicepresidente de Headwaters Incorporated, en la reunión del Grupo de Trabajo E.U-India sobre Carbón de noviembre 18, 2005 presenta dos tablas comparativas de las tecnologías directa e indirecta para plantas de 50,000 BPD de capacidad, localizadas en Estados Unidos, con 100% de equity y carbón subbituminoso a US\$1 el millón de BTU, con precios de crudo equivalente de US\$41 y 40 (Tablas 1.35 y 1.36).

Tabla 1.35 Comparación económica de licuefacción directa e indirecta para plantas de 50,000 BPD de capacidad

	Directa	Indirecta
Costo de capital (US\$ billones)	3.3	3.3
Carbón consumido	23,000	32,000
Costo carbón (US\$/BL)	8	11
O & M (US\$/bl)	17	12
Rendimiento sobre la inversión a 15% (US\$/bl)	30	30
Costo de producción incluyendo ROI (US\$/bl)	55	53
Precio petróleo Equivalente (US\$/bl)	41	40

Fuente: LEPINSKY, James A., Overview of Coal Liquefaction, US-India Coal Working Group Meeting, Washington D.C., November 18, 2005.

Tabla 1.36 Características de los productos finales

	Directo	Indirecto

Productos	65% diesel 35% nafta	80% diesel 20% nafta
Cetano diesel	42-47	70-75
Sulfuro diesel	≤5 ppm	≤1 ppm
Aromáticos diesel	4.8%	≤4%
Gravedad específica diesel	0.865	0.780
Octano nafta	≥100	45-75
Sulfuro nafta	≤0.5 ppm	Nulo
Aromáticos nafta	5%	2%
Gravedad específica nafta	0.764	0.673

Fuente: Ibid.

Ari Geertsema de la Universidad de Kentucky, en su presentación en la Cumbre sobre Seguridad Energética en 2006 muestra datos del estudio de la Southern States Energy Board terminado en julio 2006 para 16 plantas diferentes de tipo FT CTL, según diseños conceptuales, que se resumen para tres tamaños de planta así:

Capital requerido para plantas de:

- 10,000 BPD: US\$ 87-128k/BPD
- 30,000 BPD: US\$72-98/BPD
- 60,000 BPD: US\$62-72k/BPD

Los precios equivalentes del diesel: US\$34 a 61 (entre más grande el tamaño más barato).

Igualmente la autora presenta costos para SASOL 2006 de:

Capacidad: 50,000-80,000 BPD

Costo de inversión por BPD: US\$60,000-80,000

Costos totales de operación: aproximadamente US\$35-40 por precio equivalente de petróleo o US\$45-50 por productos finales.

Consumo aproximado de carbón: Dos barriles de productos finales por tonelada de carbón.

1.5.3 Estudio del DOE de 2007

En abril 9, 2007 el DOE entregó el informe final de la factibilidad económica de una planta comercial CTL de 50,000 BPD, localizada en Illinois, implementando la tecnología de licuefacción indirecta Fischer-Tropsch (F-T) para producir diesel y nafta de un carbón bituminosos con contenido medio de azufre. Este estudio es el más reciente y detallado que se conoce de una tecnología indirecta tipo FT, que suministra información muy importante y útil.

La planta que analiza el DOE comprende ocho trenes de gasificadores, unidades de hidrotreamiento y de hidrocrackeo para producir 27,819 BPD de diesel y 22, 173 BPD de naftas.

El gas sobrante del proceso FT se utiliza como combustible para generación de energía eléctrica en turbinas de gas con una capacidad de 251 MW y el vapor que sobra de los diferentes procesos se usa en turbinas de vapor de múltiples etapas para generación con capacidad de 401 MW adicionales, para un total de 652 MW, de los cuales 528 MW se requieren para el complejo, dejando disponibles 124 MW para vender a la red eléctrica.

El costo total de la planta con imprevistos es de US\$ 3650 millones. A este valor hay que agregar los costos de capital de trabajo, de arranque y del propietario, llevando el costo total a US \$ 4070 millones. Finalmente, al incluir los costos financieros durante la construcción de US 458 millones se completa un costo de inversión del proyecto de US\$ 4528 millones o US 90574 por barril de producto por día (En las Tablas 1.37 se presenta información sobre costos totales y desagregados del proyecto).

Tabla 1.37 Desagregación Costo Total del Proyecto Millones de dólares de junio 2006

RUBRO	VALOR
Costo de capital estimado	2807
Imprevistos	843
Capita inicial de trabajo	83
Costo de arranque	56
Costo de los dueños	281
Costo total de capital	4070
Intereses durante la construcción	385
Comisión financiera	73
Costo de inversión total del proyecto	4528

Fuente: DOE, Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial Scale FischerTropsch Liquid Facility, April 9, 2007.

Tabla 1.38 Resumen Desagregación Costo de la Planta Miles de dólares

Rubro	Costo de equipos	Costo de ingeniería	Imprevistos	Total
Manejo del carbón	256,363	20,509	70,218	347,090
Gasificadores y accesorios	1,100,591	88,047	297,159	1,485,797
Sistema de Fischer-Tropsch	417,582	33,407	253,681	704,669
Limpieza del gas	364,803	29,184	98,496	492,480
Turbina de gas	73,042	5843	19,721	98,607

Rubro	Costo de equipos	Costo de ingeniería	Imprevistos	Total
Ductos y otros	27,581	2206	747	37,234
Térmica de vapor	74,651	5972	20,156	100,778
Refrigeración, instrumentos y otros	233,970	18,718	63,173	315,861
Mejoramiento sitio	26,308	2105	7103	35,515
Edificios y estructuras	24,395	1952	6587	32,933
Total	2,569,281	207,943	842,740	3,649,964

Fuente: Ibid

Del total de costos de la planta los gasificadores explican el 40.7 % y el sistema de Fischer-Tropsch el 19.3 %. A continuación se tienen el sistema de limpieza del gas con el 13.5 % y el manejo del carbón con el 9.5%. Es decir, estos cuatro rubros dan lugar a 80 % de los costos de planta.

Otros elementos que se tienen en cuenta para el análisis financiero del proyecto son:

- 26 % de imprevistos a los costos totales de la planta estimados en US\$ 2807 millones (EPC).
- 25 % de imprevistos aplicados adicionalmente a la planta FT.
- Factor de utilización o de planta de 85%.
- 42 meses de construcción.
- 30 años de vida de la planta.
- 55:45 relación deuda a equito.
- Tasa de interés de 8%.
- Tasa de descuento de 12 %.
- 2 % de incremento anual en el costo del carbón.
- 3 % de incremento anual en el precio de los productos.
- Tasa de impuesto a la renta de 40%.
- Costo anual de O&M de US\$ 213.6 millones.

Tabla 1.39 Costo de Operación y Mantenimiento Millones de dólares

COSTOS	Valor
Costos fijos de O&M	201
Costo de trabajo anual de operación	57
Costo de trabajo de mantenimiento	78
Costo administrativo	14
Material de mantenimiento	52

COSTOS	Valor
Costos variables de operación	24
Costo agua	2
Costo químicos	3
Disposición de residuos	14
Venta subproductos	38
Azufre	5
Energía	33

Fuente: Ibid

Con los supuestos anteriores los resultados financieros de este caso base dan una TIR de 19.8%, un VPN de US\$ 153 millones y un período de repago de la inversión de 5 años.

Se hacen análisis de sensibilidad con respecto al caso base modificando en más o menos 25 % los costos de capital, del factor de planta, del precio del carbón, de los gastos O&M., de la tasa de interés y de los precios de la energía eléctrica, el diesel, la nafta y el azufre.

Las principales conclusiones del estudio son las siguientes:

1. El diseño conceptual del proyecto es técnicamente factible.
2. El proyecto es financieramente viable
3. El factor de planta y los costos de capital tienen un impacto fuerte en el análisis financiero, pero aún con cambios grandes la TIR es apropiada. Así, un aumento de 25 % en los costos de capital estimados baja la TIR de 19.8 % a 17 %.
4. La viabilidad del proyecto depende del precio del petróleo. A precios de US \$ 61 o más el barril la TIR es superior a 20 %, a valores de US\$ 47 la TIR es de 15%
5. Pero a precios US\$ 37 o menos la TIR es inferior a 10%.

CONCLUSIONES ASPECTOS ECONÓMICOS

- De la investigación de los costos económicos de los procesos de CTL se concluye que para la conversión directa se tienen estimativos, ya que no existe ninguna planta a nivel comercial operando en el mundo. Los estimativos de DOE y otras entidades se basan en los prototipos que han venido en investigación que han servido para efectuar diseños conceptuales para plantas de tamaño comercial.
- Para la licuefacción indirecta se tienen las experiencias de SASOL en Sudáfrica, estudios del DOE varios proyectos en Estados Unidos y el reciente el DOE de 2007.

- Fuera de los ejemplos presentados de costos existen muchos proyectos en Estados Unidos tanto de tecnologías DCL y ICL, presentaciones de expertos y análisis de diferentes entidades privadas y públicas que se refieren a costos del barril de crudo sintético y de productos entre US\$40 y US\$50, con lo cual ya parecen competitivas estas tecnologías, a menos que hubiera una caída en los precios del petróleo.
- Todos los cálculos presentados, específicamente los de los años posteriores a 2001, deben apreciarse con sumo cuidado ya que hay incertidumbre sobre los diferentes costos. Se está ante la presencia de tecnología de punta que no está aun en operación comercial, así que muchos de los parámetros pueden cambiar. Por precaución, a las cifras hay que considerar un factor de riesgo de un 20 % por encima de lo presentado.
- Se puede concluir que para tamaños de plantas de CTL de alrededor de 50,000 BPD el costo promedio de inversión por barril por día estaría en el orden de los 70,000 a 90,000 dólares, con un consumo anual de carbón de 5-6 millones de toneladas y costo de 20.0 US\$/ton y precio requerido del barril de petróleo de cerca de US\$40.0, que con un riesgo de 20% se hablaría de US\$ 48.0.
- Bajo estas consideraciones, y con el precio actual del petróleo y las perspectivas para los próximos veinte años, se tendría que las tecnologías de conversión de carbón a líquidos comienzan a ser competitivas con el petróleo tradicional.

TABLA DE CONTENIDO CAPÍTULO 2

2. PERSPECTIVAS DE LOS ENERGÉTICOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO.....	117
2.1. PERSPECTIVAS DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS EN EL PERÍODO 2007.2030	117
2.1.1. Perspectivas de la demanda y el precio del Petróleo	118
2.1.1.1 International Energy Outlook del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) 2006 y 2007	119
2.1.1.1.1. Agencia Internacional de Energía AEI	126
2.1.1.1.2. Perspectivas energéticas de ExxonMobil.....	127
2.1.1.1.3. Las perspectivas desde la OPEP	129
2.1.1.1.4. Proyecciones de Oferta y Demanda de Petróleo y Combustibles en Colombia.....	130
2.1.1.2. Proyecciones de Oferta y Demanda de Petróleo y Combustibles en Colombia.....	132
2.1.1.2.1. Oferta de petróleo	132
2.1.1.2.2. Demanda y oferta de gasolina y diesel	133
2.1.1.2.3. Demanda oferta de GLP	139
CONCLUSIONES	139
2.1.3. Análisis de Precios de Combustibles Líquidos y Carbón a Nivel Nacional e Internacional	140
2.1.3.1. Precios de los derivados del petróleo	140
2.1.3.2. Margen de la gasolina regular.....	140
2.1.3.3. Margen del No. 2 Diesel con bajo contenido de azufre.....	142
2.1.3.4. Margen del queroseno	143
2.1.4. Margen fuel oil	143
CONCLUSIONES	144
2.2. OFERTA Y DEMANDA DE CARBÓN	145
2.2.1. Antecedentes.....	145
2.2.1.1. Reservas	145
2.2.1.2. Calidad.....	147
2.2.1.3. Producción y exportación	149
2.2.1.4. Titulación minera.....	151
2.2.1.5. Consumo por sectores	153
2.2.1.6. Precios (Promedio)	154
2.2.2. Proyecciones de oferta y demanda	154
2.2.2.1. Oferta por Departamento	154
2.2.2.2. Exportaciones por Departamento.....	155
2.2.2.3. Demanda por sectores.....	156
2.2.3. Análisis de Precios de Carbón.....	157
2.2.3.1. Perspectiva de los precios de exportación.....	157
2.2.3.2. Precios de carbón	159

2.3.	EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN SOBRE LA POSIBILIDAD DE EXTRACCIÓN INDUSTRIAL DE CARBÓN EN DIFERENTES ZONAS	161
2.3.1.	Análisis Geológico-Minero	162
2.3.1.1.	Zona Carbonífera La Guajira	162
2.3.1.2.	Zona Carbonífera Cesar	163
2.3.1.3.	Zona Carbonífera Córdoba-Norte de Antioquia	164
2.3.1.4.	Zona Carbonífera Santander	166
2.3.1.5.	Zona Carbonífera Norte de Santander.....	168
2.3.1.6.	Zona Carbonífera Boyacá	169
2.3.1.7.	Zona Carbonífera Cundinamarca.....	170
2.3.1.8.	Zona Carbonífera Antioquia - Antiguo Caldas.....	172
2.3.1.9.	Zona Valle del Cauca -Cauca	173

2.

PERSPECTIVAS DE LOS ENERGÉTICOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO

2.1. PERSPECTIVAS DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS EN EL PERÍODO 2007.2030

A partir de 2.000 el precio internacional del petróleo WTI comenzó un período de ascenso de US\$20,0 el barril a un máximo de US\$ 77,0 en julio 2006, con tendencia a decrecer en los meses finales del año y comienzos de 2007, pero recuperando el valor real que había perdido después de la segunda crisis del petróleo en 1979-1980.

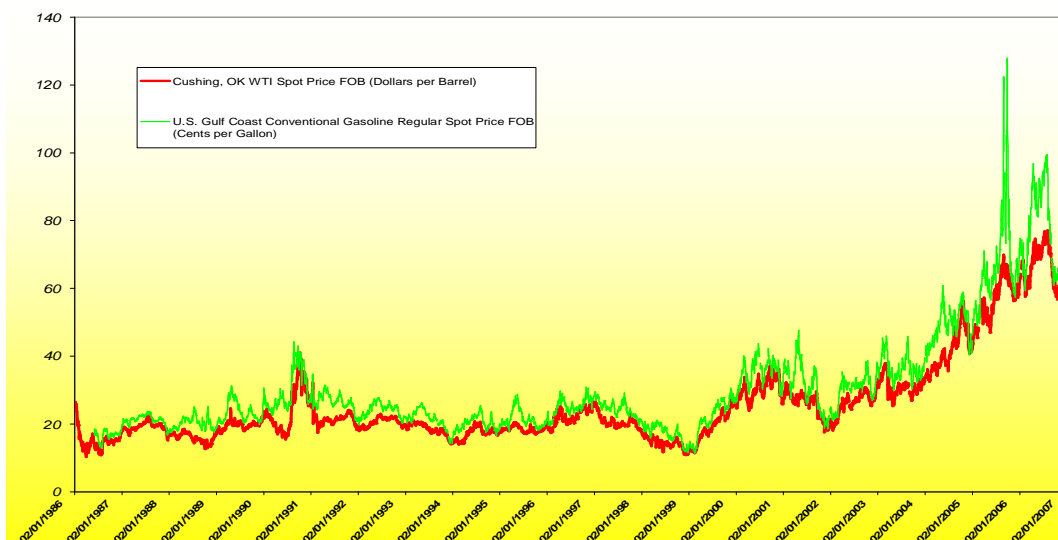
A partir de 1973 se inició un nuevo período en la historia del petróleo, ya que a medida que el crudo se volvió un bien objeto del comercio internacional, donde la oferta y la demanda juegan un papel importante, la estabilidad en el movimiento de los precios desapareció. Entran en juego diversas fuerzas: el mercado, el clima, los acontecimientos políticos, los especuladores y el papel de la OPEP, las compañías multinacionales y los gobiernos de los países consumidores. La dinámica de los precios es más errática, de ahí que predecir cambios en el corto plazo es una tarea complicada (Figura 2.1).

En el largo plazo el precio del petróleo debe crecer en términos reales para mantenerse en su precio de equilibrio. Si se toma el año de 1973, con un precio el petróleo alrededor de US\$11.950 al final al final de diciembre, el precio a comienzos de 2.007 debería estar por el orden de US\$56 el barril para que no perdiera poder de compra. Por lo tanto un precio alrededor de US\$60 no es ninguna aberración o algo inaudito, sino que se puede considerar como un precio de equilibrio de largo plazo.

Igualmente, hay que entender que el precio del petróleo, que es un recurso natural no renovable, no es igual al costo marginal de producción, sino al costo marginal más una regalía, que mide el costo de oportunidad del uso hoy de un recurso que desaparece mañana. Si fuera el precio del crudo definido por los costos de producción, en todos los países del Medio Oriente estos no son mayores a US\$3,0.

Hay que anotar que los desarrollos de los precios de petróleo en los años 2.004, 2.005 y 2.006 no son indicativos de una tendencia de largo plazo, puesto que buena parte de esos movimientos tienen razones especulativas y políticas coyunturales. Es decir, no se pueden proyectar esos cambios hacia el futuro porque se estaría sobreestimando el alza.

Figura 2.1. Precios de Petróleo - Gasolina Motor



Fuente: cálculos con base en información del DOE.

Los principales factores detrás de los cambios en los precios en los últimos años incluyen fenómenos de riesgo político, tales como la tensión creciente sobre Irán y el Medio Oriente, el flujo masivo de fondos de inversión en el mercado de futuros de petróleo y los ajustes en la demanda y la oferta.

2.1.1. Perspectivas de la demanda y el precio del Petróleo

Las perspectivas de los precios del petróleo y los derivados de 2007 a 2030 dependen de la evolución de variables económicas, demográficas, políticas, ambientales, papel de nuevas fuentes, ahorro de energía y de la incertidumbre propia de la proyección de una variable tan volátil como es el precio del petróleo.

Para llevar a cabo este ejercicio se requiere de la construcción de modelos mundiales de oferta y demanda de energía de los energéticos, que solo están disponibles en los países desarrollados, en los gobiernos, en las empresas petroleras, en centros de investigación y en entidades internacionales como la OPEP.

Dos son las fuentes más importantes que construyen escenarios de perspectivas energéticas: el Departamento de Energía de los Estados Unidos y la Agencia Internacional de Energía. A nivel específico, la OPEP presenta

ejercicios de prospectiva para el petróleo. Los estudios que realizan las empresas petroleras son muy limitados al conocimiento público, ya que solo editan informes ejecutivos que dan poco detalle de los supuestos y de los resultados.

Se hará uso de los estudios del DOE de junio 2006 y de la AIE de noviembre 2006 con análisis hasta 2030 según escenarios de referencia, alto y bajo; de ExxonMobil y de la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP.

2.1.1.1 International Energy Outlook del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) 2006 y 2007

El DOE anualmente presenta perspectivas de largo plazo de la energía a través de la *Energy Information Administration*. El estudio dado a conocer al público a mediados de 2006, denominado *International Energy Outlook 2006* analiza los mercados de la energía de 2003 a 2030.

A mediados de junio 2007 salió el estudio de las perspectivas para 2004/2030, por lo cual se decidió introducir en este informe final los principales resultados, dejando el de 2006 para tener una mejor perspectiva de los cambios y de las posibilidades del mercado energético, específicamente en lo que se refiere a los precios del petróleo. Se presenta primero las conclusiones de informe de 2006 y seguidamente las de informe de 2007.

- **Informe del DOE de 2006**
 - **Escenarios de demanda de energía**
 - **Escenario de referencia**

En el escenario de referencia el crecimiento del PIB mundial es de 3.8% y el de la población de 1.0%.

En este escenario la demanda de energía crece 2,0% de 2003 a 2030, 1% para los países desarrollados de la OECD y 3 % para el resto, descompuesta en 1,4% para el petróleo, 2,4% para el gas natural y 2,5% para el carbón. Los precios más altos para el gas natural hacen al carbón más competitivo, especialmente en la generación de energía eléctrica. Por primera vez desde los informes de DOE en 1990 el crecimiento del consumo de carbón es más alto que el del gas natural. Como consecuencia de estas tasas, la

participación de los energéticos en el año 2.030 comparado con 2.003 muestra una caída en la participación del petróleo de 39% a 33%.

Por sectores, el crecimiento más alto se encuentra en la industria (2.4%), seguido por el comercio (1.8%), por los sectores residencial y construcción (1.7%) y por último del transporte (1.4%) por todos los supuestos sobre mejoras en la eficiencia.

La demanda de líquidos de petróleo pasa de 80 mb/d en 2.003 a 98 mb/d en 2.015 y a 118 mb/d en 2.030, cifras menores a las previstas en los estudios de 2.004 y 2.005 por el supuesto de precios más altos del petróleo. De ese total, 78.2 mb/d corresponden a petróleo convencional en 2003 y a 106.5 mb/d en 2030 de petróleos pesados, biocombustibles y líquidos de CTL y GTL.

El aumento de la oferta de petróleo en 2030 provendrá 38% de la OPEP contra 39 % en 2006, es decir, que la mayor proporción provendrá de otras áreas, de tal forma que 2.030 OPEP se espera producirá 45,3 mb/d y productores diferentes 72,6 mb/d, para participaciones de 38,4 % 61,6% respectivamente. Los precios altos, nueva exploración y tecnologías, programas de reducción de costos y la penetración de recursos no convencionales explican esta situación optimista del DOE que supone un mayor papel para petróleo proveniente de países diferentes de la OPEP.

- **Escenarios de crecimiento económico bajo y alto**

Las demandas respectivas de líquidos son de 102 y 128 mb/d en 2030, de los cuales 6 mb/d y 21.1 mb/d de líquidos no convencionales respectivamente.

En todos los escenarios el incremento en la demanda se concentra regionalmente en los países de Asia (China e India principalmente) y por sectores en el transporte. Se espera que varias de las tecnologías asociadas con producción no convencional de líquidos, como conversión de gas y carbón a líquidos GTL y CTL, etanol y biocombustibles permitan satisfacer una proporción creciente de la demanda por derivados durante el período de proyección.

- **Escenarios de precios del petróleo del DOE**

El precio del petróleo es definido en el internacional Energy Outlook 2.006 como el precio promedio de crudo ligero y de bajo contenido de azufre

importado por los refinadores americanos. En el escenario de referencia los precios mundiales del petróleo pasan de US\$31 el barril(en dólares reales de 2004) en 2003 a US\$ 41 en 2010 y a un valor de US\$ 47 el barril en 2014 (que representa una declinación gradual con respecto a 2.006), para incrementarse a US\$ 57 por barril en 2.030, que equivale a una tasa anual de crecimiento real de 4,07% de 2003 a 2010, de 3,97 % de 2010 a 2014 y de 1,2 % de 2014 a 2030.

DOE considera que los incrementos de los precios de 2004, 2005 y 2006 no son indicativos de la tendencia de largo plazo.

En los escenarios de precios altos y bajos, los precios en 2030 son de US\$ 96 y US\$ 34 por barril, con tasas de amento 0,034% en el escenario de precios bajos y de 4,27 % en el de precios altos para el período 2003-2030 en comparación con 2,28 % para el escenario de referencia.

Figura 2.2. Precios del petróleo internacionales en tres casos 1980 – 2030



Fuente: International Energy Outlook 2006 [online]. Washington: EIA. Energy Information Administration, Department of Energy of the United States, 18 January 2007- [cited 13 June 2007]. Available from internet: [http://www.fypower.org/pdf/EIA_IntlEnergyOutlook\(2006\).pdf](http://www.fypower.org/pdf/EIA_IntlEnergyOutlook(2006).pdf).

- **Examen proyecciones del DOE**

El documento del DOE de 2006 utiliza sus modelos mundiales de energía para simular comportamientos de demanda y oferta de petróleo. Para la oferta de petróleo estudia país por país las posibilidades de oferta teniendo en cuenta posibles descubrimientos de reservas y un análisis de los campos existentes. Para la demanda parte de modelos en que los precios son

variables importantes y hace un estudio detallado del sector transporte mundial. En todos los escenarios el crecimiento del PIB mundial es una variable determinante así como el avance en la eficiencia energética. El escenario de referencia del PIB es de un crecimiento de 3.8 %, bastante normal de acuerdo con la experiencia pasada. La clave en todos los escenarios está en el crecimiento económico del mundo en desarrollo, en especial de China e India, que explican más del 70% del crecimiento en la demanda de energía, explicable por que en estos países el consumo de energía por habitante es aún muy bajo.

El problema de los modelos del DOE como los de cualquier otro no está en las formulaciones matemáticas sino en los supuestos y en la información. En el caso del DOE su estudio está basado en información de 2004 y 2005, por lo cual no tuvo en cuenta que el incremento en el precio del petróleo se mantuvo durante todo 2006 y 2007, de ahí que supone que en el corto plazo habrá una caída en el precio del petróleo. Adicionalmente, aunque ya preveía mayor participación de biocombustibles, los acontecimientos de 2007 muestran que hay un interés mayor en acelerar la entrada de estos nuevos combustibles.

Hay dos fuerzas encontradas, por una parte el petróleo convencional es limitado y no se espera mayores descubrimientos y, por la otra, las nuevas tecnologías pueden limitar la escasez del petróleo.

Hay mucha discusión en el mundo sobre la cantidad de petróleo en situ que falta por descubrir. La Asociación para Estudio del Pico del Petróleo es muy negativa y habla de que la producción de petróleo llegará a su pico en la próxima década y critica al DOE y la AEI de optimistas.

La predicción del precio del petróleo es un asunto muy difícil. Predicciones de corto plazo son muy riesgosas porque hay acontecimientos de coyuntura que pueden cambiar cualquier panorama. Para el largo plazo, hay certeza de que el petróleo convencional llegará a su agotamiento y que cualquier alternativa será más costosa (petróleos pesados, GTL CTL, biocombustibles,..). En el momento que los agentes estén convencidos de su agotamiento, el precio del petróleo se incrementará fuertemente hasta que los combustibles alternativos lo reemplacen.

En esta forma, es muy difícil apostar a que el escenario de precios bajos del DOE o de cualquier otra entidad sea el de mayor probabilidad de realizarse. Hay otra razón muy importante para que esto no suceda y es la política de precios de la OPEP que no va a permitir precios bajos, lo cual iría contra sus intereses. Igualmente, en el mundo se están definiendo una serie de proyectos en GTL, CTL y biocombustibles por parte de países desarrollados

y empresas energéticas, que con precios del petróleo por debajo de US\$50 no son viables.

- **Perspectivas del DOE de 2007**

En el estudio de junio 2007 el DOE presenta cinco escenarios: De referencia, de crecimiento económico alto, de crecimiento económico bajo, de precios altos y de precios bajos.

Para los tres primeros escenarios se utiliza la evolución de los precios del escenario de referencia. Para los escenarios de precios altos y bajos el crecimiento del PIB mundial es el mismo del escenario de referencia.

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de los supuestos y principales resultados.

- **Escenarios de referencia y de crecimiento alto y bajo**

Con respecto al informe de 2006, el crecimiento del PIB mundial de 2004 a 2030 es de 4.1% en el escenario de referencia comparado con 3.8% del informe de 2006. O sea, el DOE es más optimista. Este crecimiento se descomponen 2.5 % para los países desarrollados de la OECD y de 5.3 % para el resto. Para los escenarios de crecimiento alto y bajo las tasas aumentan y disminuyen en 0.5%.

En cuanto a la dinámica de los precios del petróleo para el escenario de referencia es igual al del informe de 2006: de US\$43 el barril en 2005 hay una caída en el corto plazo, aumenta posteriormente a US\$47 en 2015, para llegar a US\$ 57 el barril en 2030.

Con estos supuestos, más los referentes a la expansión del transporte y la continuación en la reducción de la intensidad energética, se llega a tasas de crecimiento de la demanda de energía de 1.8 %, 2.1% y 1.4% en cada uno de los escenarios, con tasas para la demanda de líquidos (petróleo convencional y otros) de 1.4%, 1.8% y 0.9%.

La primera fuente primaria con mayor tasa de crecimiento es el carbón por la demanda del sector eléctrico, seguida por el gas natural y las energías renovables (viento, solar, hidro).

La demanda de líquidos comprende la de petróleo convencional propiamente dicho, la de petróleo pesado y de otro tipo de ultrapasados y los líquidos

provenientes de tecnologías GTL y CTL. Es interesante ver en cada uno de los escenarios el papel que según el DOE van a jugar los biocombustibles y las tecnologías GTL y CTL.

En esta forma, en el escenario de referencia la demanda de petróleo convencional crece de 80.1 mmb/d a 107.2 mmb/d, para una tasa anual de 1.22%, y la de otros líquidos de 2.4 mmb/d a 10.5 mmb/d, descompuesto en 1.7 mmb/d de biocombustibles, 1.2 mmb/d de GTL, 2.4 mmb/d de CTL y 4.9 mmb/d de crudos pesados y otros, para un total de demanda de líquidos de 117.6 mmb/d en 2030 y una tasa de crecimiento de 1.42 %.

La participación de la OPEP en la demanda de petróleo pasa de 42% en 2005 a 50% en 2030 y en la del total de líquidos de 42% a 48%. Los países miembros de la OPEP van a ser abastecedores de líquidos no convencionales por los pesados de Venezuela y proyectos GTL de diversos países de la organización, e ahí que su participación en el mercado mundial de líquidos será alta.

Los dos escenarios de precios altos y bajos son prácticamente iguales a los del informe de 2006. En el primer escenario los precios del petróleo aumentan de US\$43 el barril a US\$ 100 barril en 2030 y en el segundo cae a US\$ 34 el barril, es decir, prácticamente sin cambios con relación a los escenarios de 2006.

En el escenario de precios altos la demanda de líquido aumenta de 82.5 mb/d a 103.3 mb/d, para una tasa de crecimiento de 0.94 %. En este escenario el papel de líquidos diferentes al petróleo convencional es de 14.3 mb/d en 2030, 13.8 5 del total, una cifra ya interesante, desagregado en 2.4 mb/d para biocombustibles, 3.9 mb/d para CTL, 1.5 mb/d para GTL y 6.4 mb/d para crudos pesados, extrapesados y otros.

En el escenario de precios bajos, la demanda de líquidos crece 2.03 % para 133.6mb/d en 2030. Dados que los precios a valores de 2005 en 2030 serían de US\$34 el barril, los líquidos diferentes al petróleo convencional no son tan rentables, por lo cual su participación en la oferta es de solo 5.4 mb/d así: 1.0 mb/d de biocombustibles, 1.0 mb/d de CTL, 0.6 mb/d de GTL y 2.8 mb/d de crudos pesados y otros.

Excepto por los escenarios de crecimiento y precios bajos, la demanda de líquidos estará entre tasas de crecimiento de 0.94 % y 1.94 %, tasas que no son altas. Es de resaltar que en las proyecciones del DOE las tecnologías CTL y GTL comienzan a aparecer, representando 3.1 % del total de líquidos en el escenario de referencia 5.22 5 en el escenario de precios altos. En términos de carbón, para los 2.4 mb/d de producción de líquidos por CTL del escenario de referencia, se requieren por lo menos 175 millones de

toneladas de carbón al año y 285 millones para los procesos CTL del escenario de precios altos.

Tabla 2.1. Supuestos y principales resultados de los cinco escenarios del informe 2007 del DOE

	Escenario de referencia	Escenario de crecimiento		Escenario de precios	
		alto	bajo	altos	bajos
PIB (%)					
Total	4.1	4.5	3.6	4.1	4.1
OECD	2.5	3.0	2.0	2.5	2.5
No OECD	5.3	5.8	4.8	5.3	5.3
Precio petróleo (\$2005)					
2005	43	43	43	43	43
2030	57	57	57	100	34
Demanda de energía (% crecimien)					
Total	1.8	2.1	1.4	1.6	1.9
Líquidos	1.4	1.8	0.9	0.0	1.9
GN	1.9	2.3	2.5	1.8	2.0
Carbón	2.1	2.6	1.7	2.7	1.9
Nuclear	1.4	1.5	1.4	1.5	1.3
Renovables	1.9	2.1	1.6	2.0	1.7
Consumo de líquidos Mb/d					
2004	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5
2030	117.6	130.8	105.3	103.4	133.6
Consumo Petróleo convencional Mb/d					
2004	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1
2030	107.1	ND	ND	89.1	128.2
Consumo líquidos no convencionales Mb/d					
2004					
Biocombustibles	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Crudos pesados, extrapesados y otros	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
CTL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
GTL	0	0	0	0	0
Total	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
2030					
Biocombustibles	1.7	ND	ND	2.4	1.0
Crudos pesados, extrapesados y otros	5.2	ND	ND	6.4	2.8
CTL	2.4	ND	ND	3.9	1.0
GTL	1.2	ND	ND	1.5	0.6
Total	10.5	ND	ND	14.3	5.4

Fuente: Datos tomados de DOE, International Energy Outlook 2007, June 2007.

2.1.1.1. Agencia Internacional de Energía AEI

- **Escenario de referencia**

En este escenario de referencia el precio del petróleo cae a US\$47,0 el barril en términos reales de 2005 en los primeros años de la próxima década para aumentar continuamente posteriormente hasta 2030.

Para la AIE, en el escenario de referencia, la demanda de energía primaria crecerá 1,6 % de 2005 a 2030.

La demanda de petróleo pasará de 84 mb/d en 2005 a 99 mb/d en 2015 y a 116 mb/d en 2030, para una tasa de crecimiento anual de 1,3%, con 70 % del aumento en la demanda proveniente de países en desarrollo, de los cuales China explica el 30%.

El carbón continuará siendo la segunda fuente de energía primaria de energía y el gas natural la tercera.

La participación de la OPEP en la oferta de petróleo crece fuertemente en razón a que la producción de petróleo de otras regiones llegará a un pico hacia mediados de la segunda década, de tal forma que su papel en la oferta mundial de petróleo crecerá de 40% en 2006 a 49% en 2030. Actualmente la producción de Europa llegó a su máximo y la de Estados Unidos sigue cayendo, lo que significa una dependencia de las importaciones cada vez mayor de estas regiones.

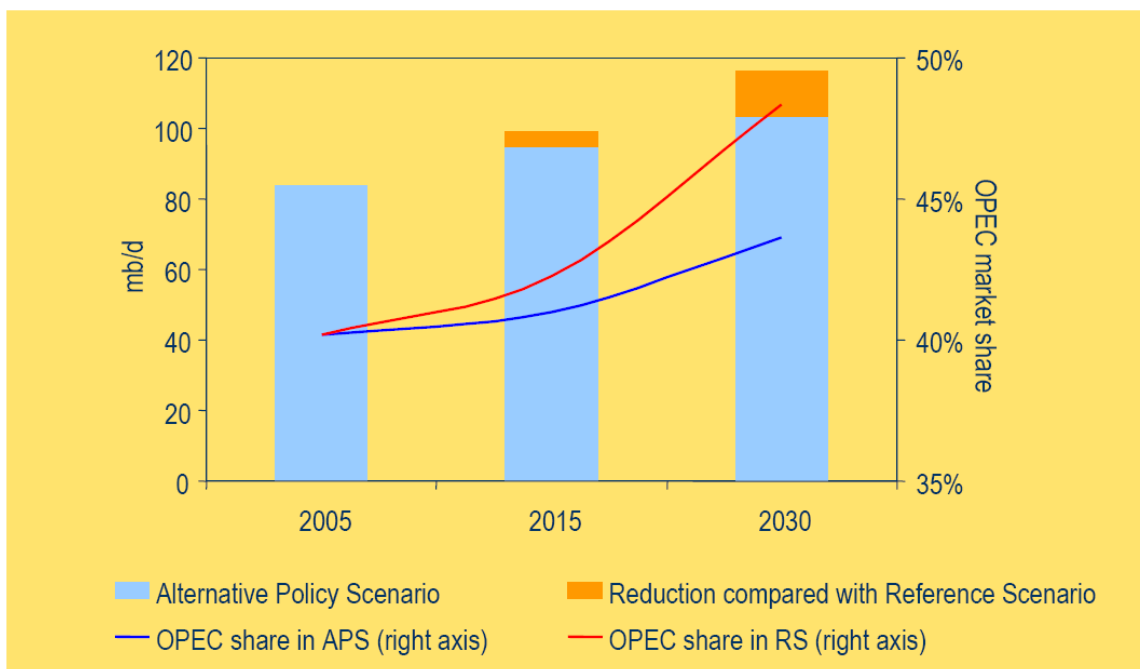
- **Escenario alternativo**

La AEI plantea un escenario alternativo de un futuro energético mejor, en que la demanda de energía crece anualmente 1,2% y se reduce la demanda de petróleo en 2030 a 103 mb/d, 13 mb/d menos que en el escenario de referencia, y disminuyen las emisiones de CO₂ en 2030 en 6.3 GT.

En este escenario las importaciones de los países de la OECD se nivelan después de 2015 y comienzan a declinar después. Igualmente la participación del petróleo de la OPEP se reduce a 43%.

Se espera que el papel de los biocombustibles tendrá una contribución importante en el sector transporte: 4 % en el escenario de referencia y 75 en el escenario alternativo.

Figura 2.3. Escenario alternativo de política: oferta mundial de petróleo



Fuente: IEA: World Energy Outlook 2006-. [cited 13 June 2007]. Available from internet: http://www.iea.org/textbase/speech/2006/nvh_groningen.pdf

- **Análisis**

Igual que con las proyecciones del DOE se mantienen las mismas conclusiones ya que los resultados de crecimiento de la demanda de energía, de los precios, de la demanda y oferta de petróleo son muy parecidos.

2.1.1.2. Perspectivas energéticas de ExxonMobil

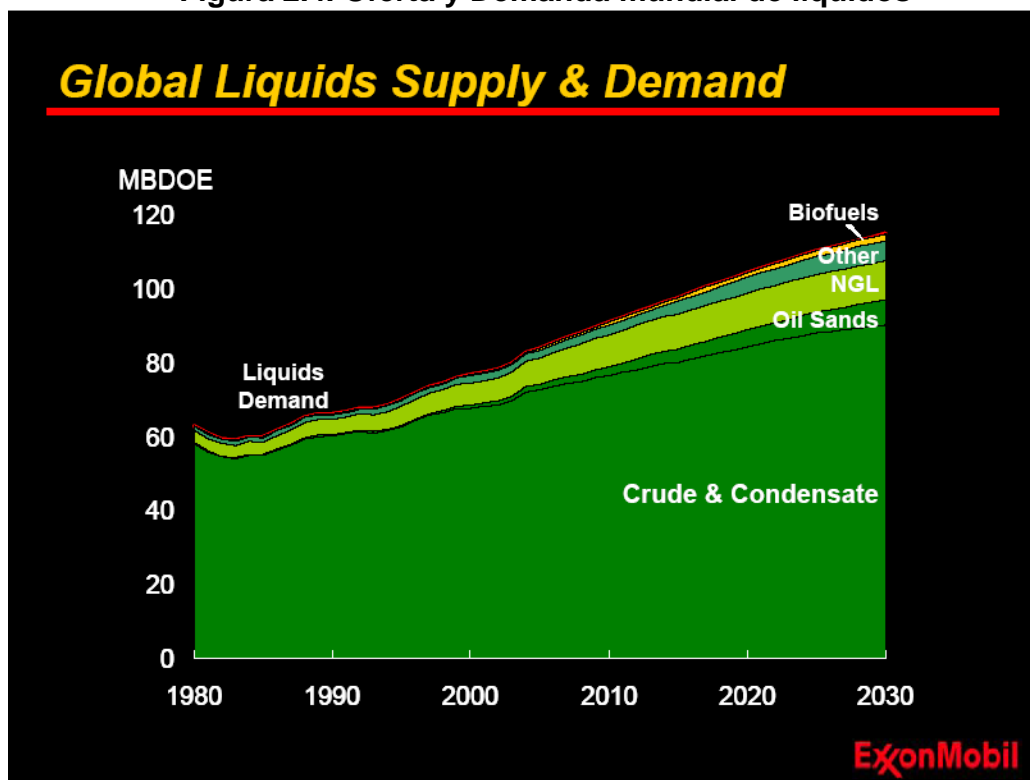
En enero 2.006 ExxonMobil publicó sus perspectivas energéticas hasta el año 2030, con los supuestos de un crecimiento del PIB mundial de 2005 a 2.030 de 2,8%, de la población de 0, 83% y un mejoramiento de la intensidad energética de 1.8% anualmente. Los hitos de sus perspectivas son los siguientes:

- El petróleo, el gas natural y el carbón mantendrán cerca del 80 % de la demanda de energía en 2030.
- Se proyecta un crecimiento anual de la demanda de energía primaria 1,6%, con el mayor crecimiento ocurriendo en los países en desarrollo, especialmente en China e India.

- Los biocombustibles y las energías solar y del viento son las fuentes que crecerán más rápidamente, pero aún así solo explicarán 2% de la oferta de energía en 2.030.
- La demanda de petróleo crecerá 1,4% anual mientras que las de gas y carbón lo harán a 1,8% y 1,6%.
- La demanda de petróleo pasará de 85 mbd en 2005 a 115 mbd en 2.030.
- El crecimiento en la demanda por petróleo viene impulsado por el sector de transporte, especialmente por las necesidades crecientes en los países e desarrollo, a pesar de las mejoras en la eficiencia de los vehículos.
- La eficiencia promedio de combustibles en el mundo mejorara 25 %.
- El mercado de LNG representara 15 % del mercado de gas en 2030 contra 5% en 2000.

El informe de Exxon Mobil es muy limitado en cuanto cifras y así no da ninguna información sobre supuestos y precios.

Figura 2.4. Oferta y Demanda mundial de líquidos



Fuente: EXXONMOBIL: The Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil, 2006-. [cited 13 June 2007]. Available from internet:

http://www.exxonmobil.com/corporate/files/corporate/energy_outlook_2006_notes.pdf

2.1.1.3. Las perspectivas desde la OPEP

Con ocasión del 45avo aniversario, la OPEP adoptó el 20 de septiembre de 2005 su Estrategia de Largo Plazo hasta el año 2020. La Estrategia tiene por objetivos relacionar los ingresos de los países miembros, la estabilidad del mercado mundial de petróleo con precios justos, y dar seguridad de oferta regular a los consumidores para satisfacer la demanda mundial de petróleo.

Los elementos de la Estrategia son muy globales, con poca información sobre los supuestos, por ejemplo de los precios, tasas de crecimiento, demografía y tecnología.

La OPEP define tres desafíos: la incertidumbre que rodea la demanda futura de petróleo proveniente de la OPEP, que es una función del crecimiento económico mundial, las políticas de los países consumidores, el desarrollo tecnológico y los niveles de producción de los países diferentes a la OPEP.

Para su análisis la Estrategia define tres escenarios: Dynamic as Usual (DAU), Protracted Market Tightness (PMT) y Prolonged Soft Market (PSM), que pueden asociarse a escenarios de Referencia, Alto y Bajo.

El escenario de referencia supone que siguen las tendencias, como el escenario de crecimiento económico de las tasas observadas en los últimos quince años y menores y mayores tasas en los escenarios alto y bajo.

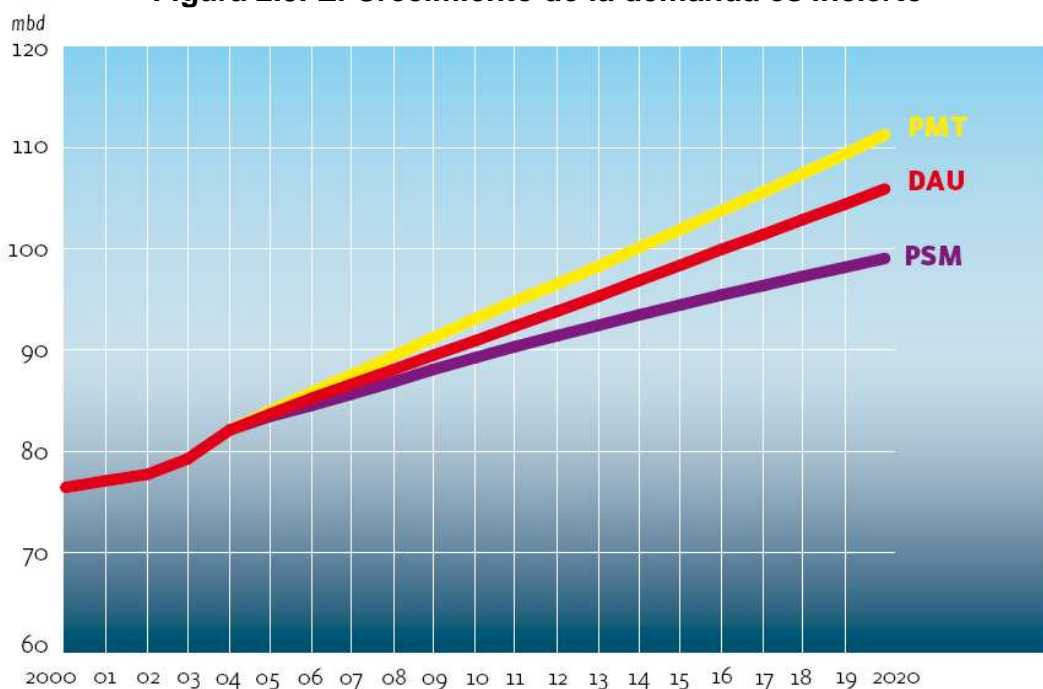
Para el escenario de referencia la demanda de petróleo crece a una tasa anual de 1,6%, con el sector transporte la principal fuente de crecimiento de la demanda debido a su alta dependencia de combustibles líquidos y la ausencia de alternativas viables en escala comercial grande.

La Estrategia fija un potencial máximo de oferta de petróleo diferente a OPEP en 58-59 mbd en 2015, con lo cual en el largo plazo la producción de la OPEP será la que asegurará que se satisfaga la demanda, producción de la OPEP que llegará a 54 mbd en 2015, ligeramente menor que la del resto del mundo.

La demanda de petróleo según la OPEP sería de 112 mb/d, 105 mb/d y 97 mbd en 2020 según los escenarios alto, de referencia y bajo, demandas superiores a las previstas del DOE y la AIE.

Como en todos los análisis, las perspectivas de la OPEP muestran que el papel de esta entidad será crucial para abastecer la demanda a media que la producción por fuera de la OPEP llegará a un pico a mediados de la próxima década.

Figura 2.5. El Crecimiento de la demanda es incierto



Fuente: OPEC: Long Term Strategy [online]. Vienna: Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2006-. [cited 13 June 2007]. Available from internet: <http://www.opec.org/library/Special%20Publications/pdf/OPECLTS.pdf>

2.1.1.4. Proyecciones de Oferta y Demanda de Petróleo y Combustibles en Colombia.

Con relación a la demanda mundial de petróleo en la Tabla 2.2 se presenta una comparación de los diferentes pronósticos. Para el DOE, la AEI y Exxon Mobil, para 2030 las cifras son similares para el escenario de referencia, de 115 mb/d para ExxonMobil a 118 mb/d para el DOE. El valor de la OPEP de 105 mb/d para 2020 proyectada a 2030 supera los 122 mb/d, demanda superior explicable porque el estudio de la entidad de 2005 no tiene en cuenta los altos precios del petróleo de 2005 y 2006 y el potencial de nuevas tecnologías.

Las diferentes proyecciones se reflejan en crecimientos anuales de la demanda de petróleo reducidas y muy similares: de 1,3% para la AEI, de 1,4 % para el DOE y ExxonMobil y de 1,42% para la OPEP. Igualmente, los análisis señalan que la oferta de la OPEP será determinante en el largo plazo para atender la demanda y que la producción en otras regiones llegará a su máximo a mediados de la siguiente década.

El rol de energías no convencionales en la producción de líquidos comienza a tener una participación creciente, por supuesto dependiendo del escenario.

La mayor perspectiva de líquidos se encuentra en los petróleos pesados, extrapesados y de otras fuentes como esquistos bituminosos o arenas arcillosas.

Para el DOE la tecnología de CTL es bastante promisoría, seguido por la de los biocombustibles y el GTL, en razón a que los precios previstos para todos los escenarios, excepto el de precios bajos permiten que estas nuevas tecnologías sean rentables.

Los análisis de la demanda muestran que las presiones hacia precios altos del petróleo serán una realidad a menos que se produjeran cambios acelerados en la penetración de nuevas tecnologías, lo cual no parece previsible.

En este sentido, todos los estudios prevén aumentos reales hasta 2030 con respecto a 2003, año previo a los cambios bruscos en 2004, 2005 y 2006. Tanto el DOE como la AEI predicen en el escenario de referencia una caída en los precios reales del petróleo hasta mediados de la siguiente década con respecto a los precios de 2005 y 2006 y un incremento continuo en los siguientes quince años, con incrementos anuales de 1,2 %, con valores mayores a US\$ 57 el barril en 2030 (Tabla 2.2.).

La teoría de los recursos naturales no renovables permite afirmar que en el largo plazo el precio de un recurso natural no renovable debe aumentar con el tiempo, especialmente a medida que se acerque el tiempo de su agotamiento. En este sentido, es previsible que las tendencias que vienen ocurriendo desde 1973, de precios creciente del petróleo, continúe en los próximos 20 a 50 años.

Para que el precio del petróleo mantenga su poder de compra de 1973, su nivel debe estar alrededor de US\$60 el barril.

Tabla 2.2. Predicciones de precios del petróleo según el DOE y la AEI

Precios reales de 2004				
	2003	2014	2030	Tasa de crecimiento 2003-2030
DOE 2006				
Referencia	31	47	57	2,28
Alto	31	ND	34	0,34
Bajo	31	ND	96	4,28
Precios reales de 2005				
	2005	2014	2030	
AEI				
Referencia	60	47	Crece en términos reales con relación a 2014	

Fuente: Elaborado por el consultor con base en informe DOE y AIE.

2.1.2. Proyecciones de Oferta y Demanda de Petróleo y Combustibles en Colombia

2.1.2.1. Oferta de petróleo

La ANH en el Seminario de Abastecimiento de 10 de octubre de 2006 presentó el documento La ANH y el Abastecimiento de Hidrocarburos, en el cual se refiere a cuatro escenarios de oferta de petróleo en el período 2006-2019.

El escenario base de la ANH llamado Base-crudo, la producción de petróleo se estabiliza en 600,000 BPD de 2008 a 2019, con un total de incorporación de reservas nuevas de 5,100 MMBL, adicionales a las 1,453 MMBL del año 2005, que significa autosuficiencia petrolera y excedentes para exportar, y 10,2 Tera piés cúbicos TPC de gas natural (Tabla 2.3).

Un segundo escenario de Abundancia o Escenario Favorable, consiste en la incorporación de 6,816 millones de barriles de petróleo y 34,4 TPC de gas natural, con producción creciente de 500,000 BPD de petróleo en 2007 a 900,000 BPD en 2019.

En el caso extremo se tiene el Escenario de Escasez, en que solamente se incorporan un total de reservas nuevas de 2,377 MMBL, que se refleja en una producción decreciente de 540,000 BPD en 2006 a menos de 30,00 BPD en 2019, lo cual significaría problemas de abastecimiento a partir de 2014, y solo 6 TPC de gas natural.

Finalmente, se tiene el Escenario Base-gas, con nuevas reservas de 3,378 MMBL, con oferta de petróleo que aumenta de menos de 500,00 BD en 2007 a 550,000 BD en 2011, para decrecer en los siguientes años hasta llegar a menos de 400,000 BD en 2019, con problemas de abastecimiento desde 2018.

Si no se encuentran nuevas reservas de petróleo se tiene el Escenario de Declinación con importaciones a partir de 2012.

Sin embargo, de acuerdo con UPME, a partir de 2012 las refinerías deben importar petróleo porque en la canasta de crudos predominan los crudos pesados y extrapesados.

En cualquier escenario se requiere una nueva refinería en 2017 por 80,00 BPD para procesar crudo nacional o importado para satisfacer con oferta interna la demanda de productos.

Tabla 2.3. Oferta y demanda de petróleo según escenarios

Escenarios	Hallazgos de petróleo MMBL	Hallazgos de GN TPC	Balance oferta-demanda
Abundancia	6816	34.4	Excedentes para exportar
Caso petrolero	5100	10.2	Excedentes para exportar
Caso gas	3378	22.0	Se importa a partir de 2018
Escasez	2377	6	Se importa a partir de 2016
Declinación	0	0	Se importa a partir de 2011

Fuente: UPME PEN 2006 - 2025

2.1.2.2. Demanda y oferta de gasolina y diesel

Para las proyecciones de la demanda y oferta de combustibles líquidos como gasolina y diesel se hace uso de la información de la UPME del Plan Energético Nacional 206-2025 dado a conocer en mayo 2007.

La UPME maneja dos escenarios: Un Escenario Base, con crecimiento medio de de 4% y un Escenario de Sensibilidad, con crecimiento supuesto en el Plan de Desarrollo 2.006-2.010, entrada de GNV según metas, buses con sistemas híbridos gas-ACPM y precios de Diesel y GM que se igualan.

- **Escenario Base**

En el Escenario Base la gasolina motor cae de 98866,1 BPD en 2.006 a 83860,8 BPD en 2.025, equivalente a una tasa anual promedio compuesta negativa de 0,92 %, explicable por la disminución del consumo en carros particulares y en el transporte de carga (Tabla 2.4).

Tabla 2.4 DEMANDA DE GASOLINA EN EL EJERCICIO BASE BARRILES DIA CALENDARIO

ANO	PARTICULAR	BUSES	CARGA	OTROS USOS	TOTAL
2006	76369,5	4431,7	14425,1	4639,9	99866,1
2007	72819,5	4473,6	12793,1	4718,7	94805
2008	69387,3	4469	11355,2	4799	90010,4
2009	66176,3	4488,9	10109,7	4880,6	85655,4
2010	63555,5	4541	9041,7	4963,5	82101,8
2011	61316,9	4581,6	8133,7	5047,9	79080
2012	59594,7	4646,7	7351,6	5133,7	76726,8
2013	68341,7	4713,9	6677,9	5221	74954,6
2014	57480,1	4782	6099,1	5309,7	73670,9
2015	56998,6	4855,4	5603,4	5400	72857,3
2016	56786,9	4932,3	5175,8	5491,8	72386,8
2017	56679,7	5009,9	4808,6	5585,2	72083,3
2018	56991	5105,4	4493,3	5680,1	72269,8
2019	57715,4	5205,1	4223,1	5776,7	72920,3
2020	58790,9	5307,6	3991,4	5874,9	73964,8
2021	60188,3	5414,8	3793,9	5974,9	75371,8
2022	61868,7	5527,2	3626	6076,3	77098,2
2023	63799,8	5645,1	3483,5	6179,6	79108
2024	65954,5	5768,3	3363,1	6284,7	81370,6
2025	68310,3	5897,1	3261,9	6391,5	83860,8

Este comportamiento presenta dos períodos muy distintos: un primero de 2.006 a 2.017 en que el consumo de gasolina cae de 99866,1 BPD a 72083,3 BPD y un segundo de 1.918 a 2.025 de crecimiento en el consumo a 83860,8 BPD en 2025. En este segundo período se revierten las tendencias de disminución de la demanda en los carros particulares y otros usos.

La demanda de diesel tiene un comportamiento opuesto al de la gasolina, ya que crece de 95986,8 BPD en 2.006 a 171753,1 BPD en 2.025, para una tasa anual de crecimiento de 2,0%. En este escenario el consumo aumenta más aceleradamente para el transporte de carga, seguido por el de buses y otros usos (industria, agropecuario y comercial) y disminuye para los carros particulares (Tabla 2.5).

El comportamiento de la demanda de diesel en este escenario base según UPME está muy en consonancia con los precios relativos diesel/gasolina que favorecen al primero, que llevan a una sustitución de la gasolina por el diesel en el transporte de carga y de buses. Son, por lo tanto, razonables.

Al considerar la suma del consumo de gasolina y diesel en barriles por día se obtiene un aumento de 195.852,9 BPD en 2006 a 255.613,9 BPD en

2025, equivalente a una tasa de crecimiento anual de 1,41% relativamente baja, que es un reflejo de la entrada de otros energéticos en el transporte, principalmente de etanol.

Tabla 2.5 Demanda de Diésel en el Escenario

DIESEL BARRILES DIA CALENDARIO					
Año	Particular	Buses	Carga	Otros usos	Total
2006	3171,9	26763,0	48298,7	17753,2	95986,8
2007	3391,6	28685,9	50883,5	18055,0	101016,1
2008	3374,8	30029,7	53096,3	18362,0	104862,8
2009	3340,1	31583,4	55294,3	18674,1	108892,0
2010	3301,1	33471,9	57459,3	18991,6	113223,9
2011	3249,9	35027,6	59594,5	19314,4	117186,4
2012	3209,2	36899,3	61723,4	19642,8	121474,7
2013	3180,9	38677,3	63850,7	19976,7	125685,6
2014	3162,9	40292,3	65977,8	20316,3	129749,3
2015	3156,2	41822,8	68105,7	20661,7	133746,4
2016	3159,2	43222,3	70242,9	21012,9	137637,3
2017	3162,8	44372,4	72389,2	21370,2	141294,6
2018	3185,8	45913,7	74545,6	21733,5	145378,6
2019	3228,7	47333,7	76722,9	22102,9	149388,2
2020	3288,8	48571,1	78915,5	22478,7	153254,1
2021	3364,8	49664,1	81148,6	22860,8	157038,3
2022	3454,9	50632,6	83425,1	23249,4	160762,1
2023	3557,5	51494,4	85748,1	23644,7	164444,7
2024	3671,1	52265,3	88120,3	24046,6	168103,3
2025	3794,5	52958,8	90544,3	24455,4	171753,1

Fuente: Unidad de Planeación Mienero Energética

- **Escenario de sensibilidad**

En este escenario, dado que el precio del diesel se iguala al de la gasolina, el consumo de este último es mayor en 2.025 que en 2.006 y el diesel crece menos que en el escenario base (Tabla 2.6).

Tabla 2.6. Demanda Gasolina y Diesel Fuel ejercicio de Sensibilidad

DIESEL BARRILES DIA CALENDARIO					
Año	Particular	Buses	Carga	Otros usos	Total
2006	3203,4	26809,7	48362,8	17753,2	96129,2
2007	3430,0	28665,0	51101,7	18055,0	101251,7
2008	3207,4	26590,6	53467,7	18362,0	101627,6
2009	2973,1	25327,4	55879,0	18674,1	102853,7
2010	2752,8	24963,3	58395,1	18991,6	105102,8
2011	2496,9	24399,5	60356,5	19314,4	106567,3
2012	2392,8	24464,2	62590,8	19642,8	109090,6
2013	2287,9	24656,5	64850,5	19976,7	111771,5
2014	2190,9	24893,0	67154,7	20316,3	114554,9
2015	2099,4	25221,8	69494,3	20661,7	117477,2
2016	2012,3	25567,7	71881,4	21012,9	120474,4
2017	1922,2	25835,9	74307,4	21370,2	123435,6
2018	1849,3	26486,4	76780,3	21733,5	126849,5
2019	1791,1	27102,3	79301,8	22102,9	130298,1
2020	1742,2	27642,9	81859,4	22478,7	133723,2
2021	1722,3	28151,0	84564,1	22860,8	137298,3
2022	1706,8	28635,8	87348,7	23249,4	140940,7
2023	1695,0	29103,5	90216,2	23644,7	144659,4
2024	1686,7	29558,5	93169,9	24046,6	148461,8
2025	1681,6	30004,1	96212,9	24455,4	152354,0

Fuente: Unidad de Planeación Mienero Energética

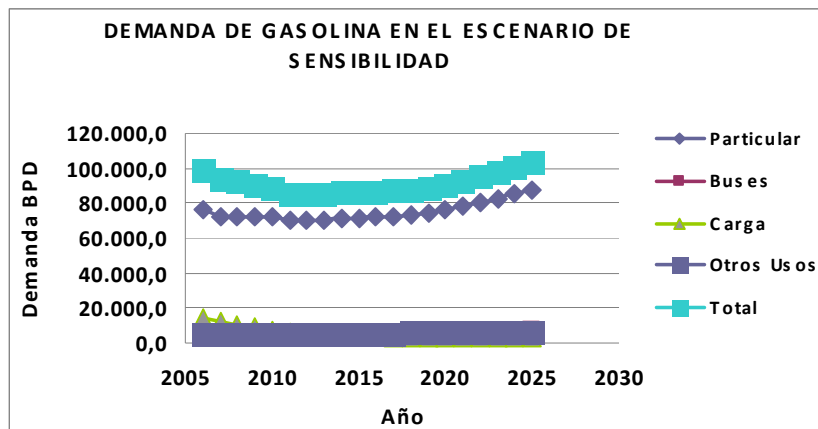
En efecto, la demanda de gasolina pasa de 99030,9 BPD en 2.006 a 103578,1 BPD en 2.025, para una tasa de crecimiento anual de 0,236% y la de diesel aumenta de 96129,2 a 152354,0 en el mismo período, a una tasa anual de 2,45%.

En este escenario cambian los precios relativos, menos desfavorables para la gasolina, con lo cual su demanda no cae sino aumenta, y la de diesel crece menos, situación que es razonable. Tabla 2.7 y figura 2.6

Tabla 2.7 Demanda de Gasolina en el escenario de Sensibilidad Precio de Diésel tiende al de la Gasolina

Año	Particular BPD	Particular %	Buses BPD	Buses %	Carga BPD	Carga %	Otros usos BPD	Otros Usos %	Total
2006	75903,5	76,6	4439,0	4,5	14048,6	14,2	4639,9	4,7	99030,9
2007	72257,6	77,3	4505,2	4,8	11970,8	12,8	4718,7	5,0	93452,4
2008	72495,0	78,5	4544,3	4,9	10481,6	11,4	4799,0	5,2	92319,9
2009	72128,3	79,6	4606,8	5,1	8945,4	9,9	4880,6	5,4	90561,0
2010	71789,2	80,8	4719,6	5,3	7368,3	8,3	4963,5	5,6	88840,6
2011	70106,6	81,8	4781,6	5,6	5730,9	6,7	5047,9	5,9	85667,1
2012	70355,5	82,1	4883,2	5,7	5342,9	6,2	5133,7	6,0	85715,4
2013	70647,5	82,4	4991,0	5,8	4916,4	5,7	5221,0	6,1	85776,0
2014	71066,8	82,6	5101,7	5,9	4552,5	5,3	5309,7	6,2	86030,7
2015	71589,9	82,8	5219,7	6,0	4205,5	4,9	5400,0	6,2	86415,1
2016	72161,1	83,1	5341,9	6,1	3869,5	4,5	5491,8	6,3	86864,3
2017	72518,2	83,2	5464,0	6,3	3543,3	4,1	5585,2	6,4	87110,7
2018	73294,5	83,5	5610,6	6,4	3228,4	3,7	5680,1	6,5	87813,6
2019	74449,4	83,7	5759,4	6,5	2920,8	3,3	5776,7	6,5	88906,3
2020	75845,4	84,1	5909,2	6,5	2595,3	2,9	5874,9	6,5	90224,7
2021	77960,7	84,2	6064,4	6,5	2619,5	2,8	5974,8	6,5	92619,4
2022	80229,8	84,3	6226,1	6,5	2647,8	2,8	6076,3	6,4	95180,0
2023	82621,2	84,4	6394,7	6,5	2679,8	2,7	6179,6	6,3	97875,3
2024	85110,8	84,5	6570,6	6,5	2714,9	2,7	6284,7	6,2	100681,0
2025	87679,5	84,7	6754,1	6,5	2752,9	2,7	6391,5	6,2	103578,1

Figura 2.6



Al efectuar el ejercicio para la suma de los dos combustibles, la tasa de crecimiento anual de la demanda 2.006-2.025 es de 1,43%, ligeramente superior a la de Escenario Base.

- **Balance**

Las proyecciones de UPME muestran que si no se construye una nueva refinería habría que importar gasolina y diesel, ya sea que se considere el escenario base o el escenario de sensibilidad.

Para el escenario base el balance entre la oferta y la demanda de gasolina y diesel se presenta en la Tabla 2.8.

En cuanto al diesel, el país lo viene importando en los últimos años. La oferta prevista aumentará de 74.852 BPD en 2006 a 100.981 BPD en 2015 como resultado de las modificaciones de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja pero la producción se mantendrá constante hasta 2025, bajo el supuesto de que no se amplía la capacidad refinadora. Bajo estas condiciones, en 2025 habría que importar 53.397 BPD o 61.086 BPD si se incluye la cifra de 7689 BPD por robo y contrabando.

Tabla 2.8. Oferta y Demanda de Diesel y Gasolina en el período 2006-2025 Escenario Base
BPD

	2006	2015	2025
DIESEL			
Oferta nacional	74,852	100,981	102,464
Importaciones	13,230	18,774	53,397
Robo y contrabando	7876	7689	7689
Aceite vegetal	0	6,303	8203
Total	95,987	133,746	171,753
GASOLINA			
Oferta nacional	80,151	53,701	63,376
Importaciones	3825	2515	2744
Robo y contrabando	10,908	10,394	10,394
Alcohol carburante	4982	6246	7347
Total	99,866	72,857	83,861

Fuente: UPME

Con respecto a gasolina la situación es menos preocupante ya que las importaciones se reducirían de 3825 BPD en 2006 a 2744 BPD en 2025 o de 14.733 BPD a 13.138 BPD al incluir robo y contrabando.

Con el escenario de sensibilidad aumenta la necesidad de importar gasolina a 32.855,1 BPD y disminuye la de diesel a 41687 BPD para un total de 74542.1 BPD en 2025, cifra similar a los 74.224 BPD que se importarían de ambos combustibles según el escenario base.

Hay que señalar que ya desde 2006 el total de importaciones y contrabando de gasolina y diesel de 35.839 BPD es una cifra importante que sube a 39372 BPD en 2015, por lo cual se requieren alternativas para satisfacer este faltante diferente a importar.

2.1.2.3. Demanda oferta de GLP

La oferta de GLP para el corto mediano plazo está alrededor de 27,000 BPD y la demanda según los dos escenarios de la UPME para 2027 no superará 24,000 y 19,000 BPD.

En el estudio realizado por la Unión Temporal Zeus para la UPME de GLP se hizo un análisis detallado de las posibilidades de demanda de GLP y se encontró que el potencial es enorme, superior a 40,00 BPD. El problema es de oferta y no de demanda.

CONCLUSIONES

Las proyecciones de la UPME de la oferta de petróleo, gasolina diesel y de la demanda de GLP por la Unión Temporal Zeus muestran claramente que se tendrán faltantes hasta el año 2025 que tendrán que ser satisfechos con importaciones, a menos que se amplíe la capacidad refinadora en 80,00 BP en 2017.

Por otra parte, se tiene problemas en la oferta de petróleo. Si no se encuentra, habría que importarlo para abastecer las refinerías. La misma ANH y la UPME señalan que a partir de 2012 la mezcla de crudos de Colombia no es la apropiada para procesarlo en las refinerías actuales, a menos que se introduzcan modificaciones en las mismas.

Bajo estas circunstancias los proyectos CTL son una excelente alternativa técnica y económica para resolver estos cuellos de botella porque permitirían tener un crudo sintético liviano, de muy buenas características, para mezclarlo con los crudos colombianos y resolver así los problemas de refinación.

Una planta de 50,000 BPD resolvería, en parte, las necesidades de crudo y refinados si no se encuentra petróleo suficiente. Si se dieran los escenarios optimistas de UPME habría petróleo suficiente para exportar y el asunto sería

el de contar con un combustible alternativo económico para enviarlo a las refinerías y disponer de mayores excedentes exportables. Si se da los escenarios pesimistas, las tecnologías CTL ayudarían a resolver los faltantes de petróleo. En cualquier circunstancia, las tecnologías de CTL, con los precios de hoy y futuros previstos, son una alternativa muy conveniente para el país que permitiría dar valor agregado al carbón.

2.1.3. Análisis de Precios de Combustibles Líquidos y Carbón a Nivel Nacional e Internacional

2.1.3.1. Precios de los derivados del petróleo

Los precios de los derivados están relacionados con los precios del petróleo. Así, el precio final de la gasolina es igual al costo de la materia prima más el margen de refinación, los costos de transporte, los márgenes de distribución y los impuestos.

El precio a puertas de la refinería es igual al costo de las materias primas más el margen bruto de refinación que incluye utilidades normales y extraordinarias. Este margen depende de los costos de inversión, operación y mantenimiento, que ha oscilado entre US\$3,00 y US\$6,00 internacionalmente para la gasolina, pero eventos coyunturales aumentan o disminuyen el margen. Con el tiempo el margen debe aumentar por el incremento en los costos. Igualmente, en épocas de crecimientos altos y rápidos del petróleo el margen bruto aumenta, dando lugar a ganancias extraordinarias.

Los precios de referencia de los derivados para un análisis de la rentabilidad de la producción de líquidos a partir del carbón dependen si el país es importador o autosuficiente. Si lo primero, el precio de comparación es el importado, y si lo segundo, el de exportación. En la situación de importación al precio en refinería hay que agregar los costos de transporte, seguros marítimos y valor de inspecciones de calidad.

A continuación se hará un análisis internacional de la variación diaria de los precios de la gasolina, el diesel, el fuel oil y el queroseno de la Costa del Golfo (Gulf Coast) para el período enero 4 de 2000 a enero 23 de 2007 y de margen con respecto al precio del WTI.

2.1.3.2. Margen de la gasolina regular

En la tabla 2.9 y en la Figura 2.7 se presentan los precios del petróleo WTI y de la gasolina regular. Claramente hay una relación directa entre ambos: el

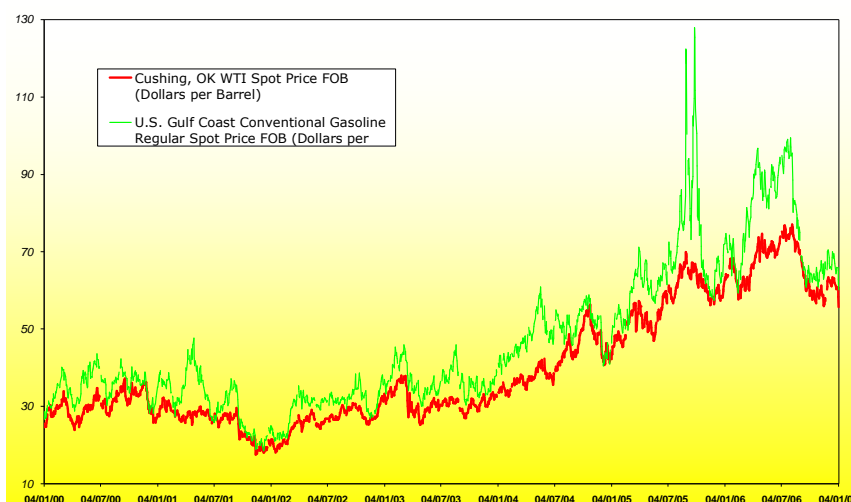
precio de la gasolina aumenta si sube el precio del petróleo y disminuye si baja. Y, por atraparte, el margen varía constantemente.

Tabla 2.9. Margen promedio de Gasolina Regular (US\$)

MARGEN PROMEDIO GASOLINA REGULAR									
Mes	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	PROMEDIO
Enero	1,93	6,75	2,87	3,96	7,01	5,42	5,62	4,41	4,76
Febrero	5,04	4,68	1,92	6,43	8,45	3,65	2,92		4,73
Marzo	6,15	5,14	5,46	6,94	9,03	7,65	14,25		7,88
Abril	5,02	14,54	6,44	5,85	11,5	11,73	21,3		10,79
Mayo	8,84	10,08	4,02	4,79	15,78	9,37	14,9		9,64
Junio	8,45	30,1	5,4	4,02	11,16	7,54	18,2		8,34
Julio	5,11	1,88	4,79	6,42	11,02	8,34	20,94		8,21
Agosto	4,42	5,39	3,13	9,69	4,51	16,27	11,01		7,80
Septiembre	4,52	5,08	2,93	5,7	6,12	31,23	1,71		8,34
Octubre	3,8	1,44	5,86	5,11	3,32	13,37	4,53		5,29
Noviembre	1,8	1,4	2,66	3,33	3,49	2,32	6,56		3,07
Diciembre	1,78	1,97	3,3	3,7	0,26	6,3	5,11		3,22
Promedio General	4,8	5,11	4,11	5,51	7,62	10,4	10,63	4,41	6,86

Fuente: Energy Information Administration

Figura 2.7. Gasolina Regular



FUENTE: Elaboración propia a partir de series históricas de AEI

De enero 2000 a agosto 2003 el margen de la gasolina, definido como la diferencia entre el precio spot FOB de la gasolina y el precio del WTI estuvo por debajo de US\$ 8,0. Del 12 a 25 de agosto 2.003 salta a valores entre 8 y 15 dólares el barril, se estabiliza y de nuevo entre el 2 y 9 de febrero 2004 aumenta a 8-14 dólares, situación que se repite de mayo a julio 2004. En diciembre 2004 se tiene por primera vez márgenes negativos. En 2005 ocurre

Katrina y los precios de la gasolina se disparan con márgenes hasta de US\$ 52 el barril. En 2006 los márgenes son superiores a US\$8,0 de 6 de mayo a 6 de agosto y vuelven a estabilizarse a continuación.

El promedio del margen para el período 2000-enero 2007 es de US\$ 6,86 el barril.

Al calcular los márgenes promedio por año el comportamiento es creciente, de US\$ 4,8 el barril en 2000 a US\$ 10,63 en 2006.

El análisis de las cifras muestra que hay una gran variabilidad en los márgenes diarios, que son sujetos a eventos coyunturales políticos u de otro tipo y a movimientos de la demanda, no siempre por razones económicas sino especulativas por la existencia de un mercado mundial y de futuros. Pero altos incrementos en el precio del petróleo van acompañados de altos márgenes para la gasolina.

2.1.3.3. Margen del No. 2 Diesel con bajo contenido de azufre

El margen del Diesel de bajo contenido de azufre ha evolucionado en forma similar al de la gasolina en 2005 y 2006. De enero 2000 a 24 agosto 2004 el margen del Diesel estuvo por debajo de US\$ 8,0 el barril, la mayoría de los días menor a US\$ 6,0 el barril. A partir de 2005 los márgenes han estado por encima de US\$ 10,0. (Tabla 2.10)

El promedio del margen en el período 2000-enero 2007 es de US\$ 7,0 el barril, pero el comportamiento durante el período es creciente como la gasolina, de US\$ 4,17 el barril en el año 2.000 a US\$ 15,45 en 2006.

Tabla 2.10. Margen Promedio Diesel (US\$)

MARGEN PROMEDIO DIESEL									
Mes	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	PROMEDIO
Enero	2,66	7,08	1,95	4,12	5,75	6,99	9,28	12,75	6,11
Febrero	2,18	4,16	1,62	8,78	3,53	7,58	12,73		5,77
Marzo	1,76	2,48	1,88	4,21	3,09	10,11	16,06		5,74
Abril	4,88	3,96	1,8	2,97	3,19	12,4	18,63		6,68
Mayo	2,97	4,69	0,42	1,93	2,52	11,73	17,64		6,02
Junio	0,61	4,33	1,01	0,83	3,66	12,8	19,4		6,15
Julio	3,08	2,87	1,07	1,99	5,15	10,59	19,16		6,08
Agosto	5,76	3,47	1,42	2,87	4,92	12,33	20,39		7,42
Septiembre	7,09	4,38	3,64	2,62	8,8	26,39	10,89		9,26
Octubre	6,79	3,83	4,39	3,7	9,03	32,71	12,94		10,23
Noviembre	6,38	2,88	3,49	3,12	7,92	12,77	14,47		7,38
Diciembre	6,18	1,81	4,32	3,64	7,56	12,82	13,07		7,08
Promedio General	4,17	3,83	2,24	3,35	5,42	14,17	15,45	12,75	7,00

Fuente: Energy Information Administration

2.1.3.4. Margen del queroseno

El margen diario del queroseno es variable como con todos los combustibles. Hasta el año 2.004 los márgenes estuvieron en general por debajo de US\$ 4,0 el barril, pero a partir de 2.004 se produce una tendencia alcista, especialmente fuerte en 2005.

El promedio del margen del periodo fue de US\$ 7,62 el barril, con tendencia creciente en el tiempo, al pasar de US\$ 5,32 el barril en 2.000 a US\$ 14,71 el barril en 206. (Tabla 2.11).

Tabla 2.11. Margen Promedio Kerosene (US\$)
MARGEN PROMEDIO KEROSENE

Mes	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	PROMEDIO
Enero	5,53	6,95	2,65	4,29	7,62	9,19	10,78	14,69	7,45
Febrero	3,38	4,61	2,42	8,5	4,52	7,89	12,03		6,17
Marzo	2,54	4,18	1,95	4	3,02	11,42	16,05		6,25
Abril	4,48	4,83	1,9	30,4	4,11	13,08	17,67		6,88
Mayo	3,2	5,83	0,95	1,86	5,58	11,96	16,09		6,50
Junio	1,15	4,61	1,89	0,74	5,31	13,1	16,44		6,29
Julio	3,75	3,45	2,07	2	7,3	10,92	16,06		6,35
Agosto	6,53	4,72	1,95	2,98	6,63	13,74	16,55		7,69
Septiembre	8,81	4,78	3,93	2,7	11,27	28,17	12,24		10,39
Octubre	8,16	3,95	4,35	4,09	10,57	38,46	14,15		11,65
Noviembre	8,77	3,16	3,37	3,78	8,12	13	13,7		7,80
Diciembre	7,8	2,24	4,6	4,68	8,22	13,13	14,06		7,85
Promedio General	5,32	4,46	2,67	3,51	6,84	15,41	14,71	14,69	7,62

Fuente: Energy Information Administration

2.1.4. Margen fuel oil

El precio del fuel oil está por debajo del precio del petróleo, por lo cual el margen es negativo. Hasta finales de 2.003 el margen negativo estuvo por debajo de US\$ 5,0 el barril, pero a partir de 2.000 se inició una etapa de incremento en la diferencia entre el precio del petróleo y el del fuel oil, sobrepasando los US\$ 10,0 el barril.

El margen promedio del período fue de US\$ 10,0 el barril, con la misma evolución creciente, al pasar de US\$ 4,3 el barril en 2.000 a US\$ 16,81 el barril en 2.006. (Tabla 2.12).

Tabla 2.12. Margen Promedio Fuel Oil (US\$)

MARGEN PROMEDIO FUEL OIL

Mes	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	PROMEDIO
Enero	-7,90609	-1,71671	-4,25216	-2,03374	-8,35577	-19,679	-19,3589	-16,8079	-9,678885897
Febrero	-7,96	-4,29	-5,3	-1,66	-10,07	-21,81	-15,7		-9,53
Marzo	6,87	-3,16	-5,26	-0,39	-12,53	-22,81	-18,51		-10,11
Abril	-3,65	-3,18	-3,64	-3,54	-9,33	-16,38	-22,68		-8,84
Mayo	-3,98	-5,05	-0,95	-2,58	-10,41	-13,87	-23,01		-8,97
Junio	-4,39	-5,78	-2,02	-3,37	-10,12	-17,73	-24,85		-9,92
Julio	-3,49	-6,08	-4,62	-1,41	-14,2	-18,52	-26,02		-10,38
Agosto	-4,05	-7,41	-4,17	-3,36	-18,62	-22,28	-24,11		-12,12
Septiembre	-2,86	-4,02	-4,28	-3,45	-19,28	-15,55	-21,38		-10,22
Octubre	-1,92	-3,86	-1,53	-2,85	-22,24	-17,33	-22,03		-9,98
Noviembre	-3,96	-3,86	-2,42	-4,01	-22,85	-15,77	-19,24		-10,40
Diciembre	-0,59	-1,92	-3,48	-6,38	-19,84	-17,81	-19,28		-9,95
Promedio General	-4,3	-4,25	-3,72	-2,91	-14,89	-18,32	-21,39	-16,81	-10,02

Fuente: Energy Information Administration

CONCLUSIONES

El nivel absoluto de los márgenes de la gasolina, el diesel, el keroseno, el GLP y el fuel oil aumenta con el tiempo en una relación proporcional con el precio del crudo. Para 2006 los márgenes promedio fueron

	US\$
Gasolina	10.63
Diesel oil	15.45
Keroseno	14.71
Fuel oil	19.24

Estos márgenes equivalen a porcentajes entre el 20 % y 28 % para la gasolina, el diesel y el keroseno y -35 % para el fuel oil con respecto al precio del petróleo WTI.

Los resultados del análisis de los precios de los productos son muy pertinentes para la viabilidad los proyectos CTL porque los crudos sintéticos producidos está más cerca de parecerse a los productos, y e este sentido tienen un premium. En la tecnología de CTL indirecta prácticamente el líquido resultante es muy parecido a una mezcla de diesel y nafta, de ahí que la comparación del costo de barril producido no se hace con el precio internacional del crudo sino con un precio multiplicado por un factor inferior a uno y superior a 0.76. O sea, si el costo del barril de CTL por el proceso indirecto es de US\$42, este valor se afecta por un factor de 0.76, lo que daría un costo de líquido por CTL para comparar de US\$ 31.92 el barril.

2.2. OFERTA Y DEMANDA DE CARBÓN

Con base en estudios e investigaciones realizados en Colombia por entidades gubernamentales responsables de la planeación, administración y aprovechamiento del carbón, y teniendo en cuenta que el alcance del proyecto es a nivel nacional, se indican inicialmente la disponibilidad geográfica y las características físico-químicas de los carbones existentes en las zonas carboníferas más conocidas del país.

Se describe a continuación el comportamiento de la producción y consumo interno de carbón en lo que va corrido del presente siglo; finalmente, se evalúa la proyección de oferta y demanda del carbón colombiano en los próximos veinte (20) años, incluida la exportación, a partir de estudios integrales adelantados por la UPME.

2.2.1. Antecedentes

2.2.1.1. Reservas

En el contexto internacional, las reservas probadas de carbón en Colombia se estima en 6611 Mt, cantidad que al termino de 2006 era considerada como el 0.7% de las reservas totales mundiales.¹

En el país, las reservas medidas o de mayor grado de certeza geológica así como de seguridad técnica y económica para el aprovechamiento de este recurso, se calcula por el Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS en 7062 Mt, que corresponde a una relación reservas medidas/ producción superior a cien años.²

¹ Según cálculos de la transnacional British Petroleum, soportados en la información geológica-minera disponible y la actualización periódica de las condiciones económicas y operacionales para la extracción del carbón. BP Statistical Review of World Energy, Junio de 2007.

² Los recursos de carbón se establecen como la sumatoria de reservas básicas (Medidas, Indicadas e Inferidas) y recursos (Hipotéticos y Especulativos). Para determinar el tipo de reservas y recursos, los puntos de información distan, el uno del otro, hasta 500m (Medidas), entre 500 y 1500m (Indicadas), entre 1500 y 4500m (Inferidas); e Hipotéticos más de 4500m; se consideran además recursos especulativos, para los cuales no hay puntos de información o son aún más distantes.

El Carbón Colombiano, Recursos, Reservas y Calidad. Sistema de clasificación de recursos y reservas. INGEOMINAS, 2004

A lo expuesto se agrega que el potencial colombiano de recursos más reservas básicas en las categorías de medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas, se registra actualmente en 16993 Mt.

De acuerdo con la Tabla 2.13 a continuación, en la Costa Atlántica se encuentra cerca del 70% del potencial carbonífero de la nación, con reservas medidas de 6349 Mt que representan aproximadamente el 90% del volumen total en esta categoría.³

Otras zonas carboníferas de importancia se localizan a lo largo de la Cordillera Oriental que en conjunto cuentan con reservas medidas calculadas en 582 Mt y tienen un potencial de 4461 Mt.

Finalmente, sobre las estribaciones de las Cordilleras Central y Occidental la actividad minera se orienta al aprovechamiento de un potencial relativamente bajo (717 Mt), con reservas medidas de sólo 131 Mt.

Tabla 2.13 – RESERVAS MEDIDAS Y POTENCIALES POR DEPARTAMENTO

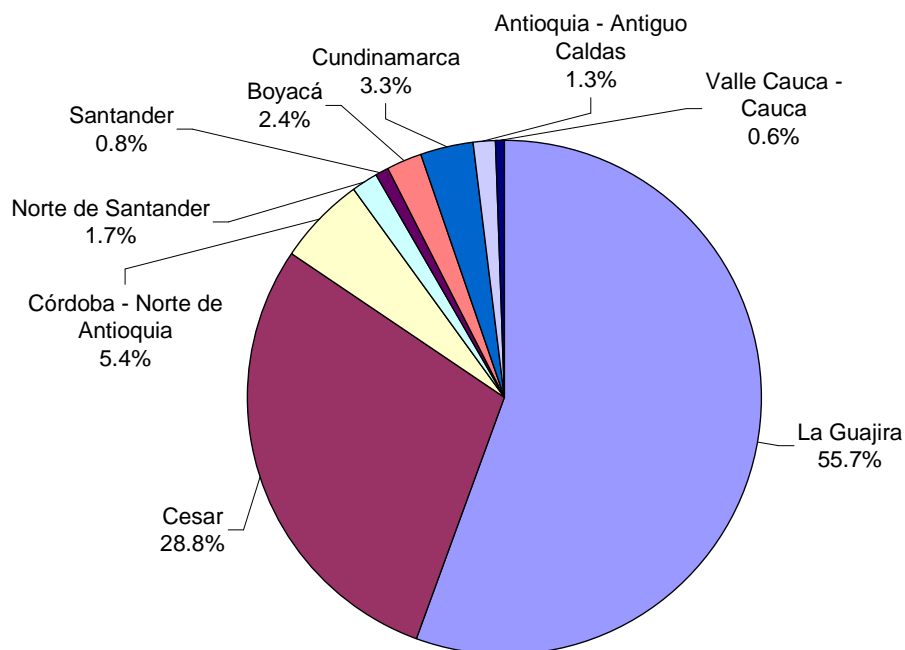
DEPARTAMENTO	TIPOS DE CARBÓN	RESERVAS MEDIDAS (Mt)	POTENCIAL
La Guajira	Térmico	3933	4537
Cesar	Térmico	2035	6556
Córdoba - Norte de Antioquia	Térmico	381	722
Subtotal Costa Atlántica		6349	11815
Norte de Santander	Antracita Térmico Metalúrgico	120	795
Santander	Antracita Térmico Metalúrgico	56	464
Boyacá	Térmico Metalúrgico	170	1720
Cundinamarca	Térmico Metalúrgico	236	1482
Antioquia - Antiguo Caldas	Térmico	90	475
Valle Cauca - Cauca	Térmico	41	242
Subtotal Interior del País		713	5178
Total		7062	16993

Fuente: INGEOMINAS, 2004 (modificado)

³ La cifra total de reservas medidas deberá incrementarse próximamente de manera significativa como resultado de los trabajos exploratorios que se adelantan principalmente en las zonas carboníferas de Guajira (Cerrejón Sur) y Cesar (La Loma), y en el resto del país, en la vertiente oriental del valle medio del río Magdalena, en el Departamento de Santander.

En términos de reservas medidas, se deduce también de esa Tabla un bajo nivel de conocimiento del recurso, con excepción de las zonas carboníferas del litoral atlántico, tal como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 2.8 – DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS MEDIDAS POR ZONAS CARBONÍFERAS



Fuente: UT CTL (Con base en información de INGEOMINAS, 2004)

2.2.1.2. Calidad

En la Tabla 2.14 se presenta la clasificación internacional y las características físico-químicas de los carbones, en base bocamina (ROM) o como se analiza (BCA), para las zonas carboníferas, mejor estudiadas y conocidas⁴. Las áreas o sectores carboníferos de las cuales no se dispone información de calidad no están incluidas en este cuadro.

⁴ Los valores analíticos están dados en términos promedio y su confiabilidad es generalmente asociada con el estado del conocimiento geológico de las zonas carboníferas. INGEOMINAS, 2004. Estado Actual de la Exploración.

Tabla 2.14 – CALIDAD DEL CARBÓN COLOMBIANO ⁵

ZONA	ÁREA O SECTOR	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL	BASE ¹	ANÁLISIS PRÓXIMO (%)						TIPO	ANÁLISIS ELEMENTAL (%)			
				HUMEDAD	Cz	M V	C F	S	P C		C	H	N	O
La Guajira	Cerrejón	Bituminosos altos volátiles A,B,C.	ROM	11.94	6.94	35.92	45.20	0.43	11586	T	66.25	3.59	1.37	9.48
Cesar	La Loma	Bituminosos alto volátil C	ROM	10.29	5.61	36.79	47.31	0.59	11616	T	66.45	5.28	1.33	10.14
	La Jagua de Iberico	Bituminosos alto volátil B	ROM	7.14	5.32	35.70	51.84	0.62	12606	T	72.98	5.50	1.65	7.80
Córdoba - Norte de Antioquia	Alto San Jorge	Bituminosos alto volátil C Subbituminosos A, B, C	BCA	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9280	T	ND	ND	ND	ND
Norte de Santander	Salazar	Bituminoso alto volátil A	ROM	3.76	9.46	36.81	49.96	0.62	12762	T.M.	ND	ND	ND	ND
	Tasajero	Bituminoso alto volátil A	ROM	2.84	10.17	34.82	52.18	0.85	13326	T.M.	75.94	5.37	1.62	6.59
	Zulia	Bituminoso alto volátil A	ROM	3.36	11.90	35.29	49.45	1.27	12967	M	72.29	5.61	1.52	5.86
Santander	Catatumbo	Bituminosos alto volátiles A,B,C	BCA	4.31	8.64	39.17	47.88	0.95	12316	T	ND	ND	ND	ND
	San Luis - Térmicos - Metalúrgicos	Bituminoso medio volátil a bituminoso alto volátil A	BAC	1.18	18.72	30.48	49.62	2.01	12284	T	65.08	4.96	1.38	5.26
	Páramo del Almorzadero		BCA	1.18	10.09	29.05	59.67	2.15	13893	M				
Boyacá	Checuá - Lenguaque	Bituminoso alto volátil A, medio y bajo volátil	ROM	5.18	4.71	14.23	75.88	0.75	12889	A.T.				
	Suesca - Albarracín	Bituminoso alto volátil A	ROM	3.56	10.00	25.19	61.25	0.80	13439	T.M.	77.76	4.65	1.65	3.53
	Sogamoso - Jericó	Bituminosos alto volátil A, B, medio y bajo volátil	ROM	4.69	12.18	33.71	49.42	1.07	12420	T	ND	ND	ND	ND
Antioquia - Caldas	Checuá-Lenguaque	Bituminoso alto volátil A, medio volátil	ROM	4.29	9.57	30.19	55.96	1.23	13099	T.M.	74.10	4.86	1.59	5.56
	Suesca - Albarracín	Bituminoso alto volátil A	ROM	4.67	10.62	33.85	50.86	1.06	12718	T.M.	73.31	5.05	1.61	5.81
	Venesca - Fredonia	Bituminosos alto volátil C	ROM	3.92	10.43	33.53	52.12	0.69	12738	T	74.72	5.15	1.60	6.94
	Amagá - Angelópolis	Bituminosos alto volátil C	ROM	11.64	8.11	40.06	40.20	0.48	10426	T	63.41	4.94	1.52	14.13
	Bolombolo	Bituminosos alto volátil B y C	BCA	13.16	11.96	36.69	38.18	0.55	9682	T	63.21	4.74	1.41	13.40
Valle del Cauca - Cauca	Titiribí	Bituminosos alto volátil A, B, C	ROM	8.49	7.90	37.77	45.91	1.09	11113	T	64.70	5.45	1.40	18.75
	Yumbo - Asnazú	Bituminosos bajos y medios volátiles	ROM	7.25	7.92	37.99	46.84	0.72	11767	T	71.01	5.20	1.55	10.59
	Río Dinde-Quebrada Honda	Bituminosos, alto volátil A	ROM	2.69	22.38	28.15	46.79	2.85	11088	T.M.	70.24	4.84	1.34	3.48
			ROM	2.83	20.63	36.72	39.84	4.02	11138	T	68.81	5.37	1.27	5.08

1. Base ROM se refiere a muestras para análisis fisicoquímicos tomadas en boca de mina, y Base BCA, como se analizan.

2. Btu/Lb.

3. Tipo de carbón: T (Térmico), M (Metalúrgico) y A (Antracitas)

Fuente: INGEOMINAS, 2004 (modificado)

Con base en estos resultados se observa en primer término que las zonas carboníferas de Guajira y parte del Cesar así como de Norte de Santander, Santander y el altiplano cundiboyacense, presentan características favorables para uso térmico y que en las regiones del interior se encuentran carbones metalúrgicos de calidad exportación: bajos contenidos de cenizas, azufre y volátiles.

Así mismo, en la zona carbonífera de Córdoba-Norte de Antioquia, sobre las estribaciones septentrionales de las Cordilleras Central y Occidental, predominan los carbones bituminosos y subbituminosos con altos contenidos de azufre y cenizas.

Por último, en la zona Antioquia - Antiguo Caldas sobre la Cordillera Central existen carbones bituminosos altos en volátiles; hacia el sur de la Cordillera Occidental, en las áreas o sectores carboníferos de Valle del Cauca y Cauca, los carbones son bituminosos bajos y medios volátiles.

⁵ Según la clasificación internacional del carbón (ASTMD – 338 – 777), que se muestra en los capítulos anteriores.

Como complemento de la descripción anterior, en la Tabla 2.15 se presenta la distribución por tipos de carbón en el país.

Tabla 2.15 – DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE CARBÓN

ZONA CARBONÍFERA	TIPO DE CARBÓN (%)		
	ANTRACITAS	TÉRMICO	METALÚRGICO
GUAJIRA	-	100.00	-
CESAR	-	100.00	-
CORDOBA - NORTE DE ANTIOQUIA	-	100.00	-
NORTE DE SANTANDER	1.26	54.54	44.20
SANTANDER	18.92	50.00	31.08
BOYACÁ	-	54.57	45.43
CUNDINAMARCA	-	55.04	44.96
ANTIOQUIA - CALDAS	-	100.00	-
VALLE DEL CAUCA - CAUCA	-	100.00	-

Fuente: INGEOMINAS, 2004 (modificado)

2.2.1.3. Producción y exportación

En la Tabla 2.16 a continuación se indican las estadísticas de producción de carbón en Colombia en el presente siglo, la cual registra un notable crecimiento: de 38 Mt en el año 2000 a cerca de 65 Mt en el 2006, como consecuencia del desarrollo acelerado de los proyectos mineros de la Costa Atlántica; en este período, la producción del interior del país se ha mantenido estable, aunque con tendencia a la disminución en el último trienio.

Tabla 2.16 - PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES (Kt)

ZONAS DE PRODUCCIÓN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
La Guajira	22100	23676	18077	22584	24547	27180	29119
Cesar	12029	15385	16386	21152	25028	27710	30970
Córdoba	100	141	119	204	351	183	463
Subtotal Costa Atlántica	34229	39202	34582	43940	49926	55073	60552
Antioquia	700	648	674	780	257	71	89
Boyacá	1200	1765	1549	1900	1204	1280	1520
Cundinamarca	970	1029	1440	1500	916	1176	970
Valle del Cauca	294	242	272	269	106	32	-
Norte de Santander	760	929	906	1600	1283	1404	1677
Cauca	89	96	62	39	-	29	6
Subtotal Interior del País	4013	4709	4903	6088	3766	3992	4262
PRODUCCIÓN TOTAL	38242	43911	39485	50028	53692	59065	64814
EXPORTACIÓN TOTAL	33568	38530	31905	50575	50055	53633	61968

Fuentes: UPME 1996-2005; INGEOMINAS 2006

La Tabla 2.17 ilustra el notable crecimiento de la producción en las zonas carboníferas de Guajira y Cesar, la cual en el 2006 significó casi el 93% del total nacional, con destino a la exportación; adicionalmente, cabe mencionar que en estas áreas se encuentran en la etapa de preparación los proyectos mineros de El Descanso en Cesar y Cerrejón Sur en Guajira.

Tabla 2.17 - PRODUCCIÓN DE CARBÓN EN PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL (Kt)

Áreas Carboníferas		2000	2004	2005	2006
La Guajira	Cerrejón Norte	18400	14674	18782	19003
	Cerrejón Área Patilla	-	5784	4881	5178
	Cerrejón Central	3700	2907	2514	2956
	Área Oreganal	-	1181	1003	1103
	Total	22100	24546	27180	28240
Cesar	La Loma - Drummond Ltd.	8874	20454	21464	21620
	La Loma - Otros	-	2999	4062	4762
	La Jagua de Ibirico	3155	1575	2183	4588
	Total	12029	25028	27709	30970

Fuente: INGEOMINAS, Dirección de Servicio Minero, 2007

De otra parte, la minería de socavón que predomina en el interior del país es usualmente de pequeña escala y de carácter artesanal, no obstante que en Boyacá, Cundinamarca y Norte de Santander se encuentran los carbones metalúrgicos que se exportan o se destinan a la fabricación de coque siderúrgico para el consumo interno.

Sobre otras regiones potenciales cabe mencionar la puesta en marcha reciente de operaciones mineras en el área carbonífera de San Luis, La Colorada y regiones aledañas en el departamento de Santander, lo que permite prever importantes incrementos de producción a corto y mediano plazo.

2.2.1.4. Titulación minera

En relación con el análisis de las posibilidades de extracción industrial de carbón para los fines del presente estudio, se indica a continuación la evolución de los títulos mineros otorgados en cada zona carbonífera, con énfasis en el número de éstos que han sido expedidos en aplicación del actual Código de Minas (Ley 685 de 2001).

Tabla 2.18 - TÍTULOS VIGENTES INSCRITOS EN EL REGISTRO MINERO NACIONAL (RMN)

DEPARTAMENTO	TOTAL ¹	CONTRATOS DE CONCESIÓN ²
La Guajira	7	1
Cesar	34	22
Córdoba	7	4
Antioquia	35	15
Boyacá	283	73
Cundinamarca	207	68
Norte de Santander	169	61
Valle del Cauca	22	3
Cauca	8	1
Santander	112	98
Total	884	346

¹ Total títulos vigentes inscritos en el RMN, enero 2007

² títulos inscritos en el RMN a partir de 2005

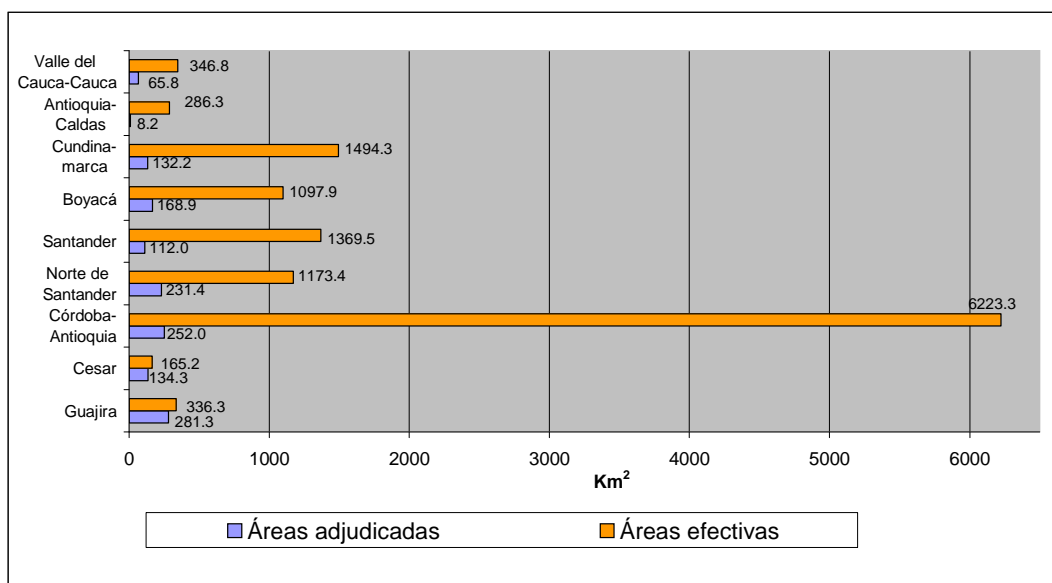
Fuente: INGEOMINAS, 2007

Según la Tabla anterior, en los últimos tres años se han suscrito 346 contratos de concesión de minas, que representan cerca del 40% del total de la titularidad minera vigente; estos nuevos títulos se encuentran en la etapa de exploración y se prevé entrarán en operación a partir del año 2008, de encontrarse técnica y económicamente viable la operación minera.

En síntesis, la dinámica de la contratación minera de áreas potenciales para el desarrollo de proyectos mineros en las zonas carboníferas, permite tener una visión integral de la actividad minera a promover o que es posible ejecutar en función de las necesidades del proyecto de conversión CTL en estudio⁶.

Alternativamente, la situación jurídica existente en términos de áreas efectivas y adjudicadas que se presenta en la Figura 2.9, indica que con excepción de Guajira y Cesar existe un amplio margen para el desarrollo de campañas exploratorias con miras a determinar reservas y caracterizar los carbones existentes.

Figura 2.9 – ÁREAS CARBONÍFERAS EFECTIVAS Y ADJUDICADAS (Km²) (1)



Fuente: IINGEOMINAS, Octubre 2005

(1) Nota aclaratoria: Área adjudicada según el Registro Minero Nacional

⁶ En el interior del país existe tecnología y conocimientos para adelantar eficientemente las labores de exploración, explotación y transporte de carbón, con cierto grado de monitoreo y control ambiental, en operaciones de minería subterránea que en muy pocos casos superan una producción de 10000 t/mes.

2.2.1.5. Consumo por sectores

La evolución creciente del consumo doméstico se registra en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19 – CONSUMO DE CARBÓN POR SECTORES 2000 – 2006 (Kt)

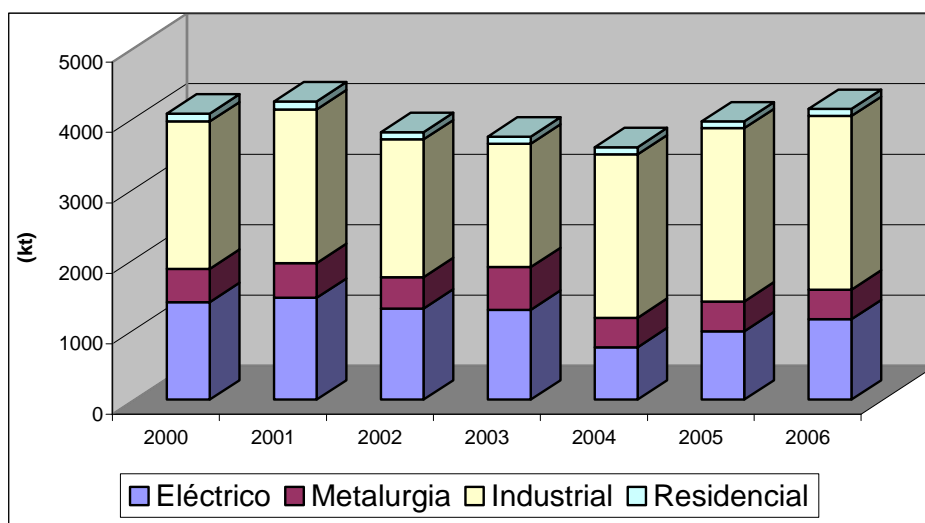
SECTOR	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Eléctrico ¹	1386	1446	1296	1274	745	970	1139
Metalurgia ²	472	493	442	608	417	422	422
Industrial	2092	2181	1956	1752	2319	2460	2466
Residencial	109	114	102	101	100	98	98
Total	4059	4234	3796	3735	3581	3950	4125

¹: Incluye autoprodutores (cogeneración)

²: Incluye coquerías y altos hornos

Fuentes: 2000-2003, UPME; 2004-2005, Memorias al Congreso MME; 2006, INGEOMINAS 2007

Figura 2.10 – CONSUMO DE CARBÓN POR SECTORES 2000 – 2006



De estas cifras se destaca que el mercado nacional de carbón ha tenido poco crecimiento en los primeros años del siglo con una demanda interna que se mantiene del orden de las 4 Mt/a.

A este respecto cabe señalar que el consumo doméstico se abastece principalmente con carbón del altiplano cundiboyacense y se genera esencialmente en los sectores industrial y eléctrico, ambos de gran

contribución económica. Por tanto, el impacto socio-económico a nivel nacional y regional de proyectos de conversión CTL se refleja en el hecho de que permitirían más que doblar el nivel actual de la demanda interna de carbón, tal como se verá más adelante.

2.2.1.6. Precios (Promedio)

Tabla 2.20 – PRECIO PROMEDIO MERCADO NACIONAL (\$/T)

Tipo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Carbón térmico	29234	30046	33220	41355	75040	87300	80000 (p)

(p) Preliminar, consulta en las regiones

2000-2003 carbón en termoeléctricas; 2004-2005 en plantas de consumo de varias fuentes

Fuente: Memorias al Congreso MME, 2004-2005, 2005-2006

Tabla 2.21 – PRECIOS PROMEDIO FOB DE EXPORTACIÓN (US\$/T)

Tipo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Carbón térmico	26.11	31.15	32.50	27.84	35.11	45.06	42.65
Coque	79.85	74.60	79.80	77.36	111.16	151.62	162.50

Fuente: 2000-2003, UPME; 2004-2005, Memorias al Congreso MME; 2006, Cálculo elaborado por la Unión Temporal CTL, con base en la cantidad exportada según posición arancelaria 2701120010, Hullas térmicas.

El comportamiento de los precios de exportación de coque durante los últimos años (2004-2006), permite prever una importante expansión de la industria de coquización en el interior del país y la producción de carbón coquizable.

2.2.2. Proyecciones de oferta y demanda

2.2.2.1. Oferta por Departamento

Con fundamento en las tendencias históricas de la producción de carbón así como las expectativas de nuevos proyectos mineros o la ampliación de los existentes, y teniendo en cuenta los desarrollos previstos en la infraestructura de transporte de carbón, entre otros elementos de juicio, la UPME realizó recientemente una proyección al año 2019 de la oferta por departamento.⁷

⁷ UPME, Colombia País Minero, Plan Nacional de Desarrollo Minero, Visión 2019, Bogotá, 2006.

En la Tabla 2.22 se extiende esta proyección hasta el año 2025, bajo el supuesto de que se mantienen constantes los parámetros que dieron lugar al crecimiento proyectado y teniendo en cuenta que las previsiones de producción de las empresas que operan en La Guajira y Cesar.

Tabla 2.22 - PROYECCIÓN DE LA OFERTA POR DEPARTAMENTO 2006-2025 (Mt)

DEPARTAMENTO - DISTRITO CARBONÍFERO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
La Guajira	28.0	29.7	33.3	45.0	47.4	47.9	48.4	48.8	49.6	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8
Cesar	37.3	44.6	47.9	48.0	50.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5
Córdoba	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Cundinamarca	1.3	1.3	1.4	1.5	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Boyacá	1.4	1.5	1.6	1.8	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Norte de Santander	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Antioquia	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Valle del Cauca	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Santander	0.0	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.8	3.7	5.0	6.7	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
TOTAL NACIONAL	71.4	80.9	88.7	101.5	107.7	124.9	126.1	127.6	129.4	131.6	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0

Nota: Cifras de producción de Norte de Santander y Antioquia ajustada a partir de informes de gobernaciones y gremios productores

Fuente: Colombia País Minero, Cap. 2- UPME 2006

De acuerdo con esta previsión, las zonas carboníferas de Guajira y Cesar alcanzarán en conjunto una producción cercana a 100 Mt en el año 2010, que se incrementaría a 116 Mt en 2019. Así mismo, en el departamento de Santander la entrada en operación de nuevos proyectos mineros en la vertiente oriental del Valle medio del río Magdalena, hace prever que se tendría un volumen de producción de 9.1 Mt para el 2019.

En otras zonas carboníferas se proyecta un crecimiento moderado o estable, el cual sin embargo puede verse impulsado de manera importante en la medida en que se cuente con la infraestructura de transporte adecuada para acceder a los puertos de embarque colombianos y venezolanos.

2.2.2.2. Exportaciones por Departamento

La proyección de la exportación de carbón efectuada por la UPME y mostrada en la Tabla 2.23 a continuación, asume que la totalidad de la producción en los departamentos de La Guajira y Cesar se destina al mercado externo, en tanto que las cantidades exportadas por el resto del país se calculan mediante la aplicación de un coeficiente de exportación a cada departamento exportador, definido como la relación entre las exportaciones realizadas y la producción obtenida.⁸

⁸ En relación con la Tabla 2.22 anterior, se observa que no obstante el notable incremento de producción previsto para Santander, este departamento no es tenido en cuenta en la Tabla 2.23 como exportador.

**Tabla 2.23- PROYECCIÓN DE EXPORTACIONES POR DEPARTAMENTO 2006 - 2025
(Mt)**

DEPARTAMENTO - DISTRITO CARBONIFERO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
La Guajira	28.0	29.7	33.3	45.0	47.4	47.9	48.4	48.8	49.3	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8
Cesar	37.3	44.6	47.9	48.0	50.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5
Cundinamarca	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Boyacá	0.5	1.1	1.2	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Norte de Santander	1.4	1.6	1.7	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Antioquia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle del Cauca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Córdoba Montelíbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL NACIONAL	67.6	77.3	84.5	96.7	102.0	118.5	119.0	119.4	119.9	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4

Fuente: Colombia País Minero, Cap. 2- UPME 2006

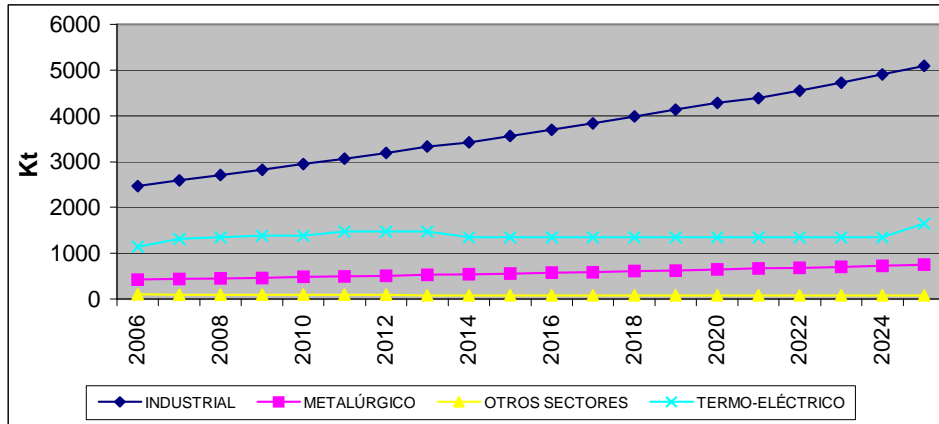
2.2.2.3. Demanda por sectores

Las proyecciones de la demanda nacional de carbón por sectores, son construidas para el período 2006-2025 a partir del trabajo realizado por la UPME, el cual se fundamenta en supuestos macroeconómicos (crecimiento del PIB y expectativas de crecimiento de la población), así como en estimativos del precio de la oferta de las fuentes primarias (petróleo, crudo, carbón), que determinan un escenario “Base PND” (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010).

Adicionalmente, se elabora una proyección de la demanda nacional de carbón en un escenario de sensibilidad al crecimiento inducido por el PND 2006-2010 y teniendo en cuenta la entrada, según metas presentadas anteriormente, del gas natural vehicular (GNV), buses con sistemas híbridos gas-ACPM, y precios del diesel y la gasolina motor (GM) que se igualan.

Los resultados de estas proyecciones por sectores: industrial, metalúrgico, otros y termoeléctrico se muestran en la Figura 2.11.

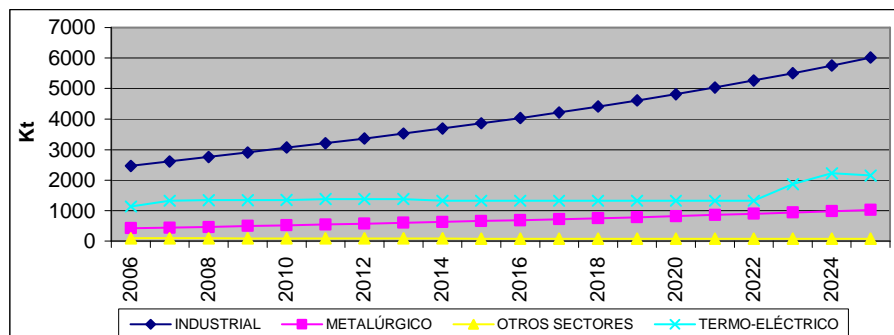
**Figura 2.11 – DEMANDA DE CARBÓN 2006-2025 (2006 Histórico)
(Kt)**



Fuentes: INGEOMINAS 2006
Cálculos elaborados por la Unión Temporal CTL 2007 - 2025

Así mismo, en la Figura 2.11a, se presentan estas proyecciones sectoriales en el escenario de sensibilidad para el período 2006-2025.

**Figura 2.11a - DEMANDA DE CARBÓN 2006-2025 (2006 Histórico)
(Kt)**



Fuentes: 2005 - 2006, UPME, Subdirección de minería
Cálculos elaborados por la Unión Temporal CTL 2007 - 2025

2.2.3. Análisis de Precios de Carbón

2.2.3.1. Perspectiva de los precios de exportación

El predominio de la producción con destino al mercado externo, hace que los precios de exportación sean determinantes para establecer el *costo de*

oportunidad del carbón, en particular para aquellas explotaciones que cuentan con una infraestructura de transporte para acceder a los puertos de embarque marítimo.⁹

Por tanto conviene establecer la tendencia de los precios de exportación para el carbón colombiano, con base en los análisis de oferta, perspectivas y demanda de energía realizados por entidades o centros internacionales de investigación de mercados, en el marco de la metodología y los escenarios de precios internacionales y nacionales utilizados por la UPME.¹⁰

De acuerdo con lo anterior, a continuación se presentan las conclusiones de un reciente estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía (EIA), denominado International Energy Outlook 2006, IEO 2006 (System for the Analysis of Global Energy Markets), en lo relativo al consumo mundial por regiones y el flujo de comercio internacional de carbón.

Según este estudio al final del escenario de proyección (año 2030), el consumo mundial de carbón prácticamente doblará el nivel registrado en el 2003, año inicial del análisis, a la tasa de crecimiento promedio anual del 3% y después del año 2030, se mantendrá en expansión a la tasa promedio anual del 2%.

No obstante, según la más reciente publicación de la EIA-DOE¹¹, se estima que el precio del carbón se mantendrá relativamente estable en el mediano y largo plazo, con una disminución hasta el 2019, año a partir del cual se proyecta un incremento en las plantas de generación que utilizan carbón como combustible y esto podría impactar sobre los precios.

Lo anterior es corroborado por los precios del carbón puesto en los puertos de exportación de los Estados Unidos, publicados como resultado de una proyección efectuada por la EIA, AEO 2006 (National modeling system).

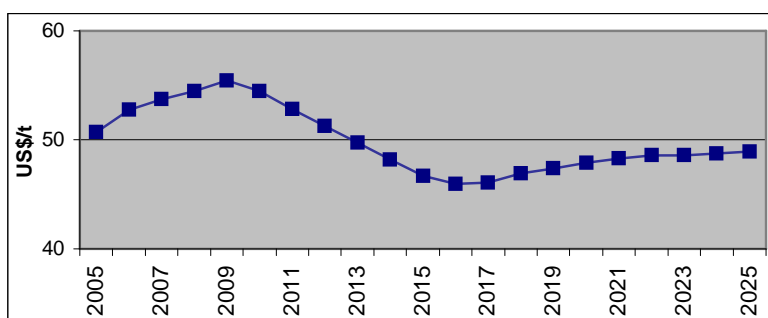
⁹ Plan de infraestructura de transporte para el desarrollo minero en Colombia, UPME, 2004.

¹⁰ Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2005-2019, Páginas 74 y 75

¹¹ EIA – DOE Annual Energy Outlook 2007

Figura 2.12 - PRECIOS FAS PUERTO DE SALIDA ESTADOS UNIDOS ¹²

TASAS DE CRECIMIENTO (%)	
2003 - 2010	4.2
2010 - 2020	-1.3
2020 - 2025	0.4



Fuentes: EIA-DOE Annual Energy Outlook 2007

De estos datos se concluye que el nivel de precios tendrá un crecimiento promedio del 4.2% en el período 2003-2010, y registrará una pequeña disminución de -1.3% en la década 2010-2020, para alcanzar un crecimiento sostenido en el quinquenio siguiente (2020-2025).

Lo anterior favorece notablemente la conversión CTL al mantenerse estable el precio de esta materia prima, cuando el precio del petróleo y sus derivados se proyecta por la EIA 2007 con un crecimiento de 42 a 52 US\$/b.

2.2.3.2. Precios de carbón

El ejercicio de proyección de los precios del carbón en Colombia se fundamenta en el análisis comparativo del comportamiento de los precios internos reportados y de los precios de exportación, incluyendo los costos de transporte desde las zonas de producción a las zonas de embarque y manejo en puerto, y las proyecciones de precios de exportación de carbón de la EIA-DOE.

¹² Precio al costado del buque (FAS-Free at side)

En resumen, los precios de Estados Unidos se comparan con los precios internos de la industria, centrales térmicas y exportación, en razón a que la serie de precios de exportación de ese país tiene el comportamiento más parecido con las demás series de precios internacionales.

Así mismo, a partir de los tres escenarios de precios de la EIA: de referencia, alto y bajo, se determinan las tasas de crecimiento del precio del carbón. El precio promedio nacional se establece teniendo en cuenta el contenido calórico.

Finalmente, como resultado de los cálculos anteriores se determinan los escenarios de precios internos del carbón para las centrales térmicas que operan en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y Guajira, los cuales, en valor promedio, se proyectan alrededor de los US\$28/t durante el período 2006-2025.¹³

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la descripción de esta sección 2.5, se deducen distintas conclusiones y recomendaciones, las principales de las cuales se enumeran a continuación:

- La característica común a las zonas y áreas carboníferas del interior del país es la falta de campañas masivas de prospección y exploración del subsuelo, con el fin de obtener suficientes datos para determinar el tipo de reservas y recursos necesarios para validar las proyecciones de producción.
- A su vez la caracterización de la calidad de los carbones se fundamenta en su mayor parte en análisis puntuales, inadecuados para una planificación indicativa y el fomento de su explotación, por parte de los organismos gubernamentales responsables de estas funciones.
- La minería que se práctica en zonas y áreas carboníferas de explotación por el sistema de socavón, tiene en general un bajo nivel técnico e implica un aprovechamiento ineficiente del recurso y bajos niveles de producción. Por tanto, el aumento sustancial de la demanda interna como la que se generaría con la introducción de CTL, podría ser una base para la reestructuración de la pequeña y mediana minería, en especial para el uso del carbón no exportable.
- La titulación de áreas carboníferas debe en lo posible considerar no sólo el cumplimiento de los requisitos legales para su obtención, sino la

¹³ UPME, Plan de Expansión de Referencia, Generación-Transmisión 2006-2020, Bogotá, 2007.

capacidad técnica y económica del adjudicatario para adelantar su explotación de manera eficiente, particularmente en áreas de desarrollo minero mediana o altamente tecnificado.

2.3. EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN SOBRE LA POSIBILIDAD DE EXTRACCIÓN INDUSTRIAL DE CARBÓN EN DIFERENTES ZONAS

Introducción

La evaluación del potencial geológico-minero colombiano para la extracción industrial de carbón se desarrolla con base en el análisis de los siguientes indicadores seleccionados: Recurso Minero; Explotación y Producción; Titulación Minera y Aspectos Generales.¹⁴ El proceso comprende la compilación, integración y síntesis de la información disponible más reciente de cada zona, área y sector carbonífero, según el objeto y alcance de los indicadores mencionados:

Recurso Minero

El nivel de conocimiento de las condiciones geológicas de los yacimientos, tales como potencialidad y calidad, si bien en Colombia es todavía relativamente hipotético, constituye un indicador básico "...para dar a los inversionistas una mejor visión de las zonas del país que ameritan ser exploradas en forma detallada"¹⁵.

Explotación y Producción

Las características organizacionales de la minería del carbón y los diferentes métodos y sistemas de explotación utilizados, según las condiciones del yacimiento, determinan la capacidad de producción de cada zona, área o sector carbonífero para atender incrementos significativos de demanda.

Titulación Minera

La modalidad de explotación requerida en cada zona, área o sector carbonífero y su relación con el número de títulos otorgados, indica el grado de dificultad que enfrentarían los adjudicatarios para programar, financiar y ejecutar proyectos de desarrollo minero tecnificado o a gran escala.

¹⁴ El potencial geológico-minero es generalmente considerado por los analistas de mercado como el factor que más motiva la participación de inversionistas en proyectos de desarrollo minero con altos niveles de inversión.

¹⁵ Plan Nacional de Desarrollo Minero – Visión al año 2019, UPME, 2007.

Aspectos Generales

Las vías de acceso y los medios de transporte desde la mina hasta el sitio de transformación del carbón así como la disponibilidad de servicios al área minera y las restricciones medio-ambientales existentes para el desarrollo de esta actividad, son algunos de los elementos importantes para lograr la consolidación de la extracción industrial del carbón y generar índices aceptables de rentabilidad.

Finalmente, los resultados del análisis anterior se confrontan con los requerimientos del suministro de carbón para los procesos de licuefacción aplicables al caso colombiano, lo cual permite determinar las zonas, áreas o sectores carboníferos con posibilidad de un desarrollo minero adecuado.

2.3.1. Análisis Geológico-Minero

2.3.1.1. Zona Carbonífera La Guajira

El yacimiento de El Cerrejón, localizado en las cuencas de los ríos Cesar y Ranchería, se encuentra en la formación Cerrejón de edad Terciaria y cuenta con recursos de carbón de 4536.82 Mt, de los cuales 3933.3 Mt son reservas medidas¹⁶ Para efectos de explotación se divide en tres zonas: Cerrejón Zona Norte, Cerrejón Zona Central y el Cerrejón Zona Sur, situado este último al sur del río Palomino. El área efectiva del depósito es de 336.3 km², en la cual 281.3 km² han sido adjudicados¹⁷.

En el Cerrejón Zona Norte, el sistema de explotación empleado es a cielo abierto, con una producción que en el 2006 alcanzó a 19.0 Mt, equivalente al 65.3% del total extraído en el área carbonífera del Cerrejón; la operación minera está a cargo del consorcio Carbones del Cerrejón LLC, integrado por compañías subsidiarias de las multinacionales: BHP Billiton, Anglo American Plc y Glencor Internacional AG. En este sector, el yacimiento tiene reservas medidas de 3000 Mt, de carbón bituminoso alto en volátiles tipo B, hasta una profundidad de 300 m.

El Cerrejón Zona Central, localizado al suroeste del Cerrejón Norte, está constituido por los sectores de Patilla, Sarahita y Oreganal-El Descanso, y cuenta con reservas medidas de 670 Mt de carbón bituminoso alto en volátiles tipo B. Adicional a la explotación minera integral que adelanta en esta zona Carbones del Cerrejón LLC, se encuentra la mina Caypa, perteneciente a la Comunidad del Cerrejón y que es operada por la sociedad

¹⁶ Fuente: INGEOMINAS (2004)

¹⁷ Fuente: UPME (2005)

Carbones Colombianos del Cerrejón S.A. La producción de carbón alcanzó a 10.1 Mt en el 2006, de las cuales 9.2 Mt fueron de Carbones del Cerrejón LLC.

El Cerrejón Zona Sur, que corresponde a una continuación de la formación de El Cerrejón, tiene en la actualidad reservas determinadas como medidas de 263.3 Mt, de carbón bituminoso alto en volátiles tipo B. Las labores de exploración, adelantadas por Carbones del Cerrejón LLC, muestran que los mantos de carbón se encuentran cubiertos por un aluvión de 140 m de espesor.

La competitividad en el mercado internacional del carbón del Cerrejón, en términos de precio CIF, se fundamenta principalmente en calidad y bajos costos unitarios de la operación minera, incluida en ésta última la puesta FOB Puerto Bolívar. Sin embargo, no todos los recursos de carbón de este yacimiento pueden ser exportados con un alto valor agregado, lo que podría constituir una base de negociación para su destinación al consumo interno¹⁸. Por último, cabe destacar que son escasas las fuentes de agua disponibles para uso en procesos industriales, siendo las principales los ríos Ranchería, con un caudal promedio 6 m³/s y el río Palomino con 26.9 m³/s¹⁹.

El Cerrejón se conecta por vía terrestre con Riohacha-Santa Marta-Cartagena, esta última situada a 483 Km.

2.3.1.2. Zona Carbonífera Cesar

La zona carbonífera se ubica en la parte central del departamento, en jurisdicción de los municipios de Becerril, El Paso Chiriguaná y La Jagua de Ibirico; tiene un área efectiva de 165.2 Km, de los cuales 134.2 Km han sido adjudicados.

Los recursos de carbón determinados son de 6556Mt, de los cuales 2035 Mt, corresponden a la categoría de reservas medidas; estos recursos se encuentran distribuidos en dos áreas carboníferas: La Loma, ubicada en los municipios de Chiriguaná, El Paso, y La Jagua de Ibirico, con reservas medidas de 1777Mt, y La Jagua, localizada en el municipio de la Jagua de Ibirico, con reservas medidas que ascienden a 258Mt.

En el área La Loma, con una extensión aproximada de 570 km², donde la unidad portadora de carbón se presenta en tres estructuras sinclinales

¹⁸ Por ejemplo, el carbón proveniente de los mantos con reducido poder calorífico y los finos, subproducto del sistema de extracción, son actualmente exportados mediante mezclas con descuentos significativos en el precio.

¹⁹ Fuente: Corporación Autónoma del Magdalena.

denominadas: El Descanso, La Loma y El Boquerón, se encuentran también los sectores carboníferos de La Loma-Calenturitas, ubicado al noreste del municipio de La Loma, y el Hatillo, localizado al norte de la cadena montañosa de La Loma; el sistema de minería prevaleciente es a cielo abierto y en menor escala de minería subterránea. La casi totalidad de la producción se destina actualmente a la exportación²⁰.

El área La Jagua, con una superficie aproximada de 24 km², tiene reservas medidas de 258 Mt y en ella se realiza una actividad minera de mediana escala de producción, la cual llegó a 9.4 Mt en el 2006²¹.

Los carbones de la zona carbonífera Cesar son característicamente bituminosos altos en volátiles tipo C, en el área La Loma, y B en La Jagua, no aglomerantes y con aptitudes para uso térmico.

En el departamento existen otras áreas carboníferas, en las que se han otorgado 23 títulos mineros, bajo la titularidad de Drummond Ltd. y de algunos particulares, localizadas en los municipios de Chiriguaná, El Paso, Codazzi, y Valledupar, donde se adelantan estudios para establecer el tipo de proyectos mineros a desarrollar.

En síntesis, la zona carbonífera Cesar, considerada como una de las más promisorias del país para el desarrollo de proyectos carboníferos de gran escala de producción, se encuentra estratégicamente conectada por carretera troncal con los puertos de exportación de la Costa Atlántica y por ferrocarril con Ciénaga (Magdalena) y Santa Marta; hacia el sur se comunica también por carretera pavimentada y ferrocarril con Barrancabermeja y el interior. Existe además la alternativa de transporte masivo por el río Magdalena.

Finalmente, la red hidrográfica que cubre el área carbonífera del Cesar hace parte de la Cuenca del río Magdalena y comprende el río Cesar, una de las principales corrientes superficiales del departamento, así como los ríos Calenturitas y Pernambuco.

2.3.1.3. Zona Carbonífera Córdoba-Norte de Antioquia

La zona carbonífera comprende los carbones del Departamento de Córdoba y los que ocurren en la parte septentrional del Departamento de Antioquia. Existen en esa zona cinco áreas carboníferas: Ciénaga de Oro y Alto San

²⁰ En el sector del Boquerón se encuentra la mina Pribbenow de la compañía DRUMMOND LTD., con una producción que el 2006 superó los 19 Mt.

²¹ Esta producción, sumada a la obtenida en la zona de La Loma, representó cerca del 48% del total nacional en el año 2006.

Jorge, en Córdoba, y Urabá, Tarazá-Río Man y Purí-Caserí, en Antioquia; el área efectiva es de 6223.3 km², de los cuales 252.0 han sido adjudicados. Los carbones varían de rango desde bituminoso alto en volátil C a sub-bituminosos tipo A, B y C; son no aglomerantes y aptos para uso térmico, aunque actualmente no se exportan debido a que su calidad es una limitante para la oferta internacional.

El área carbonífera Alto San Jorge, la más importante de esta zona, esta localizada hacia el sur del Departamento de Córdoba, sobre las estribaciones septentrionales de la Cordillera Occidental. en jurisdicción del municipio de Montelíbano Cubre una superficie 777 km² y ha sido dividida en cuatro sectores, independientes entre sí, denominados: Sector Alto San Jorge, Sector San Pedro Norte, Sector San Pedro Sur y Sector La Guacamaya-La Escondida.

En este último sector, ubicado en cercanías del municipio de Puerto Libertador, la extracción de carbón se realiza en la mina La Guacamaya por la empresa Carbones del Caribe S.A., con destino a la industria cementera de la región y la planta ferroníquel de Cerromatoso S.A.; el sistema de explotación es a cielo abierto, para lo cual se cuenta con recursos de carbón de aproximadamente 120 Mt, entre reservas medidas e indicadas.

De otra parte, estudios realizados por CARBOCOL en el sector carbonífero Alto San Jorge, determinaron un gran número de mantos de carbón con espesores variables de hasta de 2.40 m, y a una profundidad hasta de 300m. Las otras tres áreas pertenecen al Departamento de Antioquia y no registran actividad minera.

En síntesis, el potencial de la Zona Carbonífera de Córdoba-Norte de Antioquia, con reservas medidas, indicadas e inferidas del orden de 722 Mt, es de gran interés para desarrollo minero a gran escala de producción, particularmente en los tres sectores del área carbonífera Alto San Jorge, dado que este yacimiento es apto para minería a tajo abierto, y tiene reservas medidas más indicadas de aproximadamente 591Mt, aunque para este efecto se requeriría un mayor refinamiento y actualización de la evaluación geológica.

El mapa jurídico muestra que no existe titulación minera en el sector del Alto San Jorge, por corresponder a un área especial de manejo de INGEOMINAS para posible promoción. Se observa además que el área está incluida en la denominada Reserva Forestal del Pacífico y se sobrepone al Parque Nacional Natural Paramillo, en donde existen asentamientos indígenas.

Las principales vías de acceso a la zona son la carretera Central de Occidente y la que comunica el Urabá Antioqueño con el puerto de Turbo;

existen además carreteras secundarias que comunican con los sectores de Puerto Libertador, Montelíbano y San Carlos.

Esta zona cuenta con el río San Jorge como fuente de agua, el cual registra un caudal mínimo de 24m³/s y máximo de 697m³/s.

2.3.1.4. Zona Carbonífera Santander

En la zona carbonífera Santander se han reportado carbones de edad Cretácea de la formación Umir, en las áreas de Vanegas-San Vicente de Chucurí, San Luis, Opón-Landázuri y Cimitarra Sur, y de la formación Mito Juan, en las áreas de Capitanejo-San Miguel, Miranda y Malagavita. También se encuentran carbones de edad Terciaria de la formación Cuervos, en el área del Páramo de Almorzadero.

Los recursos de carbón en el Departamento de Santander han sido determinados en 463 Mt, entre recursos y reservas en las categorías de medidas, indicadas e inferidas, de los cuales 288 Mt se encuentran en el área carbonífera de San Luis, localizada en el borde occidental de la Cordillera Orienta y que cuenta con carbones térmicos en la secuencia superior, y coquizables en la inferior; siendo los carbones de la secuencia superior característicamente bituminosos altos en volátiles tipo A a bituminosos medio volátil; los carbones de la secuencia inferior son bituminosos medio volátil a bituminosos altos volátiles A, comúnmente aglomerantes. El Páramo de Almorzadero, en límites de los departamentos de Santander y Norte de Santander, es la segunda área carbonífera de importancia en esta zona, con 142 Mt, de carbones térmicos y antracíticos.

La minería es incipiente en toda la zona carbonífera, aunque en la última década tuvo alguna actividad en el del Páramo de Almorzadero, donde se llevaron a cabo explotaciones subterráneas en unidades mineras pequeñas, para el aprovechamiento de carbones tipo antracítico, pero con problemática social y ambiental por la Ley de Páramos.

A partir del año 2006 se han adelantado actividades exploratorias para el desarrollo de la actividad minera en el área San Luis, en operaciones combinadas de prueba, tanto subterráneas como localmente a cielo abierto.

Estudios realizados por CARBOCOL y la antigua CARBORIENTE, establecieron que el área de San Luis corresponde a un sinclinal donde yacen hasta 18 mantos de carbón, gran parte de ellos continuos, con espesores entre 0.60 y 1.40 m, aunque algunos de hasta 2.20 m, y un manto inferior (M500) que aflora en el área, con un espesor entre 2.4 m y 3.70 m; en esta área se diferenciaron dos sectores: el Flanco Occidental que tiene 155 Mt y dos secuencias, una superior térmica y una inferior coquizable,

comúnmente aglomerante, y el Flanco Oriental que tiene 133 Mt y también con una secuencia superior térmica y una inferior coquizable.

La expectativa generada por los carbones del área de San Luis, especialmente los coquizables, se refleja actualmente en el alto número de títulos mineros (20), en cabeza de empresarios y de algunas personas naturales, de los cuales 7 corresponden a contratos de concesión, firmados principalmente a partir de enero del 2005²². A la fecha la mayoría de estos títulos se encuentran en etapa exploratoria, pero de manera general cabe anotar que las condiciones geológicas del yacimiento: estratigrafía, buzamientos y espesor de mantos, indican que el aprovechamiento del recurso, en la mayor parte del área, deberá hacerse por el sistema de minería subterránea y sólo localmente se podrán adelantar operaciones mineras a tajo abierto.

El atractivo del área carbonífera de San Luis reside también en el hecho de encontrarse poco explotada y tener una ubicación estratégica, cerca a la Troncal de La Paz, al ferrocarril del Atlántico, al río Magdalena y los puertos del Caribe; para el acceso al área existe carretera pavimentada de Barrancabermeja hasta Yarima (35 Km) y una carretera no pavimentada de 27km. Además, adicionalmente se destaca que no presenta restricciones considerables para el desarrollo de la minería del carbón, tales como parques nacionales, reservas forestales o territoriales de minorías étnicas u otro tipo áreas de manejo especial.

Las áreas carboníferas de Vanegas-San Vicente de Chucurí-Río Cascajales, Río Opón-Landázuri y Cimitarra Sur, no han sido evaluadas pero son una continuación, al norte y sur, del área de San Luis, lo que permite esperar, a partir de la extrapolación de la información de calidad de los carbones, que puedan ser un aporte a la producción de esta última²³. Las áreas de Capitanejo-San Miguel, Miranda y Molagavita, son menos conocidas y con un potencial que requiere mayor evaluación.

Como fuentes de agua se cuenta con los ríos Carare, que tiene un caudal medio anual de 324m³/s y el río Opón.

²² Para toda el área carbonífera que se extiende en la pre-cordillera y colinas que están hacia el Valle del Magdalena, se han expedido en total 49 títulos mineros.

²³ Cabe anotar que la parte más meridional del área carbonífera Río Opón Landázuri ya fue explotada en un sector cercano al área urbana de Landázuri.

2.3.1.5. Zona Carbonífera Norte de Santander

En Norte de Santander los carbones afloran en el sentido sur-norte y corresponden a las formaciones Catatumbo, Cuervos y Carbonera, en un área efectiva de 1174.4 km², de los que 231.4 Km² han sido adjudicados.

La minería se ha desarrollado principalmente sobre los mantos de la formación Cuervos, en las áreas carboníferas de Tasajero y El Zulia-Chinacota, y en menor grado en áreas de los municipios de Salazar y Pamplona-Pamplonita; en estas áreas han sido determinadas reservas medidas e indicadas de 404 Mt, que son generalmente explotadas mediante el sistema de minería subterránea, por el método de cámaras y pilares. Los carbones son térmicos y coquizables de diverso rango, desde bituminosos altos en volátiles A, comúnmente aglomerantes, hasta bituminoso medio y bajos en volátiles, reportados especialmente al sur del departamento.

La producción de esta zona del departamento, compuesta de carbón térmico (70%) y carbón metalúrgico (30%), se destina principalmente al mercado externo: como carbón hacia Estados Unidos y coque hacia Venezuela, y en menor grado, al consumo de Termotasajero y para abastecer las industrias locales de ladrillo y cemento; en el periodo 2001 -2006, la producción registra un incremento del 70%, pasando de 1.0 Mt a 1.7 Mt/a, generado en su mayor parte por unas pocas unidades mineras y nuevas explotaciones, con una productividad promedio de 1.6 t por hombre/ turno. Además, solo 11 minas o el 10% de las explotaciones existentes, reportan producciones mayores a 10000 t/a, el 40% entre 5000-10000 t/a y el 50% restante menores a 5000 t/a.

En síntesis, en las áreas carboníferas del departamento donde existe mayor desarrollo de la actividad minera, la producción creció notablemente durante el último quinquenio, pero sin la tecnificación suficiente para mejorar la productividad y el aprovechamiento del recurso. Así mismo, debido al aumento de la demanda y de los precios en ese periodo, el número de títulos mineros vigentes se elevó a 169, de los cuales aproximadamente 60 fueron firmados a partir de enero de 2005 y se encuentran en etapa de exploración o de preparación de Programas de Trabajo y Operaciones (PTO), lo que seguramente permitirá validar las proyecciones de producción para esa zona.

En el departamento se encuentran otras áreas carboníferas de baja actividad minera, como es el caso de Mutiscua-Cácota, Herrán-Toledo y Chitagá, donde las reservas medidas e indicadas son de 41 Mt.

Finalmente, en el área del Catatumbo se presenta continuidad de las unidades carboníferas desde Sardinata hasta Río de Oro, en el límite con Venezuela, con recursos de carbón del orden de 349.6 Mt; los carbones se

encuentran en la formación Cuervos y son de tipo térmico, en el rango de bituminosos altos volátiles A, no aglomerantes hacia el sur del área (Sardinata) a bituminosos altos en volátiles A, B, C hacia el norte (Sector El Carmen). Esta área incluye el sector Zulia Norte – Sardinata, contiene el 50% de los recursos de carbón que se han determinado para toda el área del Catatumbo y es donde se ha venido realizando mayor actividad minera.

Los abundantes recursos de carbón y la escasa actividad minera organizada que se ha adelantado en el área del Catatumbo, permiten considerarla como una opción importante de desarrollo minero por el sistema de minería subterránea, aunque con un alto nivel de mecanización y elevadas inversiones, debido al bajo espesor de los mantos de carbón (0.60-1.45m). En el Catatumbo se han otorgado 28 títulos mineros con restricciones en la extensión de las áreas, lo que podría limitar las posibilidades de desarrollo de unidades mineras a gran escala de producción.

Por último se anota que el área del Catatumbo se encuentra delimitada como reserva especial y existen resguardos indígenas, al oeste y norte del sector La Gabarra-Río de Oro. La dotación de infraestructura física es deficitaria, especialmente hacia el norte; la carretera Sardinata-Ocaña conecta con la Costa Atlántica y la refinería de Barrancabermeja; adicionalmente la vía Sardinata-Zulia, conecta con Bucaramanga.

2.3.1.6. Zona Carbonífera Boyacá

En esta zona se encuentran principalmente carbones de la formación Guaduas, del Cretáceo superior y en menor proporción de la formación Córdoba o Umir, en un área efectiva de 1097.9 km², de los cuales 168.9 Km² han sido adjudicados; el recurso carbonífero asciende a 1720 Mt, conformado por carbones térmicos y coquizables.

La minería se lleva a cabo sobre los mantos de la formación Guaduas, en los sectores carboníferos de Checua-Lenguazaque y Suesca-Albarracín, que son continuidad de los yacimientos de la zona Cundinamarca hacia el norte, y en menor grado, en el sector Tunja-Paipa-Duitama; los recursos de carbón en estos sectores suman 731.4 Mt y para su extracción se emplea generalmente el sistema de minería subterránea, por los métodos de cámaras y pilares, ensanche descendente de tambores y en algunos casos por tajos largos y cortos con derrumbe dirigido, según la inclinación predominante de los mantos en cada sector.

Las explotaciones de carbón se adelantan en pequeñas unidades mineras, en las que prevalecen una baja tecnificación y niveles bajos de productividad: 1.5t h/t. Como consecuencia de lo anterior, sólo se reportan diez (10) minas

con producciones mayores a 10000 t/a, que representan el 5% del total de minas legalizadas; un 25% produce entre 5000-10000 t/a y cerca del 70% corresponde a minas con producciones menores a 5000 t/a. Además, existe un alto número de explotaciones ilegales, con producciones menores a 2000 t/a, que inciden negativamente en la planeación y la utilización del recurso.

En los tres sectores mencionados, se está presentando agotamiento de reservas a poca profundidad, lo cual implica, a corto plazo, que se deberán hacer inversiones para el aprovechamiento del recurso a profundidad, (más de 300 metros), como ya lo vienen haciendo algunas minas organizadas y de aceptable nivel empresarial. De ahí que optimizar el montaje y la operación de estas minas, con miras a lograr producciones de mediana o gran escala, demandaría importantes inversiones, con grandes limitaciones por la reducida extensión de las unidades mineras y el gran número de títulos mineros existentes.

El área carbonífera de Sogamoso-Jericó ha cobrado importancia en los últimos años por su potencial carbonífero, del orden de 989 Mt así como por la variedad y la calidad de los carbones, tanto térmicos como coquizables. En esta área se cuenta con tres sectores: Cuitiva-Sogamoso y Sogamoso-Tasco, con predominio de carbones térmicos, y Tasco-Jericó, principalmente con carbones coquizables. En los dos primeros sectores se adelanta actividad minera, pero ésta es aún incipiente en el sector de Tasco-Jericó, a pesar de existir 16 títulos mineros vigentes.

En el sector de Tasco-Jericó, se determinaron 275 Mt de reservas en la categoría de medidas, indicadas e inferidas, que con una recuperación del 60% permitiría contar con cerca de 160 Mt extraíbles, que soportarían operaciones de mediana escala de producción. No obstante, dadas las condiciones geológicas del yacimiento: mantos entre 1.10 hasta 3.0 metros, buzamientos hasta de 50° y la alta cobertura en la región, su aprovechamiento sería por el sistema de minería subterránea, que requeriría altas inversiones.

El sector Tasco-Jericó se encuentra localizado hacia el norte del departamento de Boyacá y se conecta por carretera a la central que conduce a Bucaramanga y Barrancabermeja.

2.3.1.7. Zona Carbonífera Cundinamarca

En Cundinamarca afloran carbones de las formaciones Guaduas y La Seca, de finales del Cretáceo, las cuales presentan a lo largo del departamento cambios de espesores, en un área efectiva 1428 km², de los cuales 132.2

han sido adjudicados; el recurso carbonífero es de 860 Mt, entre recursos y reservas medidas e indicadas.

La mayor parte de la actividad minera se adelanta en el área de Checua-Lenguazaque en la cual encuentra del 57% de los recursos de carbón de la zona (485 Mt); el sistema de explotación es de minería subterránea, generalmente por el método de ensanche descendente de tambores y de cámaras y pilares.

La producción de carbón en el 2006 fue inferior al millón de toneladas, continuando con la tendencia a la disminución que viene desde el año 2003, en el que se alcanzó el nivel máximo de 1.5 Mt. La extracción de carbón se hace predominantemente en pequeñas unidades productivas, con incipiente capacidad de desarrollo empresarial y tecnificación, cuando sólo siete (7) explotaciones legalizadas han logrado niveles de producción mayores a 10000 t/a, un 20% se encuentra entre 5000-10000 t/a y el 74% restante obtiene una producción menor a 5000 t/a. Además, existe un alto número de explotaciones ilegales, con producciones menores a 2000 t/a.

De la oferta de carbón, el 60% corresponde a carbón térmico y el 40% a carbón coquizable o metalúrgico. El carbón térmico se destina en su mayor parte para el consumo del sector eléctrico, y en menor grado a los sectores ladrillero, cementero, de bebidas y alimentos, así como al mercado intraregional hacia el Valle del Cauca; en el metalúrgico, un 65% se emplea en la producción de coque, tanto para consumo interno como para exportación, y el 35% restante se exporta como carbón crudo.

Según estudios elaborados por ECOCARBÓN, mediante la profundización de las explotaciones existentes se podría lograr un mayor aprovechamiento del recurso y aumentar la producción, lo cual no solo demandaría grandes inversiones sino que tendría serias limitaciones por la poca extensión de las áreas actualmente contratadas.

Existen otras áreas carboníferas de gran extensión, donde se ha realizado alguna actividad minera, como es el caso de San Francisco-Subchoque-La Pradera y Tabio-Río Frío, localizadas en la subregión centro-oeste, con recursos de 250 Mt, y las áreas de Suesca-Albarracín y Guatavita-Sesquillé-Chocontá, localizadas en la subregión central, con recursos de 383 Mt. De este total de recursos y reservas, cerca del 40% se encuentran a favor de la gravedad.²⁴

²⁴ Se destaca dentro del área Suesca-Albarracín, el sector Tibita, estudiado por CARBOCOL y la BGR de Alemania, en el que se determinaron cerca de 90 Mt y donde no se ha adelantado actividad minera, aunque es de anotar que recientemente fue liberada por INGEOMINAS al ponerla a disposición de terceros.

Para el desarrollo minero de estas regiones, con una recuperación probable del 60%, se tendrían entre 150 Mt y 230 Mt de reservas extraíbles, respectivamente, que podrían soportar un desarrollo minero organizado. Sin embargo, teniendo en cuenta las condiciones geológicas de los yacimientos: mantos con espesores predominantes entre 0.60 m y 1.40 m, que son sólo propicias para una explotación mediante el sistema de minería subterránea, se requeriría una alta tecnificación y una gran inversión para su ejecución.

Estas áreas carboníferas se conectan por la vía central a Bucaramanga-Barrancabermeja. También se prevé la posibilidad de una conexión con la Costa Atlántica vía ferrocarril del Carare, según parece ser la intención del actual Gobierno Nacional.

2.3.1.8. Zona Carbonífera Antioquia - Antiguo Caldas

En esta zona se encuentran carbones principalmente de la formación Amagá, de edad Terciaria, con recursos carboníferos de 448 Mt, entre recursos y reservas medidas, indicadas e inferidas, de los cuales el 75% se localiza en los sectores de Amagá-Angelópolis y Venecia-Bolombolo; el área efectiva es de 286,3 km², de la cual han sido legalizados solo 8.2 km².

La actividad minera en la región se viene adelantando durante años, mediante el sistema de minería subterránea, y utilizando diferentes métodos: cámaras y pilares, ensanche de tambores y tajo largo, debido a la variación de buzamientos de los mantos en la región. El laboreo minero ha agotado reservas por encima de los 50 Mt en la zona, en mayor grado del área Amagá-Angelópolis.

La producción de carbón en la zona se ha mantenido estable entre el 2000 y el 2003, año en el que alcanzó 780000 t; sin embargo, el volumen producido en el año 2006 no llegó a 90000 t. Tradicionalmente esta producción se ha destinado al consumo regional del sector eléctrico, la industria textil, el cemento y ladrillo e industria química, y en menor proporción al mercado intraregional hacia el Valle del Cauca.

En general la producción se realiza en unidades mineras pequeñas, con bajo nivel técnico y empresarial. Sólo existen cinco minas que alcanzan producciones mayores a 10000 t/a, encontrándose la mayoría de las explotaciones con producciones menores a 5000 t/a. El crecimiento potencial de estas explotaciones es limitado, estimado entre un 20% y 30%, que provendría principalmente de las minas medianamente tecnificadas.

Dentro del área carbonífera Venecia-Bolombolo, el sector Bolombolo, considerado hasta hace poco de reserva especial y donde no ha existido actividad minera, fue estudiado por CARBOCOL, mediante perforaciones de subsuelo, determinando hasta 18 mantos de carón, con espesores entre 0.60 y 3.20 metros, para un total de recursos de 157 Mt, de los cuales 57 Mt se encuentran en la categoría de medidas. Cuenta además con estudio de prefactibilidad técnico-económica para un proyecto minero de hasta 240000t/a, por el sistema de minería subterránea.

2.3.1.9. Zona Valle del Cauca -Cauca

En los departamentos de Valle del Cauca y Cauca, afloran carbones correspondientes a las formaciones Guachinte, Ferreira y Mosquera, de edad Terciaria, en los que se ha determinado recursos de 280 Mt, entre recursos y reservas medidas, indicadas e inferidas, de carbón térmico, en un área efectiva de 346.8 km², de los que 65.8 se han adjudicado.

La actividad minera se viene adelantando desde hace varios años, empleando el sistema subterráneo, mediante dos métodos: testers o escalones invertidos para buzamientos mayores a 60°, característico en la región, y el de cámaras y pilares, cuando estos son menores a 60°. Se reportan cerca de 33 Mt agotadas.

La producción de la zona fue de 242000 t en el año 2001, pero en el 2006, según el Grupo de Recaudo y Distribución de Regalías del INGEOMINAS, reporta menos de 5000 t en el departamento de Cauca. En el Valle del Cauca se presenta una oferta deficitaria debida principalmente al alto costo de producción para aprovechamiento a profundidad de los carbones, por lo cual se ha tenido que traer carbones de Cundinamarca, Boyacá y Antioquia, a fin de atender el consumo generado por la industria del papel y el cemento en ese departamento.

Generalmente la producción se ha generado en explotaciones con baja capacidad técnica y empresarial, y producciones menores a 5000 t/a; sin embargo, en el Valle del Cauca la oferta local ha provenido de operaciones mineras medianamente tecnificadas y de aceptable organización técnica y empresarial, de las que se reportan 9 minas con producciones mayores a 10000 t/a. Estas explotaciones no tienen posibilidad de ampliación de la capacidad de producción, en razón a las altas inversiones requeridas.

En el departamento de Cauca existe un área aún sin actividad minera: Mosquera-El Hoyo, en la que ECOCARBÓN realizó estudios exploratorios de subsuelo y determinó reservas del orden de 62 Mt, de las cuales un 32% se encuentran a favor de la gravedad. Se reportan 13 mantos de carbón, con

espesores entre 0.50 y 1.40 m y un manto de espesor entre 2.20 y 2.60 m, de carbones bituminosos altos en volátiles A.

Teniendo en cuenta las condiciones geológicas del yacimiento: poco espesor de los mantos y variación en el buzamiento, es posible prever que el sistema a emplear sería el de minería subterránea, lo que permitiría un aprovechamiento cercano a los 35 Mt del potencial existente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis de las zonas carboníferas en Colombia se orientó a determinar las áreas o sectores de mayor interés para el desarrollo de proyectos de extracción industrial de carbón mediante la aplicación de una minería tecnificada a gran escala de producción, que sirva de soporte para definir la localización óptima del proyecto de concesión CTL.25

Como resultado de esta investigación, en la Tabla 2.24 se indican las principales características de los yacimientos que se consideran adecuados para este tipo de desarrollo minero.

Tabla 2.24 – PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICO-MINERAS

ZONA / ÁREA CARBONÍFERAS	RECURSOS Y RESERVAS ¹		NIVEL DE CONOCIMIENTO	SISTEMA DE EXPLOTACIÓN	PRODUCCIÓN ² Mt/a	TITULACION MINERA ³	INFRAESTRUCTURA EXISTENTE
	Potencial	Medidas					
GUAJIRA - Consorcio Cerrejón	4537	3933	Estudios de factibilidad técnico-económica	Cielo abierto	28.24	7	Mina- Riohacha- Santa Marta- Cartagena o Barrancabermeja
CESAR - La Loma	5300	1777	Estudios de factibilidad técnico-económica Áreas en exploración	Cielo abierto Subterránea (local)	25.96	23	Mina- Troncal- Cartagena o Barrancabermeja. Ferrocarril - Santa Marta o Barrancabermeja
CÓRDOBA - Alto San Jorge	722	381	Estudio prefactibilidad técnico-económica. CARBOCOL (Perforaciones subsuelo)	Cielo Abierto Subterránea	0.46	7	Mina- Central de Occidente, Cartagena
SANTANDER - San Luis	288	56	Estudios de prefactibilidad minera CARBOCOL-CARBORIENTE Estudios de particulares	Subterránea Cielo abierto (local)	ND	20	Mina- Yarima-Barrancabermeja
NORTE DE SANTANDER - Catatumbo	350	48	Estudios de particulares (Algunas perforaciones subsuelo)	Subterránea	0.13	28	Sardinata-Ocaña-Troncal- Cartagena. Sardinata-Zulia-Bucaramanga-Barrancabermeja
BOYACÁ - Sogamoso - Jericó	989	103	Estudios de particulares Desarrollos mineros	Subterránea	ND	35	Sogamoso- Troncal- Bucaramanga- Barrancabermeja

Total corresponde a recursos y reservas medidos, indicados e inferidos.

1 INGEOMINAS 2004+B1

2 INGEOMINAS 2007. Grupo de Recaudo y Distribución de Regalías

3 INGEOMINAS 01/2007. Registro Minero Nacional

Fuente: INGEOMINAS

El volumen de recursos y reservas requerido para producir combustibles líquidos a partir de carbón constituye un indicador básico para escoger las

²⁵ Ver Capítulo 4, Tamaño y localización óptima de la planta seleccionada.

zonas, áreas o sectores carboníferos potenciales²⁶. A este respecto cabe destacar que las zonas o áreas carboníferas de Guajira y Cesar cuentan con amplias reservas medidas, estudios mineros de factibilidad y con la infraestructura tecnológica y operativa para desarrollar eficientemente las labores mineras necesarias para el abastecimiento de carbón al proyecto de conversión CTL.

También en la Costa Atlántica, el área carbonífera del Alto San Jorge en la zona Córdoba - Norte de Antioquia, presenta características favorables en cuanto a reservas medidas de carbón y estudios de prefactibilidad, realizados por Carbocol así como con experiencia en operaciones mineras a cielo abierto (mina La Guacamaya), aunque en pequeña escala de producción debido a la calidad no exportable del recurso. Así mismo, es de señalar que la titulación en esta área se encuentra en cabeza de un importante grupo financiero e industrial del país, lo que representa una ventaja significativa en el evento de un desarrollo minero tecnificado a gran escala de producción.

En el interior del país sobresale el área carbonífera de San Luis, La Colorada y regiones aledañas en Santander, situada sobre la vertiente occidental de la cordillera central y en la cual se adelanta actualmente un gran número de trabajos exploratorios y minería incipiente; dispone además de conexiones viales a vías troncales y férreas para el transporte de carbón. Sin embargo, es de advertir que el volumen de reservas medidas que registra el INGEOMINAS es actualmente insuficiente para atender la demanda del proyecto de conversión CTL; de otro lado, si bien no es posible estimar el volumen de reservas que será determinado por los trabajos exploratorios que se adelantan en el área, cabe anotar que según las proyecciones de la oferta mostradas en la Tabla 2.24, elaboradas por la UPME, la producción del departamento alcanzará a 9.1 Mt al año a partir del 2016.²⁷

La zona carbonífera del Catatumbo en el departamento Norte de Santander se incluye entre las preseleccionadas por tener una escasa actividad minera y un potencial importante de recursos y reservas. Además es previsible que en un futuro inmediato El Catatumbo estará comunicado con los puertos de exportación de la Costa Atlántica, tanto por carretera como por transporte intermodal, mediante el cargue de barcazas fluviales en el puerto de Capulco, sobre el río Magdalena. No obstante, como en el caso señalado

²⁶ No sobra reiterar que el análisis realizado se soporta en la información geológico-minera disponible en las entidades estatales, que es esencial para obtener una visión de la potencialidad minera de carbón.

²⁷ Como dato de interés al respecto se anota que de incluir las reservas indicadas e inferidas dentro del total que no ha sido determinado en el departamento, el volumen actual de reservas se elevaría a 164.7 Mt en la categoría de medidas e indicadas y a 204 Mt para las reservas totales. INGEOMINAS, 2004

anteriormente, la zona presenta actualmente un bajo volumen de reservas medidas en relación con la demanda del proyecto en estudio.

Finalmente, la región cundiboyacense que agrupa los sectores carboníferos de Sogamoso-Jericó en Boyacá y Suesca-Albarracín y Guatavita-Chocontá en Cundinamarca, cuenta con alto potencial agregado de recursos y reservas de carbones de buena calidad de diverso tipo y rango. Sin embargo en estas áreas se realiza una minería tradicional a pequeña escala y de subsistencia por parte de un gran número de pequeños empresarios y personas naturales de baja capacidad organizacional y técnica; existen además pocos sectores de baja o ninguna actividad minera como Sogamoso-Jericó en Boyacá, aunque con un total de reservas medidas inadecuado para el proyecto de conversión CTL.

Otras zonas carboníferas como Antioquia - Antiguo Caldas y Valle del Cauca-Cauca, actualmente en explotación por el sistema de minería subterránea, no comprenden áreas carboníferas con un potencial y reservas medidas apropiados para el desarrollo de proyectos a gran escala de producción; en las demás áreas y sectores carboníferos, la producción proviene en general de unidades pequeñas con un potencial limitado para su ampliación.

La descripción anterior de las principales características de los yacimientos estudiados para el desarrollo minero tecnificado a gran escala no toma en cuenta la posibilidad de incrementar la producción a largo y mediano plazo, mediante la realización de campañas sistemáticas de exploración geológica regional y detallada de las áreas mineras así como resultado de la consolidación y fortalecimiento de cadenas productivas del carbón, entre otras posibles medidas.

De otra parte, dado el impacto que tendría la ejecución de proyectos de conversión CTL en la demanda interna de carbón, particularmente de la región cundiboyacense, cabe recomendar la conveniencia de una ejecución modular de proyectos CTL, con el fin de facilitar el incremento gradual de la producción donde es viable realizar campañas de exploración básica y de modernización de la minería tradicional.

Finalmente, en la Tabla 2.25 se indican las ventajas y desventajas de los yacimientos que han sido preseleccionados.²⁸

²⁸ La evaluación específica de los yacimientos carboníferos preseleccionados depende de las cantidades y caracterización de las calidades del carbón requeridas para la tecnología seleccionada.

Tabla 2.25 – ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS YACIMIENTOS PRESELECCIONADOS

ZONA Y ÁREAS CARBONÍFERAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
GUAJIRA	<ul style="list-style-type: none"> - Alto volumen de reservas en la categoría de medidas. - Estudios de factibilidad técnico-económica. - Producción bajo planeación y control de un solo operador minero. 	<ul style="list-style-type: none"> - Producción con compromiso comercial internacional. - Costo de oportunidad del carbón exportado.
CESAR La Loma	<ul style="list-style-type: none"> - Alto volumen de reservas en la categoría de medidas. - Estudios de factibilidad técnico-económica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Producción con compromiso comercial internacional. - Necesidad de estudios de factibilidad en nuevas áreas.
CÓRDOBA Alto San Jorge	<ul style="list-style-type: none"> - Aceptable volumen de reservas medidas. - Estudio de prefactibilidad técnico-económica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere de estudios a nivel de factibilidad para ampliar producción y nuevos desarrollos mineros.
SANTANDER San Luis	<ul style="list-style-type: none"> - Aceptable potencial de recursos y reservas. - Áreas sin actividad minera. - Estudio de prefactibilidad minera. - Vialidad, Río Magdalena. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo volumen de reservas en la categoría de medidas. - Producción proveniente de varias unidades mineras e incluso de 2-3 áreas.
NORTE DE SANTANDER Catatumbo	<ul style="list-style-type: none"> - Aceptable potencial de recursos y reservas. - Sectores sin actividad minera. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo volumen de reservas en la categoría de medidas. - Desarrollos mineros por el sistema subterráneo.
BOYACÁ Sogamoso - Jericó	<ul style="list-style-type: none"> - Aceptable potencial de recursos y reservas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo volumen de reservas en la categoría de medidas. - Se requiere de estudios complementarios que aumenten confiabilidad y certeza de las reservas y de factibilidad económica. - Varios títulos mineros y con actividad minera en el sector Sogamoso-Tasco. - Producción subterránea proveniente de varias unidades mineras.

BIBLIOGRAFÍA

- Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS). El Carbón Colombiano, Recursos, Reservas y Calidad, Bogotá, 2004.
- INGEOMINAS, Registro Minero Nacional, 2007.
- INGEOMINAS, Dirección de Servicio Minero, Informe Detallado de Producción de Carbón en el año 2006, Bogotá, 2007.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Plan Energético Nacional, Contexto y Estrategias, 2006-2025, Bogotá, 2007.
- UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2006-2020, Bogotá, 2007.
- UPME, Colombia País Minero, Plan Nacional de Desarrollo Minero, Visión 2019, Bogotá, 2006.
- UPME, Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano, Bogotá, 2006.
- UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019, Bogotá, 2005.
- UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía, 1999-2005, Bogotá, 2005.
- UPME, La Cadena del Carbón, Bogotá, 2005.
- UPME, Distritos Mineros: Exportaciones e Infraestructura de Transporte, Bogotá, 2005.
- UPME, Boletines Estadísticos Internacionales Minero-Energéticos, 1998-2003, Bogotá, 2004.
- UPME, Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Integral Visión 2003-2020, Bogotá, 2003.
- UPME, Competitividad del Sector Minero Colombiano, Bogotá, 2003.
- British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy, Londres (UK), BP, 2006.

- Departamento Nacional de Planeación (DNP), Visión Colombia II Centenario, Bogotá, 2006.
- Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2006, 2007. Coal Market Module of the National Energy Modeling System run IEO 2006.
- EIA/DOE, Annual Energy Outlook 2007, USA, 2007.
- International Energy Agency (IEA), Coal Information 2005, París, Francia, 2006.
- SSY Consultancy and Research Ltd., SSY's Coal Trade Forecast, Londres (UK), 2005.
- Colciencias, Plan Estratégico Programa Nacional de Investigaciones en Minería y Energía 2005-2015, 2005.
- 20th World Mining Congress, Sustainable World Coal Mining: Perspectives to 2030, 7-11 noviembre 2005, Teheran, Iran.

TABLA DE CONTENIDO CAPITULO 3

3 EVALUACIÓN TÉCNICA AMBIENTAL Y ECONÓMICA DE LA OPCIÓN TECNOLÓGICA DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (ACPM, GLP, NAFTAS, ETC.) A PARTIR DE CARBÓN MÁS ADECUADA PARA EL CASO COLOMBIANO.....	178
3.1 SELECCIÓN DE LOS PROCESOS INDUSTRIALES	178
3.1.1 Preselección del proceso de licuefacción directa	179
3.1.2 Preselección del proceso de licuefacción indirecta	186
3.1.3 Calidad de los productos de los procesos preseleccionados.....	192
CONCLUSIONES ASPECTO TÉCNICO.....	195
3.2 EVALUACIÓN DEL POSIBLE IMPACTO AMBIENTAL DEL COMBUSTIBLE.....	196
3.2.1 Impacto sobre el ambiente	196
3.2.2 Impacto sobre el usuario	198
3.2.3 Cálculo de emisiones atmosféricas de los principales procesos de CTL	199
CONCLUSIONES ASPECTO AMBIENTAL	217
3.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA PLANTA COMERCIAL DE CONVERSIÓN DE CARBÓN A COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN COLOMBIA.....	218
3.3.1 Supuestos y resultados del estudio económico.....	219
3.3.2 Supuestos y resultados con costo estimado de la planta (CEP).....	221
3.3.3 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- más una contingencia del 26%	222
3.3.4 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- más una contingencia del 26% y descuento de un costo de la tecnología de US\$280 millones.	223
3.3.5 Supuestos con CEP con descuento del 10% más contingencia del 26% y costo de la tecnología de US\$280 millones.....	224
3.3.6 Supuestos con CEP con descuento del 10% más contingencia del 26%, costo de la tecnología de US\$280 millones y Premium del 10%.....	225
3.3.7 Sensibilidad del VPN y la TIR a cambios en los precios del petróleo.....	226
3.4 ANÁLISIS ISOMÉTRICOS.....	227

3

EVALUACIÓN TÉCNICA AMBIENTAL Y ECONÓMICA DE LA OPCIÓN TECNOLÓGICA DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (ACPM, GLP, NAFTAS, ETC.) A PARTIR DE CARBÓN MÁS ADECUADA PARA EL CASO COLOMBIANO

3.1 SELECCIÓN DE LOS PROCESOS INDUSTRIALES

La selección del proceso industrial de licuefacción de carbón más viable al caso colombiano, tiene como objetivo principal la producción de combustibles para transporte, en particular naftas y diésel. Dicho análisis se hace teniendo en cuenta la información suministrada en la cual se proponen las tecnologías de licuefacción directa (DCL) y la indirecta (ICL), como las mas viables.

Los procesos industriales se evalúan considerando los siguientes criterios:

1. Porcentaje de conversión del carbón. Se refiere a la cantidad de carbón convertido a combustibles líquidos, que el proceso logra alcanzar, normalmente definida como el porcentaje de solubles en tetrahidrofurano (THF) como solvente.
2. Porcentaje de conversión selectiva. Se define como la cantidad de carbón convertido a destilado (nafta y diésel), durante el proceso.
3. Tamaño de planta. Este criterio esta basado en el tamaño de planta comercial y/o de demostración que el proceso posee en la actualidad.
4. Expectativa comercial. Muestra el grado de avance en la construcción de plantas a nivel comercial y/o de demostración.

Una vez realizada la preselección del proceso, se mencionan aspectos relacionados con el tipo de carbón utilizado, la composición y calidad de los productos, y la posibilidad de su aplicación en Colombia.

Inicialmente, se hace una preselección partiendo de la información obtenida en el análisis de los diferentes procesos disponibles y posteriormente se califican elaborando una matriz de importancia.

3.1.1 Preselección del proceso de licuefacción directa

En el capítulo uno, se hizo el análisis de las diferentes tecnologías y procesos de DCL disponibles en el mundo para la producción de combustibles líquidos a partir de carbón y la identificación preliminar de los aplicables a Colombia. De acuerdo con la información consultada, se tiene que los procesos que han sido construidos a escala piloto, tamaños superiores a 25 t/d, son: EDS Exxon Donor Solvent (Estados Unidos), SRC II (Estados Unidos), H-Coal y sus modificaciones (Estados Unidos), Kohleol (Alemania), y Nedol (Japón), (tabla 3.1).

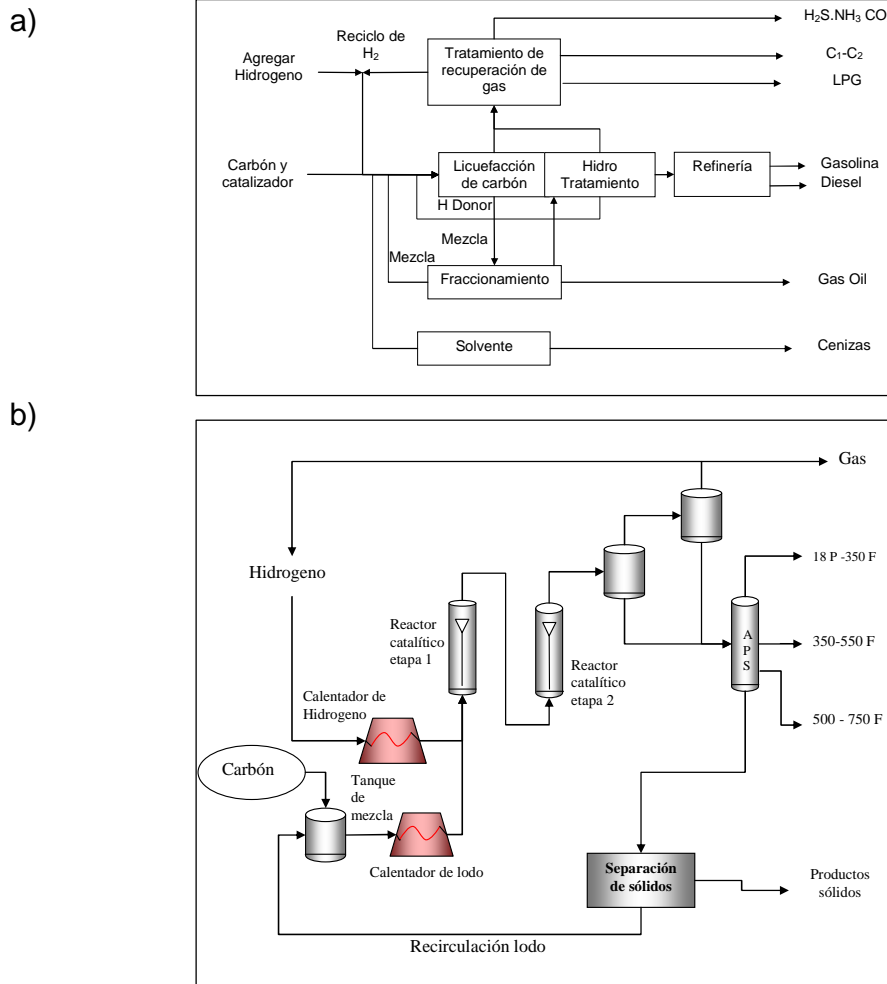
La tabla 3.1, muestra que la conversión de carbón en el proceso EDS es de tan solo un 70%. Esta información permite concluir que los rendimientos en combustible para transporte son bajos, razón por la cual este proceso se descarta. Esta misma conclusión fue realizada por los investigadores de Exxon Donor Solvent (EDS), pues como se ha comentado anteriormente, la conversión selectiva a destilados líquidos era menor al de los otros procesos, con altos costos de capital y desventajas económicas; la planta dejó de funcionar en 1982.

Tabla 3.1. Condiciones de operación de los principales procesos de licuefacción directa

PROCESO DCL	EDS	SRC II	H-COAL	H-COAL CMSL	KOHLEOEL	NEDOL
Tamaño de planta t/d	250	25	600	200	200	150
Tipo de carbón			Illinois 6	Illinois 6	bituminoso	subbituminoso
Condiciones						
Etapa 1						
Temperatura reactor (°C)	425-450		425-455	447	470	430-465
Presión reactor (atm)	178		204		306	153-204
Presión parcial H ₂ (atm)			175	175		
Edad Catalizador (lb carbón/lb)	ninguno		1690	Disperso		
Etapa 2						
Presión Reactor (atm)						102-153
Temperatura reactor (°C)	485-650		ninguno	458	350-420	320-400
Catalizador			ninguno	Disperso		
Consumo de Hidrógeno	5,9	5	6	7,5		
Conversión de carbón (%p)	70	95	95	98		95
Conversión Selectiva Destilado Total (%p)	44,2	47,3	50,5	72,3	57,9	48,1

Fuente: Adaptada de BURKE, F. y colaboradores. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from World Wide Web: www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf. DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology. Technology Status Report 10. Clearer coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>. THOMAS F, E. Coal processing and pollution control, Available from World Wide Web www.che.utexas.edu/course/che379&384/Chapter8.pdf Headwaters Inc. Current research efforts in coal based synthetic fuels. Available from World Wide Web www.covol.com/data/upfiles/pdfadmin/SMEPowerPoint.pdf

Figura 3.1. Tecnología de Licuefacción directa.



a) Diagrama de bloques HRI, Fuente: Tomada de: THOMAS F, E. Coal processing and pollution control, Available from World Wide Web

www.che.utexas.edu/course/che379&384/Chapter8.pdf

b) Proceso licuefacción catalítica en dos etapas CTSL. Fuente: Tomada de: BURKE, F. y colaboradores. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from World Wide Web: www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf

Descartado el proceso EDS, quedan en consideración el SRC II y el H-Coal, que tienen cierta similitud en la conversión de carbón. La evaluación comparativa se hace entonces, teniendo en cuenta la cantidad de destilado total, que en el SRC II es de 47.3 % frente a 50.5% del H-Coal; este hecho y el de la facilidad de trabajo que presenta el reactor de lecho en ebullición, el corazón del proceso H-Coal, muestra las ventajas de este proceso. Además, cuando se utiliza el proceso H-Coal en el modo de licuefacción catalítica en multietapas (CMSL), el rendimiento

en destilados aptos para transporte llega a ser del 72.3%¹, porcentaje máximo obtenido de los procesos hasta ahora evaluados, por lo cual esta modalidad del proceso H-Coal es definitivamente la seleccionada. El desarrollo del sistema multietapas ha sido realizado por Headwaters, división de combustibles (HTI), con la colaboración del DOE. El argumento presentado es igualmente válido cuando se compara la tecnología H-Coal modalidad CMSL con las desarrolladas en Alemania y Japón, Kohleol y Nedol respectivamente.

En la figura 3.1b, se muestra el diagrama de flujo del proceso H-Coal en dos etapas, la diferencia con el H-Coal original es la instalación de un segundo reactor en serie (o más de dos para el caso CMSL), con este arreglo se busca incrementar los rendimientos de productos líquidos aprovechando las propiedades del carbón, como el hinchamiento de la matriz carbonácea y la transferencia de hidrógeno causado por el contacto con el aceite de reciclado, lo cual mejora la acción del catalizador de hidrocrackeo; fenómenos que ocurren a diferentes temperaturas y que sólo fueron estudiados a finales del siglo pasado².

Este ordenamiento de reactores y distribución apropiada del aceite de reciclado, ha permitido incrementar los rendimientos de productos líquidos desde un 50% para el H-Coal de una sola etapa, hasta 70% en multietapas y a su vez disminuir los costos del crudo sintético de US\$64/bbl a US\$38/bbl para el proceso de dos etapas (CTSL) y a US\$32/bbl para el proceso CMSL³.

3.1.1.1 Calificación de los procesos DCL

La selección del proceso de manera cualitativa se complementa con la evaluación mediante la construcción de una matriz de importancia. En ella se hace la valoración de cada proceso (Pj) según las características mencionadas en la sección 3.1.1 de este capítulo. A estas características se les asigna un grado de contribución (Xi) que refleja su nivel de importancia⁴. Para obtener el índice de cada proceso con respecto a cada característica definida (Cij), se asigna el valor de 0 al proceso que presenta menos desarrollo en la característica y 1 a la de mayor.

La tabla 3.2 muestra los porcentajes de conversión total para cada proceso, EDS presenta el menor valor y CMSL el mayor, en consecuencia se les asignan los índices de 0 y 1 respectivamente, con estos valores se hace el gráfico xy (*Conversión total vs Índice asignado* Ver figura 3.2), ubicando el porcentaje de

¹ BURKE, F. y colaboradores. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from World Wide Web: www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf

² HEADWATERS INC. Current research efforts in coal based synthetic fuels. Available from World Wide Web www.covol.com/data/upfiles/pdfadmin/SMEPowerPoint.pdf

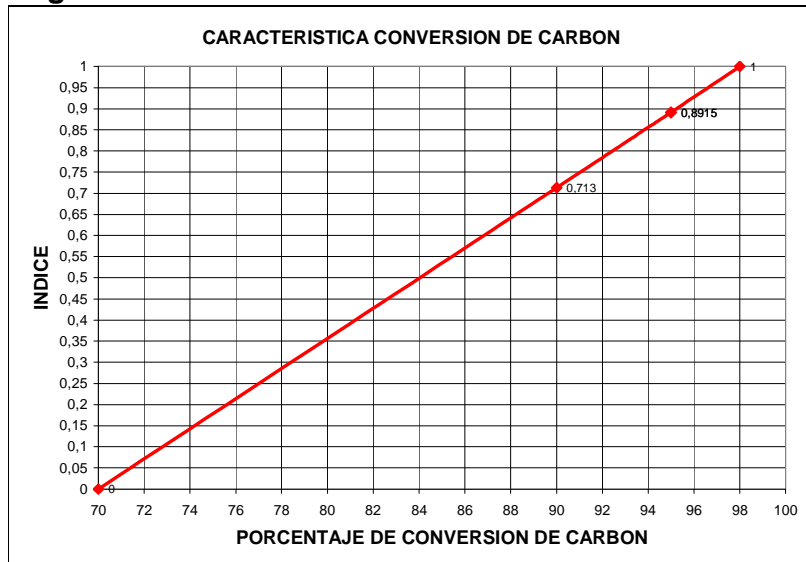
³ HEADWATERS INC. Current research efforts in coal based synthetic fuels. Available from World Wide Web www.covol.com/data/upfiles/pdfadmin/SMEPowerPoint.pdf

⁴ MARTÍNEZ, E., Estrategias, planificación y gestión de ciencia y tecnología, Editorial Nueva Sociedad.

conversión de cada proceso en el eje x, se obtiene en el eje vertical el índice respectivo. La tabla 3.2 muestra los valores obtenidos.

Los índices para el porcentaje de conversión selectiva y tamaño de planta, siguen la metodología descrita. Los índices obtenidos de las figuras 3.3 y 3.4, se resumen en las tablas 3.3 y 3.4 respectivamente.

Figura 3.2. Característica conversión de carbón. DCL



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

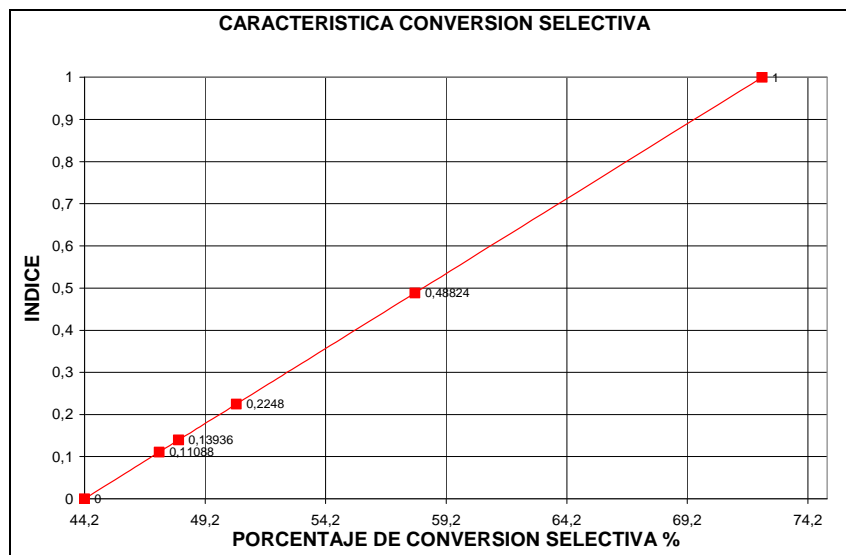
Tabla 3.2. Índices obtenidos en la valoración de la conversión. DCL

Proceso	Conversión %	Índice X
EDS	70	0
Nedol	90	0,71
SRC II	95	0,89
H Coal	95	0,89
CMSL	98	1

Fuente: Adaptada de: UNION TEMPORAL CTL. Primer informe. Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso colombiano. Bogotá. 2007.

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology. Technology Status Report 10. Clearer coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>

Figura 3.3. Característica conversión selectiva. DCL



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

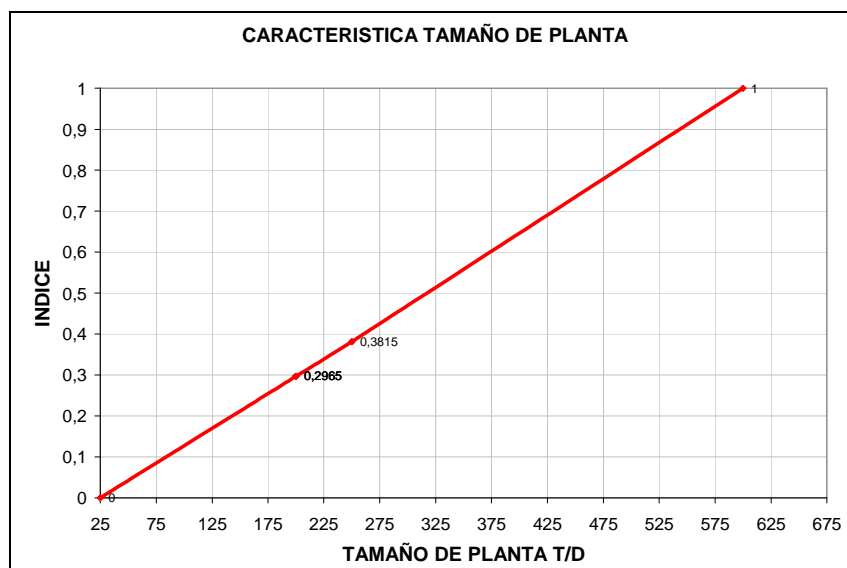
Tabla 3.3. Índices obtenidos en la valoración de la conversión selectiva. DCL

Proceso P	Conversión selectiva %	Índice X
EDS	44,2	0
SRC II	47,3	0,11
Nedol	48,1	0,14
H Coal	50,5	0,22
Kolehoel	57,9	0,49
CMSL	72,3	1

Fuente: Adaptada de Fuente: Adaptada de:UNION TEMPORAL CTL. Primer informe. Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso colombiano. Bogota. 2007.

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology. Technology Status Report 10. Clearner coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>

Figura 3.4. Característica Tamaño de planta. DCL



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Tabla 3.4. Índices obtenidos en la valoración tamaño de planta. DCL

Proceso P	Tamaño de planta t/d	Índice X
SRC II	25	0
Nedol	200	0,3
Kolehoel	200	0,3
CMSL	200	0,3
EDS	250	0,4
H Coal	600	1

Fuente: Adaptada de Fuente: Adaptada de: UNION TEMPORAL CTL. Primer informe. Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso colombiano. Bogota. 2007. DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. Coal Liquefaction Technology. Technology Status Report 10. Cleaner coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>

Tabla 3.5. Índices obtenidos en la valoración situación actual. DCL

Proceso P	Situación actual	Índice X
SRC II	No hay construcción	0
EDS	No hay construcción	0
Kolehoel	Desarrollo hasta 1988	0.8
H coal	Evoluciona a CMSL	0.7
Nedol	Continúa en desarrollo	0.9
CMSL	En construcción Shenhua (China)	1

Fuente: Adaptada de: THOMAS F, E. Coal processing and pollution control, Available from World Wide Web www.che.utexas.edu/course/che379&384/Chapter8.pdf y BURKE, F. y colaboradores. Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Summary report of the DOE direct liquefaction process development campaign of the late twentieth century: Topical report. Julio 2001. Available from World Wide Web: www.osti.gov/bridge/servlets/purl/794281-khohbO/native/794281.pdf

Para construir la matriz de importancia, se asigna a cada criterio tecnológico (característica) un valor de contribución C_i . Teniendo en cuenta los objetivos de la contratación, se estima un valor de 0.3 a la conversión selectiva (producción de diésel y naftas), 0.3 al tamaño de planta, 0.3 a la expectativa comercial y para conversión total, un valor de 0.1. La suma de todas las contribuciones, de acuerdo a Martínez⁵ debe ser igual a uno.

Finalmente, la importancia se obtiene al multiplicar la contribución de la característica por el índice asignado así:

$$IMPORTANCIA (I_{i,j}) = (C_{ij}) * (X_i)$$

Sumando la importancia de cada característica, se obtiene el grado importancia.

$$GRADO DE IMPORTANCIA = \Sigma IMPORTANCIA DE CADA CARACTERISTICA$$

Como muestra la tabla 3.6, obtenido al aplicar la metodología descrita, el proceso seleccionado es el CMSL, que obtiene el máximo grado de importancia de 0.79. En la figura 3.5 se observa el grado de importancia para cada proceso.

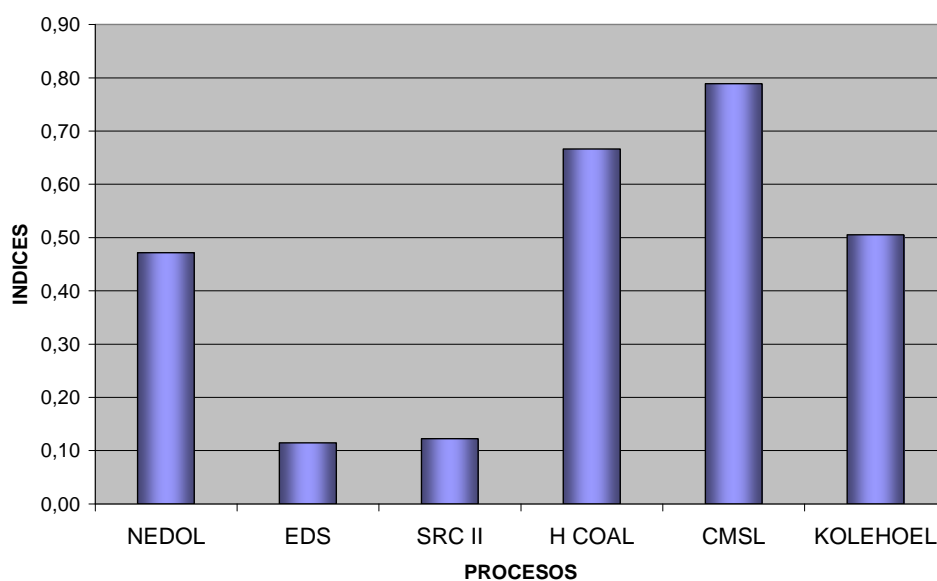
⁵ MARTÍNEZ, E., Estrategias, planificación y gestión de ciencia y tecnología, Editorial Nueva Sociedad.

Tabla 3.6. Matriz de importancia en la selección del proceso DCL.

Característica	Contribución C	Importancia					
		NEDOL	EDS	SRC II	H COAL	CMSL	KOLEHOEL
Conversión total	0,1	0,07	0,00	0,09	0,09	0,10	
Conversión selectiva	0,3	0,04	0,00	0,03	0,07	0,30	0,15
Tamaño de planta	0,3	0,09	0,11	0,00	0,30	0,09	0,09
Expectativa comercial	0,3	0,27	0,00	0,00	0,21	0,30	0,27
Grado de importancia	1	0,47	0,11	0,12	0,67	0,79	0,51

Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Figura 3.5. Indicadores para los procesos de licuefacción directa



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

3.1.2 Preselección del proceso de licuefacción indirecta

Los procesos más desarrollados de la licuefacción indirecta de carbón son Sasol, Rentech, Syntroleum y Headwaters; solamente Sasol ha sido llevado a escala comercial. Rentech, Syntroleum y Headwaters, utilizan catalizadores diferentes a los de Sasol, pero los fundamentos del proceso son los mismos y hasta el momento no hay plantas comerciales construidas por estas compañías, por lo tanto el proceso de licuefacción indirecta preseleccionado es el de Sasol.

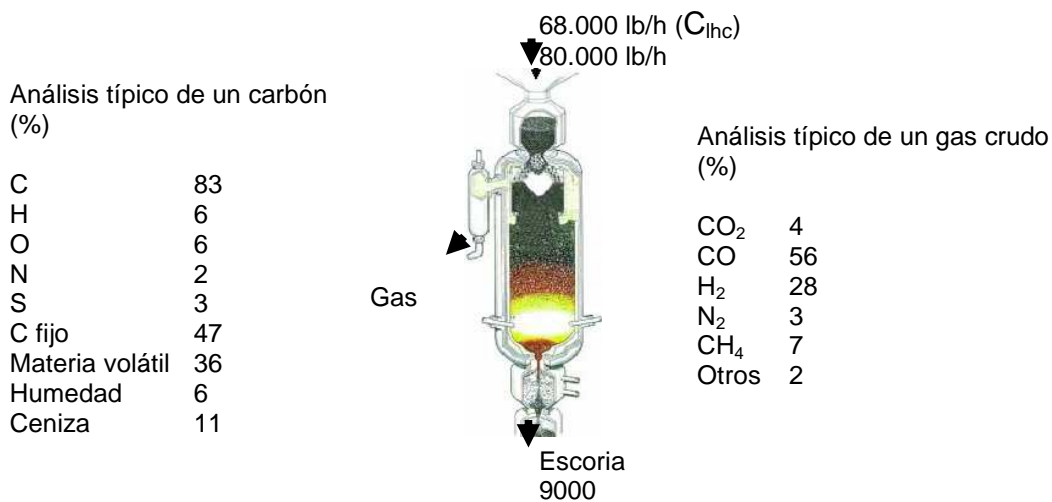
No obstante, compañías como Mobil y Shell poseen tecnologías FT a partir de gas de síntesis proveniente de gas natural.

3.1.2.1 Calificación de los procesos ICL

La metodología para desarrollar la matriz de importancia es la misma que se utilizó en el caso del proceso de licuefacción directa. La conversión del carbón tiene en cuenta la conversión en el gasificador, así como la conversión en la reacción de síntesis.

La conversión en el gasificador se calculó usando los datos típicos de composición de un carbón usado para el proceso y la del gas de síntesis típico obtenido. (Ver figura 3.6)

Figura 3.6 Desempeño de un gasificador típico operado 100% con carbón



Fuente: ENVIROTHERM GmbH. An Allied Technologies Group company. Operating Results of the BGL Gasifier at Schwarze Pumpe. San Francisco California. October 2003. Available from World Wide Web http://gasification.org/Docs/2003_Papers/18HIRS.pdf.

De acuerdo a los datos presentados en la figura 3.6 que corresponden a una base de cálculo de 1 hora, se hace el balance de masa para el carbono:

La cantidad de carbono que entra al gasificador es:

$$M_{ce} = 68000 \text{ lb carbón} * \frac{83 \text{ lb C}}{100 \text{ lb carbón}} = 56440 \text{ lb}$$

Donde M_{Ce} = Masa de carbono entrante

Las lbmol de carbono que entran son:

$$lbmol\text{carbono} = \frac{M_{ce}}{PM_c} = \frac{56440lb}{12 \frac{lb}{lbmol}} = 4703lbmolC$$

Donde PM_C = Peso molecular del carbono.

De acuerdo a la composición de la corriente de salida y tomando una base de cálculo de 100 lb de gas que salen, se tienen:

$$\begin{aligned} 56 \text{ lb de CO} &= 2 \text{ lb mol CO} \\ 4 \text{ lb de CO}_2 &= 0.09 \text{ lb mol CO}_2 \\ 7 \text{ lb de CH}_4 &= 0.44 \text{ lb mol CH}_4 \end{aligned}$$

Para un total de 2,53 lb mol de gas

Calculando el porcentaje molar de cada compuesto:

$$Y_{CO} = \frac{molCO}{molestotales} * 100 = \frac{2}{2,53} * 100 = 79.10$$

Este valor es el porcentaje de conversión del carbono que entró y se transformó en CO, es decir en gas de síntesis.

$$\begin{aligned} \text{De igual manera } Y_{CO_2} &= 3.60 \\ Y_{CH_4} &= 17.30 \end{aligned}$$

Con esas fracciones molares, puede calcularse el número de moles en el gas de salida y por tanto la masa

$$\begin{aligned} 100 \text{ mol C} &\rightarrow 79.10 \text{ moles CO} \\ 4703 \text{ mol C} &\rightarrow x \end{aligned}$$

$$\text{Entonces } X = \frac{4703molC * 79.10molesCO}{100molC} = 3720molesCO$$

Los resultados obtenidos se presentan en La tabla 3.7.

Tabla 3.7. Resultados del balance de materia de un gasificador típico

SALIDA			BASE CÁLCULO 100 LB		BASE CÁLCULO 4700 MOLES	
Compuesto	% Peso	Peso molecular	moles	% molar	moles	masa
CO	56	28	2,00	79,10	3717,75	104097,08
CO ₂	4	44	0,09	3,60	168,99	7435,51
CH ₄	7	16	0,44	17,30	813,26	13012,13
		TOTAL	2,52	100,00	4700,00	124544,72

Fuente: ENVIROTHERM GmbH. An Allied Technologies Group company. Operating Results of the BGL Gasifier at Schwarze Pumpe. San Francisco California. October 2003. Available from World Wide Web http://gasification.org/Docs/2003_Papers/18HIRS.pdf.

Se tiene entonces, que la conversión en el gasificador del carbono a gas de síntesis (CO) es del 79.10%. Puesto que la gasificación es común, este valor es el mismo para los diferentes procesos ICL, esto bajo el supuesto que todos los procesos utilizan el mismo gasificador.

Asumiendo que las conversiones de gas de síntesis de los diferentes procesos son iguales a la reportada en la literatura⁶, que es del 90 %, la conversión total para los diferentes procesos será igual a:

$$\begin{aligned}
 \text{Conversión total} &= \text{Conversión en gasificador} * \text{conversión FT} \\
 &= 79.1 * 0.95 \\
 &= 75.14 \%
 \end{aligned}$$

Los índices obtenidos para el porcentaje de conversión del carbono, conversión selectiva y tamaño de planta (Ver figura 3.7) siguen la metodología descrita en la sección 1.2.2. Los resultados obtenidos para los índices que contribuyen en la matriz de importancia se muestran en las tablas 3.8 a 3.11.

Tabla 3.8. Índices obtenidos en la valoración de la conversión ICL

Proceso	Conversión total (%)	Índice
Sasol	75.14	1
Rentech	75.14	1
Syntroleum	75.14	1

Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

En el proceso FT la conversión selectiva es del 41 % (a naftas y diésel), luego la conversión global será de:

⁶FISCHER TROPSCH. [Part 2 Details of fuels. Diésel Available from World Wide Web http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf](http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf).

$$\begin{aligned}
 \text{Conversión Selectiva} &= \text{Conversión en gasificador} * \text{conversión selectiva FT} \\
 &= 79.1 * 0.41 \\
 &= 32.43\%
 \end{aligned}$$

Tabla 3.9. Índices obtenidos en la valoración de la conversión selectiva. ICL

Proceso	Conversión selectiva (%)	Índice
Rentech	32.43	1
Syntroleum	32.43	1
Sasol	32.43	1

Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Tabla 3.10. Índices obtenidos en la valoración tamaño de planta. ICL

Proceso	Tamaño de planta (bbl/d)	Índice
Syntroleum	70	0
Rentech	2350	0,014
Sasol	150000	1

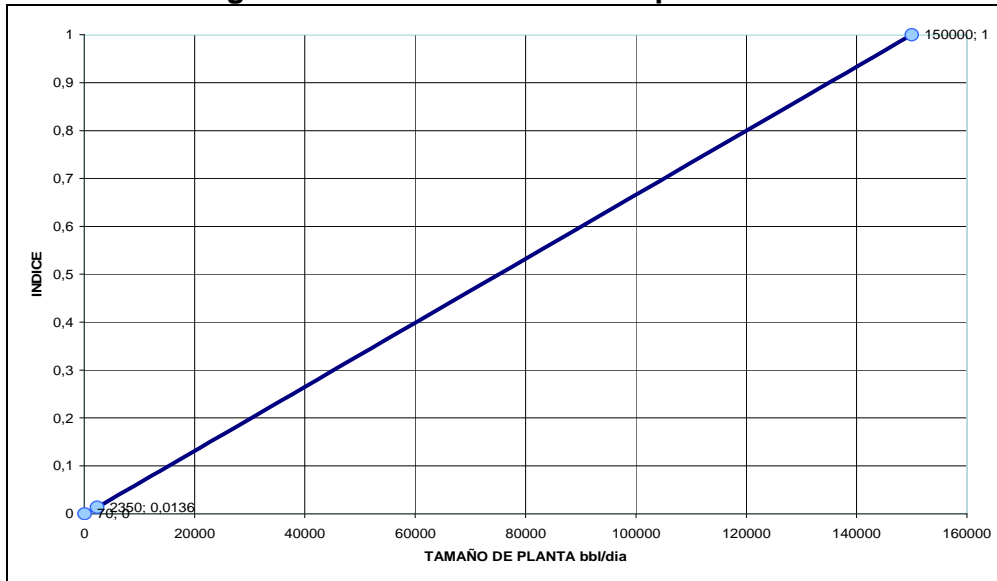
Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Tabla 3.11. Índices obtenidos en la valoración Situación actual. ICL

Proceso	Situación Actual	Índice
Sasol	Planta comercial	1
Rentech	Planta demostrativa	0,5
Syntroleum	Planta demostrativa	0,5

Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Figura 3.7 Criterio tamaño de planta. ICL



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

Tabla 3.12. Matriz de importancia en la selección del proceso ICL

	Contribución	Sasol	Rentech	Syntoleum
Conversión total	0,1	0,10	0,10	0,10
Conversión selectiva	0,3	0,30	0,30	0,30
Tamaño de planta	0,3	0,30	0,00	0,00
Expectativa comercial	0,3	0,30	0,15	0,15
TOTAL	1	1,00	0,55	0,55

Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

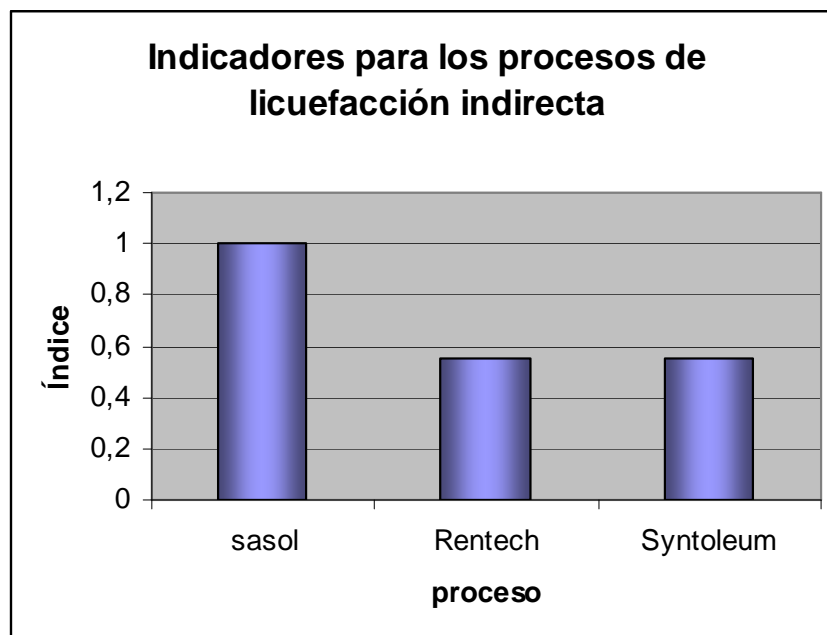
Como se muestra en la tabla 3.12 y la figura 3.8, el proceso Sasol es el que presenta mayor calificación, por lo cual es el proceso preseleccionado desde el punto de vista técnico.

Las eficiencias térmicas de los procesos directos con sistemas de multietapas está entre 67-70% y para el proceso indirecto es del 37% para Sasol I y del 50% para Sasol II y III⁷. Por las anteriores razones y dado el carácter del presente estudio la evaluación y selección final se hará entre el proceso H-Coal de la tercera generación representado por el proceso CMSL y Sasol III ó II, que utilizan reactores de alta y baja temperatura⁸.

⁷DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. COAL LIQUEFACTION TECHNOLOGY DTI. Technology Status Report 10. Cleaner coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>

⁸SASOL COAL TO LIQUIDS. Developments Available from World Wide Web: http://www.gasification.org/Docs/2005_Papers/33VAND.pdf

Figura 3.8 Indicadores para los procesos de licuefacción indirecta



Fuente: Elaborada por la Unión Temporal CTL

3.1.2.2 Proceso Sasol

Debido a las condiciones extremas de temperatura de gasificación del carbón, la composición petrográfica no es tan importante para su selección en los procesos indirectos, por lo que cualquier tipo de carbón se puede usar. Sin embargo, desde el punto de vista económico, son deseables aquellos que no tienen un mercado, como los de alto contenido de humedad y/o alto contenido de cenizas, a los cuales difícilmente se les puede valorizar por otros medios, por la misma razón son importantes los carbones antracíticos. El contenido de azufre, el de cenizas y tipo de cenizas son parámetros importantes al evaluar el impacto ambiental del funcionamiento de la planta.

3.1.3 Calidad de los productos de los procesos preseleccionados

3.1.3.1 Licuefacción directa

La calidad del producto depende de su composición y estructura. Las características de los productos del proceso CMSL obtenidos en una operación que usó carbón Illinois No. 6 se muestran en la tabla 3.13

Los destilados obtenidos contienen también algunos heteroátomos que se deben tener en cuenta, ya que al momento de la combustión generan contaminantes que son emitidos al ambiente, como en el caso del azufre y del nitrógeno. (tabla 3.13)

En la corrida mencionada anteriormente con carbón Illinois de 15.2% de cenizas y lavados a 5.5.2% y 4.62%, muestran que el contenido de azufre de las diferentes fracciones está en el rango de 0.00-0.03 % en peso sin una consistencia en cuanto rango de destilación o catalizador utilizado. En el desecho sólido el contenido fue del 0.33% en peso, con el mayor contenido en los procesos en los que no se ha hecho lavado del carbón. En los carbones lavados, el azufre orgánico que permanece en la parte del destilado, fue 0.59% y en los carbones sin beneficiar, fue 0.97% en los carbones sin beneficiar, lo cual muestra de nuevo que la eliminación de material mineral es importante en el proceso⁹.

En cuanto al nitrógeno, su mayor contenido se encuentra en las fracciones pesadas, por lo que se prevé efectos negativos en la salud humana y en los materiales. En cuanto a la distribución del contenido de hidrógeno, se encuentra un mayor contenido de hidrógeno en las fracciones livianas, tal como se espera desde el punto de vista teórico.

Tabla 3.13 Resumen de operación de la corrida 227-63, CTSL a escala banco

Horas de corrida	96	9
Producción estimada normalizada (% Peso de alimento fresco)		
C1-C3 en gases	7.57	7.31
C4-C7 en gases	3.96	4.01
80 – 200 °C en líquidos	15.86	19.14
200 – 260 °C en líquidos	11.09	12.19
260 – 343 °C en líquidos	22.40	24.98
343 – 455 °C en líquidos	14.36	11.42
455 – 524 °C en líquidos	3.83	1.19
Tolueno soluble 524 °C + oil	1.91	1.48
Tolueno insoluble 524 °C + oil	0.03	0.20
Carbón no convertido	5.28	4.45
Ceniza	4.62	4.65
Agua	12.04	12.07
CO	0.04	0.05
CO ₂	0.04	0.04
NH ₃	1.67	1.57
H ₂ S	2.52	2.51
TOTAL (100 + H ₂ reaccionado)	107.23	107.21
Desempeño del proceso		
C4 – 524 °C destilados (%p de carbón lhc)	75.0	76.5
524 °C + Conversión (%p lhc)	92.4	93.6
Conversión Carbón (%p lhc)	94.5	95.3
HDS, %p	81.6	81.4

Fuente: COMOLLI, A. G. y colaboradores. Hydrocarbon research, Inc. Catalytic two-stage liquefaction (CTSL) process bench studies with Bituminous Coal, mars 1993. Available from World Wide Web

http://www.energystorm.us/Catalytic_Two_stage_Liquefaction_ctsl_trademark_Process_Bench_Studies_And_Pdu_Scale_up_With_Sub_bituminous_Coal_Final_Report-r156383.htm

⁹ COMOLLI, A. G. Hydrocarbon research, Inc. Catalytic two-stage liquefaction (CTSL) process bench studies with Bituminous Coal, mars 1993. Available from World Wide Web http://www.energystorm.us/Catalytic_Two_stage_Liquefaction_ctsl_trademark_Process_Bench_Studies_And_Pdu_Scale_up_With_Sub_bituminous_Coal_Final_Report-r156383.htm

3.1.3.2 Licuefacción indirecta

La calidad del producto en el proceso indirecto depende del reactor, el catalizador, la relación H₂/CO y las condiciones de operación. El proceso se puede realizar a alta o baja temperatura. Cuando el proceso se realiza a alta temperatura (T>320°C, HTFT) se utiliza un reactor Synthol, cuando se usa catalizador a base de hierro, la producción se orienta a la obtención de olefinas y gasolina, lo que ocasiona un aumento en la producción de olefinas de un 50% en condiciones normales a un 70%. La gasolina obtenida se debe refinar posteriormente¹⁰.

Cuando el proceso se realiza a baja temperatura (T<250 °C, LTFT), se utiliza un reactor Arge con un catalizador a base de cobalto, en cuyo caso se favorece la producción de ceras y diésel, que puede usarse directamente como combustible; este diésel se caracteriza por ser prácticamente libre de azufre, con bajo contenido en aromáticos y alto número de cetano. El porcentaje de nafta obtenido es de aproximadamente el 30%, mientras que el de diésel es del 70%. La nafta es un excelente material para la planta de craqueo o materia prima para la producción de olefinas y otros productos químicos¹¹. La tabla 3.14, muestra una distribución típica de los productos en un reactor Arge y Synthol de la planta de Sasol, y la tabla 3.15 muestra la comparación de la calidad de los productos obtenidos por estructura química.

Tabla 3.14 Comparación de los procesos ARGE Y SYNTHOL

	Arge	Synthol	
Temperatura (°C)	232	329	
Presión (atm)	25	22	
Conversión de (CO+H ₂) que entra (%)	65	85	
Relación H ₂ :CO	1.7	2.8	
Selectividad			
CH ₄	5.0	10.0	
C ₂ H ₄	0.2	4.0	
C ₂ H ₆	2.4	6.0	
C ₃ H ₆	2.0	12.0	
C ₃ H ₈	2.8	2.0	
C ₄ H ₈	3.0	8.0	
C ₄ H ₁₀	2.2	1.0	
C ₅ +	3.5	8.0	
Diésel	C ₅ -C ₁₂	19.0	31.0
Crudo pesado	C ₁₃ -C ₁₈	15.0	5.0
y	C ₁₉ -C ₂₁	6.0	1.0
ceras	C ₂₂ -C ₃₀	17.0	3.0
	C ₃₁	18.0	2.0
	NAC	3.5	3.0
	Ácidos	0.4	1.0
		100	100

Fuente: FISCHER TROPSCH. [Part 2 Details of fuels. Diésel Available from World Wide Web http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf.](http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf)

¹⁰ MILLER, L. Coal Conversion- Pathway to Alternate Fuels, U.S. department of energy, Available from World <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/conf/pdf/miller.pdf> March 19, de 2007

¹¹FISCHER TROPSCH. [Part 2 Details of fuels. Diésel Available from World Wide Web http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf.](http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf)

Tabla 3.15 Comparación de la calidad de los productos obtenidos por estructura química.

	Arge		Synthol	
	C ₅ -C ₁₂	C ₁₃ -C ₁₈	C ₅ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₁₄
% parafinas	53	65	13	15
% Olefinas	40	28	70	60
% Aromáticos	0	0	5	15
% Alcoholes	6	6	6	5
% Carbonilos	1	1	6	5
% n- Parafinas	95	93	55	60

Fuente: FISCHER TROPSCH. [Part 2 Details of fuels. Diésel Available from World Wide Web http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf.](http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf)

CONCLUSIONES ASPECTO TÉCNICO

- De acuerdo a la evaluación técnica de los procesos DCL el proceso CMSL es la opción más apropiada desde el punto de vista de rendimientos de combustibles líquidos. Los combustibles del proceso DCL tienen mayor contenido de heteroátomos y son más aromáticos que los de la tecnología indirecta.
- Los productos obtenidos por el proceso de licuefacción indirecta se caracterizan por su bajo o nulo contenido de azufre (<5 ppm) y ausencia de nitrógeno.

3.2 EVALUACIÓN DEL POSIBLE IMPACTO AMBIENTAL DEL COMBUSTIBLE

Teniendo en cuenta que el desarrollo de combustibles líquidos derivados del carbón se ha enfocado a:

- Transformar carbones con alto contenido de azufre en combustibles ambientalmente aceptables para calderas que empleen combustibles fósiles.
- Convertir carbón en un combustible ambientalmente aceptable para turbinas en sistemas de ciclo combinado.
- Obtener a partir del carbón, combustibles ambientalmente aceptables para el transporte tal como diésel y gasolina.

A continuación se hace un estimado del impacto ambiental ocasionado por las emisiones por el uso de los combustibles producidos por CTL, evaluando los principales procesos de cada una de las tecnologías (DCL, ICL).

3.2.1 Impacto sobre el ambiente

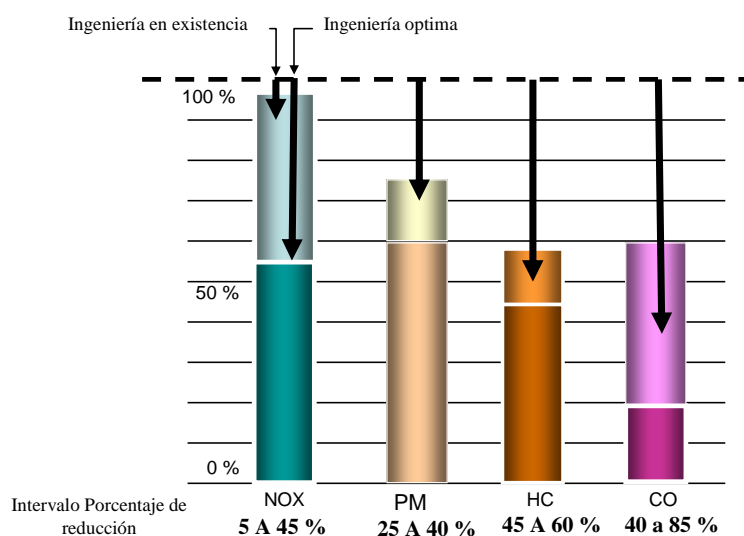
Sobre las características de la fracción de diésel y gasolinas que pueden producirse a partir del carbón, es razonable esperar que se puedan elaborar productos ambientalmente amigables. Así, los compuestos de la destilación primaria de la hidrogenación del carbón en el rango de la gasolina (C₅ a 205°C), tiene un promedio de 0,08 a 0,1% de nitrógeno; este puede ser reducido a menos de 1 ppm si se emplea reforming para refinar la gasolina. Es importante anotar que en Estados Unidos la mitad de las emisiones de NO_x, provienen de los combustibles empleados actualmente en el transporte.

Convertir carbón en combustibles líquidos, proporciona productos ultra-limpios, sin azufre, y se logran reducciones significativas en emisiones del vehículo, tales como, óxidos de nitrógeno, material particulado, compuestos orgánicos volátiles y monóxido de carbono¹².

Los combustibles sintéticos del carbón se pueden utilizar directamente en los vehículos actuales, sin necesidad de modificaciones, los ensayos de combustibles sintéticos en carreteras europeas, demuestran que se pueden alcanzar mejoras significativas de calidad del aire locales con la reducción de estas emisiones por el tubo de escape de los vehículos.

¹² WORLD COAL INSTITUTE. Coal Liquids Fuels. 2006. Available from World Wide Web: http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/wci_coal_liquid_fuels.pdf

Figura 3.9 Reducción de emisiones por el uso de combustibles sintéticos



Fuente: PARSONS, Ralph y PARSONS Co. Coal Liquefaction Process Research Process Survey: R and D Interim Report No. 2 Data Source Book – 1977. Available from World Wide Web http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/7186_18/ornl_sub-7186_18-C1.pdf

Estudios en los Estados Unidos sugieren que la emisión de partículas puede ser hasta un 75%, menos que con el diésel tradicional y que los óxidos del nitrógeno se pueden reducir hasta en un 60%. La optimización de los nuevos motores para los combustibles sintéticos puede producir incluso mayores reducciones, particularmente de los óxidos del nitrógeno, (figura 3.14). La eficiencia puede incrementarse con nuevos diseños de los motores, como por ejemplo, la inyección directa¹³

La introducción de combustibles sintéticos en el mercado tendrá un impacto positivo inmediato en emisiones, ya que pueden distribuirse y suministrarse a todos los vehículos, utilizando la infraestructura existente para el combustible actual sin necesidad de modificaciones.

Una puja por la supremacía como mejor opción técnica, económica y ambiental para la obtención de combustibles líquidos a partir de carbón, se presenta entre las dos tecnologías mencionadas (DCL e ICL); a continuación se resumen algunos de los principales argumentos planteados por cada tecnología.

- La licuefacción directa presume de poder alcanzar mayor rendimiento energético (75% para el proceso CMSL) que la vía indirecta (poco más de 50% para Sasol).

¹³ WORLD COAL INSTITUTE. Coal Liquids Fuels. 2006. Available from World Wide Web: http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/wci_coal_liquid_fuels.pdf

- Sin embargo, cuando se calcula el rendimiento incluyendo la combustión de los productos en motores, se observa que ambos procesos quedan más o menos igualados, al ser de mayor calidad los combustibles Fischer-Tropsch.
- La licuefacción indirecta ha sido operada industrialmente por Sasol desde los 50s hasta la actualidad. Por el contrario, la directa no tiene actualmente ningún ejemplo de planta industrial, la más reciente data de los años 40s.
- Tanto los productos de la licuefacción directa como los de Fischer-Tropsch requieren una etapa de hidrotratamiento para aumentar su calidad a niveles comercializables. En la licuefacción directa el consumo de hidrógeno es mucho mayor y la calidad de los productos obtenidos es menor.
- La gasificación permite separar fácilmente una gran parte del CO₂ generado. Ello podría teóricamente hacer posible su captura y secuestro a largo plazo, haciendo compatible este proceso con el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones de gases a efecto invernadero.

3.2.2 Impacto sobre el usuario

La información sobre los riesgos para el usuario de combustibles líquidos del carbón en condiciones normales de uso, sólo permite inferir que:

- Los productos de FT sin tener en cuenta el rango de ebullición, son hidrocarburos libres de poliaromáticos, y son principalmente parafinas y olefinas de cadena recta; por tanto se espera que estos productos líquidos no sean mas peligrosos ni difíciles de manejar que los derivados corrientes del petróleo.
- La fracción de gasolina derivada de la licuefacción del carbón, después de finalizada la operación de hidrogenación, debe ser esencialmente indistinguible de los productos obtenidos del petróleo en el mismo rango de ebullición.
- Los combustibles destilados (con rangos de ebullición entre 205 y 540°C) producidos por la hidrogenación directa del carbón o por pirólisis, pueden contener relativamente altas concentraciones de productos poliaromáticos, y compuestos nitrogenados, por lo cual esta fracción puede ser mas cancerígena que la obtenida de petróleo en el mismo rango de ebullición. Por tanto, se deben tomar precauciones para su manejo y evitar el contacto prolongado con la piel y la inhalación de sus vapores.
- Los residuos pesados de la hidrogenación pueden requerir especial cuidado en su manejo para evitar contacto prolongado con la piel. La inhalación de sus vapores es bajo, debido a la baja presión de vapor de los productos de alto peso molecular.

- Los productos ligeros de la destilación (en el rango de 205 a 425 °C) equivalentes a los combustibles No 1 y No 2 pueden usarse para calentamiento doméstico¹⁴.
- Es probable que estos productos sean medianamente cancerígenos; por tanto, el usuario debe observar razonables prácticas de higiene para evitar el repetido y prolongado contacto con estos productos.

3.2.3 Cálculo de emisiones atmosféricas de los principales procesos de CTL

Como herramienta para evaluación del impacto ambiental asociado al empleo de los combustibles producidos por las diversas tecnologías, se hace un cálculo de las emisiones generadas por el uso del combustible. Para ello se parte del análisis elemental del combustible obtenido, su poder calorífico y el rendimiento del proceso. Para el cálculo se desarrolló un programa en Excel, en el que se tomó como base 100 kg de combustible; a partir de la estequiometría de las reacciones de combustión y asumiendo una operación con 6% de exceso de oxígeno, se calcularon las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x generadas, relacionándolas también con la cantidad de energía liberada. Como criterio complementario se tiene en cuanto a la producción la eficiencia térmica, definida como la cantidad de la energía alimentada al proceso que se encuentra en los productos finales y los porcentajes de remoción de azufre y nitrógeno calculados como la diferencia de su contenido en el carbón empleado para la producción y el del combustible obtenido. Normalmente en los proceso CTL la única fuente de entrada de energía es el carbón empleado como materia prima.

3.2.3.1 Tecnología DCL

La tablas 3.16 y 3.17 presentan los datos recopilados¹⁵ de las diferentes tecnologías de licuefacción directa estudiadas. Como información básica se tienen los análisis próximo y último del carbón empleado y las características del combustible obtenido.

¹⁴ ECOPETROL. Fichas técnicas.

¹⁵ BURKE, Op. Cit.; DTI, Op. Cit.; http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/cerl-ir-e-130/cerl-ir-e-130-APP.pdf; Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Modeling of Wilsonville integrated two-stageliquefaction (ITSL) process. Available from World Wide Web http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/60054/doe_pc_60054-t13/doe_pc_60054-t13_toc.htm

Tabla 3.16 Análisis de carbones y combustibles para diferentes procesos de licuefacción.

	H-COAL	CHAR OIL ENERGY DEVELOPE NT COED	SOLVENTE REFINED COAL SRC	SYNTHOIL
Tipo de Carbón	Illinois No. 6 Bituminoso	Illinois No. 6 Bituminoso	Illinois No. 6 Bituminoso	Illinois No. 6 Bituminoso
Análisis próximo (%p)				
Humedad	10.0	14.0	16.0	-
Cenizas	8.9	10.0	8.0	-
Materia volátil	43.3	32.0	35.0	-
Carbono fijo	37.8	-	41.0	-
Azufre	-	-	3.5	-
Análisis último (%p)				
Carbono	78.5	75.5	78.46	47.0
Hidrógeno	6.0	6.0	5.20	3.5
Nitrógeno	1.1	1.2	1.19	0.5
Azufre	5.5	4.6	3.75	0.7
Oxígeno	8.9	13.2	11.40	12.7
Cenizas	-	-	-	6.6
Humedad	-	-	-	29.0
Poder calorífico (Btu/lb)	10530	10170	10570	7420
COMBUSTIBLE OBTENIDO				
Análisis del producto líquido (% p)				
Carbono		87.1	87.3	
Hidrógeno	9.48	10.9	5.84	
Nitrógeno	0.68	0.3	1.87	
Azufre	0.19	0.7	0.66	
Oxígeno	-	1.6	4.21	
Poder calórico (Btu/lb)	18290	19000	15800	
Productos obtenidos				
Crudo sintético (lb/h)	1201300	-	-	-
Gas combustible (lb/h)	100800	-	-	-
Carbonizado (lb/h)	0	-	-	-
Azufre (lb/h)	107900	-	-	-
Amoniaco (lb/h)	17100	-	-	-
Sulfato de amonio	-	-	-	15240
Ácido sulfúrico	-	-	-	11333
Fuel oil pesado	-	-	-	840800
Gas combustible (SCFH)	-	-	-	10583
RENDIMIENTO				
Entrada (lb/h) carbón	2083300	-	-	1704800
Salida (bbl/d)	-	-	-	50000
Eficiencia energética (%)	67.7-77	57.07-72.2	60.3-7.0	-

Fuente: BURKE, Op. Cit.; DTI, Op. Cit.; http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/cerl-ir-e-130/cerl-ir-e-130-APP.pdf; Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Modeling of Wilsonville integrated two-stageliquefaction (ITSL) process. Available from World Wide Web http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/60054/doe_pc_60054-t13/doe_pc_60054-t13_toc.htm

Tabla 3.17 Análisis de carbones y combustibles para diferentes procesos de licuefacción.

	EDS		GULF CCL		KOHLEOEL		CMSL
Tipo de Carbón	Illinois No. 6 Bituminoso		sub bituminoso	Bituminoso			sub bituminoso
Análisis próximo (%p)							
Humedad	16		22	2.9			
Cenizas	8		4.4	8.3			
Materia volátil	35		42.6	4.1			
Carbono fijo	41		-				
Azufre	3.5		-	-			
Análisis último (%p)							
Carbono	58.17		69.34	76.84			68.03
Hidrógeno	4.22		4.60	5.06			4.72
Nitrógeno	1.54		1.23	1.61			1.30
Azufre	3.5		0.54	1.49			3.81
Oxígeno	7.89		19.9	6.72			7.91
Cenizas	8		-	-			6.83
Humedad	-		-	-			7.4
Poder calorífico (Btu/lb)	9840		11192	13913			
COMBUSTIBLE OBTENIDO							
Análisis del producto líquido (% p)	Nafta	Ligero			Ligero	Medio	
Carbono	86.8	90.8	89.55	89.91	86.20	87.84	86.57
Hidrógeno	12.9	8.6	9.08	8.18	13.6	11.9	13.08
Nitrógeno	0.06	0.24	0.41	0.45	0.039	0.174	0.0044
Azufre	0.005	0.04	0.044	0.145	0.01	0.01	0.06
Oxígeno	0.23	0.32	0.91	1.41	0.15	0.08	0.10
Poder calórico (Btu/lb)	19295	18091	17930	17373	18091	19295	17500

Fuente: BURKE, Op. Cit.; DTI, Op. Cit.; http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/cerl-ir-e-130/cerl-ir-e-130-APP.pdf; Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Modeling of Wilsonville integrated two-stageliquefaction (ITSL) process. Available from World Wide Web http://www.fischer-tropsch.org/DOE/DOE_reports/60054/doe_pc_60054-t13/doe_pc_60054-t13_toc.htm

A continuación se presentan las figuras con los resultados del cálculo de los diferentes tipos de emisiones para cada una de las tecnologías estudiadas. La base de cálculo como ya se dijo fue la combustión de 100 kilogramos de combustible producido; así, los resultados se reportan como emisiones por 100 kilogramos de combustible y emisiones por millón de calorías (Mcal). En seguida se describe el procedimiento de cálculo, un ejemplo de los cálculos se presenta en el anexo 11.

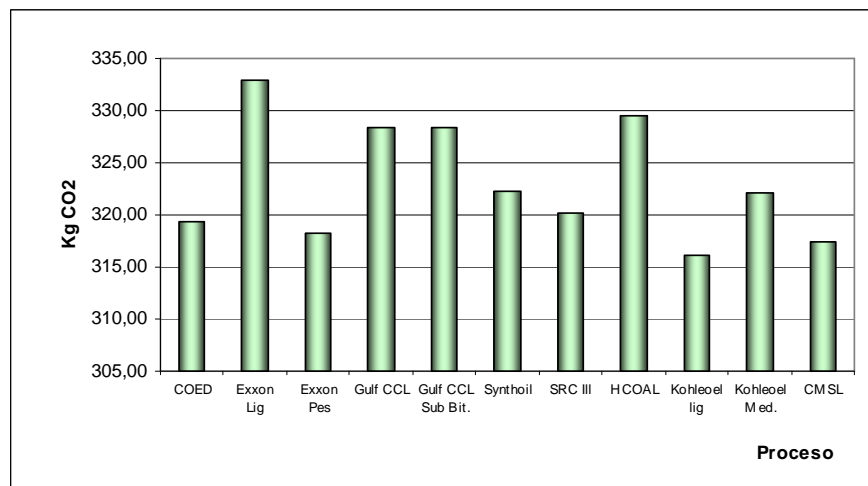
Procedimiento de cálculo:

1. A partir del análisis último del combustible obtenido y de su poder calorífico, con las reacciones de combustión, se calculan las emisiones de CO₂ y NO_x por 100 k de combustible y por Mcal.

2. Con los contenidos de azufre y nitrógeno para el carbón y el combustible por Mcal, se calcula el porcentaje de remoción de estos.
3. Con las emisiones de CO₂ se calcula el índice del potencial del calentamiento global (PCG).
4. Con las emisiones de SO₂ y NO_x se calcula el índice de contribución a la lluvia ácida.
5. Se calcula el índice ambiental total, como la sumatoria de los índices parciales dividida por el número de estos.

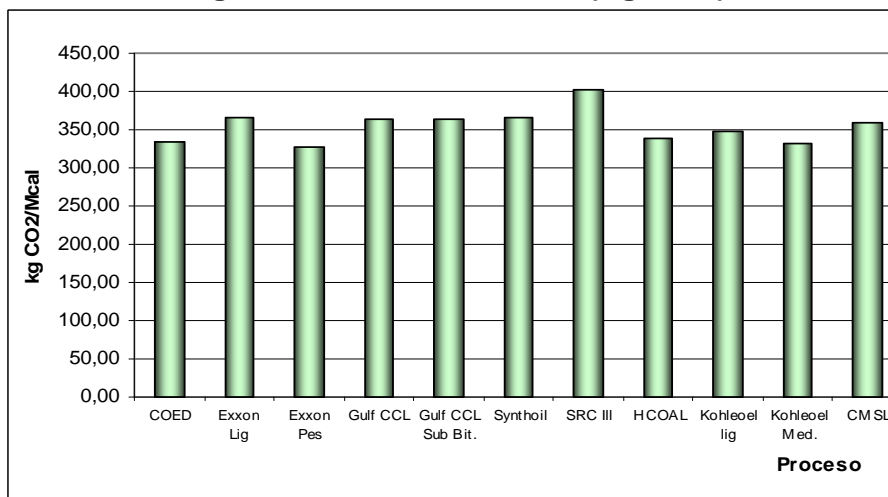
- Emisiones de CO₂

Figura 3.10 Emisiones CO₂ (Kg/100 Kg Combustible)



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Figura 3.11 Emisiones CO₂ (Kg/Mcal)

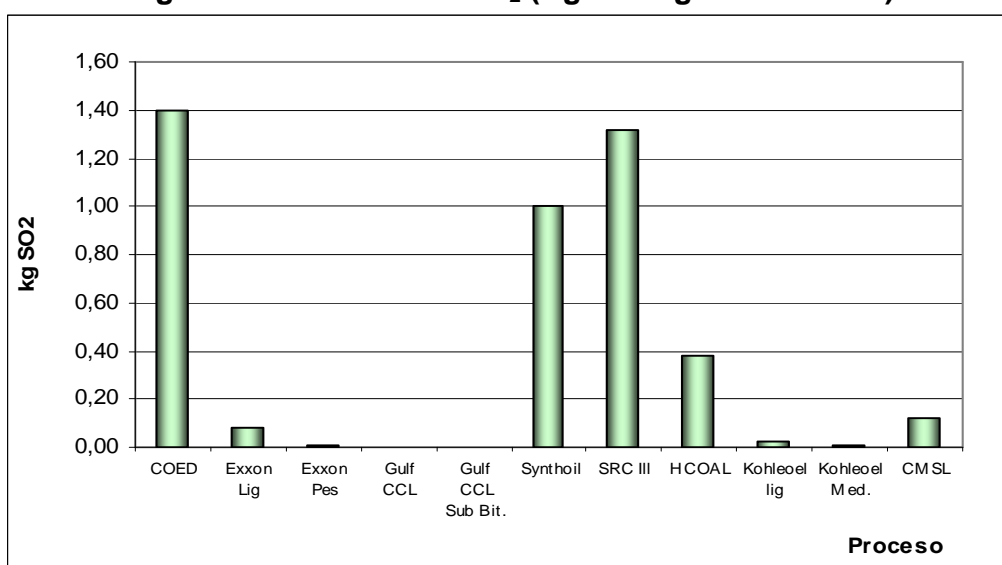


Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

En las figuras se puede observar que el combustible que mayor emisión de CO₂ registra es la fracción ligera del obtenido por el proceso EDS cuando la base de cálculo es 100 kg de combustible, mientras que cuando la base de cálculo es un millón de calorías, el combustible que presenta mayor emisión de CO₂, es el producido por el proceso SRC III. De igual manera el combustible que menor emisión registra, es la fracción ligera del producido en el proceso Kholeoel en base másica; y en base energética el que menor emisión genera, es la fracción pesada producida en el proceso EDS.

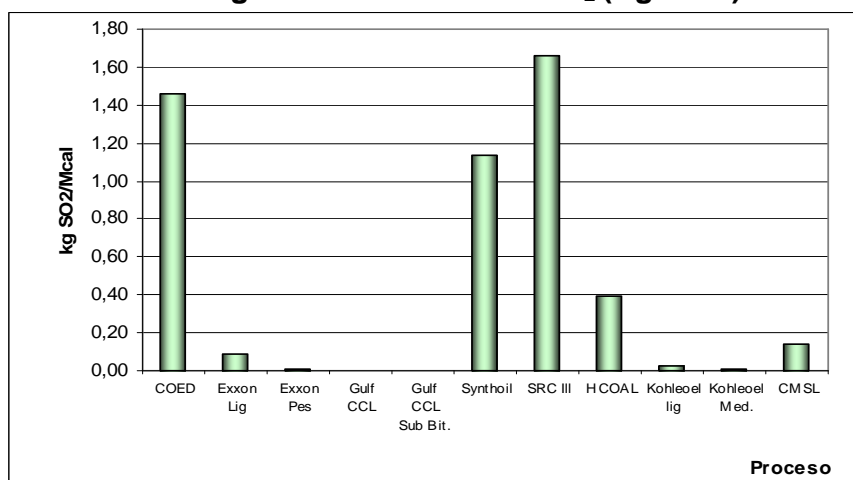
- Emisiones de SO₂

Figura 3.12 Emisiones SO₂ (Kg/100 Kg combustible)



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Figura 3.13 Emisiones SO₂ (Kg/Mcal)

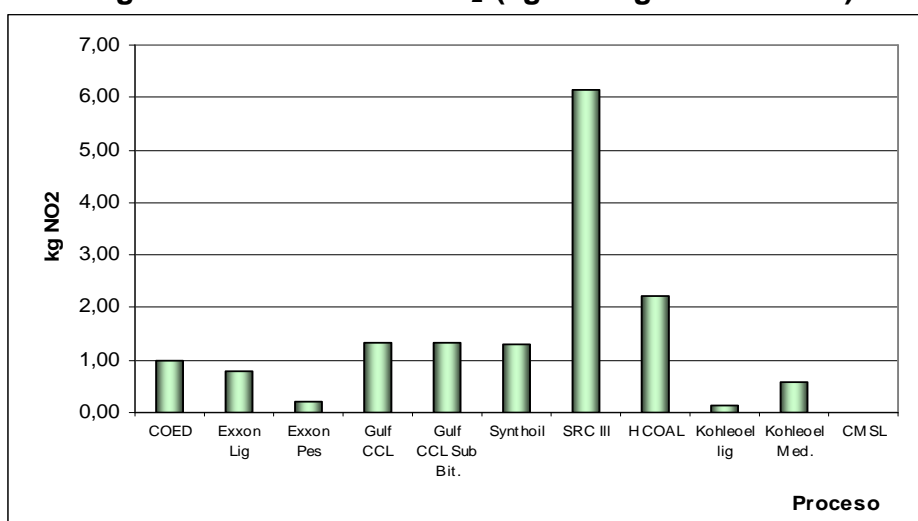


Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Las figuras 3.12 y 3.13, muestran que el combustible que genera mayor emisiones de SO₂, es el obtenido por el proceso COED en el caso en que la base de cálculo es 100 kg de combustible; cuando la base de cálculo es un millón de calorías, el proceso que mayor emisiones registra es el SRC III. Para ambos casos, el combustible que menor emisión muestra es la fracción pesada producida por el proceso CCL.

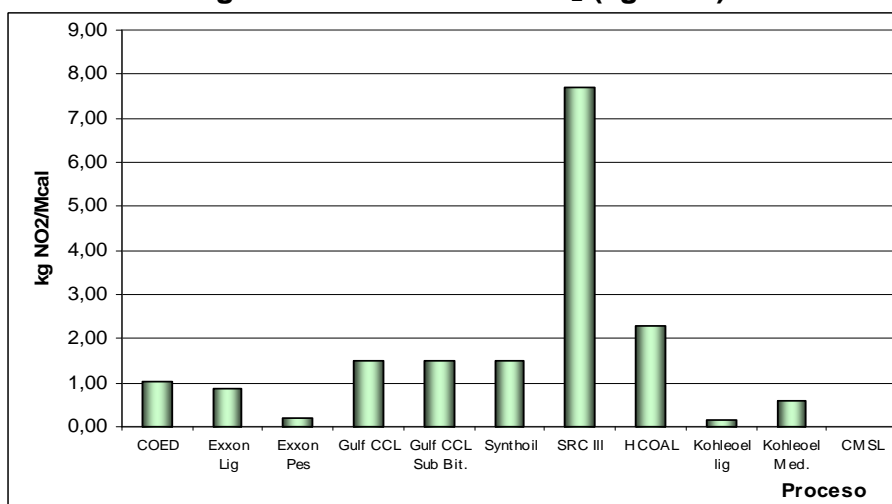
- Emisiones de NO₂

Figura 3.14 Emisiones NO₂ (kg/100 Kg combustible)



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Figura 3.15 Emisiones NO₂ (kg/Mcal)



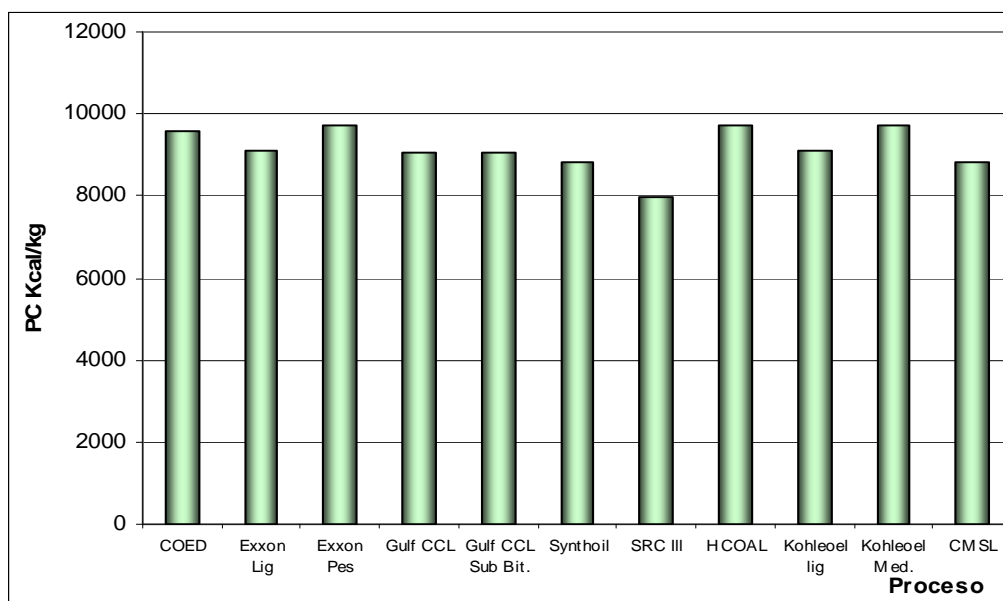
Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

De acuerdo a las figura 3.14 y 3.15, para las emisiones de NO₂, el combustible producido por el proceso SCR III presenta el mayor valor en dichas emisiones,

tanto en la base de 100 kg de combustible, como en la base de un millón de calorías. El combustible producido por el proceso CMSL presenta el menor valor.

- Poder calorífico de los combustibles producidos

Figura 3.16 Poder calorífico. kcal/Kg



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

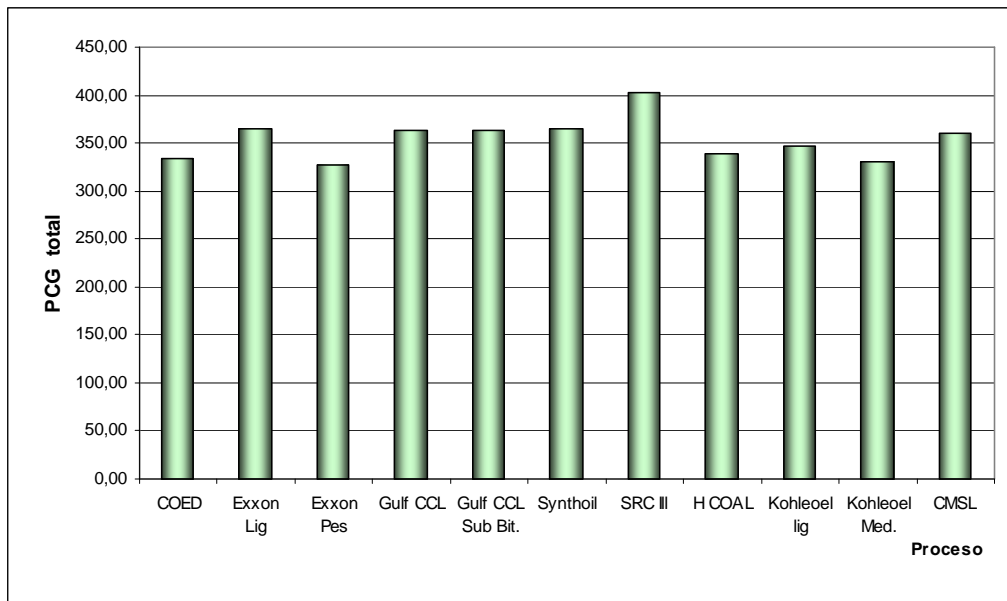
Como puede observarse en la figura 3.16, todos los procesos producen combustibles con poder calorífico entre los 8000 y 10000 kcal/kg.

- Aporte al efecto invernadero

Para establecer la contribución de cada uno de las diferentes tecnologías estudiadas al efecto invernadero, se toma el concepto de "potencial de calentamiento global (PCG)"¹⁶, donde se asigna el valor de 1 para el CO₂. Asumiendo una eficiencia similar de todos los combustibles en los motores, se calcula la contribución de cada uno por Mcal. La figura 3.17, presenta el resumen de estos resultados. Así, el mayor aportante es el proceso SRC III y el menor el EDS pesado.

¹⁶ ENVIROTHERM, Op. Cit.

Figura 3.17 Aporte a efecto Invernadero por Mcal

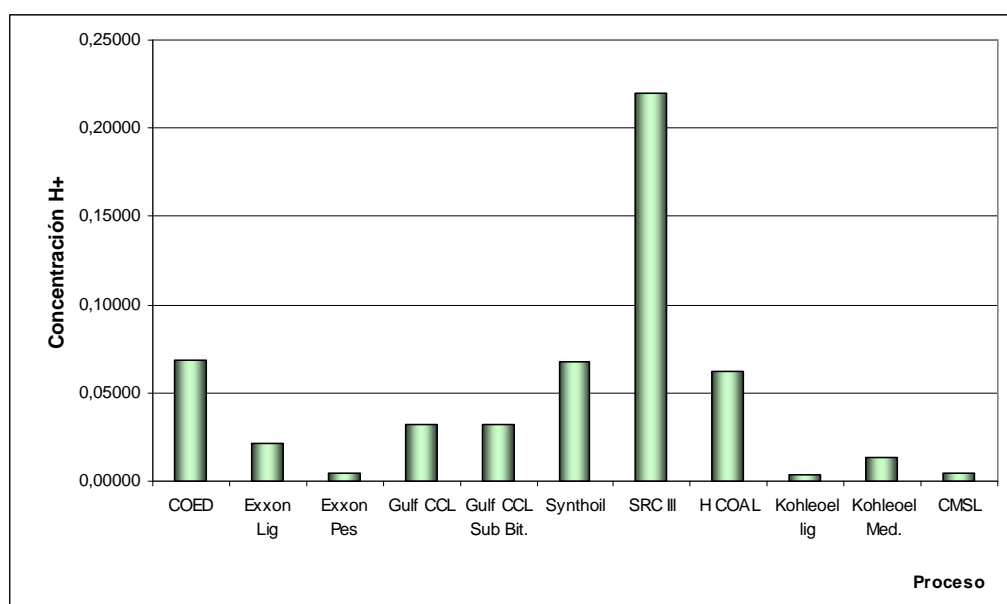


Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Contribución a la lluvia ácida.

El aporte de cada una de las tecnologías a la lluvia ácida se estima a partir de las emisiones de SO_2 y NO_2 . Se calcula la cantidad de hidrogeniones liberados por la reacción de estos iones con la humedad de la atmósfera, asumiendo que todo el azufre del combustible sale en forma de SO_2 pues aunque se forma algo de SO_3 , este es en pequeña cantidad; de forma similar, se toman las emisiones del nitrógeno presente en el combustible, es decir asumiendo que todo el nitrógeno reacciona a NO_2 , sin tomar en cuenta la formación de otros óxidos, o, la reacción del nitrógeno atmosférico, que depende exclusivamente de las condiciones de operación. El resultado se presenta en la figura 3.18. Aunque a partir de las emisiones de CO_2 se forma ácido carbónico, por ser este, un ácido débil, su contribución no se tiene en cuenta frente al sulfúrico y al nítrico.

Figura 3.18 Contribución a lluvia ácida (H⁺)



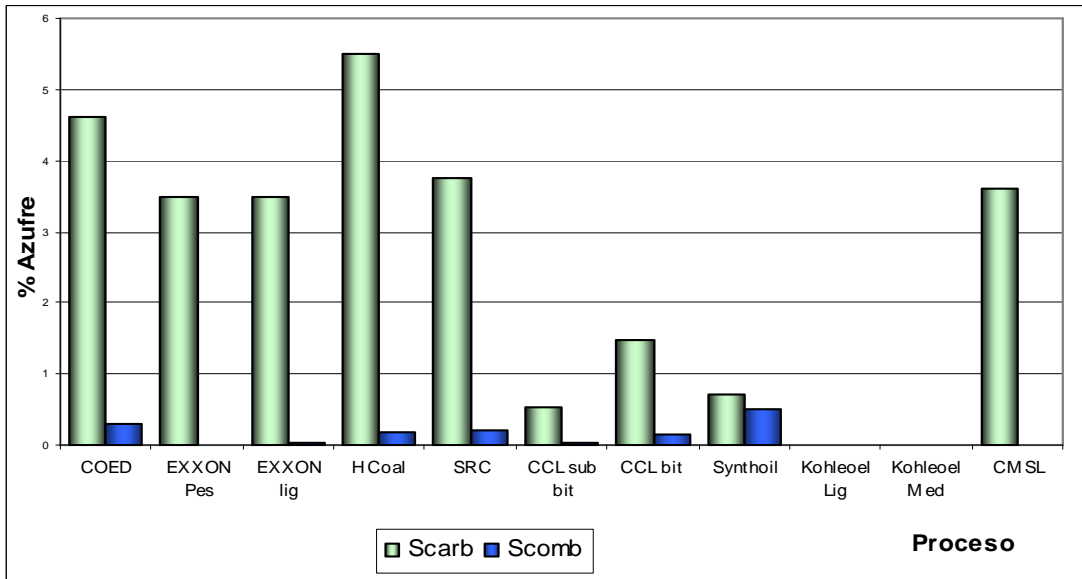
Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

De acuerdo a los resultados de la figura 3.18, se encuentra que el proceso cuyo combustible más aporta a la lluvia ácida es el SRC III, en tanto que el menos impactante es el Kohleoel ligero.

- Reducción de emisiones

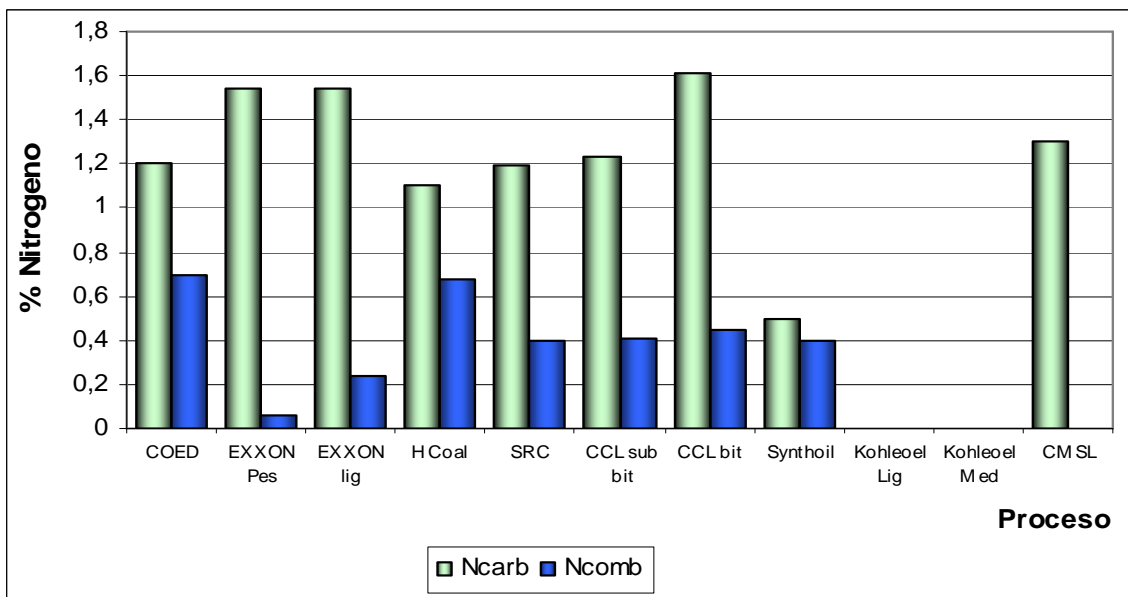
En este punto, se estima la reducción de emisiones del proceso, como la diferencia de emisiones de SO₂ y NO₂ por Mcal, entre quemar el carbón empleado como materia prima y el combustible producido. Así, la figura 3.19, presenta los contenidos de azufre en el carbón (S_{carb}) y en el combustible (S_{comb}); de igual manera, la figura 3.20 hace lo mismo, para el contenido de nitrógeno (N_{carb}) y (N_{comb}). En la figura 3.21, se muestra el porcentaje de la reducción, calculada como la diferencia de contenido entre el carbón y el combustible, sobre el contenido del carbón y multiplicado por 100

Figura 3.19 % Azufre en el carbón y el combustible



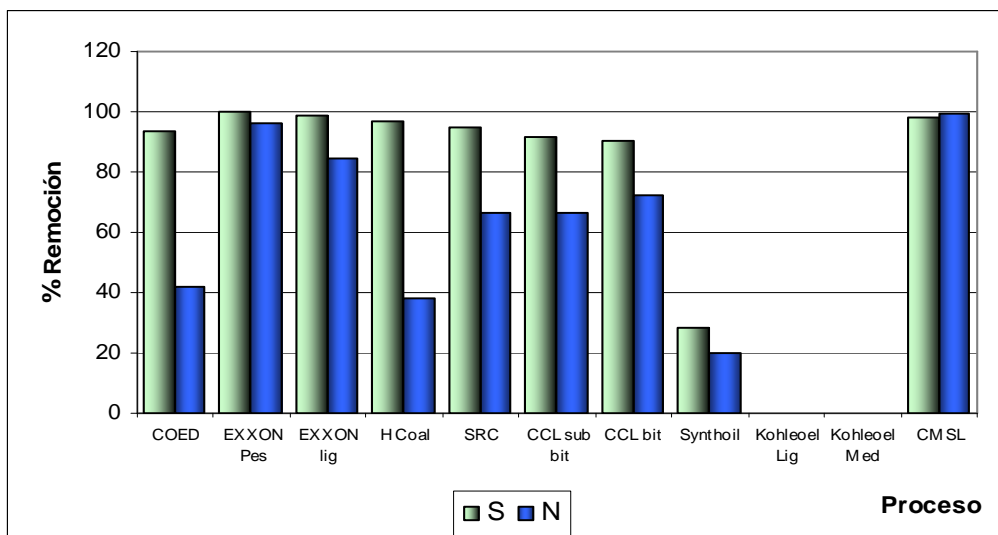
Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Figura 3.20 % Nitrógeno en el carbón y el combustible



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Figura 3.21 Porcentaje de remoción de azufre y nitrógeno



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

La figura 3.21, muestra que el proceso más eficiente en la remoción de azufre del carbón, es el EDS pesado y para la remoción de nitrógeno el CMSL.

- Cálculo de índices de impacto ambiental de los procesos DCL

Con el fin de establecer una base única de comparación de las tecnologías analizadas desde el punto de vista del impacto ambiental de su producción y del empleo de combustible obtenido, se optó por calcular índices para cada uno de los parámetros analizados, de tal manera que al final se puedan agrupar y tener así un índice general para cada tecnología.

Para el cálculo de los índices se siguió la misma metodología empleada para la evaluación tecnológica. Es decir se desarrollo la matriz de impactos para lo cual se asigna un valor de uno y de cero al mayor y menor valor del parámetro analizado (P_{ij}) (en el caso de impactos negativos esto se aplica al contrario es decir de uno al menor impacto y cero al mayor), finalmente para establecer el índice total (IT_i), el factor de importancia (I_i) asignado a cada parámetro fue el mismo, es decir uno (1), ya que se consideró que todos los parámetros analizados tienen una importancia equivalente en cuanto a la contribución al impacto ambiental de cada una de las tecnologías evaluadas.

El cálculo se desarrolla de la siguiente manera:

$$IT_i = \frac{\sum_j I_j * P_{ij}}{\sum I_j}$$

Donde:

IT_i = Índice total del proceso i

P_{ij} = Parámetro j del proceso i

I_j = Factor de importancia del parámetro P_j

Como en general $I_j = 1$

Por tanto:
$$\sum_j I_j * P_{ij} = \sum_j P_{ij}$$

$\sum I_j = N$ (numero de parámetros analizados)

Es decir
$$IT_i = \frac{\sum_j P_{ij}}{N}$$

La tabla 3.18 presenta los parámetros evaluados.

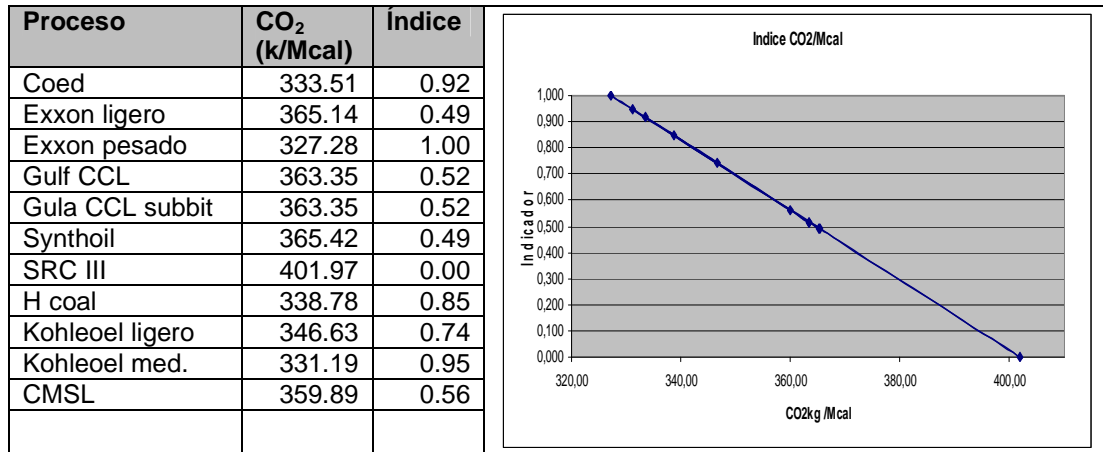
Tabla 3.18 Parámetros analizados para calcular los índices de evaluación del impacto ambiental

Fase evaluada	Parámetro	Importancia
Empleo del combustible	CO ₂	Indica el volumen y calidad de los gases emitidos por Mcal resultado de la combustión
	SO ₂	
	NO _x	
	Efecto Invernadero	Indica la contribución del combustible al efecto invernadero por Mcal a partir de las emisiones de CO ₂ cuyo potencial de contribución al calentamiento global PCG es igual a 1
	Lluvia ácida	Indica la contribución del empleo del combustible a la lluvia ácida por Mcal
Producción	% Reducción de S	Indica la remoción del elemento durante el proceso, como la diferencia del contenido en el carbón usado como materia prima y el contenido en el combustible obtenido por unidad de energía.
	% Reducción de N	
	Rendimiento del proceso	Indica la mayor o menor demanda de carbón como materia prima para elaborar una determinada cantidad de combustible, igualmente sugiere la cantidad de generación de residuos (sólidos y emisiones)

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Índice de CO₂

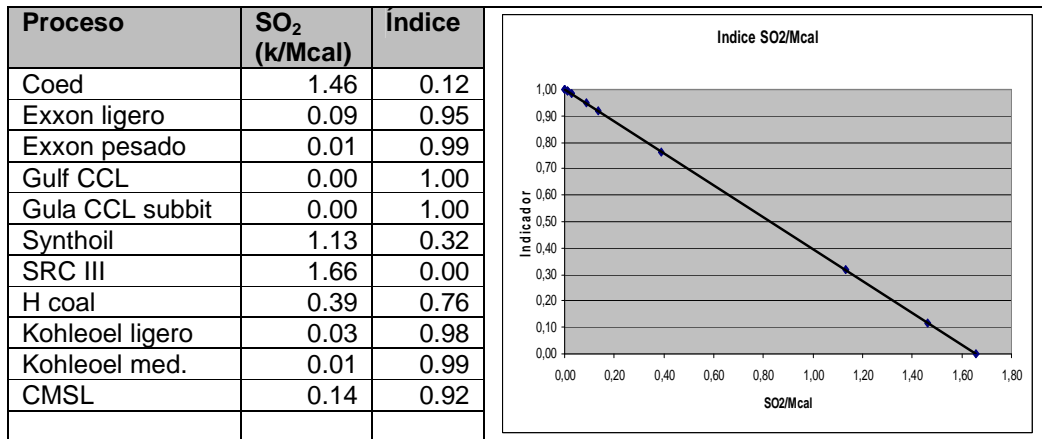
Figura 3.22 Índice de CO₂



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Índice de SO₂

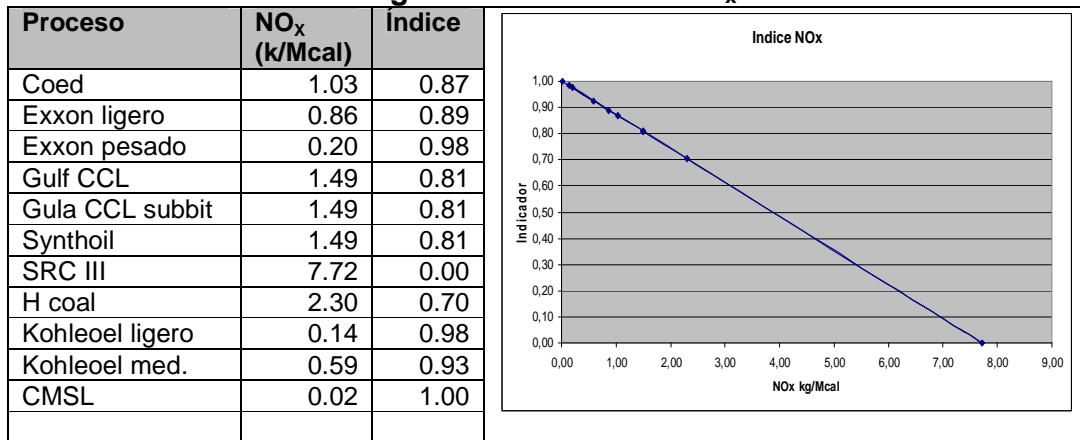
Figura 3.23 Índice de SO₂



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Índice de NOx

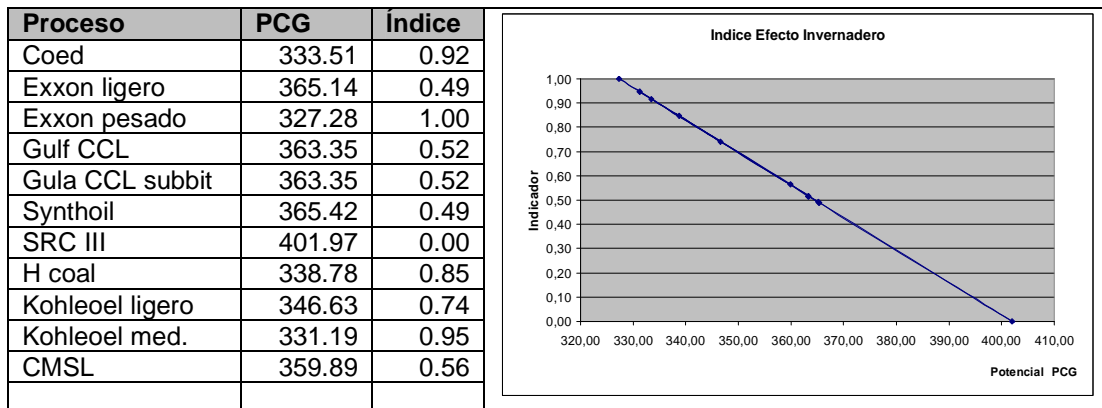
Figura 3.24 Índice de NO_x



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice de efecto invernadero
-

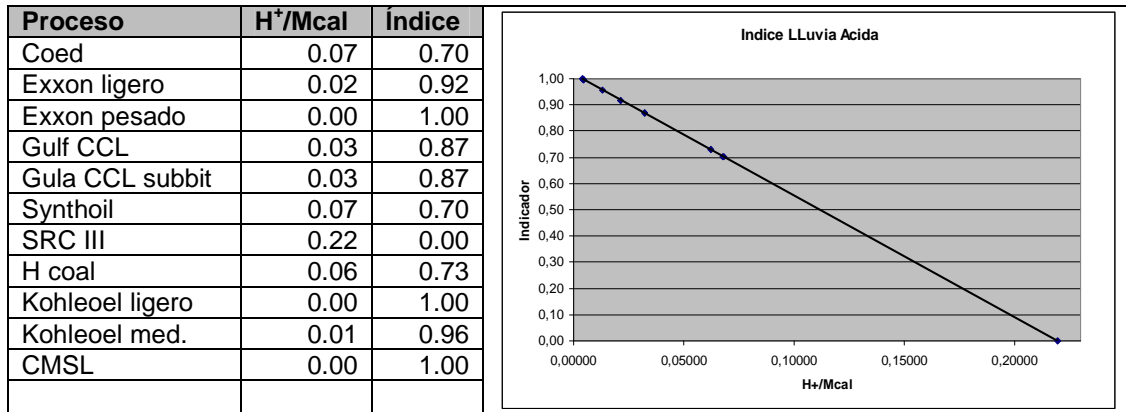
Figura 3.25 Índice de efecto invernadero



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice de lluvia ácida

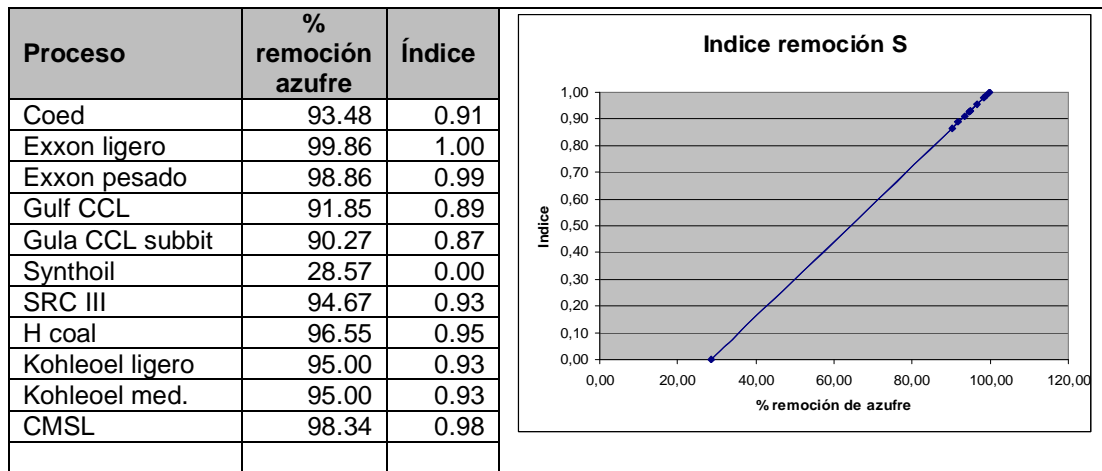
Figura 3.26 Índice de lluvia ácida



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice de remoción de azufre

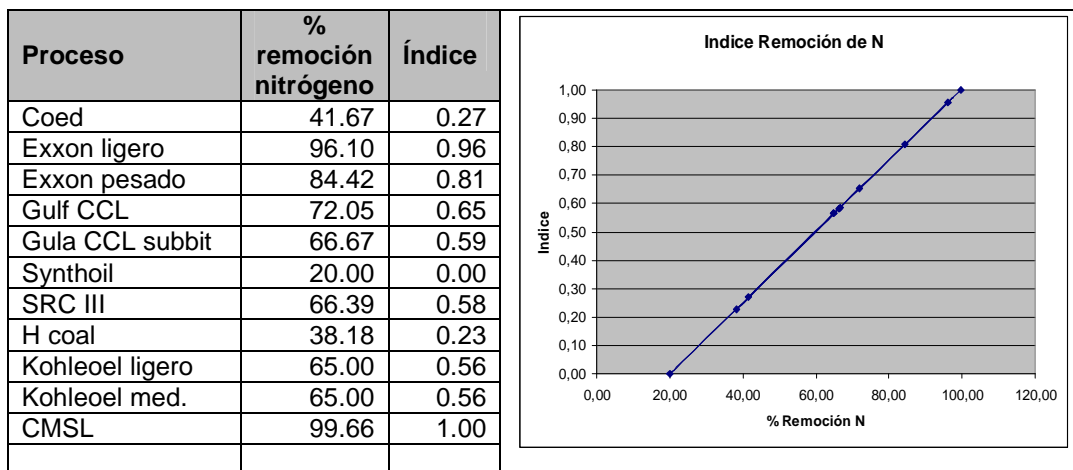
Figura 3.27 Índice de remoción de azufre



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice de remoción de nitrógeno

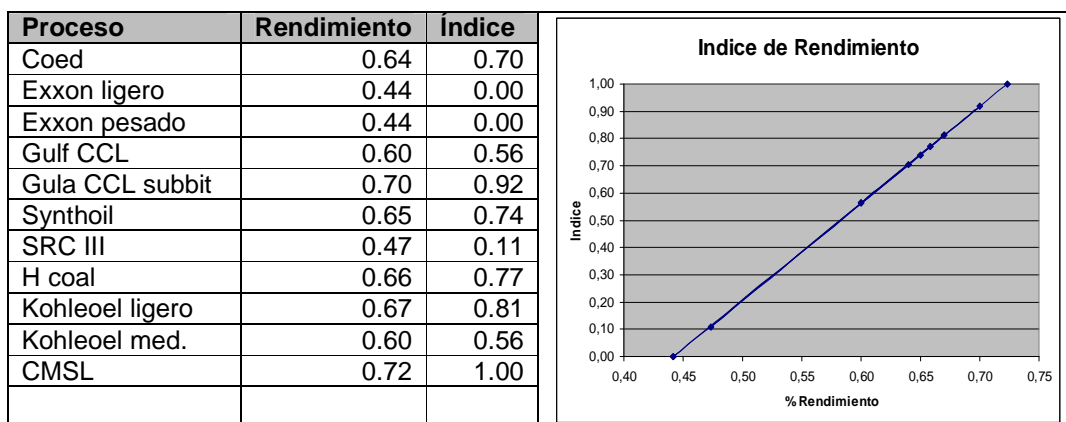
Figura 3.28 Índice de remoción de nitrógeno



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice de rendimiento

Figura 3.29 Índice de Rendimiento



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Los resultados del cálculo de los diferentes índices, se agrupan en la matriz de impacto que se presenta a continuación. En ella, como ya se explicó, los cinco primeros parámetros corresponden al impacto por el uso del combustible y los tres últimos al generado por la planta de producción.

Tabla 3.19 Matriz de impacto ambiental

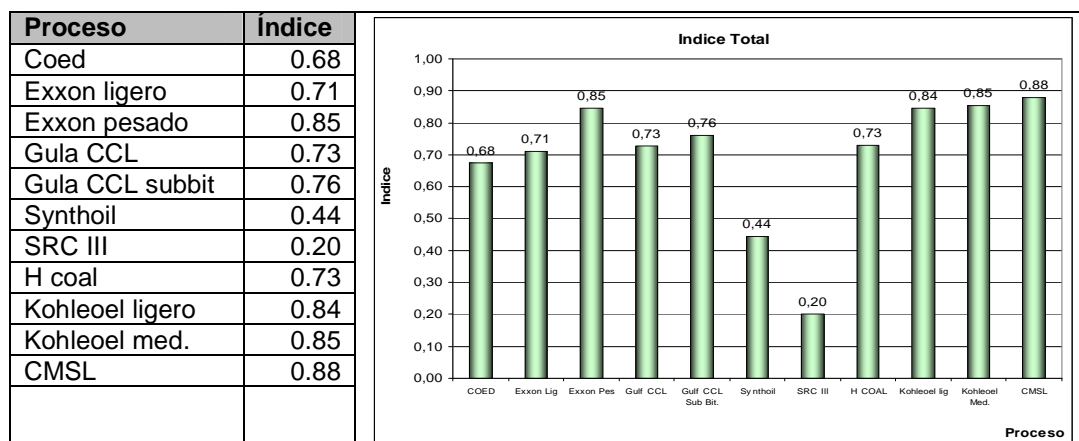
	Parámetro								Índice Total
	Impacto Uso del combustible					Impacto planta de producción			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	PC G	Lluvia ácida	% Remoción S	% Remoción N	% Rendimiento	
Contribución	1	1	1	1	1	1	1	1	
Tecnología									
COED	0,92	0,12	0,87	0,92	0,70	0,91	0,27	0,70	0,68
Exxon Lig	0,49	0,95	0,89	0,49	0,92	1,00	0,96	0,00	0,71
Exxon Pes	1,00	0,99	0,98	1,00	1,00	0,99	0,81	0,00	0,85
Gulf CCL	0,52	1,00	0,81	0,52	0,87	0,89	0,65	0,56	0,73
Gulf CCI Sub	0,52	1,00	0,81	0,52	0,87	0,87	0,59	0,92	0,76
Synthoil	0,49	0,32	0,81	0,49	0,70	0,00	0,00	0,74	0,44
SRC III	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,58	0,11	0,20
H COAL	0,85	0,76	0,70	0,85	0,73	0,95	0,23	0,77	0,73
Kohleoel lig	0,74	0,98	0,98	0,74	1,00	0,93	0,56	0,81	0,84
Kohleoel Med	0,95	0,99	0,93	0,95	0,96	0,93	0,56	0,56	0,85
CMSL	0,56	0,92	1,00	0,56	1,00	0,98	1,00	1,00	0,88

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

- Índice total

La figura 3.30 resume los resultados obtenidos para el índice total, de cada una de las tecnologías DCL evaluadas.

Figura 3.30 Índice total



Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

De acuerdo a este resultado, se concluye, que de las tecnologías de licuefacción directa (DCL) evaluadas, la de menor impacto ambiental es la catalítica en multietapas (CMSL), con un índice total de 0,88

3.2.3.2 Proceso de licuefacción indirecta (FT)

Para la evaluación de la tecnología ICL de acuerdo a lo expuesto en el desarrollo de la evaluación tecnológica se evalúa únicamente la de SASOL III, por ser la mejor desarrollada ya que las otras (Rentech, Syntroleum), son muy equivalentes y no hay plantas comerciales. Para el cálculo de los índices se empleó la misma metodología que para DCL y dentro del mismo marco de referencia para que sea válida la comparación. La tabla 3.20 da las características del carbón empleado en la producción y las del combustible comúnmente obtenido (diésel con razón H/C de 2) totalmente exento de azufre y nitrógeno.

Tabla 3.20 Propiedades del carbón empleado y el combustible obtenido en ICL

Carbón		Combustible	
Análisis último		Análisis último	
H	83	H	14,2
C	6	C	85,3
S	3	S	0,0
N	2	N	0,0
O	6	O	0,5
Análisis Próximo			
Humedad			
Carbono fijo			
Materia volátil			
Cenizas			
Poder calorífico	36,92		41,3 Mj/kg

Fuente: Adaptado de Régimen legal del medio ambiente. Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

- Cálculo de Índices de impacto ambiental de los procesos ICL

Tabla 3.21 Índices calculados

	Parámetro									Índice Total
	Impacto por uso del combustible					Impacto en planta de producción				
	CO ₂	SO ₂	NO _x	PCG	Lluvia ácida	% Remoción S	% Remoción N	% Rendimiento		
Contribución Tecnología	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	SASOL									
Valor	317	0,0	0,0	317	0	100	100	50		
Índice	0,5	1	1	0,5	1	1	1	0,69		0,84

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

De acuerdo a estos resultados y comparando con los obtenidos para DCL, se confirma el hecho de que al evaluar el ciclo completo para las dos tecnologías, la

aparente desventaja inicial de ICL frente a DCL en cuanto a rendimiento, se reduce a niveles tales, que resultan comparables, 0,84 frente a 0,88 para la mejor de DCL (CMSL)

CONCLUSIONES ASPECTO AMBIENTAL

- El proceso CMSL para la tecnología DCL es el que tiene el menor impacto ambiental al evaluar el ciclo completo del combustible. Este proceso obtuvo un Índice total de 0,88.
- Por parte de la tecnología ICL, el índice total de impacto ambiental fue de 0,84 para el proceso Sasol, el cual es el proceso representativo de esta tecnología. Esto comprueba el hecho de que a pesar del bajo rendimiento (50%), la calidad de los combustibles obtenidos compensa el impacto ambiental causado por este concepto.
- En general los combustibles CTL son bastante limpios, con bajos contenidos de azufre y nitrógeno llegando a cero en algunos casos, lo que los hace ambientalmente amigables, con un cumplimiento de la normatividad bastante amplio. Esto les da un margen de seguridad para su uso en el futuro cuando las normas se vuelvan más estrictas.

3.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA PLANTA COMERCIAL DE CONVERSIÓN DE CARBÓN A COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN COLOMBIA

OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar la evaluación económica de una planta comercial de conversión de carbón a combustibles líquidos en Colombia, para lo cual se tomaron dos de los sitios previamente seleccionados. Estos son: San Luis en Santander y La Apartada en Córdoba con ubicación en el mismo sitio.

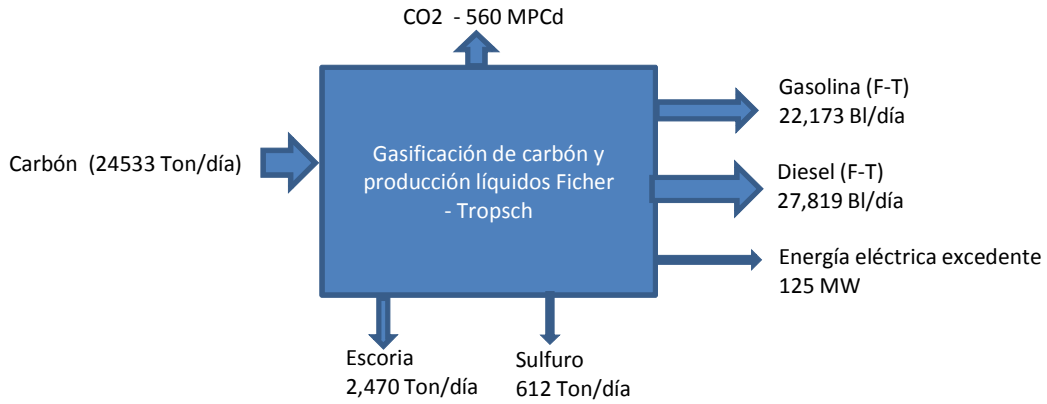
Para el análisis económico de los procesos de CTL se consideraron dos vías: la directa y la indirecta, sin incluir la posibilidad de generación eléctrica o la producción de metanol o MTDE. Es decir, el objetivo es la producción de derivados como diesel, gasolina y GLP o de un crudo sintético para ser procesado posteriormente por una refinería.

En la actualidad solamente existe en operación comercial el proceso indirecto, por la experiencia en Sudáfrica de la tecnología de FT. La tecnología de conversión directa se conoce en el papel de ahí que los cálculos son teóricos ya que no hay ninguna planta en operación comercial, salvo alguna planta piloto en Estados Unidos.

METODOLOGÍA

Para determinar la factibilidad económica de los procesos de CTL se consideraron los sistemas de análisis de beneficio costo como el valor presente neto –VPN-, la tasa interna de retorno, el período de retorno de la inversión –PayBack- y el costo del barril de promedio gasolina-diesel. Para los tres primeros se supuso un precio de venta del barril de los productos mientras que el último procedimiento determina el valor del barril resultante del proceso de CTL que se compara con el precio del barril de derivados a nivel internacional. Este último procedimiento es el que se presenta en la mayoría de los estudios sobre CTL, especialmente en los informes del DOE y de investigadores de Estados Unidos. En la Figura 3.31 se presenta un esquema simplificado de las entradas y salidas usadas para los propósitos del modelo financiero.

Figura 3.31 Entradas y salidas principales de planta CTL F-T. Capacidad nominal 50,000 Bl/d



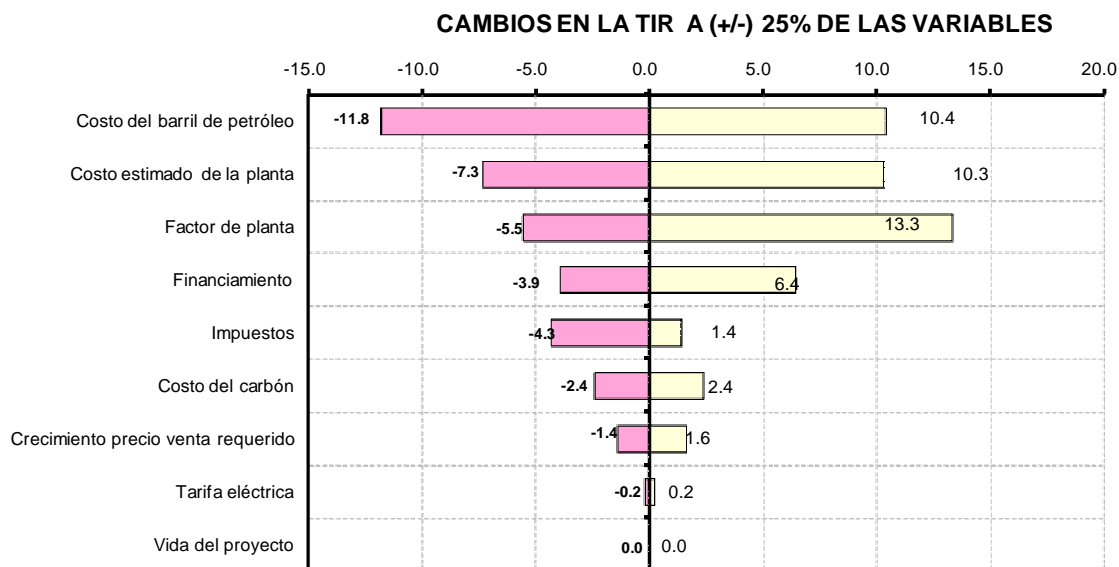
En el anexo No.6 se presentan las principales variables e indicadores de valor, definiciones y fórmulas de cálculo incluidas en el análisis económico, los cuales fueron desarrollados y procesados en el modelo construido en Excel para este propósito (ver Anexo No.7).

3.3.1 Supuestos y resultados del estudio económico

Para los supuestos de costos se parte del estudio del DOE con ajustes para los sitios escogidos en Colombia, en aspectos tales como distancias boca de mina – planta, planta – cliente, precios del carbón, precios de transporte de carbón y productos líquidos por poliductos, ajustes por menores costos de mano de obra nacional, precios de la gasolina y el diesel, entre otros.

En la Figura 3.31 se presenta un diagrama de tornado destacando el impacto de diferentes variables en la tasa interna de retorno producida por el modelo económico ante cambios de éstas en (+/-) 25%. Del diagrama se deduce que la mayor importancia o incertidumbre que genera en el proyecto es el costo del barril de petróleo con una variación en la TIR de 22.2%, le sigue el costo estimado de la planta con una variación de 17.6% de la TIR, el factor de planta con una variación en la TIR de 18.8% y, el financiamiento con 10.3%.

Figura 3.31 Cambios en la TIR ante variaciones en las principales variables.



Fuente: Cálculos elaborados por el Consultor UT. CTL

En las tablas siguientes se pueden apreciar los principales supuestos y resultados del análisis económico.

Se incluye en el análisis una planta ubicada en Illinois – USA, a manera de comprobación; una planta ubicada en San Luis – Santander construida en una etapa de 4 años y una construida en 4 etapas en un lapso de 8 años. Igualmente se desarrolló la evaluación para una planta construida en 4 etapas, 8 años, localizada en la Apartada – Córdoba.

En el anexo 2 se presentan los costos de inversión utilizados en el análisis los cuales fueron obtenidos con base en los estudios desarrollados por el DOE e investigaciones realizadas por el consultor. Estos costos incluyen los costos de los equipos, materiales, mano de obra directa, ingeniería y contingencia utilizada. La desagregación para el caso de realizar la planta por etapas fue realizada con base en la experiencia, conocimientos e investigaciones del consultor. En el caso de importación de los equipos se usa un arancel de 0% por cuanto se considera que cuando se inicie la construcción de la planta de CTL ya estará aprobado el TLC entre Colombia y Estados Unidos.

En el anexo 3 se presentan los costos de operación y administración utilizados en el análisis desagregados en fijos y variables. Para el caso del ejercicio de construir la planta en cuatro etapas, estos costos se asumen como el 25% para la

operación de la primera etapa, 50% en la segunda, 75% en la tercera y 100% cuando está totalmente construida la planta.

Algunos de los supuestos usados en los análisis para todas las alternativas son: Contingencia del proyecto 26% a manera de incertidumbre para toda la planta; Disponibilidad de la planta 85%; tasa de impuestos 35%; Vida útil de la planta 30 años; capital propio 45%; costo de escalación del 3% para todos los costos y gastos y; 2% de escalación para el carbón.

3.3.2 Supuestos y resultados con costo estimado de la planta (CEP)

En la Tabla 3.22 se presentan los principales supuestos y resultados del análisis económico para los dos sitios identificados para localizar la planta de CTL. Estos sitios son San Luis en Santander y La Apartada en Córdoba. En este análisis se utilizó un costo estimado de la planta de US\$2,807 millones. En el caso de La Apartada en Córdoba se contempla la construcción de un ducto para secuestrar el CO₂ y transportarlo hasta pozos del Magdalena Medio. Este tendría una longitud de 285 Km y un costo aproximado de US\$300 millones para transportar hasta 560 millones de pies cúbicos diarios.

Tabla 3.22 Supuestos y resultados para un Costo Estimado de la Planta (CEP) de US\$2.807 millones.

PRINCIPALES SUPUESTOS				
Localización	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Proceso	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL
Etapas de construcción	1	1	4	4
Costo esperado de la Planta	2,807	2,807	2,807	3,107
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	56.61	56.61	56.61
Precio promedio venta Gasolina-Diesel (US\$/BI)	79	70	70	70
Precio internacional - productos US\$/BI	80.5	72.5	72.5	72.5
Carbón (US\$/Tn)	33	29	29	26
Patrimonio	45%	45%	45%	45%
Tasa de interés	8%	8%	8%	8%
Impuesto de renta	40%	35%	35%	35%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%
Inflación EEUU	3%	3%	3%	3%
Período construcc. (Curva S) (años)	4	4	5	5
RESULTADOS				
Indicador	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Valor presente neto -VPN- (US\$Mill)	1,331	1,590	1,067	573
Costo del barril producido (US\$/BI)	50.3	38.7	30.2	34.2
Tasa interna de retorno -TIR-	21.5%	22.9%	22.2%	16.5%
Período de retorno (años)	4.99	4.45	5.67	7.19
Costo BI producido / Precio Int. productos	0.63	0.53	0.42	0.47

Fuente: Cálculos elaborados por Consultor UT. CTL

A partir del indicador de valor VPN se deduce que la mejor alternativa es la planta ubicada en San Luis – Santander, construida en 1 etapa de 4 años, US\$1,590

millones frente a US\$1,067 millones de la misma planta construida en cuatro etapas en período de 4 años.

A partir del indicador de valor TIR la mejor también es San Luis – Santander en 1 etapa de 4 años con 22.9%, muy similar a la TIR (22.2%) en 4 etapas.

La Apartada – Córdoba presenta un VPN de US\$573 millones y una TIR de 16.5% que también son interesantes.

El precio de venta de la gasolina usado a precios de julio de 2007 fue de US\$67.9 por barril y US\$72.5 por barril de Diesel.

Para establecer el precio internacional se le adiciona a estos precios 2 dólares para contemplar el transporte desde el Golfo de México hasta puerto en Cartagena.

La relación costo del barril producido (promedio para la gasolina y el diesel) sobre el precio internacional de estos productos, para San Luis – Santander es de 0.53 correspondiente a un buen estándar. Igualmente, el costo del barril producido es inferior a US\$40, cifras más bajas que las del proyecto de Illinois y de muchos que se piensan construir en Estados Unidos por el costo del carbón y los menores gastos de O&M. Para Colombia se utiliza un 40% de los O&M utilizados en Illinois. Para San Luis – Santander en una etapa el costo del barril es de 38.7 US\$/BI y de 30.2 US\$/BI para 4 etapas, cifras comparativamente bajas.

La inversión se recuperaría en un Payback cercano a los 5 años.

3.3.3 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- más una contingencia del 26%

En la tabla 3.23 se presentan los principales supuestos y resultados del análisis económico para los dos sitios identificados para localizar la planta de CTL. Estos sitios son San Luis – Santander y La Apartada – Córdoba. En este análisis se utilizó un costo estimado de la Planta de US\$2,807 millones más una contingencia del 26% para un total de US\$3,650 millones. Lo anterior de acuerdo con la desagregación presentada en el anexo 2.

En el caso de La Apartada – Córdoba se contempla la construcción de un ducto para secuestrar el CO₂ y transportarlo hasta pozos del Magdalena Medio, con las características descritas en el numeral anterior.

Tabla 3.23 Supuestos con costo estimado de la planta (CEP) y contingencia del 26%

PRINCIPALES SUPUESTOS				
Localización	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Proceso	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL
Etapas de construcción	1	1	4	4
Costo esperado de la Planta	3,650	3,650	3,650	3,950
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	56.61	56.61	56.61
Precio promedio venta Gasolina-Diesel (US\$/BI)	79	70	70	70
Precio internacional - productos US\$/BI	80.5	72.5	72.5	72.5
Carbón (US\$/Tn)	33	29	29	26
Patrimonio	45%	45%	45%	45%
Tasa de interés	8%	8%	8%	8%
Impuesto de renta	40%	35%	35%	35%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%
Inflación EEUU	3%	3%	3%	3%
Período construcc. (Curva S) (años)	4	4	5	5
RESULTADOS				
Indicador	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Valor presente neto -VPN- (US\$Mill)	718	953	392	-83
Costo del barril producido (US\$/BI)	54.0	42.4	33.1	37.7
Tasa interna de retorno -TIR-	16.1%	17.3%	14.9%	11.5%
Período de retorno (años)	6.87	6.12	8.35	10.25
Costo BI producido / Precio Int. product	0.67	0.58	0.46	0.52

Nota: La alternativa de La Apartada incluye ducto para secuestro de CO₂. A partir del indicador de valor VPN se deduce que la mejor alternativa sigue siendo San Luis - Santander construida en 1 etapa de 4 años, US\$953 millones frente a US\$392 millones de la misma planta construida en cuatro etapas en 8 años. A partir del indicador de valor TIR también se cumple que la mejor alternativa es San Luis – Santander construida en 1 etapa, esto es 17.3% contra 14.9%. La recuperación de la inversión se lograría en 6 años. El costo del barril producido de 42.4US\$ por barril también se encuentra en valores aceptables.

3.3.4 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- más una contingencia del 26% y descuento de un costo de la tecnología de US\$280 millones.

Esta alternativa es similar a la anteriormente descrita incluyendo un costo por uso de la tecnología de US\$280 millones, que se paga 30% en el segundo año de construcción y 70% en el tercer año. Este costo es repartido proporcionalmente en la primera y segunda etapas para el caso de construcción por etapas. Estos resultados y sus supuestos se pueden ver en la tabla 3.24.

Tabla 3.24 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- más contingencia más costos de la tecnología.

PRINCIPALES SUPUESTOS				
Localización	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Proceso	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL
Etapas de construcción	1	1	4	4
Costo esperado de la Planta	3,650	3,650	3,650	3,950
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	56.61	56.61	56.61
Precio promedio venta Gasolina-Diesel (US\$/BI)	79	70	70	70
Precio internacional - productos US\$/BI	80.5	72.5	72.5	72.5
Carbón (US\$/Tn)	33	29	29	26
Patrimonio	45%	45%	45%	45%
Tasa de interés	8%	8%	8%	8%
Impuesto de renta	40%	35%	35%	35%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%
Inflación EEUU	3%	3%	3%	3%
Período construcc. (Curva S) (años)	4	4	5	5
RESULTADOS				
Indicador	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Valor presente neto -VPN- (US\$Mill)	285	520	-21	-496
Costo del barril producido (US\$/BI)	57.1	45.5	36.0	40.7
Tasa interna de retorno -TIR-	13.4%	14.4%	11.9%	9.5%
Período de retorno (años)	6.87	6.12	8.41	10.53
Costo BI producido / Precio Int. product	0.71	0.63	0.50	0.56

A partir del indicador de valor VPN se deduce que la mejor alternativa sigue siendo San Luis - Santander construida en 1 etapa de 4 años, US\$520 millones frente a un valor negativo de la misma planta construida en cuatro etapas en 8 años. A partir del indicador de valor TIR también se cumple que la mejor alternativa es San Luis – Santander construida en 1 etapa, con 14.4%. La recuperación de la inversión se lograría en 6 años. El costo del barril producido de 45.5 US\$ se encuentra en valores aceptables.

3.3.5 Supuestos con CEP con descuento del 10% más contingencia del 26% y costo de la tecnología de US\$280 millones

Esta alternativa es similar a la anterior en cuanto incluye el costo estimado de la planta –CEP- descontado en un 10% , una contingencia del 26% y un costo de la tecnología de US\$280 millones.

Este descuento se contempla en razón a que en Colombia se puede disponer tanto de equipos como de materiales e ingeniería necesaria para la construcción de este proyecto. Estos resultados y sus supuestos se pueden ver en la tabla 3.25.

Tabla 3.25 Supuestos con costo estimado de la planta –CEP- con descuento del 10% más contingencia más costos de la tecnología.

PRINCIPALES SUPUESTOS				
Localización	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Proceso	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL
Etapas de construcción	1	1	4	4
Costo esperado de la Planta	3,650	3,650	3,650	3,950
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	56.61	56.61	56.61
Precio promedio venta Gasolina-Diesel (US\$/BI)	79	70	70	70
Precio internacional - productos US\$/BI	80.5	72.5	72.5	72.5
Carbón (US\$/Tn)	33	29	29	26
Patrimonio	45%	45%	45%	45%
Tasa de interés	8%	8%	8%	8%
Impuesto de renta	40%	35%	35%	35%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%
Inflación EEUU	3%	3%	3%	3%
Período construcc. (Curva S) (años)	4	4	5	5
RESULTADOS				
Indicador	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Valor presente neto -VPN- (US\$Mill)	468	703	146	-301
Costo del barril producido (US\$/BI)	55.8	44.1	34.8	39.3
Tasa interna de retorno -TIR-	14.4%	15.5%	12.9%	10.4%
Período de retorno (años)	6.87	6.12	8.34	10.37
Costo BI producido / Precio Int. product	0.69	0.61	0.48	0.54

A partir del indicador de valor VPN se deduce que la mejor alternativa sigue siendo San Luis - Santander construida en 1 etapa de 4 años, US\$703 millones frente a US\$146 millones de la misma planta construida en cuatro etapas en 8 años. A partir del indicador de valor TIR también se cumple que la mejor alternativa es San Luis – Santander construida en 1 etapa, con 15.5%.

El costo del barril producido de 44.1 US\$ también se encuentra en valores aceptables.

La recuperación de la inversión se lograría en 6 años.

3.3.6 Supuestos con CEP con descuento del 10% más contingencia del 26%, costo de la tecnología de US\$280 millones y Premium del 10%

Esta alternativa es igual que la anterior con un Premium del 10%, que está por investigar, motivado en calidad actual de los productos en Colombia.

Estos resultados y sus supuestos se pueden ver en la tabla 3.26.

Tabla 3.26 Supuestos CEP con descuento 10% más contingencia y costos de la tecnología. Incluye Premium en la gasolina y diesel del 10%

PRINCIPALES SUPUESTOS				
Localización	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Proceso	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL	I (F-T) CTL
Etapas de construcción	1	1	4	4
Costo esperado de la Planta	3,650	3,650	3,650	3,950
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	56.61	56.61	56.61
Precio promedio venta Gasolina-Diesel (US\$/BI)	87	77	77	77
Precio internacional - productos US\$/BI	79.1	71.1	71.1	71.1
Carbón (US\$/Tn)	33	29	29	26
Patrimonio	45%	45%	45%	45%
Tasa de interés	8%	8%	8%	8%
Impuesto de renta	40%	35%	35%	35%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%
Inflación EEUU	3%	3%	3%	3%
Período construcc. (Curva S) (años)	4	4	5	5
RESULTADOS				
Indicador	Illinois - USA	San Luis - Santander	San Luis - Santander	La Apartada - Córdoba
Valor presente neto -VPN- (US\$Mill)	1,008	1,227	625	178
Costo del barril producido (US\$/BI)	55.8	44.1	34.8	39.3
Tasa interna de retorno -TIR-	17.0%	18.0%	15.9%	13.0%
Período de retorno (años)	5.70	5.20	6.79	8.20
Costo BI producido / Precio Int. product	0.71	0.62	0.49	0.55

Del indicador de valor VPN se deduce que la mejor alternativa sigue siendo San Luis - Santander construida en 1 etapa de 4 años, US\$1,227 millones frente a US\$625 millones de la misma planta construida en cuatro etapas en 8 años. A partir del indicador de valor TIR también se cumple que la mejor alternativa es San Luis – Santander construida en 1 etapa, con 18% frente a 15.9% en 4 etapas. La recuperación de la inversión se lograría en 5.2 años. El costo del barril producido de 44.1 US\$ también se encuentra en valores aceptables. Esta situación indica que San Luis – Santander en 4 etapas (VPN de US\$625 y TIR DE 15.9%) y La Apartada – Córdoba (VPN de US\$178 y TIR DE 13%) también presentan cifras para analizar.

3.3.7 Sensibilidad del VPN y la TIR a cambios en los precios del petróleo

En la tabla 3.27 se presentan los valores obtenidos de los indicadores de valor VPN y TIR variando el precio del petróleo, para las alternativas San Luis – Santander en 1 y 4 etapas y, La Apartada – Córdoba en 4 etapas. El objetivo de esta tabla es identificar, para cada una de las alternativas mencionadas, a partir de que valores del precio del petróleo el VPN es mayor que cero o viable y, a partir de cual precio del petróleo la TIR es superior al 15%.

Tabla 3.27 Sensibilidad del VPN y la TIR a cambios en los precios del petróleo.

San Luis - Santander 1 etapa						
Precio del Barril de petróleo (US\$)	38	40	42	45	47.5	51.5
Valor Presente Neto -VPN-	-132.3	52.9	238.0	515.7	747.1	1117.3
Tasa Interna de Retorno -TIR-	11%	12%	14%	16%	17%	20%
San Luis - Santander 4 etapas						
Precio del Barril de petróleo (US\$)	38	40	45	49	51	55
Valor Presente Neto -VPN-	-508.0	-338.8	84.3	422.7	592.0	972.7
Tasa Interna de Retorno -TIR-	0%	9%	13%	16%	18%	21%
San Luis - Santander 4 etapas						
Precio del Barril de petróleo (US\$)	38	49	51	55.5	61.5	69.5
Valor Presente Neto -VPN-	-1049.1	-71.4	140.1	478.6	986.3	1663.2
Tasa Interna de Retorno -TIR-	0%	11%	13%	16%	20%	25%

Fuente: Resultados del modelo económico realizado por el Consultor UT.CTL

De la anterior tabla se deduce que para San Luis – Santander en 1 etapa el VPN es positivo a partir de los US\$40 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$45 por barril.

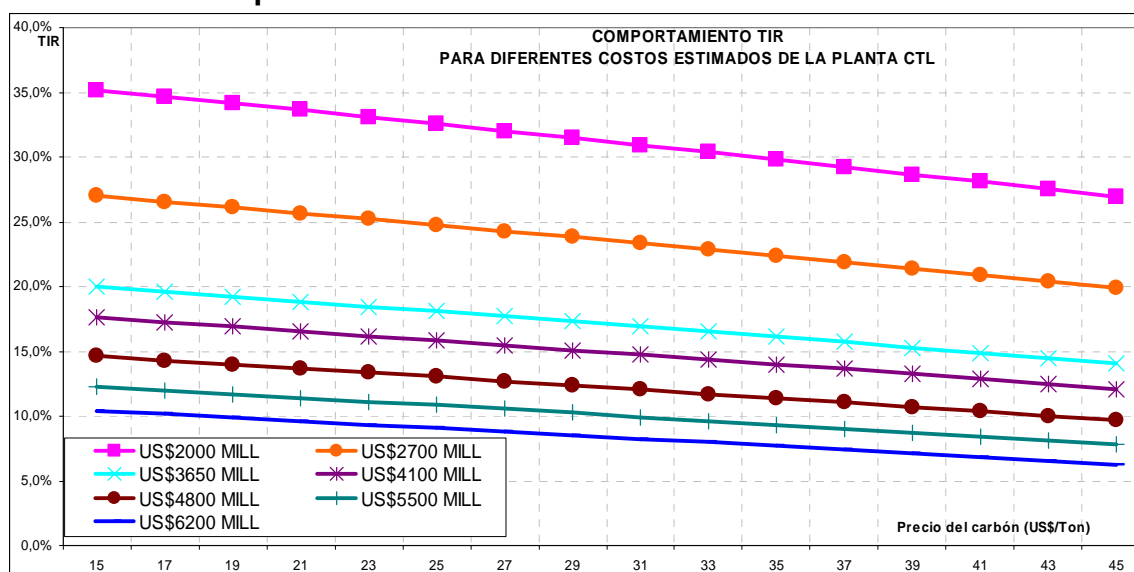
Para San Luis – Santander en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$45 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$49 por barril.

Para La Apartada – Córdoba en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$51 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$56 por barril.

3.4 ANÁLISIS ISOMÉTRICOS

En el Anexo No.4 se presentan las tablas y gráficas desarrolladas para los análisis isométricos. Esto es, con el costo del carbón en las abscisas y la TIR en las ordenadas se obtuvieron curvas para diferentes precios de venta al productor de la gasolina, el diesel y factores de planta, cuyos isométricos se obtuvieron para el proyecto San Luis – Santander en cuatro etapas. Igualmente se calcularon las curvas para diferentes costos estimados de la planta construida en una etapa. Se destaca los amplios rangos con TIR superiores a 15% en los rangos esperados para todas las curvas construidas, o sea para costos estimados menores a US\$4,100 millones. En la figura 3.31 se aprecia el impacto de los costos de la planta en la tasa interna de retorno.

Figura 3.31 Impacto en la TIR a cambios en los precios del carbón y costos de la planta.



Fuente: Cálculos elaborados por Consultor UT. CTL a partir de la información disponible descrita en este documento.

CONCLUSIONES EVALUACIÓN ECONÓMICA

En todos los casos analizados la mejor alternativa corresponde a la ubicación San Luis en Santander en 1 etapa, siguiéndole esta misma construida en 4 etapas. La Tasa interna de retorno presenta mayores variaciones a sensibilidades al costo del petróleo, costo de la planta, el factor de utilización, el financiamiento y los impuestos.

El costo de la tecnología (US\$268 millones) afecta significativamente los indicadores de valor del proyecto, dejando inviables las alternativas de construcción en 4 etapas. No así para San Luis – Santander en una sola etapa que presenta valores interesantes.

Para San Luis – Santander en 1 etapa el VPN es positivo a partir de los US\$40 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$45 por barril. Para San Luis – Santander en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$45 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$49 por barril.

Para La Apartada – Córdoba en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$51 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$56 por barril.

Si se considera un plan en que se haga el mayor uso de materiales y de ingeniería en Colombia se podría lograr una reducción de los costos de inversión del 10% que aún con el pago del costo de la tecnología los proyectos mejoran significativamente.

TABLA DE CONTENIDO CAPÍTULO 4

4. SELECCION DEL PROCESO TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	229
4.1. SELECCIÓN DEL PROCESO TECNOLÓGICO PARA COLOMBIA..	229
4.1.1 Producción de hidrógeno.....	232
4.1.2 Selección del proceso para Colombia	235
4.1.3 Descripción de la planta	239
4.2 SELECCIÓN DE TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	245
4.2.1 Calificación de las Alternativas de Localización	245
4.2.2 Evaluación Comparativa.....	247
4.3 EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES DERIVADOS DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA	249
4.3.1 Identificación de los principales impactos ambientales de la planta.....	249
4.3.2 Cálculo de índices de impacto ambiental de la planta	250
4.3.3 Normatividad ambiental colombiana aplicable.	254
4.3.4 Oportunidades de mitigación del impacto ambiental de la planta CTL.....	255
4.4 RECOMENDACIONES DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL ASOCIADO	264

4

SELECCION DEL PROCESO TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

4.1. SELECCIÓN DEL PROCESO TECNOLÓGICO PARA COLOMBIA

Las tecnologías DCL (licuefacción directa) y la ICL (Indirecta) no son excluyentes sino complementarias en cuanto a calidad de carbón utilizado y combustibles líquidos producidos. En esta sección se hace una discusión sobre la mejor alternativa tecnológica resultante de la evaluación realizada en este proyecto, considerando, el tipo de carbón, reservas y minería, necesidades y calidad de combustible utilizado en el país.

La tabla 4.1 presenta un resumen comparativo de las características y propiedades de las tecnologías teniendo en cuenta diferentes aspectos importantes para la selección del proceso, la tabla 4.2 recuerda las características de los productos obtenidos tanto por DCL, como por ICL.

Tabla 4.1. Algunas características de las tecnologías de licuefacción directa e indirecta

ASPECTO	DCL	ICL
Calidad de carbón	Se utilizan carbones de bajo rango, bituminosos altos volátiles y subbituminosos, preferiblemente con bajo contenido de cenizas, alta reactividad y humedad máxima 15%. Porcentaje óptimo de clhc 77% – 80 %.	Cualquier material carbonáceo. Se prefieren carbones pobres o de bajo precio, por su alto contenido de humedad (mayor de 20%) y/o cenizas (mayor de 15%).
Reservas de carbón necesarias	Reservas para mínimo 40 años. 200 millones de toneladas, con un rendimiento de 4bbl/t	Reservas para mínimo 40 años. 400 millones de toneladas, con un rendimiento de 2bbl/t
Minería	La contaminación con la materia mineral afecta negativamente. La minería subterránea, debe ser industrializada para obtener de 4-5 millones de toneladas anuales en un radio de influencia de la planta máximo de 30 kilómetros.	No tiene interés pues la contaminación por cenizas aunque afecta el rendimiento en base rom, la calidad del gas de síntesis es siempre la misma, por lo cual no se afecta la reacción ft.
Experiencia comercial	Durante la segunda guerra. Shenhua en china: aspira a ser la primera planta comercial, y espera iniciar ensayos de arranque con el primer tren de reactores al final del presente año. Al final de la construcción, la planta tendrá tres configuraciones similares y una producción de 50000 bpd	Tecnología madura. Hay varias procesos y plantas de gasificación para obtener gas de síntesis (60% de los costos de la planta) ¹ utilizado en: plantas de potencia en ciclo combinado, producción de amoníaco, hidrógeno para refinería, químicos y combustibles de transporte. Planta comercial sasol 145000 bpd.

¹ HOOGENDORN, J, The SASOL Story. 23th Annual Meeting, Dallas Texas, Manager Process Division, South African Coal, 1974.

ASPECTO	DCL	ICL
Tamaño de planta	El tamaño de la planta es importante para la economía del proceso, tamaño mínimo de diseño 50000 BPD ² .	Menos dependiente del tamaño de planta, se diseñan plantas desde 2000BPD integradas con producción de químicos y/o generación eléctrica hasta 150000BPD ² .
Inversión	Alta, Shenhua primera planta comercial que se construye tiene un costo de 3.500-4.500 millones de dólares ³ .	Permite plantas pequeñas y/o modulares. Inversión de US\$ 70000-90000 por barril producido, menos dependiente del tamaño.
Calidad del producto.	Mayor grado de aromáticos (potencialmente cancerogénicos) y contenido de heteroátomos. Mayor número de octano.	Alto contenido de parafinas y olefinas, combustible ultra bajo en heteroátomos (S, N). Mayor número de cetano.
Cantidad de Carbón utilizado.	23000 t/d como llega de la mina (subbituminoso planta de 50000 BPD) ³ .	32000 t/d como llega de la mina (subbituminoso planta de 50000 BPD)
Precio del Crudo Equivalente \$US/bbl ⁴ .	41	40
Eficiencia térmica	Alta. Emisiones de CO ₂ bajas.	Baja. Altas emisiones de CO ₂ . Mayor contenido de hidrógeno, lleva más energía. Excelente en mezclas.

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Tabla 4.2 Comparación de la calidad de los productos DCL e ICL.

Producto destilado	DCL	ICL
Productos en la mezcla	diésel 65%, Nafta 35%	diésel 80%, nafta 20%
Índice de cetano en el diésel	42-47	70-75
Azufre en diésel	<5 ppm	<1 ppm
Aromáticos en diésel	4.8%	<4%
Densidad en diésel	0.865	0.780
Octano en nafta (RON)	>100	45-75
Azufre en nafta	<0.5ppm	nulo
Aromáticos en nafta	5%	2%
Densidad nafta	0.764	0.673

Fuente: WARD J.N. United States Senate, Staff Briefing. Energy Security from coal, Market development update, for coal to liquid fuel projects. Available from World Wide Web http://www.futurecoalfuels.org/documents/101706_ward.pdf Octubre 17 del 2006. LEPINSKI, J. A. Headwaters Incorporated. Overview of Coal Liquefaction. U.S.-India Coal Working Group Meeting. Available from World http://www.fossil.energy.gov/international/Publications/cwg_nov05_ctl_lepinski.pdf Washington, D.C. November 18, 2005

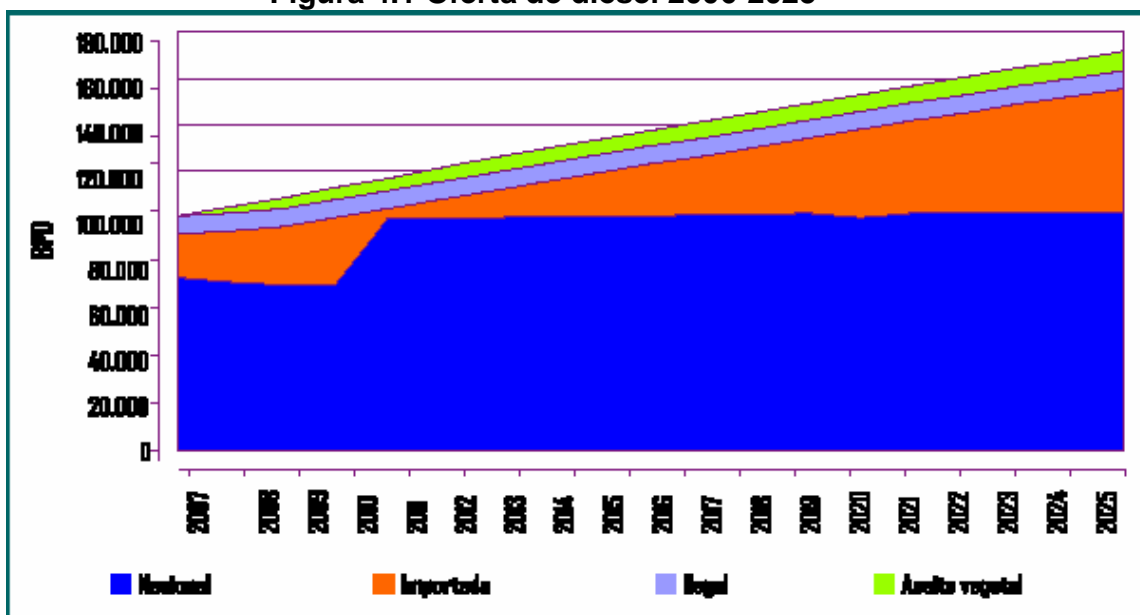
² COAL: AMERICA'S ENERGY FUTURE. Volume II: A Technical Overview. The National Coal Council. March 2006. Available from World Wide Web <http://www.easterncoalcouncil.com/2006%20Volume%20II%20March%2020%2020061%20REVISED.pdf>

³ MILLER, L. Coal Conversion- Pathway to Alternate Fuels, U.S. department of energy, Available from World <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/conf/pdf/miller.pdf> March 19, de 2007

⁴ LEPINSKI, J. A. Headwaters Incorporated. Overview of Coal Liquefaction. U.S.-India Coal Working Group Meeting. Available from World http://www.fossil.energy.gov/international/Publications/cwg_nov05_ctl_lepinski.pdf Washington, D.C. November 18, 2005

Teniendo en cuenta la información anterior, se puede evaluar y recomendar la tecnología considerando las condiciones particulares de Colombia. Como se comenta en las proyecciones de oferta y demanda de petróleo sección 2.3 tabla 2.4 el análisis económico, las importaciones de gasolina motor en el 2006 eran de 3825 BPD y para el 2025 se proyectan 2744 BPD, es decir, que se prevé una disminución en la demanda. Para el caso del diésel se tiene un comportamiento opuesto, pues las importaciones crecen de 13230 BPD en el 2006 a 18774 BPD en el 2015 hasta 53397 BPD en el 2025 (ver figura 4.1). De acuerdo a la figura 4.1 tomada del Plan Energético Nacional⁵ se tiene una necesidad estimada de 40000 BPD de diésel para el año 2020. Por lo cual la construcción de una planta de combustibles líquidos a partir de carbón, con una producción de 50000 BPD (20 % de gasolina y 80 % de diesel) es un tamaño apropiado para suplir las necesidades para esa fecha, tiempo en el cual se espera esté en operación la planta y por tanto éste será el tamaño que se toma como base para los cálculos y discusión comparativa.

Figura 4.1 Oferta de diésel 2006-2025



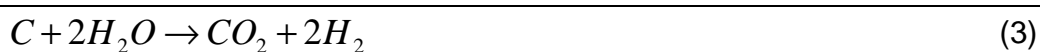
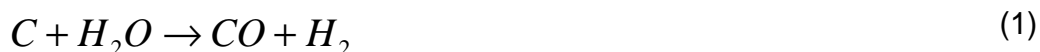
Fuente: HERRERA, PEDRAZA I., Toro F., Romero L. C.; UPME, Plan Energético Nacional, Contexto y Estrategias, 2006-2025, Abril 2007.

⁵ HERRERA, B. PEDRAZA I., TORO F., ROMERO L. C.; UPME, Plan Energético Nacional, Contexto y Estrategias, 2006-2025, Abril 2007.

4.1.1 Producción de hidrógeno

Como ya se ha comentado, la unidad de producción de hidrógeno, es una de las más importantes en las plantas de licuefacción de carbón, se estima que un 30 % de los costos está relacionado con su producción y manejo⁶.

Existen varias vías para la producción de hidrógeno en condiciones industriales; la tradicional, vía oxidación parcial de cualquier material carbonáceo a gas de síntesis, tal como la gasificación del carbón discutida previamente, y la conversión de CO del gas de síntesis a hidrógeno, usando la reacción de desplazamiento con vapor de agua, (ver reacciones 1 a 3). La segunda es la vía no oxidativa, pirolisis a altas temperaturas de un hidrocarburo hasta obtener H₂ y carbón pirítico. Aunque con la segunda alternativa no se produce CO₂, el rendimiento en la producción de hidrógeno es mas bajo y los costos se incrementan en este proceso. Para el proyecto, se prefiere, entonces, su obtención por la vía oxidativa.



En el presente proyecto existe la posibilidad de utilizar carbón o gas natural como materia prima para la generación de hidrógeno; el carbón aunque más económico, tiene el inconveniente de su dificultad de manejo y purificación del gas de síntesis frente al gas natural cuyo proceso es más simple y de fácil operación. Con el fin de evaluar la posibilidad de estos productos como materia prima para la producción de hidrógeno, a continuación se hace un estimado de las cantidades de carbón, desechos de carbón del proceso de licuefacción y/o gas natural.

Para los cálculos presentados en la tabla 4.3, se asume un carbón de la costa colombiana de las siguientes características: cenizas 10%, humedad 10%, C base ROM 62% e H base ROM 4.8%; los residuos de carbón se tomaron como equivalente a un carbón con 50% de cenizas, 47% de carbono y 3% de hidrógeno y para el gas natural se tomó el metano como producto representativo. El porcentaje de hidrógeno en el producto final se estimó en un 14%. De los resultados mostrados en la tabla, se puede concluir que se necesitarían 651 t/d de hidrógeno, lo cual exige procesar 2612 t/d de carbón,

⁶ Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Territorial. Resolución 898, Santafé de Bogotá, D.C., agosto 23 de 1995. Colombia.

ó 6007 t/d de residuos y/ó 1121 t/d de gas natural. Puesto que la cantidad de residuo estimado es mayor de la que se produciría con las características señaladas (2500 t/d), no es posible producir con este desecho todo el hidrógeno requerido por la planta y por lo tanto la producción de hidrógeno a partir de este material no se tiene en cuenta.

Dada la facilidad de trabajo con gas natural, en el país existen varias plantas que obtienen hidrógeno por este proceso, se considera que es la vía más recomendable para su producción en la planta. Sea cual sea la fuente de hidrógeno, la decisión final se debe tomar teniendo en cuenta los resultados de ensayos de simulación a nivel de laboratorio o de planta piloto utilizando el carbón seleccionado en forma definitiva, la disponibilidad del carbón, la del gas natural y los precios de estas materias primas. Los continuos incrementos de precio del gas natural a nivel internacional y las bajas reservas en el país, recomiendan el carbón como fuente segura y por esto será la información que se tiene en cuenta para el proyecto.

Tabla 4.3 Evaluación de las necesidades de hidrógeno en una planta de 50000 BPD y su obtención a partir de diferentes materias primas.

No	CALCULO	ITEM	VALOR	UNIDAD
Cálculo de hidrógeno requerido para producto de licuefacción directa				
1		Carbón alimentado	12500	t/d
2		Conversión a producto líquido	4,00	bbl/t
3	1 X 2	Producción	50000	BPD
4		Porcentaje de hidrógeno en carbón*100	0,055	
5		Porcentaje de hidrógeno en el producto*100	0,14	
6		Densidad diésel	0,87	
7		Densidad nafta	0,76	
8		Porcentaje diésel	0,65	
9		Porcentaje nafta	0,35	
10		Factor de conversión de barriles a litros	159	
11	3 X 6 X 10 X 8	Peso de diésel	4469888	Kg
12	12 /1000		4470	t
13	3 X 7 X 9 X 10	Peso de nafta	2125830	Kg
14	13/1000		2126	t
15	14 + 12	Peso total producto final	6596	t
16	5,- 4	Porcentaje de hidrógeno suministrado (requerido)*100	0,09	
17	16 X 15	Cantidad de hidrógeno necesario para productos	561	t
18		Peso molecular de hidrógeno	2,00	t/tmol
19	17/18	Moles de hidrógeno	280	tmol
Calculo de CH₄ necesario para la producción de hidrógeno				

No	CALCULO	ITEM	VALOR	UNIDAD
20				
21		Cálculo de gas natural requerido		
22		Peso molecular de CH ₄	16,0	t/tmol
23		Moles de CH ₄ por mol de h ₂ según reacción	0,25	
24	19 X 23	Moles de CH ₄	70,08	tmol
25	24 X 22	Peso de CH ₄	1121	t/d
26		Tiempo	24,00	h
27	25 / 26	Gasificador estimado	47	t/h
Cálculo de residuos de proceso necesarios para la producción de hidrógeno				
28				
29		Cálculo con residuos de carbón del proceso		
30		Composición de residuos		
31		Ceniza	50,00	%
32		Carbono	47,00	%
33		PM carbono	12,00	t/tmol
34		Hidrógeno	3,00	%
35		Peso molecular hidrógeno	2,00	t/tmol
36		Aporte del carbón según reacción	2,00	
37	32 / 33	Moles de carbono en el carbón residual	3,92	
38	34 / 35	Moles de hidrógeno en el carbón residual	1,50	
39	37 + 38	Hidrógeno del carbón obtenido según reacción	7,83	
40	38 + 39	Hidrógeno total aportado por el carbón	9,33	
41	17/(40/100)	Peso residuos de carbón necesario	6007	t/d
42		Gasificador estimado residuos	250	t/h
Cálculo de carbón para la producción de hidrógeno				
43				
44		Análisis de carbón		
45		Cenizas	10,00	%
47		Carbono de mina	62,00	%
48		Hidrógeno de mina	4,80	%
49		Humedad	10,00	%
50	(2/33)+(48/100)	Relación hidrógeno necesario	0,21	
51	17/50	Peso de carbón necesario	2612	t/d
52				
53	1 X 45 /100	Cantidad de ceniza	1250	t/d
54	53/2	Cantidad de residuos estimados	2500	t/d

Fuente: Elaborado por la Unión Temporal CTL

Nota: En un balance más refinado es necesario tener en cuenta el hidrógeno de las fracciones livianas así como la composición real del gas natural.

4.1.2 Selección del proceso para Colombia

En las secciones anteriores, se realizó la evaluación de los procesos de las diferentes tecnologías, comparando la calidad de los productos y evaluando la calidad de los carbones para cada proceso. No obstante, la selección final del proceso, es aún un tema difícil, ya que según la información presentada, las ventajas y desventajas de cada proceso tecnológico, no le permite a ninguno de ellos tener una posición lo suficientemente ventajosa, como para descartar a los otros en forma definitiva.

Con estas inquietudes, se realizó la visita técnica a HEADWATERS Inc., compañía que fue recomendada por el DOE de Estados Unidos a China, para la instalación de la planta de licuefacción directa en Shenhua, y que además adelanta estudios en Filipinas como se mencionó en secciones anteriores. Esta empresa se seleccionó debido a su experiencia tanto en el proceso directo como en el indirecto.

En el desarrollo de la discusión durante la visita técnica, (25 de mayo de 2007) HEADWATERS presentó los desarrollos y la estructura del combustible líquido obtenido del proceso DCL, con datos provenientes de información de Shenhua y que no habían sido presentadas en la literatura y a la cual solo se tuvo acceso hasta ese día. (ver anexo 11)

La tabla 4.4, muestra la composición de los productos, nafta y diésel, obtenidos en Shenhua, esta tabla aporta como nueva información, el análisis de composición. Como se observa, el diésel proveniente de la tecnología DCL tiene un número de cetano bajo y alto contenido de aromáticos (81.9%), lo cual hace que genere mayor cantidad de material particulado que el combustible que se usa actualmente en Colombia. La cantidad de aromáticos permitida por la normatividad colombiana para el diésel, es de 25 (tabla 4.5).

Tabla 4. 4 Propiedades de los productos DCL.

Propiedades (5%. 90%)	Nafta (99,159 °C)	Diésel (195,277 °C)
Densidad (g/cm ³) (20°C)	0.7641	0.8648
Viscosidad mm ² /s (20°C)	-	3.69 (3~8)
Azufre S (ppm)	<0.5	<5 (<2000)
Nitrógeno (ppm)	<0.5	<1
Número de cetano		46.7(>45)
Acidez (mg KOH/100 ml)		0.4(<7)
Oxidación lodo (mg/100 ml)		
Punto flash (°C)		76(>55)
Punto de taponamiento de filtro (°C)		-9(<-5)

Propiedades (5%. 90%)	Nafta (99,159 °C)	Diésel (195,277 °C)
Punto de solidificación		-26 (<-10)
Análisis de composición (%p)		
Parafinas	26.7	13.3
Aromáticos	68.3	81.9
Benceno	5.0	4.8

Fuente: LEE T L.K, VP & CTO. Hybrid CTL Project. Headwaters CTL, LLC. May 24, 2007.

Tabla 4.5 Requisitos de calidad del combustible diésel en Colombia.

Parámetro	Unidad	Fecha de vigencia		
		Enero 1 de 1996	enero 1 de 1998	enero 1 de 2002
Azufre, máximo	% p	0.4	0.1	0.05
Aromáticos, máximo	%vol	20	20	20
Índice de cetano	índice	45	45	45

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Territorial. Resolución 898, Santafé de Bogotá, D.C., agosto 23 de 1995. Colombia.

La alta aromaticidad de la gasolina (nafta) de Shenhua, junto con un contenido de benceno del 5%, le da la propiedad de tener un alto octanaje, superior a 100, el cual es equivalente a la gasolina extra en Colombia, que tiene un número de octano de 94 (tabla 4.6). No obstante esta característica, las propiedades cancerígenas del benceno son bien conocidas, por lo cual, la normatividad colombiana solo permite como máximo el 1%v en gasolinas y en diésel. La EPA comenta que para el 2011 el límite de benceno en gasolinas será 0.62% para los Estados Unidos⁷. Esta normatividad para Colombia, sería aplicable en los años en que se prevé tener la planta funcionando.

Tabla 4.6 Requisitos de calidad de las gasolinas colombianas

Parámetro	Unidad	Fecha de vigencia		
		Enero 1 de 1996	enero 1 de 2001	enero 1 de 2006
Octanaje mínimo Gasolina corriente	Índice (RON+MON)/2	81	81	81
Octanaje mínimo Gasolina Extra	Índice (RON)	86	86	86
RVP, máximo	Psia	8.5	8.1	8.1
Azúfre, máximo	% p	0.10	0.05	0.03
Oxígeno, máximo	% p	-	2.0	2.0
Aromáticos, máximo	%vol	28.0	25.0	25.0
Benceno, máximo	%vol	1.1	1.0	1.0

Fuente: MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Resolución 898, Santafé de Bogotá, D.C., agosto 23 de 1995. Colombia.

⁷ CHEMICAL AND ENGINEERING NEWS, February 19, 2007. Less Benzene In Gasoline. P 8.

Esto quiere decir, que los productos obtenidos por el proceso DCL, no cumplen las especificaciones ambientales del país, y su dilución con productos de las refinerías nacionales es de difícil alcance por la alta proporción que debe usarse para alcanzar la norma, y por el riesgo que dicha manipulación conlleva. A continuación en la tabla 4.7, se hace la comparación estructural de los productos Shenhua y Sasol, que muestra mayor aromaticidad u contenido de benceno en Shenhua y en consecuencia mayor octanaje en gasolina y menos número de cetano en el diesel Shenhua.

Tabla 4.7 Comparación de la calidad de los productos obtenidos por estructura química.

	DCL		Arge		Synthol	
	nafta	diésel	C ₅ -C ₁₂	C ₁₃ -C ₁₈	C ₅ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₁₄
% parafinas	26.7	13.3	53	65	13	15
% Olefinas			40	28	70	60
% Aromáticos	68.3	81.9	0	0	5	15
% Alcoholes			6	6	6	5
% Carbonilos			1	1	6	5
% n- Parafinas			95	93	55	60
% benceno	5.0	4.8				

Fuente tomado de: Part 2 Details of fuels. Fischer Tropsch. Diésel Available from World Wide Web <http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf>. y Future coal fuels. Available from World Wide Web: <http://www.marketwatch.com/discussions/msgReader.asp?siteId=mktw&parentId=2&forumId=23&boardId=12741&msgId=2270> mayo, 2007

El uso óptimo del diésel, exige un producto de alto número de cetano y un máximo de 30 ppm de azufre⁸, producto que no produce el país y que no está considerado en los proyectos de las refinerías. La producción de un diesel con número de cetano y ultra bajo en azufre, le da un valor agregado para su uso en ciudades con altura como Bogotá, por lo cual se podría tener un margen en el precio de este combustible proveniente del carbón.

A continuación se presenta un resumen de las principales ventajas del diésel FT

- Reducción de emisiones por el uso del combustible⁹ :
 - SO_x cercana al 100%
 - NO_x más del 20% (provenientes del nitrógeno presente en el aire)
 - MP₁₀ cerca al 20%

⁸ FISCHER TROPSCH Part 2 Details of fuels.. Diésel Available from World Wide Web <http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/pubs/2ch3.pdf>.

⁹ KEMP W. H. Biodiesel Basics and Beyond. Aztext Press. 2006.

- CO cerca al 20%
 - Reducción de contaminantes como mercurio, benceno y aromáticos.
- En las plantas de producción se puede capturar y almacenar el CO₂ y cuando se utiliza en mezcla con residuos y biomasa, se evitan las emisiones de gases de efecto invernadero.
 - Los combustibles obtenidos se constituyen en un reemplazo efectivo y seguro del petróleo.
 - Flexibilidad: en caso de que el precio internacional del crudo baje, es posible cambiar la producción a otros productos como: hidrógeno, metanol, oxigenados, ceras, entre otros, y/o en casos extremos a la producción de energía.
 - El proyecto genera miles de empleos estables y seguros.
 - Promueve la independencia energética.
 - Colombia importa hoy en día diésel, la producción de la planta sería tal que cubriría las necesidades del país y generaría un 20% adicional de nafta, que podría enviarse a la refinería como materia prima.
 - En el país hay experiencia con la producción y manejo del gas de síntesis, en las plantas de producción de hidrógeno en las refinerías y planta de productoras de fertilizantes nitrogenados.
 - El gasificador se puede alimentar además de carbón con otros materiales como basuras orgánicas de las ciudades, biomasa de las producciones agrícolas y fondos de refinería entre otros.

En resumen, dadas las anteriores razones, el proceso recomendado desde el punto de vista técnico, es el ICL, que puede ser implementado en el país con la colaboración de diferentes compañías como Headwaters, Sasol, Rentech, entre otras, incluyendo algunas compañías petroleras. Aunque Sasol es la única compañía con experiencia comercial, no se encuentra disponible debido a sus compromisos con China y otros países, (ver anexo 10) por tanto la empresa que se recomienda ante esta situación, es Rentech de Estados Unidos.

4.1.3 Descripción de la planta

Una planta similar en tamaño a la propuesta, de 50000 BPD, ha sido descrita en un trabajo reciente del DOE¹⁰, el cual se toma como modelo para su aplicación en Colombia. La planta produce la energía necesaria para su funcionamiento y un ligero exceso como factor de seguridad.

La figura 4.2, muestra el diagrama de flujo de la planta, la cual ha sido diseñada basada en carbón bituminoso cuyo análisis se muestra en la tabla 4.8. Inicialmente el carbón se pulveriza en una unidad de molienda en la cual se impregna con agua para formar un lodo que posteriormente se almacena en un tanque con agitación continua para mantener los sólidos suspendidos.

Tabla 4.8 Análisis próximo de carbón empleado

Propiedad	Como se recibe	Seco
Humedad	11.12	0.00
Cenizas	9.70	10.91
Materia Volátil	34.99	39.37
Carbón Fijo	44.19	39.37
Poder calorífico	11666	13126

Fuente: SHUSTER, E. HASLBECK, J. RUTKOWSKI, M. OLSON, S. KRAMER, S. BASELINE Technical an Economic Assessment of a Commercial Scale Frischer- Tropsch Liquids Facility. Available from World Wide Web: www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Baseline%20Technical%20and%20Economic%20Assessment%20of%20a%20Commercial%20S.pdf DOE/NETL. April 9. 2007

La planta cuenta con una unidad de separación de oxígeno al 95 % V de pureza que es utilizado en las unidades de gasificación, en los reactores de FT y en la planta Clauss, según sus necesidades.

El lodo obtenido se alimenta al gasificador para reaccionar con el oxígeno a una temperatura alrededor de 1500°C. El carbón en estas condiciones se oxida parcialmente liberando el calor necesario para la gasificación. El syngas obtenido en el gasificador se enfría, generando vapor a alta presión.

¹⁰ SHUSTER, E. HASLBECK, J. RUTKOWSKI, M. OLSON, S. KRAMER, S. Baseline Technical an Economic Assessment of a Commercial Scale Frischer- Tropsch Liquids Facility. Available from World Wide Web: www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Baseline%20Technical%20and%20Economic%20Assessment%20of%20a%20Commer cial%20S.pdf DOE/NETL. April 9. 2007

El gas de síntesis crudo está compuesto por material particulado, hidrógeno, monóxido de carbónico, dióxido de carbono, vapor de agua, nitrógeno, pequeñas cantidades de metano, COS, H₂S, NH₃, HCN y haluros, cuyos contaminantes deben ser removidos. El material particulado, hollín y escoria se eliminan utilizando ciclones y filtros cerámicos, la corriente de syngas resultante se recalienta y pasa a través de un reactor de hidrólisis de COS (sulfuro de carbonilo) en el que el COS y el HCN se hidrolizan hasta H₂S, seguidamente se enfría y se elimina el agua y el amoniaco.

El syngas parcialmente limpio pasa a través de una unidad de remoción de mercurio con lechos de carbón activado impregnados de azufre, con lo que se obtiene una remoción mayor del 95% del mercurio. Otros metales pesados volátiles también se remueven en esta etapa.

El H₂S que contiene el syngas se elimina preferencialmente por enfriamiento, con el uso de un solvente selectivo. El H₂S separado, se lleva a una planta Clauss en donde se oxida parcialmente con oxígeno a azufre elemental con una eficiencia de remoción del 99.6 %.

El syngas limpio proveniente del área de gasificación, se envía a los reactores de mezcla FT para producir el syncrudo. Debido a que la conversión del syngas es menor al 100%, el syngas que no reacciona se recircula para maximizar la producción de líquidos. En el reactor existen tubos de enfriamiento que producen vapor, el cual se usa en la generación de energía auxiliar.

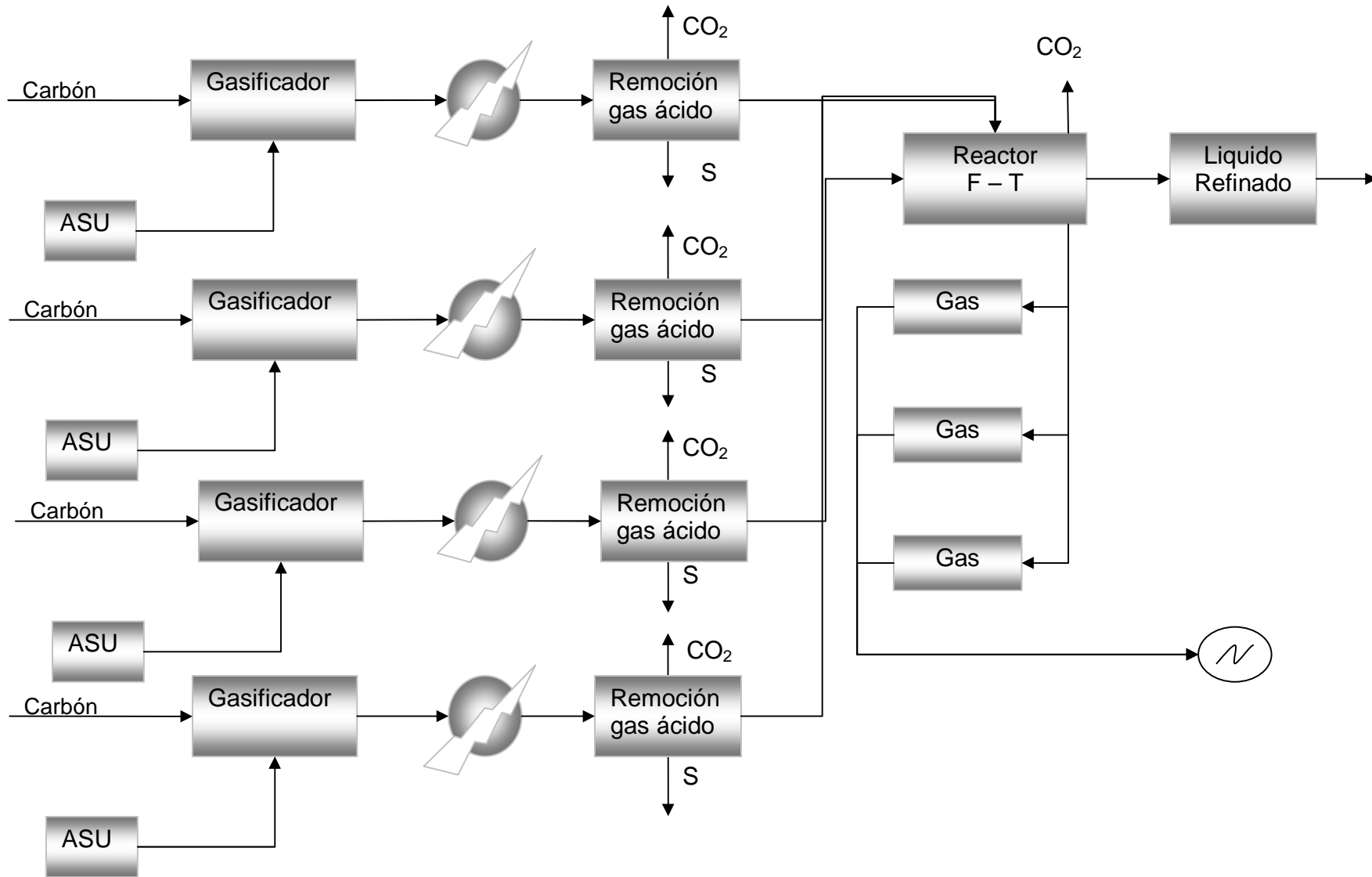
Del reactor salen dos corrientes: una líquida, que se envía a una columna de destilación y una gaseosa de la cual se remueve el CO₂ que se comprime a 155 atm. El vapor pobre en CO₂ se deshidrata, comprime y envía a la torre de destilación.

En la columna de destilación, el producto líquido se separa en componentes livianos; fracción de nafta, fracción de destilado y fracción de ceras. Los compuestos ligeros finales del proceso FT proveen combustible a turbinas, aunque el GLP también pueden recuperarse si existe un mercado.

La fracción de nafta se hidrogena en presencia de un catalizador para producir gasolina, la fracción de destilado medio se somete a una reacción similar para obtener diesel, finalmente, la fracción de ceras se hidrocraquea catalíticamente con el fin de producir mas naftas y diesel. El gas sobrante del proceso FT se comprime y usa como combustible para tres turbinas que producen un total de 251 MWe.

Por último un diagrama de bloques simplificado de la planta se muestra en la figura 4.3, el cual consiste en: cuatro módulos similares, cada uno compuesto de dos gasificadores de 3100 t/d de carbón con los sistemas asociados para la preparación del carbón y el tratamiento de los gases, y, 10 reactores FT de 5000 BPD con sus respectivos sistemas de recuperación. El aprovisionamiento para su consumo final se hará en la planta de refinación.

Figura 4.3 Diagrama de Bloques simplificado



Fuente: SHUSTER E. Haslbeck, J. Rutkowski, M. Olson, S. Kramer, S. Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial Scale Fischer-Tropsch Liquids Facility. Available from World Wide Web: www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Baseline%20Technical%20and%20Economic%20Assessment%20of%20a%20Commercial%20S.pdf DOE/NETL. April 9, 2007

CONCLUSIONES ASPECTO TÉCNICO

- Los productos obtenidos por medio de la licuefacción directa presentan el inconveniente de tener un alto contenido en aromáticos, por lo que no cumplen la normatividad colombiana (Resolución 898/95).
- Los productos obtenidos por medio de la licuefacción indirecta presentan numerosas ventajas técnicas, ambientales y económicas que la hacen atractiva para el país.
- Desde el punto de vista técnico, se recomienda el proceso ICL, que puede ser implementado en el país con la colaboración de diferentes compañías como Headwaters, Sasol, Rentech, entre otras, incluyendo algunas compañías petroleras.

4.2 SELECCIÓN DE TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

En términos relativos el impacto tanto económico como social que genera la movilización y manejo del carbón es mayor frente al de estas actividades para los hidrocarburos de su transformación industrial, lo que indica la conveniencia de ubicar las instalaciones para el acopio y licuefacción del mineral en sitios cercanos al de extracción, con el objeto de disminuir costos de transformación primaria, ambiental y de transporte.

Por tanto, la selección de la localización geográfica para estas instalaciones, implica evaluar comparativamente las zonas y área carboníferas que han sido anteriormente preseleccionadas en el contexto geográfico nacional, no sólo desde el punto de vista de materia prima sino también de posibles usuarios de productos finales y/o intermedios.

A este efecto existen varios métodos para determinar la zona o área carbonífera donde se ubicará el proyecto, entre los cuales la “Calificación por Puntos” es quizás el más utilizado porque permite evaluar cada alternativa en función de varios factores o variables condicionantes, comparada con otras técnicas existentes. Además facilita la participación de todo el Grupo Consultor en un aspecto clave del estudio como es el relacionado con la localización de la Planta.¹¹

4.2.1 Calificación de las Alternativas de Localización

El proceso que se siguió, similar al realizado en el Método Delphi, se realizó mediante la consulta al Grupo Consultor y asesores del estudio, identificándose así los siguientes Factores Principales y Subfactores que inciden en la localización del proyecto.

¹¹ Aunque este método es bien conocido, cabe destacar que su fundamento es la identificación, calificación y evaluación ponderada de los factores que inciden en la localización del proyecto, que al sumarse para cada alternativa permite obtener un orden de prioridades.

Tabla 4.9 FACTORES Y SUBFACTORES DE LOCALIZACIÓN

FACTORES		SUBFACTORES
1	Comportamiento y tendencias del mercado	<ul style="list-style-type: none"> - Localización y distribución actual y futura de productos. - Distancias y costos de transporte. Productos para consumo y/o refinación. - Precio actual (tendencia) de los productos. - Características de los productos. - La competencia y evolución de los productos. - Productos sustitutos.
2	Origen y distribución de materias primas	<ul style="list-style-type: none"> - Fuentes y tipos de materias primas. - Reservas. - Costo de oportunidad de las materias primas. - Sistema de minería. - Disponibilidad y costos de transporte. - Materias primas sustitutivas.
3	Política ambiental, legal y tributaria	<ul style="list-style-type: none"> - Normas y reglamentos de control ambiental. - Norma para vertimientos. - Existencia de cuerpos de agua que pueden resultar afectados. - Regímenes de pluviosidad. - Existencia de comunidades indígenas u otras restricciones gubernamentales y legales para el uso de terrenos. - Regímenes impositivos y regalías.
4	Disponibilidad de servicios básicos	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilidad en cantidad y calidad (agua, energía, gas, etc.) - Régimen tarifario - Confiabilidad del servicio. - Interconexión a red de información nacional e internacional.
5	Infraestructura de Transporte	<ul style="list-style-type: none"> - Cercanía a refinерías. - Calidad de vías terrestres. - Disponibilidad de vías férreas. - Costos de transporte. - Acceso a oleoductos y poliductos. - Seguridad vial.
6	Mano de Obra	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilidad y calidad - Costo de mano de obra - Niveles de capacitación - Comportamientos locales de la mano de obra (social, político, etc.)

4.2.2 Evaluación Comparativa

Una vez seleccionados los Factores y Subfactores de incidencia por el Grupo Consultor y asesores, se procedió a examinar las cinco alternativas preseleccionadas, asignándose puntajes de evaluación a las condiciones ofrecidas por cada una de ellas, en la escala de uno a cinco, correspondiéndole para cada factor la calificación (1) a malas o inadecuadas y (5) a cuando por el contrario se estiman buenas. Finalmente, se calculó un índice por puntaje asignado, proporcionalmente de 0.00 para el más bajo y 1.00 para el más alto, con los resultados que se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 4.10 MATRIZ DE CALIFICACIÓN

ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN	FACTORES CONDICIONANTES											
	Comportamiento y tendencia del mercado (1)		Origen y disponibilidad de materias primas (2)		Política ambiental, legal y tributaria (3)		Disponibilidad de servicios básicos (4)		Infraestructura de transporte (5)		Disponibilidad de mano de obra (6)	
	Calificación	Índice	Calificación	Índice	Calificación	Índice	Calificación	Índice	Calificación	Índice	Calificación	Índice
GUAJIRA - Consorcio Cerrejón LLC	1	0.00	1	0.00	3	0.75	1	0.00	1	0.00	3	0.50
CESAR - La Loma	4	0.75	2	0.25	4	0.50	5	1.00	4	0.75	5	1.00
CÓRDOBA-NORTE DE ANTIOQUIA - Alto San Jorge	2	0.25	5	1.00	2	0.25	3	0.50	3	0.50	2	0.25
SANTANDER - San Luis	5	1.00	4	0.75	5	1.00	4	0.75	5	1.00	4	0.75
BOYACÁ	3	0.50	3	0.50	1	0.00	2	0.25	2	0.25	1	0.00

Fuente: Elaborado por U.T CTL

En la matriz anterior se supone que todos los factores tienen el mismo peso; sin embargo, es posible que algunos merezcan un peso relativo mayor. Por tanto, el Grupo Consultor y asesores asignó un valor de ponderación a cada factor, lo que permitió elaborar la siguiente matriz de evaluación, resultante de multiplicar los índices de la matriz de calificación por el porcentaje de ponderación correspondiente a cada factor, y efectuar la sumatoria vertical de los resultados obtenidos. El mayor puntaje corresponde así a la localización más atractiva y el menor a la de menor interés relativo, obteniendo en esta forma un orden de prioridades de las alternativas en consideración, con el fin de orientar la evaluación del proyecto.

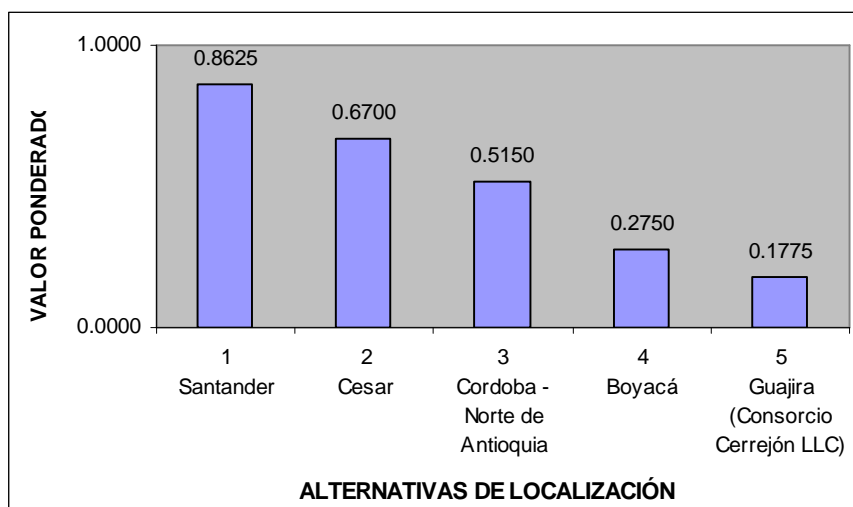
Tabla 4.11 - MATRIZ PONDERADA DE EVALUACIÓN

FACTORES	PESO RELATIVO	GUAJIRA		CESAR		CÓRDOBA-NORTE DE ANTIOQUIA		SANTANDER		BOYACÁ		
		ÍNDICE	VALOR PONDERADO	ÍNDICE	VALOR PONDERADO	ÍNDICE	VALOR PONDERADO	ÍNDICE	VALOR PONDERADO	ÍNDICE	VALOR PONDERADO	
1	Comportamiento y tendencial del mercado	0.14	0.00	0.0000	0.75	0.1050	0.25	0.0350	1.00	0.1400	0.50	0.0700
2	Origen y distribución de materias primas	0.24	0.00	0.0000	0.25	0.0600	1.00	0.2400	0.75	0.1800	0.50	0.1200
3	Política ambiental, legal y tributaria	0.15	0.75	0.1125	0.50	0.0750	0.25	0.0375	1.00	0.1500	0.00	0.0000
4	Disponibilidad de servicios básicos	0.18	0.00	0.0000	1.00	0.1800	0.50	0.0900	0.75	0.1350	0.25	0.0450
5	Infraestructura de transporte	0.16	0.00	0.0000	0.75	0.1200	0.50	0.0800	1.00	0.1600	0.25	0.0400
6	Mano de obra	0.13	0.50	0.0650	1.00	0.1300	0.25	0.0325	0.75	0.0975	0.00	0.0000
Totales		1.00		0.1775		0.6700		0.5150		0.8625		0.2750

Fuente: Elaborado por U.T CTL

De esta tabla se deduce el siguiente gráfico en el que se muestra el orden de prioridades obtenido.

Figura 4.4 ORDEN DE PRIORIDADES



Fuente: Elaborado por U.T CTL

CONCLUSIONES PARTE MINERA

La selección por orden de prioridad de las alternativas de localización de la Planta de conversión CTL mostrada en el Grafico precedente corresponde a la aplicación de la metodología descrita en numeral 4.3 anterior, similar al

conocido Método Delphi , la cual se desarrolló con la participación de todo el Grupo Consultor y de Asesores del estudio.

Al respecto cabe destacar en primer término que la base para esta selección es la preselección de zonas, áreas y sectores mineros susceptibles de una minería tecnificada a gran escala de producción, acorde con los consumos diarios estimados y las reservas de carbón necesarias para garantizarlos durante la vida útil del proyecto de conversión CTL.

Es de resaltar además que no todas las áreas carboníferas preseleccionadas cuentan con el volumen de reservas requerido en la categoría de medidas, lo cual obedece al modesto nivel de información geológico-minera que se tiene en el interior del país, situación que ha sido descrita detalladamente en los capítulos anteriores y en especial en el numeral 2.6.2

4.3 EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES DERIVADOS DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

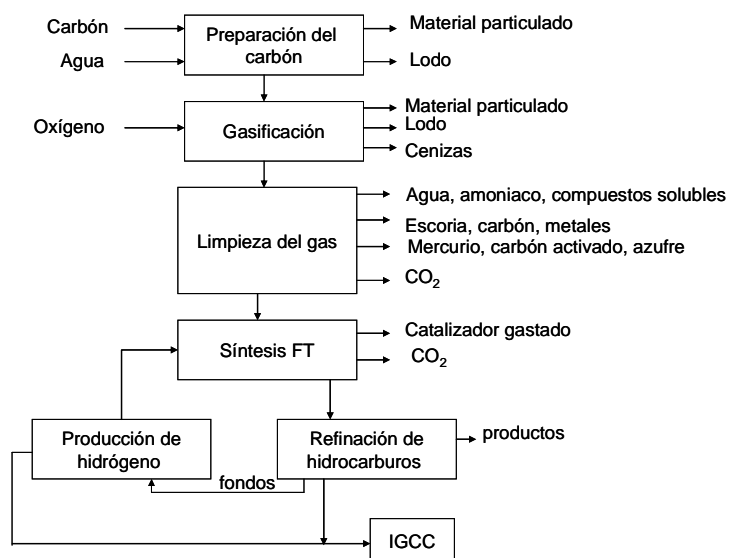
De acuerdo a la evaluación técnica y ambiental de las tecnologías disponibles, y como resultado de la visita a la planta de HEADWATERS, la tecnología por la vía directa DCL preseleccionada CMSL quedo descartada por el alto contenido de aromáticos (63%) y benceno (4%) que tiene el Synfuel producido, ya que la resolución 898 (de agosto 23 de 1995 adicionada por la resolución No 125 de febrero 7 de 1996) por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores, establece que a partir del 2006 las gasolinas colombianas podrán contener máximo un 25% de aromáticos y un 1% de benceno. Para el diésel, a partir de enero de 2002, se permite un máximo de 20% de aromáticos.

Por la razón anterior solo se analizan los impactos ambientales ocasionados por la implementación de una planta CTL por vía ICL en las regiones preseleccionadas.

4.3.1 Identificación de los principales impactos ambientales de la planta.

Para tener claridad sobre el impacto ambiental ocasionado por la planta de ICL, a continuación se presenta un diagrama de flujo que resume los principales impactos ambientales ocasionados por la operación de la planta.

Figura 4.5 Principales impactos ambientales producidos en la licuefacción de carbón por la vía indirecta



Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

4.3.2 Cálculo de índices de impacto ambiental de la planta

Como ya se ha explicado ampliamente, el proceso ICL implica la remoción del 100% de azufre y nitrógeno del carbón. La eficiencia energética del proceso es del 50% (carbono en el carbón respecto a carbono en el syncrudo), el otro 50% del carbono se emite como CO₂ en las reacciones de síntesis de FT, la eficiencia global del proceso es del 85% y la relación H/C en el syncrudo obtenido es de 2. La cantidad de agua consumida es de 5 bbl agua/bbl syncrudo. Para una producción de 50000 bbl/d el consumo de agua es por tanto de 250000 bbl/d, equivalente a 0.46 m³/s

Con la información anterior, se realizan los balances de materia y energía con las características promedio de los carbones (en base libre de humedad y ceniza) de cada una de las alternativas de localización de la planta. A continuación se explica el procedimiento de cálculo seguido y se da un ejemplo:

1. Calcular el análisis último del carbón en base seca y libre de cenizas.
2. Tomando el 50% del carbono en el carbón, calcular la cantidad requerida de hidrogeno para ajustar la relación H/C a 2 en el syncrudo producido y además eliminar el azufre, el oxígeno y el nitrógeno del carbón.
3. Calcular la cantidad de carbón consumida para producir el hidrogeno requerido para el ajuste de la relación H/C.

4. Conocida la cantidad de carbón que se consume, se calcula la cantidades generadas de azufre, CO₂, cenizas.
5. Calcular la cantidad de barriles de syncrudo producidos por tonelada de carbón, tomando en eficiencia del proceso del 85% y una densidad del syncrudo de 0,88 kg/l.
6. Analizar la disponibilidad de fuentes de agua en las zonas en estudio.
7. Identificar el tipo de minería a desarrollar en cada una de las zonas preseleccionadas.
8. Con el resultado de las anteriores actividades, se procede al calculo de los índices siguiendo la misma metodología explicada y empleada para la evaluación de tecnologías y de combustibles.

A continuación en la tabla 4.12, se presenta el resumen de los análisis de los carbones de las zonas preseleccionadas

Tabla 4.12 Análisis último del carbón de las zonas preseleccionadas

%lhc	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	C/marca-Boy
C	79	68.97	81.67	81.15	87.64
H	5.26	5.23	4.43	6.19	5.85
N	1.33	1.41	1.69	1.72	1.75
S	0.7	6.41	0.53	2.51	0.93
O	11.3	17.97	11.69	6.57	4.08
Poder calorífico (kcal/k)	6453	5574	6666.2	6045.2	7046

Fuente: Ingeominas 2004

De acuerdo a la información anterior, se realizaron los balances de materia y energía para obtener los resultados que se muestran en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Resumen de impacto ambiental de la planta ICL en las zonas preseleccionadas

Parámetro	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	C/marca-Boy
Consumo de carbón (t/d)	26811	38105	27503	23732	21382
Producción de cenizas (t/d)	1504	2576	2607	4443	2138
Azufre a disponer (t/d)	357	1924	118	477	171
CO ₂ por hidrogenación (t/d)	8496	17060	8810	5938	3912
CO ₂ por FT (t/d)	30855	33251	32310	29327	30390
CO ₂ total (t/d)	39352	50311	41120	35265	34302
Rendimiento (bbl/t)	2,35	1,9	2,32	2,54	2,64

Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

La zona de Córdoba, es la que consumiría mayor cantidad de carbón, debido a que es el carbón con menor contenido de carbono y mayor contenido de humedad, lo que baja el rendimiento en cuanto a barriles de syncrudo por

tonelada de carbón; las demás zonas presentan un consumo de carbón mucho menor al de Córdoba, Cundinamarca es la región en la que menos carbón se requiere.

La zona de Córdoba es la que presenta la mayor producción de CO₂ consecuencia del mayor consumo de carbón, incrementado por el generado en la producción de hidrogeno para la remoción del azufre. El de menor producción es Santander.

Debido al alto contenido de azufre que tiene el carbón de la zona de Córdoba, el cual es totalmente removido durante el proceso, esta zona es la que mayor producción de azufre generaría, lo que inicialmente se toma como negativo porque lo ideal es no generar este tipo de residuos, no obstante como se plantea más adelante en oportunidades de mitigación del impacto de la planta, en Colombia existe un mercado potencial para este subproducto.

La producción de cenizas es inherente al proceso, estas pueden disponerse mediante la industria cementera como se explicará más adelante. La zona de Santander es la que mayor cantidad de cenizas produciría debido a que de por sí, el carbón contiene un alto porcentaje de cenizas. La zona que menos cantidad de cenizas produciría es Cesar.

La zona que generaría mayor cantidad de cenizas es Santander, debido a que el carbón contiene un porcentaje de cenizas mucho más alto que los carbones de otras zonas, Esto presenta una situación similar a la del azufre al existir la posibilidad de emplearlas en la industria del cemento.

Para complementar la evaluación del impacto ambiental de la planta a continuación se analizan dos aspectos críticos y determinantes como son la disponibilidad de agua y el tipo de minería que se desarrolla en la zona.

En cuanto a la disponibilidad de agua, se tomaron como fuentes posibles para los proyectos en las zonas preseleccionadas, las presentadas por ECOCARBÓN en el estudio de oportunidades de inversión en el sector carboeléctrico, (oportunidades de inversión) que para la zona Cundi-boyacense presenta tres opciones.

Tabla 4.14 Fuentes de agua disponibles en las zonas preseleccionadas

	Zona				
	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	C/marca - Boy
Localización (Municipio)	Chiriguana	Pto. Libertador	Bahía Portete	El Carmen	1. Paipa 2. Villa Pinzón 3. Zipaquirá
Fuente de agua (río)	Cesar	San Jorge	Mar	Cascajales	1. Chicamocha 2. Tibita 3. Bogotá
Caudal Mínimo m ³ /s	2,8	4,7		2,3	1. 0,27 2. 0,2 3. 1,03
Caudal Medio m ³ /s	33,9	101,7			1. 2,5 2. N.D. 3. 7,4

Fuente: ECOCARBON, Oportunidades de inversión en Colombia en centrales termoeléctricas a carbón

Para evaluar el impacto generado por la minería se estableció el tipo de minería que se puede desarrollar en cada una de las regiones preseleccionadas, asignando (1) a la minería a cielo abierto, (0) a la minería subterránea y (0,5) a la mixta.

Tabla 4.15 Tipo de minería en las zonas preseleccionadas

Zona	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	C/marca - Boy
Minería	Cielo abierto	Cielo Abierto	Cielo abierto	Mixta	Subterránea
Índice	1	1	1	0,5	0

Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

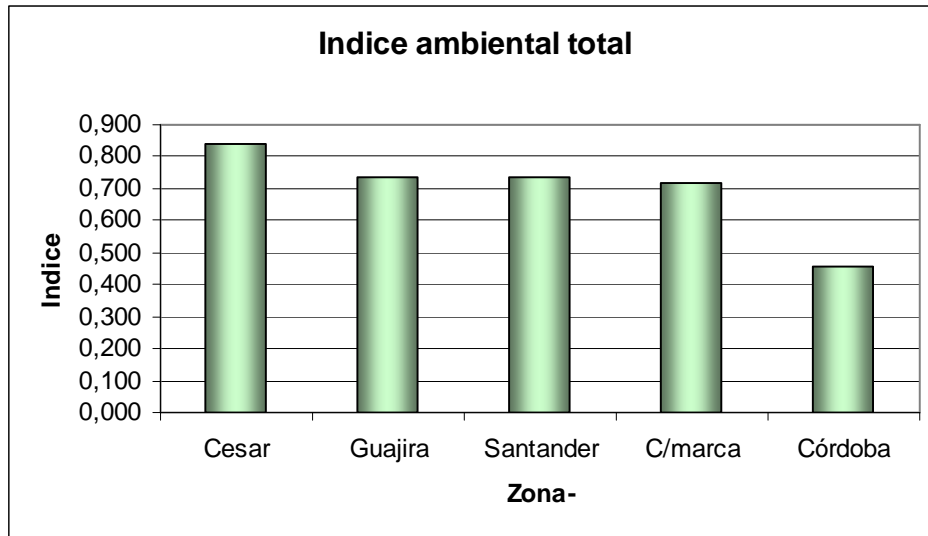
Con la información anterior, se calcula el índice para cada zona. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.16 Índices obtenidos para las zonas preseleccionadas

Parámetro	Cesar	Córdoba	Guajira	Santander	C/marca
Consumo de carbón	0,68	0	0,64	0,9	1
Producción de cenizas	1	0,64	0,62	0	0,78
Azufre a disponer	0,87	0	1	0,8	0,97
CO2 total	0,68	0	0,57	0,94	1
Consumo de agua	1	1	1	1	1
Rendimiento bbl/t	0,6	0	0,56	0,86	1
Disponibilidad de agua	0,9	1	0,5	0,9	0
Minería	1	1	1	0,5	0
Suma	6,73	3,64	5,89	5,9	5,75
N = 8					
ÍNDICE TOTAL	0,841	0,454	0,736	0,737	0,718

Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

Figura 4.6 Índice ambiental total obtenido en cada zona preseleccionada



Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

Se observa que según los criterios tenidos en cuenta, la zona del Cesar es la que tiene el mejor índice desde el punto de vista ambiental, no obstante se prevé para esta zona un alto precio de oportunidad del carbón ya que su producción está enfocada al mercado de exportación, en segundo lugar está Santander con un índice de 0,737 muy cercano al de Guajira 0,736 y Cundinamarca 0,718. Para la Guajira la situación es igual a la del Cesar en cuanto al mercado objetivo de la producción. Cundinamarca tiene en contra dos parámetros muy importantes; la disponibilidad de agua y el tipo de minería que se desarrolla en esta zona, por tanto para un proyecto inicial Santander se presenta como el más ocionado, pues además tiene a su favor, tal como se presenta en el numeral 4.4.4 de opciones de mitigación, la cercanía de pozos petroleros deprimidos factibles de emplear para CCS, igualmente hay dos cementeras importantes en la región (Cemex en Bucaramanga y Andino en San Gil) que serían el destino de las cenizas.

4.3.3 Normatividad ambiental colombiana aplicable.

La tabla 4.17 resume los aspectos ambientales principales que deben tenerse en cuenta durante el ciclo de vida del proyecto. El anexo 1 presenta en detalle lo pertinente de la normatividad aplicable al desarrollo del proyecto.

Tabla 4.17 Aspectos normativos a tener en cuenta

Reglamentación	Etapa
Normatividad regulatoria sobre la presencia e influencia de comunidades minoritarias en la zona del proyecto	Fase preliminar, exploratoria.
Guía ambiental para obras civiles	Se debe observar durante el proceso de construcción de la planta
Guías minero ambientales	Durante la operación de la planta para proveer el carbón requerido para el proceso
Normatividad regulatoria para las emisiones de fuentes fijas	Operación de la planta
Normatividad regulatoria para vertimientos	Operación de la planta
Manejo y disposición de residuos sólidos	Operación de la planta
Normatividad regulatoria para recuperación paisajística	Cierre y abandono del proyecto.

Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

4.3.4 Oportunidades de mitigación del impacto ambiental de la planta CTL.

Establecidos los posibles impactos ambientales ocasionados por la operación de la planta en las áreas preseleccionadas, a continuación se presentan opciones para el aprovechamiento de los residuos generados, con lo cual además de mitigar el impacto ambiental, se valora un residuo, y se pueden obtener ingresos extras para la planta.

El ejercicio anterior se hace teniendo en cuenta la situación nacional en cada uno de los aspectos evaluados tal como; industria cementera para la incorporación de las cenizas al proceso; industria del azufre con miras a establecer la posibilidad de mercado para el azufre recuperado en la depuración de gases de la planta; adicionalmente se hace una rápida revisión de la actividad petrolera en el país en busca de posibles áreas para el secuestro del CO₂ en pozos petroleros deprimidos, lo que genera la posibilidad de una recuperación secundaria o simplemente del secuestro geológico del carbono en dichos pozos.

4.3.4.1 Aporte ambiental de CTL a la industria nacional del cemento.

Como ya se ha planteado en el proceso de CTL por cualquiera de sus tecnologías es inevitable la generación de residuos sólidos conformados principalmente por las cenizas del carbón. Estos residuos pueden ser utilizados como materia prima para la elaboración de cemento, como agregado en concretos, en la elaboración de ladrillos y como relleno en vías¹².

La producción de cemento es un importante indicador económico, relacionado estrechamente con la evolución de la industria de la construcción de un país. Por ese motivo se debe tomar en cuenta como indicador de desarrollo no sólo por su relevancia económica, sino también por los elevados consumos de materias primas minerales que representa.

La industria cementera es de alto impacto por el consumo de recursos naturales no renovables pues sus principales materias primas son la caliza (aprox. 85%) y arcillas (aprox. 25%), a esto se suma la alta demanda de energía del proceso la cual es suministrada esencialmente por combustibles fósiles, principalmente carbón, esta situación frente a las regulaciones ambientales vigentes a promovido una respuesta positiva de estos sectores a nivel mundial para mitigar este impacto a través de implementación de mejoras tecnológicas y buenas prácticas de manufactura, lo que incluye búsqueda de materias primas alternas en el marco del concepto de desarrollo sostenible, lo que ha permitido identificar a las cenizas como materias primas adecuadas, incluyendo las de proceso CTL.¹³

En el país operan tres grupos cementeros principales asociados al Instituto Colombiano de Productores de Cemento ICPC¹⁴.

- Cementos ARGOS S.A.
- Cemex Colombia S.A.
- Holcim Colombia S.A.

En la tabla 4.18 se presenta la distribución geográfica en el país de las principales fábricas cementeras.

¹² GINSTER M, Beneficial utilization of Sasol coal gasification ash. Sasolburg. 1998

¹³ CARDENAS M, MEJIA. La industria del cemento en Colombia. Documento de trabajo, enero 2007 No. 33 online

¹⁴ ICPC. Breve reseña histórica de la industria del cemento de Colombia. 1990

Tabla 4.18 Localización de la industria cementera en Colombia

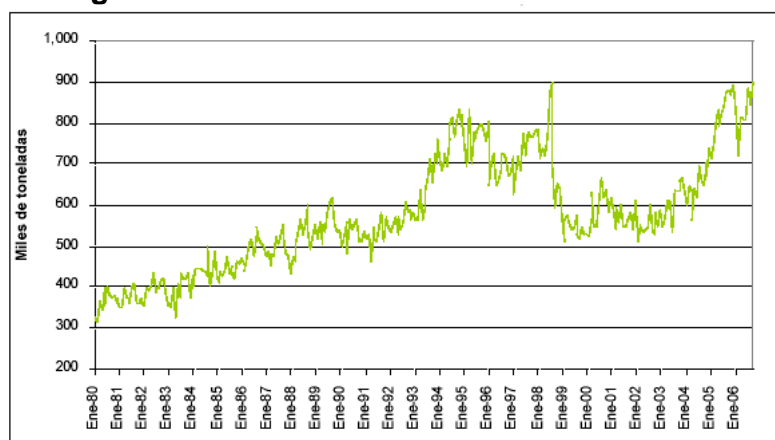
DEPTO.	ARGOS	CEMENTOS ANDINO	HOLCIM	CEMEX	CEMENTOS DEL ORIENTE
Cundinamarca		Andino- Zipaquirá		Cemex - La Calera	
Boyacá	Paz del Río - Sogamoso		Nobsa, Boyacá		Sogamoso, Boyacá
Tolima				Cemex - Ibagué	
Atlántico	Caribe - Barranquilla	Andino - Sabanalarga			
Bolívar	Colclinker – Cartagena				
Sucre	Tolcemento - Tolú				
Antioquia	Río Claro – Sonsón; El Cairo – Montebello; Nare – Puerto Nare				
Valle	Valle - Yumbo				
N. De Santander				Cemex - Cúcuta	
Santander		Andino - San Gil		Cemex - Bucaramanga	

Fuente: Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. Resolución 13544 de mayo 26 de 2006

La producción de cemento ha presentado fluctuaciones importantes desde 1980 (ver Figura 4.7). Durante el periodo 1980 - 1995, la producción creció a una tasa promedio anual de 10%, al pasar de 324 mil a 805 mil toneladas mensuales; para luego oscilar alrededor de las 700 mil toneladas mensuales entre 1995 y julio de 1998. A partir de ese momento, y durante los siguientes cuatro años, la producción cayó en cerca de 10% anual, para luego recuperar sus niveles de finales de los noventa durante los años 2003 y 2004. Desde entonces, ha mostrado una tendencia creciente, al punto de superar los niveles de finales de la década de los noventa. En 2005, se produjeron al mes, en promedio, 829 mil toneladas de cemento gris, cifra similar (826 mil) a la reportada para el primer periodo de 2006¹⁵ por lo cual la planta CTL aportaría entre un 5 a 15% de material.

¹⁵ CARDENAS M, MEJIA. La industria del cemento en Colombia. Documento de trabajo, enero 2007 No. 33 online.

Figura 4. 7 Producción de cemento 1980-2006



Fuente: CARDENAS M, MEJIA. La industria del cemento en Colombia. Documento de trabajo, enero 2007 No. 33

La factibilidad del aprovechamiento de las cenizas de CTL en la industria de cemento depende en esencia de la distancia de la planta de CTL a la fábrica de cemento y del costo del transporte. En la tabla 4.19 se presenta una aproximación a la interacción que se puede generar entre la planta CTL y las cementeras vecinas para el aprovechamiento de las cenizas generadas en el proceso de la planta CTL.

Tabla 4.19 Posibilidad de aprovechamiento de las cenizas en cementeras

Localización planta CTL	Generación de cenizas t/d	Fabrica cementera cercana	Distancia (*)	Viabilidad (**)
Guajira	1177	Argos – B/quilla Andino- Sabana larga	Cerrejon – B/quilla 200 km	Baja
Cesar	801	Argos- Cartagena	La Loma – Cartagena 230 km	Baja
Córdoba	1082	Andino – Tolú	Alto San Jorge – Tolú 75 km	Media
Cundinamarca Boyacá	1443	Andino – Zipaquirá Cemex – La Calera Argos –Sogamoso Holcim – Nobsa Del Oriente - Sogamoso	Ubicación no definida	Baja
Santander	2774	Andino – San Gil Cemex – B/manga	San Luis – San Gil 50 Km San Luis – B/manga 40 km	Alta

(*) Distancia aproximada en línea recta de la mina de carbón a la planta de cemento

(**) Alta menor a 50 km, media de 50 a 100 km y baja mayor a 100 km

Fuente: Elaborado por la Unión temporal CTL

4.3.4.2 Aporte de la planta CTL al mercado del azufre en Colombia.

El azufre se usa en multitud de procesos industriales como la producción de ácido sulfúrico para baterías, la fabricación de pólvora y el vulcanizado del caucho. Los sulfitos se usan para blanquear el papel y en cerillas. El tiosulfato de sodio o amonio se emplea en la industria fotográfica como «fijador» ya que disuelve el bromuro de plata; y el sulfato de magnesio (sal Epsom) tiene usos diversos como laxante, exfoliante, o suplemento nutritivo para plantas¹⁶.

El azufre es un elemento importante en el agro tanto para ganadería como para agricultura, molido finamente con materiales inertes seleccionados, tiene aplicaciones como fungicida, en la manufactura de fosfatos fertilizantes, acaricida e insecticida, además de formar parte en los procesos de desarrollo de las plantas por ser un nutriente considerado dentro de los macroelementos requerido por los cultivos para su producción¹⁷.

El mercado nacional actualmente esta insatisfecho pues la producción nacional solamente abastece un 9% y con la implementación de la planta de hidrotratamiento en la refinería de Barrancabermeja se espera cubrir otro 9% (100 t de azufre/d)¹⁸, por tanto hay un espacio en el mercado nacional para el aprovechamiento del azufre generado como residuo en la planta CTL.

Importancia en la Ganadería.

Una de las limitantes de mayor incidencia en la ganadería vacuna en pastoreo en zonas tropicales es la desnutrición, debida a las deficiencias en energía, proteína, minerales y vitaminas, provocada por la baja calidad de las especies forrajeras y por las deficiencias minerales en los suelos. En los suelos ácidos de muchas regiones de Latinoamérica el azufre es uno de los elementos minerales mas deficientes, siendo por ende bajo el contenido de azufre en los pastos y leguminosas, lo que contribuye además a la baja palatabilidad de los mismos, el azufre influye en las dietas sobre la producción de leche¹⁹.

Es importante en la síntesis proteica, debido a que la metionina y cisteína, aminoácidos esenciales contienen azufre. Funciones corporales que incluyen el azufre son el metabolismo de grasas y carbohidratos, la coagulación de la

¹⁶ WIKIPEDIA. Azufre, La enciclopedia libre.htm.

¹⁷ GUILLEN, E. Azufres de uso agrícola. Available from World Wide Web: <http://www.ilustrados.com/publicaciones/EpykZZEEkEwuMKatDc.php>

¹⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyecto de hidrotratamiento para la refinería de Barrancabermeja. Documento COMPES 3299. Bogotá, 2004.

¹⁹ VILLAR C, Efecto del consumo de diferentes niveles de flor de azufe sobre los niveles de infestación por la garrapata, *Boophilus microplus* y la ganancia de peso en animales criolos. XVIII Congreso nacional de medicina veterinaria y de zootecnia. Colombia 1992.

sangre y las funciones endocrinas principalmente. Deficiencia: Los síntomas producidos son la pérdida de peso, debilidad, lacrimación; en ovinos, pérdida abundante de lana, torpeza y hasta la muerte²⁰.

El azufre elemental en forma de flor de azufre, se emplea a menudo en el ganado como tónico y para tratar las parasitosis externas, como las infestaciones por garrapatas, practica que utilizaban ya ancestralmente muchos ganaderos en los Llanos Orientales de Colombia, ya que además del efecto benéfico sobre el control de garrapatas, los animales, presentan un pelaje lustroso y brillante por su efecto sobre la piel lo que los hace mejorar su apariencia externa.

Importancia para la agricultura.

Para las plantas el azufre y magnesio son nutrientes esenciales, sin estos los nutrientes NPK no logran su función como principales nutrientes²¹, es uno de los nutrientes esenciales para la producción y la calidad de las cosechas. es un fungicida, especialmente indicado en el control de oidio en diferentes cultivos. Es un fungicida nutriente para el control preventivo de hongos (ejm. Mildeos y cenicillas) con acción acaricida.

El azufre actúa como grupo activo en los ciclos de los hidratos de carbono, y en la formación de los ácidos grasos, además es constituyente estructural, al igual que el nitrógeno, de varios aminoácidos esenciales. Participa en el metabolismo del nitrógeno y mejora notablemente la eficiencia de sus aplicaciones, evitando se tornen las hojas cloróticas de manera uniforme. Ayuda a la transformación rápida y asimilación eficiente del nitrógeno, evitando la concentración de nitritos y nitratos e intoxicaciones por el ganado, bajo condiciones climáticas adversas (“timpanismo”)²². En la industria floricultora colombiana se emplean sublimadores de azufre como un método de control del Oidio, el cual es considerado una de las plagas más fuertes que atacan los cultivos de rosas²³

El diagrama siguiente resume las principales funciones del azufre en las plantas.

²⁰ VILLAR C, Op. Cit.

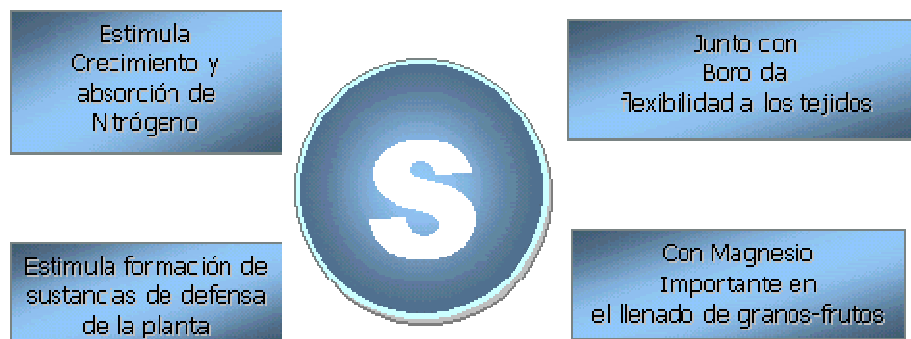
²¹ AGROSAGI Página oficial internet. Available from World Wide Web: <http://www.agrosagi.com/productos/npksmg.htm>

²² COLINAGRO. Página oficial internet Available from World Wide Web: <http://www.colinagro.com.co/Herramientas/download2/ganadero.pdf>

²³ HUERTAS J. Optimización de los sublimadotes de azufre usados en la industria floricultora mediante simulación numérica en ansys/flotran cfd. Revista de Ingeniería No. 16, octubre 2002. Available from World Wide Web:

<http://revistaing.uniandes.edu.co/index.php?idr=22&ids=1&ida=237&ri=6a0b8d84268e7664a42c1e8c1728c84>

Figura 4.8 Principales funciones del azufre en las plantas



Fuente: ABOCOL. Página oficial Internet. Available from World Wide Web: http://www.abocol.com/articulo_especial.htm

De acuerdo a lo anterior y dada la importancia del sector agrario en la economía del país, se puede decir que el azufre generado en la planta CTL sería un aporte importante a la industria nacional sustituyendo las importaciones en gran porcentaje.

4.3.4.3 Oportunidades de CCS en la extracción de petróleo.

En Colombia la explotación de petróleo comenzó con la concesión de Mares en la zona cercana a Barrancabermeja. En el país hay ocho áreas petrolíferas²⁴:

1. Río Magdalena entre Honda y el Banco.
2. Valle del Catatumbo y Zulia.
3. Llanura del Caribe y Bajo Magdalena.
4. Alto Magdalena.
5. Putumayo en Orito y Arac.
6. Llanos Orientales.
7. Litoral del Atlántico, valles del Sinú y San Jorge.
8. Litoral del Pacífico.

Las principales refinerías son las de Barrancabermeja, Tibú, La Dorada, El Guamo y Cartagena. Se utilizan oleoductos para llevar el petróleo crudo y refinado. Colombia tiene 1.754 kilómetros de oleoductos, los más importantes son:

1. El de Galán a Mamonal 511 Km.

²⁴ ECOPETROL. Tratamiento para un mejor ambiente. Carta petrolera edición 116, diciembre 2006-enero 2007.

2. El de Tibú a Coveñas 409 Km.
3. El de Onrio a Tumaco 310 Km.
4. Los gaseoductos trasportan el gas.

Teniendo en cuenta el gran volumen de emisiones de CO₂ generadas por el proceso ICL, es importante mitigar el impacto ambiental que esto ocasiona mediante su aprovechamiento para la extracción secundaria de petróleo en pozos agotados por medio de la tecnología CCS, con la cual como ya se ha explicado en la descripción de las tecnologías CTL y su impacto ambiental, además de disminuir el impacto de las emisiones de CO₂, se valoriza al facilitar la extracción adicional de pozos petroleros agotados lo cual a los precios actuales es muy atractivo.

Por diversos factores cada día es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos petroleros, esto ha llevado a mirar nuevamente los campos "viejos" o maduros, es decir aquellos que ya están o han estado en producción y están en su fase de declinación.

De acuerdo con la agencia internacional IHS, de los 161 billones de dólares que se invirtieron en exploración y producción en el mundo durante el 2002, el 53 por ciento, fueron para desarrollo y producción, el 24 por ciento para la adquisición de reservas y sólo el 23 por ciento para la búsqueda de nuevos hallazgos. De hecho, la misma agencia advierte que el 75 por ciento de las nuevas reservas petroleras en el mundo corresponde a campos maduros y sólo el 25 por ciento a nuevos descubrimientos²⁵.

Para tratar de mantener el mayor tiempo posible la autosuficiencia petrolera del país, los campos "viejos" se convierten en una herramienta fundamentable la estrategia de Ecopetrol, muestra de ello son dos campos de gran importancia en la historia petrolera de Colombia: Casabe y La Cira-Infantas. El primero de ellos ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, fue el primer proyecto de recuperación secundaria. El segundo, uno de los tres hallazgos más importantes del país, está ubicado en el Magdalena Medio.

Para el campo Casabe Ecopetrol S.A. ya firmó un acuerdo comercial con la compañía Schlumberger que pretende aplicar tecnología moderna y perforar seis pozos más con el fin de recuperar diez millones de barriles adicionales, en una etapa piloto²⁶.

Casabe, que fue descubierto en 1941 alcanzó su mayor producción en 1956 con 46 mil barriles diarios pero posteriormente en los años 70 en su etapa de

²⁵ Oficina de prensa de la Presidencia de la Republica de Colombia. 2004

²⁶ Oficina de prensa de la Presidencia de la Republica de Colombia. 2004

declinación llegó sólo a 4.400 barriles por día y fue cuando se le invirtieron 300 millones de dólares para recuperar 70 millones de barriles adicionales²⁷

Ecopetrol vio allí una posibilidad de obtener nuevas reservas de hidrocarburos y junto con Schlumberger realizó un estudio del campo y para ello determinó elaborar un proyecto de aplicación tecnológica para ampliar el factor de recobro. "Casabe se caracteriza por un bajo nivel de recobro (24 por ciento) y la disponibilidad de infraestructura de almacenamiento, tratamiento e inyección de agua, sin contar que está a unos seis kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja", explicó Ecopetrol.

Los campos La Cira-Infantas, ubicados en la parte central de la primera concesión petrolera denominada Concesión de Mares, al oriente del río Magdalena y al sur del río Sogamoso.

Estos campos, que se manejan como si fuera uno solo, han generado más de 800 millones de barriles de petróleo desde su descubrimiento y actualmente cuenta con 1.703 pozos, de los cuales 572 son productores y 60 son inyectores de agua²⁸

De acuerdo con las investigaciones realizadas por la estatal petrolera, este campo cuenta con las mayores reservas petroleras "in situ" del país, es decir reservas en el sitio, estimadas en 3.500 millones de barriles²⁹.

Pese a lo anterior, el factor de recobro o lo que se ha podido extraer de él es muy poco. Se calcula que de cada diez barriles que están en el subsuelo de esta área, sólo dos se han podido extraer.

Buena parte de ese resultado se debe a la falta de tecnología y procesos adecuados que permitan aumentar el nivel de recobro. Por eso, este campo sigue considerándose como uno de los más apetecidos de Colombia.

Hoy, cuando el campo está en su etapa de agotamiento y sólo produce 5.500 barriles diarios, luego de haber llegado a 60.000 por día en los años 60, la posibilidad de obtener un buen número de reservas es alto y por eso se quiere "revivir".

"Para tener una dimensión de lo que podrá significar el proyecto La Cira-Infantas se puede destacar que por cada punto porcentual en el que se mejore el factor de recobro, se incorporarían 35 millones de barriles de reservas adicionales", explicó Ecopetrol.

²⁷ ECOPETROL. Op. Cit

²⁸ Oficina de prensa de la Presidencia de la Republica de Colombia. 2004

²⁹ ECOPETROL, Op. Cit.

Con el fin de incentivar el aumento en el recobro de reservas de este campo y al mismo tiempo realizar actividades exploratorias en áreas aledañas, la estatal petrolera invitó el año pasado a ocho firmas internacionales de reconocida experiencia en este tipo de proyectos.

Entre BP, Total, Chevron-Texaco, Nexen, China Nacional Oil Corporation y Occidental de Colombia, se escogió la compañía con la cual se suscribió un acuerdo de intención para analizar la viabilidad técnica y comercial que permita estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental en el campo.

4.4 RECOMENDACIONES DEL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL ASOCIADO

Las siguientes son las recomendaciones acerca del plan de manejo ambiental asociado al desarrollo del proyecto. El Plan de Manejo Ambiental, formula un conjunto de acciones que deberán implementarse durante su construcción y operación, cuyo objetivo general es el de prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos ambientales negativos y fortalecer los positivos, identificados y evaluados en el estudio previo de impacto ambiental que pudieran derivarse como consecuencia del proyecto.

Con el fin de facilitar la gestión ambiental que requiere el proyecto, el plan de manejo, se debe estructurar en programas, que incluyen objetivos, impactos por manejar, población beneficiada, estrategias, indicadores de seguimiento y control, cronograma de ejecución, impacto residual, responsables y costos de las acciones y obras a ejecutar. De acuerdo con los posibles impactos a atender, los programas se podrán clasificar en componentes físico, biótico y social.

Con las acciones e infraestructuras y contempladas en el plan de manejo ambiental, se busca conservar y en algunos casos, mejorar la calidad ambiental de la zona de influencia del proyecto objeto del estudio de impacto ambiental. Sin embargo, dichas actividades, no son rígidas, si durante el desarrollo del proyecto se detectan otros impactos o las medidas propuestas son insuficientes para atender tales impactos, los programas deberán ser ajustados conforme los requerimientos del caso.³⁰

Los programas del plan de manejo ambiental se podrán estructurar de la siguiente manera (ver tabla 4.20):

³⁰ HUNT D., JOHNSON J., Sistemas de Gestión Medio Ambiental, McGraw-Hill

Tabla 4.20 Estructura de los programas del plan de manejo ambiental

1. Objetivos
Describir los objetivos generales y específicos que deben alcanzarse con el programa, de tal forma, que posteriormente se pueda evaluar si se cumplió con éstos.
2. Impactos por manejar
Indicar el impacto o los impactos que se pretende atender con el programa. En algunos casos un mismo impacto puede ser considerado en varios programas.
3. Población beneficiada
Especificar la población que se beneficiará con el desarrollo del respectivo programa, indicando el lugar donde se encuentra ubicada dicha población.
4. Estrategias
Indicar y describir la manera como se llevarán a cabo las acciones o actividades del programa y se especificará en que procesos o sitios deberán implementarse. Se identificarán las posibles fuentes generadoras del impacto y se detallarán, además de las medidas propuestas, algunas técnicas y métodos existentes, los equipos y las recomendaciones para tener en cuenta antes, durante y después de la ejecución de las actividades, con el fin de controlar o minimizar los impactos desde la fuente generadora.
5. Indicadores seguimiento y control
Señalar los sitios y las condiciones que serán objeto de monitoreo y control, además de los indicadores ambientales que se utilizarán para hacer seguimiento a las medidas propuestas para atender los impactos identificados también se deberá especificar la frecuencia del monitoreo.
6. Cronograma de ejecución
Definir la duración o el tiempo durante el cual, se dará aplicación al respectivo programa, de acuerdo con la programación establecida, en cada una de las etapas del proyecto.
7. Costos
Demostrar de manera detallada los costos de personal, infraestructuras y recursos logísticos necesarios para la ejecución del respectivo programa.
8. Responsables
Establecer las responsabilidades sobre la ejecución y financiación de las actividades y obras necesarias, para llevar a cabo el programa. Hacer referencia específica a las empresas contratistas, a la empresa promotora del proyecto, a los municipios relacionados con el proyecto, a las corporaciones y autoridades ambientales y a la misma comunidad vinculada con el proyecto.
9. Impacto residual
Se refiere a aquellos impactos, que no obstante la implementación de los programas de manejo ambiental, subsisten en el área del proyecto. También aquí se cualifica la intensidad del impacto residual.

Los programas contenidos en el plan de manejo deben estar dirigidos a cada etapa de afectación del proyecto (ver tabla 4.21)

El plan de manejo ambiental, además debe incluir los planes de seguimiento y monitoreo y de contingencia.³¹

³¹ AYALA J., Evaluación y corrección de los impactos ambientales. 1991

Tabla 4.21 Programas del plan de manejo ambiental

PROGRAMA DE MANEJO	IMPACTOS ATENDIDOS	ETAPAS DEL PROYECTO
Componente Físico		
Programa de manejo de la calidad del aire	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alteración de la calidad del aire ▪ Alteración en el clima 	Construcción y Operación
Programa de manejo de la calidad de Agua	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alteración de la calidad del agua ▪ Alteración de caudales de fuentes de agua ▪ Formación de nuevos hábitats ▪ Alteración del paisaje 	Construcción y Operación
Programa de gestión integral de residuos sólidos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alteración de la calidad del agua ▪ Alteración y pérdida de suelos ▪ Alteración de la calidad del aire 	Construcción y Operación
Programa de manejo de excedentes de excavación y manejo de inestabilidad y erosión	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inestabilidad y erosión ▪ Alteración y pérdida de suelos ▪ Alteración de la calidad del aire ▪ Alteración del paisaje 	Construcción
Programa de protección de suelos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alteración y pérdida de suelos ▪ Inestabilidad y erosión 	Construcción y Operación
Programa de manejo de explotación de fuentes de materiales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alteración de la calidad del aire ▪ Inestabilidad y erosión ▪ Alteración de la calidad del agua ▪ Alteración y pérdida de suelos 	Construcción

Tabla 4.21 Programas del plan de manejo ambiental

PROGRAMA DE MANEJO	IMPACTOS ATENDIDOS	ETAPAS DEL PROYECTO
Componente biótico		
Programa de manejo de nuevos hábitats acuáticos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Formación de nuevos hábitats ▪ Alteración de la calida del agua 	Construcción y Operación
Programa de manejo de fauna terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Destrucción y alteración de hábitats de fauna terrestre 	Construcción y Operación
Programa de recuperación de la cobertura vegetal	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perdida y disminución de la cobertura vegetal ▪ Alteración y perdida de suelos ▪ Inestabilidad y erosión ▪ Alteración de caudales de fuentes de agua ▪ Presión sobre el recurso vegetal ▪ Destrucción y alteración de hábitats de fauna terrestre ▪ Alteración del paisaje 	Construcción y Operación

Tabla 4.21 Programas del plan de manejo ambiental

PROGRAMA DE MANEJO	IMPACTOS ATENDIDOS	ETAPAS DEL PROYECTO
Programa para el manejo y recuperación de microcuencas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Degradación ambiental de microcuencas por la presión sobre los recursos ambientales. ▪ Pérdidas y disminución de la cobertura vegetal. ▪ Alteración de paisaje. 	Construcción y Operación
Componente social		
Programa de restablecimiento de las condiciones de vida de la población afectada directamente.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reasentamiento de población y afectación de sus actividades económicas. 	Construcción y Operación
Programa de restablecimiento de las condiciones de vida de la población afectada indirectamente.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Afectación a población que se localiza en la zona de influencia del proyecto y que no es objeto de reasentamiento. 	Construcción y Operación
Política de empleo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generación de empleo 	Construcción y Operación
Programa de comunicación y participación comunitaria	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenciación y generación de conflictos que dificultan la convivencia proyecto-región ▪ Afectación de las actividades económicas de la población. ▪ Afectación a población que se localiza en la zona de influencia del proyecto y que no es objeto de reasentamiento. 	Construcción y Operación

Tabla 4.21 Programas del plan de manejo ambiental

PROGRAMA DE MANEJO	IMPACTOS ATENDIDOS	ETAPAS DEL PROYECTO
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generación de empleo ▪ Incremento en los presupuestos municipales y de los recursos de la corporación autónoma regional pertinente. 	
Programa de educación ambiental	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Desconocimiento de la calidad ambiental de la zona de influencia del proyecto. ▪ Desconocimiento sobre los posibles impactos y la alteración de la calidad ambiental de la zona, que puede surgir como consecuencia de la construcción y operación del proyecto. ▪ Pérdida del patrimonio cultural. ▪ Inconciencia de conservación, protección y mejoramiento del medio ambiente y calidad de vida 	Construcción y Operación

A continuación se describirán los programas sugeridos para la implementación del Plan de Manejo Ambiental.³²

● COMPONENTE FÍSICO

Programa uno. Manejo de calidad del aire

Este programa debe estar encaminado a prevenir, controlar y minimizar la alteración de la calidad del aire por emisión de material particulado (cenizas), de gases y el ruido.

Así mismo, con el control de los niveles de ruido y de las emisiones de material particulado y de gases en el área del proyecto, se mitigan otros impactos como alteración del paisaje y destrucción y alteración de hábitats de fauna terrestre, en la medida en que se minimizan los niveles de emisión de las fuentes contaminantes que pueden provocar la migración de sus poblaciones.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Concentración de material particulado y gases
- Niveles de Ruido

Programa dos. Manejo de calidad del agua

El impacto que maneja este programa es la alteración de la calidad del agua, como resultado de las actividades de construcción y operación del proyecto.

Las fuentes superficiales y subterráneas de agua pueden ser objeto de contaminación por aportes de sedimentos y de aguas residuales domésticas e industriales. Las fuentes de agua con mayor probabilidad de recibir aportes contaminantes son aquellas que serán atravesadas por la construcción de las diferentes vías de acceso, aquellas cercanas a los campamentos, talleres, oficinas y plantas de procesamiento de material, las localizadas en cercanías de la cantera y aquellas próximas a las zonas de disposición de excedentes de excavación.

Sin embargo, la construcción de toda esta infraestructura necesaria para el proyecto está concebida de tal forma que incluye las obras de manejo ambiental necesarias para controlar dichos aportes.

Considerando que el componente hídrico repercute en la mayor parte de los elementos del ecosistema, al realizar las actividades de manejo ambiental para evitar el deterioro en la calidad de las aguas, simultáneamente se previenen y mitigan otro tipo de impactos como alteración del paisaje y de la calidad del aire, inestabilidad y erosión, alteración de caudales de fuentes de agua y formación de nuevos hábitats acuáticos.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

³² CANTER L. Manual de Evaluación de Impacto ambiental. Técnicas para Elaborar estudios de impacto ambiental McGraw Hill

- Características fisicoquímicas e hidrobiológicas de los ríos quebradas afectadas por la construcción y operación del proyecto.

Programa tres. Gestión integral de residuos sólidos

Dentro de los principales impactos que son manejados por este programa se pueden citar:

- Contaminación de cuerpos de agua.
- Contaminación de suelos.
- Proliferación de vectores de enfermedades.
- Alteración de la calidad del aire
- Alteración del paisaje

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Frecuencia de transporte de residuos sólidos domésticos al relleno sanitario.
- Volúmenes de residuos sólidos especiales producidos en los diferentes sitios de obras.
- Volumen de lodos generados en el proceso.
- Peso de catalizador gastado en el proceso.

Programa cuatro. Manejo de inestabilidad y erosión y excedentes de excavación.

En este programa realiza las acciones necesarias al realizar la identificación de impactos, en los procesos constructivos que implican el movimiento de tierra y su efecto sobre el agua, el aire, el suelo, los procesos ecológicos, la flora y la fauna.

- En el caso la alteración de la calidad del aire en el proceso de transporte y disposición de excedentes de excavación.
- Alteración y pérdida de suelos por adecuación de las diferentes zonas donde se depositarán los excedentes de excavación provenientes de los sitios donde se realizarán movimientos de tierra.
- Inestabilidad, erosión y producción de sedimentos en las zonas de depósito.
- Destrucción y alteración de hábitats de la fauna terrestre.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Volúmenes de escombros de excavación producidos, transportados y con disposición final.
- Calidad de agua en las quebradas y ríos.
- Presencia de inestabilidad y erosión.
- Calidad del aire

Programa cinco. Protección de suelos

Este programa hace frente a la pérdida permanente de suelo en zona de inundación y áreas de construcciones permanentes, pérdida temporal de suelos en zonas de depósito,

campamentos, talleres y demás zonas de construcciones temporales, deterioro de las características físicas y químicas del suelo en áreas aledañas a los sitios de obra.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Registros de volúmenes de residuos sólidos producidos en los diferentes sitios de obra del proyecto y sitio de disposición final.
- Los registros de volúmenes de escombros de excavación producidos y transportados.
- Recuperación de cobertura vegetal y establecimiento de franja de protección.

Programa seis. Explotación de fuentes de materiales

Este programa maneja integralmente impactos como alteración de la calidad de aire, alteración de la calidad del agua, inestabilidad y erosión, pérdida de cobertura vegetal, destrucción o alteración de suelos, alteración de la calidad paisajística y pérdida o alteración de hábitats para la fauna terrestre.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Registros de volúmenes materiales requeridos y utilizados en los diferentes sitios de obra del proyecto y sitio de disposición final.

● COMPONENTE BIÓTICO

Programa siete. Manejo de nuevos hábitats acuáticos.

El programa se encuentra encaminado a realizar acciones para disminuir, mitigar y controlar:

- Afectación de pequeñas quebradas tributarias por su cercanía a zonas de explotación y excavación de material de canteras y obras de infraestructura.
- Creación de nuevos hábitats acuáticos.
- Aparición y desarrollo de macrófitas.
- Desarrollo de vectores de enfermedades.
- Aumento en la presión por pesca sobre la comunidad de peces por parte de aquella población atraída por posibilidades laborales.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Control para hábitats de vectores
- Presencia en la zona del proyecto de insectos acuáticos vectores de enfermedades.

- Extensión del espejo de agua cubierta por las macrófitas acuáticos.
- Características fisicoquímicas e hidrobiológicas obtenidas en el monitoreo del plan de manejo de calidad del agua.

Programa ocho. Manejo de fauna terrestre

El impacto general es la reducción de fauna terrestre generada por diferentes factores, tales como la presión antrópica originada por la caza o el ruido; la destrucción y fragmentación de hábitats ocasionada por la ejecución de las obras civiles del proyecto y el llenado del embalse; además del efecto de barrera ocasionado por la puesta en marcha de las vías y el llenado del embalse.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Como se realizo un levantamiento de la caracterización se debe medir el estado de las poblaciones.
- Número de especies encontrado para cada grupo faunístico. Con una evaluación previa en los sitios donde se tomará con indicador.

Programa nueve. Recuperación de la cobertura vegetal

Este programa está dirigido a manejar impactos como la reducción de las coberturas vegetales ocasionada por la construcción de las obras civiles del proyecto y la desaparición bosque natural. También busca atender la alteración de los corredores ambientales y la fragmentación de hábitats, que limitan el desplazamiento de fauna terrestre y el avance de la sucesión natural; la aparición del efecto de barrera ocasionado por la construcción de las vías; la alteración o modificación del paisaje; la desestabilización de terrenos y la generación de procesos erosivos.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Área con cobertura natural.
- Numero de especies sembradas en el área de influencia

Programa diez. Manejo y recuperación de microcuencas

En la realización del estudio de impacto ambiental, se establecen las microcuencas que pueden ser afectada en cualquiera de las etapas del proceso, por tanto este programa debe contar con las acciones necesarias para la recuperación y manejo e la microcuencas impactadas.

• COMPONENTE SOCIAL

Programa once. Restablecimiento de las condiciones de vida de la población afectada directamente

El programa integra e implementa las herramientas de gestión y las acciones necesarias para restablecer las condiciones de vida de la población objeto.

El cambio estructural (nuevo hábitat, nuevas relaciones socioeconómicas y culturales, etc) como impacto provocado por el reasentamiento altera las condiciones y modos de vida de la población, desarticula comunidades, produce desequilibrios en los individuos. Afecta a grupos de población, heterogéneos en cuanto a lo cultural, económico, político y social y con tiempos de permanencia distintos; diferente situación jurídica con respecto a la tenencia de los predios y de los medios de producción (propietarios, arrendatarios, ocupantes, vivientes).

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Grado de participación activa, de la población en las actividades del proyecto.
- Grado de satisfacción de las necesidades básicas de la población influenciada por el proyecto.
- Grado de satisfacción de las necesidades y expectativas económicas de las familias.
- Modificaciones y alteraciones producidas en la cotidianidad, sociabilidad y vida económica de las familias.
- Cambios determinados por la nueva situación en la conformación de la unidad familiar.
- Cambios producidos en las condiciones sociales de la población debido al
- mejoramiento en la cobertura y calidad de los servicios básicos comunitarios y públicos domiciliarios.
- Nivel de adaptación, estabilización y movilidad de la población.

Programa doce. Restablecimiento de las condiciones de vida a la población afectada indirectamente

Este programa es el encargado de realizar las acciones para minimizar:

- Las modificaciones de las condiciones sociales de la población, debido a la llegada de personal foráneo y a la alteración ocasionada por la presencia del proyecto.
- Las alteraciones en actividades económicas tradicionales, al variar la oferta y la demanda de insumos y productos, lo que conlleva la alteración del nivel del costo de vida de la población.
- La pérdida de fuentes de trabajo por alteración de zonas de explotación.
- La desarticulación espacial por pérdida de infraestructura vial (carreteras, puentes, garruchas, caminos).
- La alteración del acceso a los servicios públicos y sociales.
- La alteración en el tráfico vehicular e incremento del nivel de riesgos de accidentalidad.

Además del aprovechamiento de posibilidades de empleo en el proyecto.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Nivel de gestión, proceso, conformación y resultados de los proyectos de economía solidaria.
- Número de asociaciones, tipo de proyectos, beneficios, limitaciones y posibilidades.
- Tendencia local del sector agropecuario: dedicación de áreas, personal vinculado, volúmenes de producción.
- Nivel del costo de vida, movimiento del mercado en cuanto a la oferta y la demanda de bienes y servicios.
- Atención médica, periodicidad y servicios de las brigadas móviles y los puestos de salud; número de pacientes atendidos, principales causas de consulta médica, procedencia de los pacientes.
- Demanda de servicios de salud, tipos de atención requerida, drogas más solicitadas.
- Dotación, personal y funcionamiento de los equipos para atender emergencias.
- Estado de la señalización de la vía.
- Estado de las vías.
- Índices de mortalidad y de morbilidad en la zona.
- Causas y números de accidentes de tránsito en la zona del proyecto.
- Comportamiento del índice y número de casos de enfermedades presentadas.
- Número de convenios celebrados con productores locales para el suministro de bienes y servicios al proyecto y beneficios para la región de dichos convenios.
- Comportamiento de los precios de bienes y servicios.
- Comportamiento del nivel de empleo de la población local.

Programa trece. Política de empleo

Para la construcción de las obras del proyecto se requiere personal profesional, técnico y de planilla (obreros) que debe ser contratado de acuerdo con la disponibilidad y experiencia, dentro y fuera de la zona de influencia del proyecto.

Los requerimientos totales de trabajadores corresponden a: personal del contratista, personal del proyecto y personal de asesores e interventores.

De acuerdo con el programa del proyecto, las actividades de construcción se ejecutarían en 10 años. Los picos máximos de oferta de empleo y de ocupación se presentarían en los primeros cinco años, los cuales deberán ser seleccionados dando prioridad a la mano de obra nativa, especialmente rural, de los municipios del área de influencia del proyecto.

Este programa se centra en:

- Reducción de los niveles de desempleo existentes en el área de influencia del proyecto, especialmente en la zona rural.
- Contribuir al mejoramiento de los ingresos y del nivel de vida de la población afectada directamente y en general la perteneciente al área de influencia.

- Dinamizar la demanda de bienes y servicios en el área de influencia local y regional del proyecto.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Numero de personas de la región contratadas.

Programa catorce. Comunicación y participación comunitaria

El programa comunicación, educación y participación comunitaria es una estrategia de gestión del plan de manejo ambiental (PMA) utilizada como herramienta para el manejo de las expectativas de la población a través de una comunicación transparente y oportuna. Además proporcionará los criterios básicos para realizar, de manera participativa, la implementación del plan de manejo ambiental del proyecto definirá los alcances esperados y el nivel de responsabilidad en el manejo de los impactos.

Los impactos a manejar con el programa comunicación, educación y participación comunitaria, son aquellos ocasionados por el proyecto que generen expectativas en la población, alteren las relaciones establecidas con la comunidad e impliquen obligaciones a las autoridades locales y regionales.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Número de medios utilizados, periodicidad y cobertura. Contenidos transmitidos y divulgados en el proceso de comunicación y participación comunitaria.
- Incidencia de los procesos de información, consulta y concertación en el desarrollo de los programas de manejo.
- Incidencia de los procesos de información, consulta y concertación en el nivel organizativo y participativo de la población.
- Decisiones tomadas por la población e incidencia de la información suministrada.
- Grado de participación efectiva de la población, en el desarrollo de los planes de manejo.

Programa quince. Educación ambiental

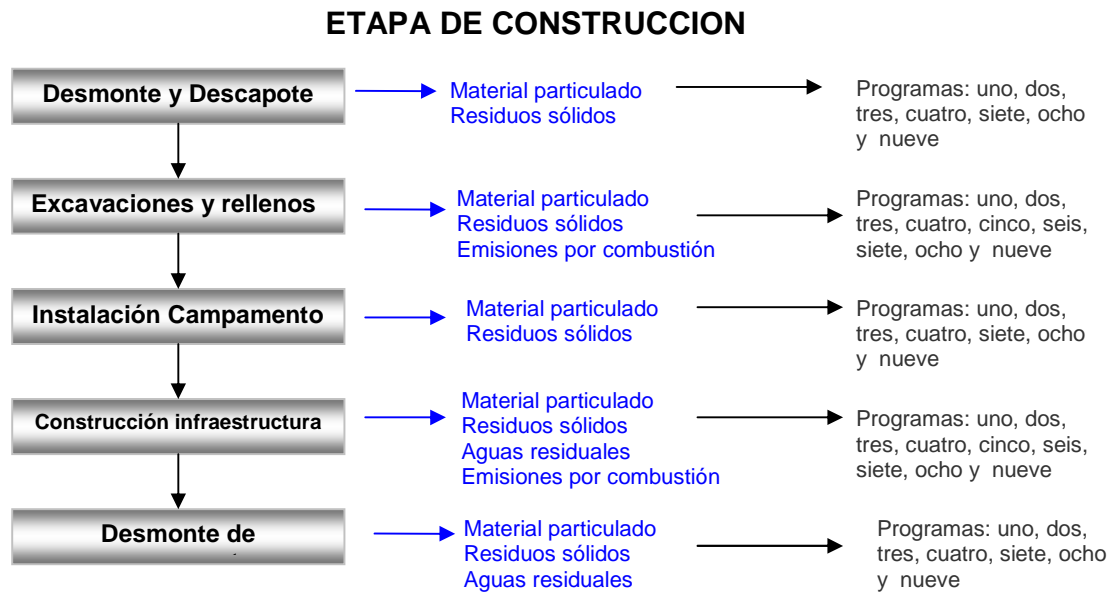
Este programa esta dirigido a la población afectada por el proyecto, a los trabajadores de la empresa dueña del proyecto y a los contratistas responsables de la ejecución del mismo.

Algunos indicadores que pueden ser usados para el seguimiento y control de este programa:

- Numero de proyectos ambientales comunitarios.
- Numero de programas ambientales de los municipios y la región.
- Número de especie vegetales vulnerables.
- Número de rellenos sanitarios funcionando adecuadamente.
- Número de personas participantes de talleres.

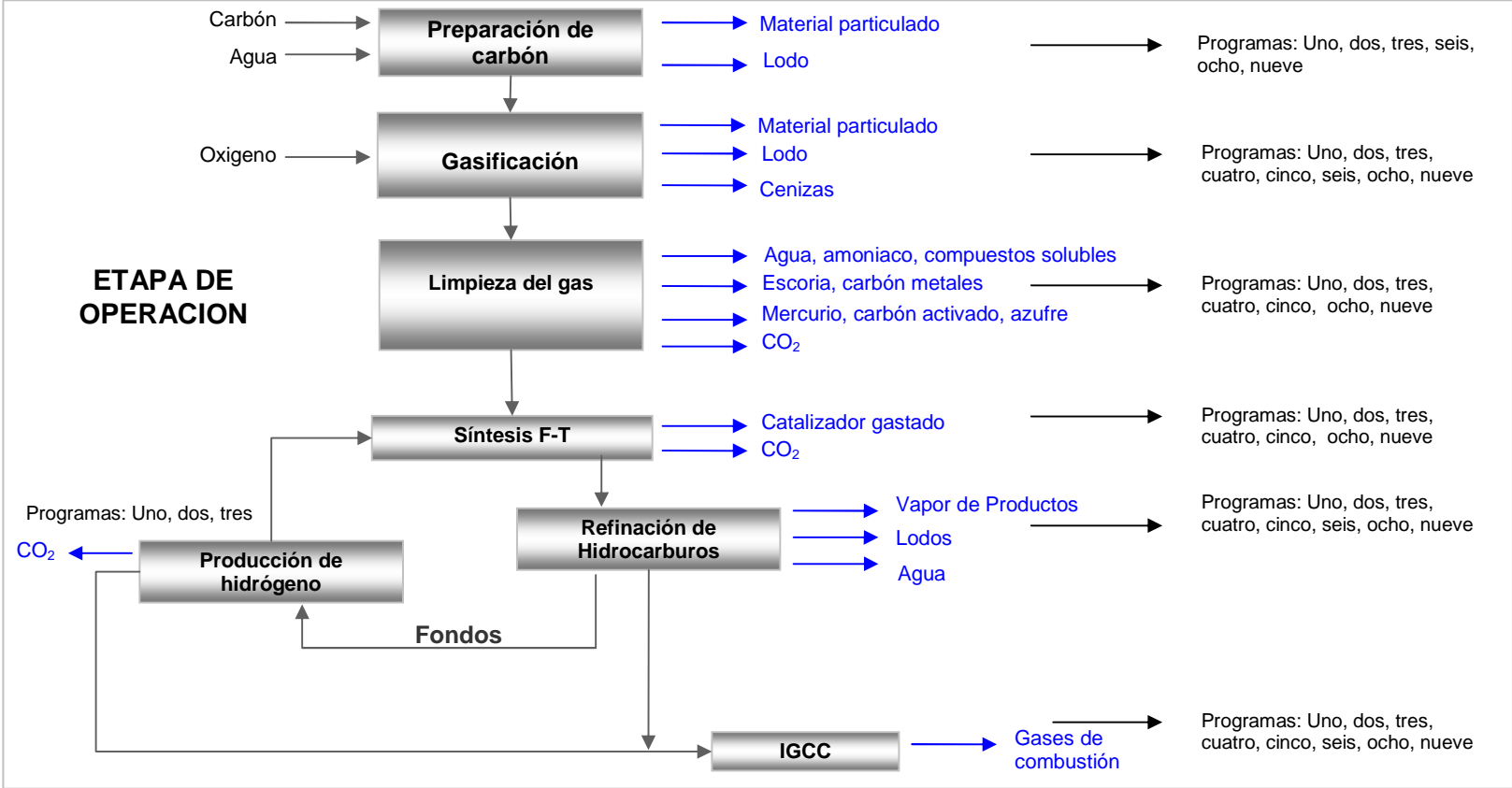
Las siguientes figuras muestran las emisiones generados por el proyecto en su desarrollo y los programas aplicables para la mitigación, seguimiento y control de su impacto ambiental.

Figura 4.9 Programas del plan de manejo ambiental aplicables para la mitigación en la etapa de construcción



Realizado por la Unión temporal CTL

Figura 4.10 Programas del plan de manejo ambiental aplicables para la mitigación en la etapa de operación



Realizado por la Unión temporal CTL

CONCLUSIONES ASPECTO AMBIENTAL

- Desde el punto de vista ambiental, la mejor opción para localizar la planta es la zona del Cesar; sin embargo, esta zona presenta el inconveniente del alto precio del carbón, ya que su mercado es el internacional, al igual que en la zona de la Guajira
- La zona de Cundinamarca, es de explotación minera subterránea, lo que genera un alto impacto ambiental y limita los volúmenes de producción, lo que puede originar problemas de abastecimiento para el proyecto. Esta zona, es la de menor oferta hídrica para el proyecto.
- La zona de Córdoba, presenta el mayor impacto ambiental, ya que la calidad del carbón obliga a un mayor consumo lo que significa un menor rendimiento. Sin embargo, desde el punto de vista económico, resulta una zona atractiva, pues la baja calidad del carbón lo hace barato y limita su mercado a proyectos como ICL, donde la calidad no es un factor determinante.
- La zona de Santander se presenta como la más favorable, con un impacto ambiental moderado, con expectativas de reservas moderadas y precio del carbón económico, sería la zona que reúne las mejores condiciones generales para la localización de la planta
- Analizado el impacto ambiental potencial de la planta CTL se ve que bajo una óptica de desarrollo sostenible, este puede ser mitigado en gran porcentaje de una manera tal que ahorra recursos y aporta a la economía nacional.

5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que para el futuro, existe una disminución en la demanda de gasolina y un incremento en la de diésel, se concluye que la tecnología apropiada para el proyecto es la **LICUEFACCION INDIRECTA**.
- La calidad de los productos de la licuefacción indirecta cumple con las regulaciones del país, el contenido de heteroátomos (azufre y nitrógeno) es cercano a cero y además no contienen derivados organometálicos de metales pesados como mercurio, arsénico y cadmio entre otros, por lo cual es un producto ideal para ser utilizado en las grandes ciudades del país.
- El tamaño más apropiado y comercial para las necesidades del país en el futuro mediano es de 50,000 PBD de combustible líquido, con lo cual se tendría una producción de 40,000 BPD de diesel.
- Las necesidades de carbón, para una producción de 50,000 BPD de combustible, son del orden de 20,000 a 25,000 t/d.
- La construcción de la planta de licuefacción indirecta es viable de realizar en Colombia, con la colaboración de una empresa con experiencia en este tipo de proyectos como Headwaters, Sasol, Rentech o Shell. En el país ya hay experiencia en el manejo de gas de síntesis para la obtención de hidrogeno en refinerías y plantas de amoniaco.
- El impacto ambiental de la producción de combustibles líquidos mediante la tecnología ICL, representado especialmente por emisiones de CO₂, es mitigable mediante el aprovechamiento de estas emisiones para la extracción secundaria de petróleo, de igual manera los residuos sólidos (cenizas y azufre) son aprovechables.
- El impacto ambiental generado por el uso de los combustibles obtenidos por ICL es bajo comparado con los combustibles actuales dado su bajo o nulo contenido de azufre y Nitrógeno.

- En todos los casos analizados la mejor alternativa corresponde a la ubicación San Luis en Santander en 1 etapa, siguiéndole esta misma construida en 4 etapas.
- La Tasa interna de retorno presenta mayores variaciones a sensibilidades al costo del petróleo, costo de la planta, el factor de utilización, el financiamiento y los impuestos.
- El costo de la tecnología (US\$268 millones) afecta significativamente los indicadores de valor del proyecto, dejando inviables las alternativas de construcción en 4 etapas. No así para San Luís – Santander en una sola etapa que presenta valores interesantes.
- Para San Luís – Santander en 1 etapa el VPN es positivo a partir de los US\$40 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$45 por barril.
- Para San Luís – Santander en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$45 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$49 por barril.
- Para La Apartada – Córdoba en 4 etapas el VPN es positivo a partir de los US\$51 por barril de petróleo y la TIR es superior al 15% a partir de los US\$56 por barril.
- Si se considera un plan en que se haga el mayor uso de materiales y de ingeniería en Colombia se podría lograr una reducción de los costos de inversión del 10% que aún con el pago del costo la tecnología los proyectos mejoran significativamente.
- Se recomienda realizar proyecciones probabilísticas de precios y demanda - oferta de carbón en San Luís y La Apartada.
- Se recomienda realizar proyecciones probabilísticas del precio del petróleo en escenarios de corto, mediano y largo plazo.
- Se recomienda realizar los estudios socio-económicos y ambientales para las zonas de San Luís en Santander y La Apartada en Córdoba.
- Desde el punto de vista minero se requiere un mayor estudio de las reservas carboníferas en San Luís y La Aparta

- da para pasar del nivel de medidas a probadas, lo que daría mayor certeza a la disponibilidad del energético.
- Como base para tener en cuenta en la toma de decisiones los riesgos de ejecutar un proyecto de ICL, a continuación se presenta la matriz de riesgos con el fin de determinar los factores que hay que profundizar para disminuir cualquier eventualidad negativa que afecte al proyecto.
- A continuación se presenta en la Matriz de Riesgos.

Proyecto Planta Conversión de Carbón a Combustibles líquidos							
MATRIZ DE RIESGOS							
No.	Riesgo	Descripción del riesgo	Impacto de la ocurrencia	Calificación del impacto	Causas del riesgo	Control asociado	Probabilidad de ocurrencia
1	Contingencias	Los costos estimados de la planta superen un 26%	Reducción en los indicadores de valor (VPN, TIR, Payback, etc)	alto	Subestimación de los costos, retrasos apreciables en la construcción, aumentos de las tasas de interés	Refinación de costos y tiempos en equipos, materiales, ingeniería, etc.	media
2	Precio del petróleo	Disminución del precio del petróleo en especial por aumento de la oferta de petróleo y sustitutos.	Reducción en los indicadores de valor (VPN, TIR, Payback, etc)	alto	Aumento de la oferta de petróleo.	Análisis de proyección probabilística de precios y oferta y demanda de petróleo.	alta
3	Falta de capacidad de negociación tecnológica	Que negocien entidades sin experiencia en la tecnología	Demoras en la construcción y sobre costos por intermediación	Alto	Evaluación de la entidad contratante sin buenos criterios de selección	Contar con consultores y recurso humano apropiado	media
4	Selección de la localización	Que se seleccione una zona sin estudios adecuados mineros, sociales, geológicos, jurídicos y de infraestructura.	Demoras en la operación de la planta e incremento de costos	alto	Orden público, manejo social y gremial o presiones políticas.	Contar con la información de los diferentes parámetros de control social	alta
5	Nuevas tecnologías de transporte	Uso de nuevas tecnologías como celdas de combustión	Competencia en el mercado	Bajo en el mediano plazo	Problemas ambientales como GEI	Contar con estudios del estado del arte con las nuevas tecnologías	media
6	Precio del carbón	Incremento del precio del carbón	Perdida de competitividad del proyecto	Alto	Aumento en la demanda	Contar con suficientes reservas propias del proyecto	media
7	Presencia de etnias minoritarias	Por principios culturales religiosos las etnias minoritarias se pueden oponer al proyecto	Paralisis del proyecto	Medio	Asentamientos de etnias minoritarias en el área del proyecto	Concertación previa al proyecto con las etnias	media
8	Incumplimiento de Normatividad ambiental	Mala operación del proyecto en cualquiera de sus etapas	Cierre del proyecto por la autoridad ambiental	Alto	Personal no calificado al frente de la operación	Auditoria ambiental permanente	media

TABLA DE CONTENIDO CAPITULO 6

6. PROPUESTA DE PLAN DE ACCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DEL PROYECTO	283
6.1. ANTECEDENTES.....	283
6.2. OBJETIVOS	284
6.2.1. General	284
6.2.2. Específicos.....	284
6.3. ESTRATEGIAS PARA IMPLEMENTAR EL PLAN DE ACCIÓN ..	284
6.4. ACCIONES ESPECÍFICAS DEL PLAN.....	287
6.4.1. Socializar la información del presente trabajo.....	287
6.4.2. Crear una organización encargada de promover el desarrollo del proyecto	288
6.4.3. Acciones de la Corporación de Desarrollo de Combustibles Sintéticos CDCS.....	289
6.4.4. Creación de una compañía comercial que construya y opere la planta	291
6.5. ACCIONES PARALELAS	292
6.6. COSTOS	292

6

PROPUESTA DE PLAN DE ACCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DEL PROYECTO

6.1. ANTECEDENTES

A los precios actuales del crudo de petróleo, la obtención de crudo sintético a partir de las ingentes reservas de carbón que posee el país se presenta como una opción económica que busca incrementar la independencia energética, al sustituir parte de las importaciones de diésel, las cuales vienen en aumento continuo. Hoy en día el consumo es de 89114 bbl/d de diésel, del cual se importa alrededor de 10000 bbl/d y se estima que la demanda para el año 2020 será de 153254 bbl/d. Actualmente el diésel producido por ECOPETROL, con un índice de cetano de 45, tiene alrededor de 1200 ppm de azufre para la ciudad de Bogotá y 4000 ppm para el resto del territorio nacional. ECOPETROL tiene como meta para el 2010 disminuir este contenido a 50 ppm. La obtención de diésel sintético a partir de carbón brinda la posibilidad de producirlo con índices ambientales superiores como: contenido de azufre menor a 1 ppm, porcentaje de aromáticos por debajo de 4% y un índice de cetano entre 70 y 75. Estos combustibles sintéticos son totalmente compatibles con los derivados de petróleo y han sido utilizados en diferentes épocas en países como Alemania, Inglaterra, Japón y Sudáfrica.

En la actualidad, China es el país con mayor dependencia de las importaciones de petróleo, e igualmente tiene una de las reservas de carbón más grandes del mundo, así que está construyendo la primera planta comercial de combustibles líquidos del presente siglo por hidrogenación directa (50000 bbl/d), la cual iniciará producción (17000 bbl/d) a principios del año 2008. En los próximos veinte años China planea invertir 30000 millones de dólares en la construcción de plantas de conversión de carbón, utilizando procesos de licuefacción directa e indirecta.

De los países occidentales, Estados Unidos es el de mayor dependencia de crudo importado, y a su vez el que más inversión ha realizado en el desarrollo de la tecnología de conversión de carbón a combustibles líquidos; de hecho, una parte esencial de la tecnología utilizada por China ha sido desarrollada en los Estados Unidos.

Hay proyectos de construcción de plantas de hidrogenación directa en: China, India, Filipinas, Mongolia, Indonesia y plantas de gasificación y

síntesis por vía indirecta en: China, Filipinas, Alemania, Países Bajos, India, Indonesia, Australia, Mongolia, Pakistán, Canadá y Estados Unidos en los estados de Alaska, Arizona, Colorado, Illinois, Indiana, Kentucky, Louisiana, Missisipi, Montana, Dakota del Norte, Ohio, Pensilvania, Texas, West Virginia y Wyoming.

Colombia, país exportador de carbón y con muy poco consumo interno, inicia con este estudio la evaluación sobre la posibilidad de construir una planta de conversión de carbón a combustibles líquidos por ICL (indirect coal liquefaction) que garantizará el suministro en el futuro cercano. La construcción de la planta es un complemento para ECOPETROL ya que podría mezclar el diésel sintético con el producto de su planta para obtener combustibles especiales con bajo contenido de azufre. Por ejemplo esto resolvería las necesidades de Bogotá, donde por la altura la densidad del aire es menor y por lo tanto la cantidad de material particulado en las emisiones de los automotores es mayor que a nivel del mar. Además de los beneficios económicos y ambientales, en lo social se daría ocupación a mano de obra no calificada de la zona geográfica seleccionada; al mismo tiempo, sería preciso utilizar personal con alto conocimiento tecnológico y aplicar la tecnología desarrollada en procesos similares utilizando otras materias primas como crudos pesados, residuos de refinería, bitúmenes y biomasa. A continuación se presenta la propuesta del Plan de Acción para la implementación de tal planta en Colombia.

6.2. OBJETIVOS

6.2.1. General

Garantizar el suministro de combustibles líquidos de transporte para los próximos 20 años.

6.2.2. Específicos

- 1- Realizar los estudios de viabilidad para la construcción de una planta de combustibles líquidos a partir de carbón.
- 2- Realizar el diseño de ingeniería de la planta
- 3- Construir y operar una planta de combustibles líquidos.

6.3. ESTRATEGIAS PARA IMPLEMENTAR EL PLAN DE ACCIÓN

Dado que el precio del crudo cambia fácilmente por los intereses políticos y económicos de los países productores de petróleo, la inversión en el proceso de licuefacción se podría considerar de alto riesgo. Sin embargo,

considerando las estimaciones de reservas mundiales y las insaciables necesidades de economías emergentes como las de China e India, a mediano y largo plazo es casi seguro que el precio de petróleo irá subiendo a un ritmo mucho más acelerado que el precio del carbón. Por lo tanto, la construcción y sostenimiento de una planta de crudo sintético en el país debe obedecer una estrategia especial y su implementación debe considerar incentivos económicos, pero al mismo tiempo fijar precios mínimos de sostenimiento y respaldo apropiado de fondos de inversión e impuestos preferenciales.

Con el fin de fomentar la participación de las diferentes entidades en el desarrollo de la tecnología de obtención de combustibles líquidos a partir de carbón, el Gobierno podrá otorgar incentivos especiales a las sociedades nacionales, extranjeras y/o mixtas interesadas, tales como los siguientes:

- **Garantía del mercado:** Es importante que el Estado, garantice un mercado para los productos de la planta (por ejemplo, sistemas de transporte masivo de las ciudades) ya que por su estructura química lineal el diésel producido es poco contaminante y biodegradable y por tanto permite el pago de un precio preferencial.
- **Rentabilidad del proyecto:** Por las razones anteriormente expuestas, se propone establecer una franja de precios, de tal suerte que se tenga un precio mínimo rentable (por debajo del cual el Estado, a través de un FONDO establecido para tal fin, reconoce la diferencia de precio en el momento de la venta del combustible sintético) y un valor máximo (por encima del cual el Estado cobre un impuesto de participación, que iría al fondo para respaldar el pago cuando los precios estén bajos). Cuando dicho fondo alcance un monto máximo establecido, el remanente se destinará para el desarrollo de nuevas tecnologías en combustibles sintéticos. (Ver figura 5.1)

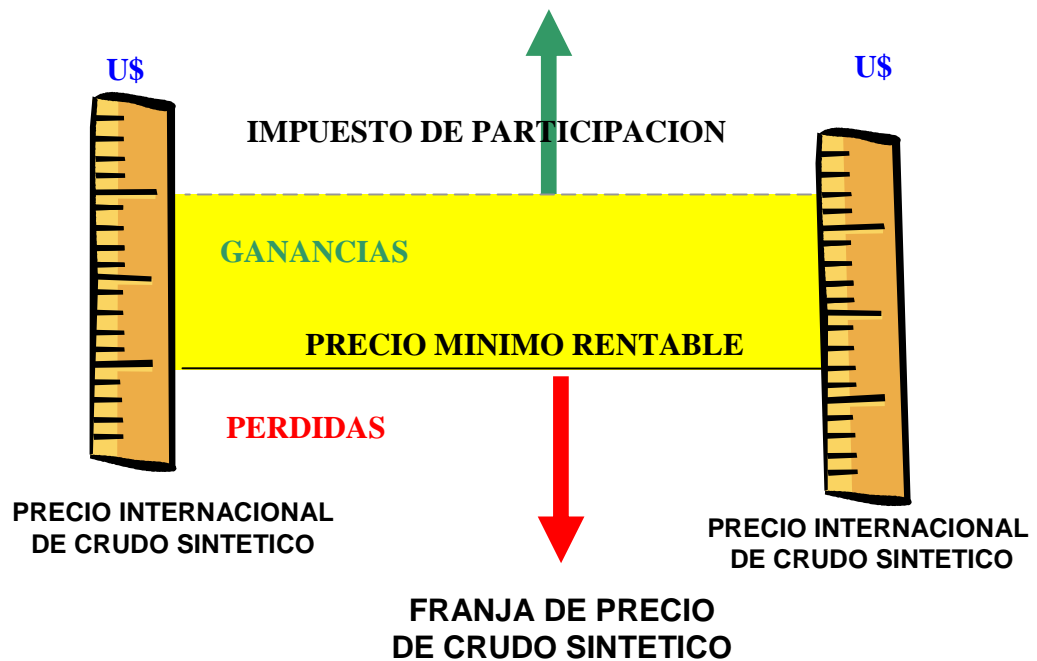


Figura 5.1. Rentabilidad del proyecto.

- **Integración con las refinerías existentes.** Para evitar la inversión en el mejoramiento del crudo sintético, adecuación y mezcla para su utilización final, es importante que las refinerías mismas, que ya tienen la debida experiencia, realicen esta actividad. Además, el sistema de mercadeo existente de las refinerías favorece esta estrategia.
- **Programa de construcción modular.** Por el tamaño de la inversión de una planta comercial en una sola etapa (alrededor de 3650 millones de dólares), se sugiere realizar la inversiones cuatro etapas modulares, cada una con capacidad de 12500 bbl/d, de tal suerte que la producción se incremente a medida que aumenta la demanda. Esta estrategia permite la apropiación de la tecnología en la primera etapa y el avance en la ingeniería y construcción de equipos nacionales, de tal modo que la construcción de los últimos módulos, en un buen porcentaje, puede ser realizada en talleres nacionales con participación de la ingeniería nacional.

Como la planta consiste en cuatro módulos similares, cada uno compuesto de dos gasificadores de 3100 t/d de carbón con equipos auxiliares para la preparación del carbón y el tratamiento de los gases, y de 10 reactores Fischer-Tropsch de 5000 bbl/d con sus respectivos sistemas de recuperación, es recomendable realizar un programa de

construcción de los módulos de acuerdo a la siguiente distribución en el tiempo y la indicada distribución de la inversión:

MODULO	AÑOS	COSTO
Primero	0 - 4	US\$
Segundo	4 - 6	1014550000
Tercero	6 - 8	895070000
Cuarto	8 - 10	954810000

- **Creación de una entidad promotora.** La promoción de la construcción de esta planta exige esfuerzos tanto en el sector gobierno como el productivo, por lo cual es importante formar una entidad que coordine y desarrolle esta actividad. Puesto que la industria de combustibles sintéticos será de rápido crecimiento en el futuro, se propone crear una **Corporación para el Desarrollo de los Combustibles Sintéticos (CDCS)**, entidad que estaría integrada por instituciones interesadas como: ECOPETROL, compañías de minería de carbón, ANH, UPME, empresas privadas de Investigación y Desarrollo, y universidades, entre otras.
- **Creación de la Empresa Productora del Crudo Sintético (EPCS).** Establecidas las condiciones y realizados los estudios de viabilidad de la planta por la CDCS, se hace necesario crear la empresa encargada de la construcción y operación de la planta.

6.4. ACCIONES ESPECÍFICAS DEL PLAN

A continuación se presentan las acciones específicas para llevar a cabo el plan de construir una planta de combustibles líquidos obtenidos del carbón.

6.4.1. Socializar la información del presente trabajo

Se busca entregar la mayor información posible a los interesados en la construcción de la planta, por lo que se recomienda realizar una serie de seminarios a los diferentes sectores del país, donde se les informe sobre los resultados del trabajo y la posibilidad de vincular a cada uno de los mismos al proyecto. A las entidades interesadas se les presentarán los lineamientos generales y la posibilidad de crear una entidad promotora.

6.4.2. Crear una organización encargada de promover el desarrollo del proyecto

En la parte histórica de este informe, se presentó la estrategia establecida por cada uno de los países que han desarrollado o adaptado la tecnología. Entre ellos se destacan: Alemania, Estados Unidos, Japón y China.

De la experiencia de estos países es importante resaltar que Alemania al no poseer petróleo creó en los años veinte su programa de independencia energética y durante la Segunda Guerra Mundial, al ser un producto estratégico para su supervivencia, construyó 18 plantas de licuefacción directa y 9 de indirecta en diferentes lugares con tamaños de planta pequeños.

Estados Unidos encargó el desarrollo de la tecnología al Bureau of Mines de Pittsburgh, que en conjunto con la empresa privada establecieron los centros de investigación y escalaron a planta piloto; en los ochenta establecieron el programa de plantas demostrativas y crearon la corporación para llevar el proceso a escala comercial antes de 1990. La inversión realizada por el Departamento de Energía de Estados Unidos en la corporación fue de 3600 millones de dólares, las investigaciones dieron origen entre otros al proceso H-Coal con los sistemas de CTSL y CMSL y la transferencia de tecnología de los procesos indirectos a través de compañías como Syntroleum y Rentech.

China realizó un convenio con Estados Unidos para la transferencia de tecnología, Japón donó a China una planta piloto de licuefacción directa de 0.1 t/d y paralelamente se estableció con la industria un programa de adaptación y evaluación de la tecnología mediante la creación de un centro de investigación; su objetivo fue también el de capacitar al personal en este programa. El diseño de la planta comercial de China fue realizado por personal nacional, pero se tenía la supervisión del personal de la industria y el control de calidad por empresas con experiencia de Estados Unidos. La construcción de la planta con su política de “aprender haciendo” ha sido realizada en más del 80% en los talleres de China, mientras que la supervisión fue contratada a expertos externos.

Aunque inició tarde el desarrollo y adaptación de la tecnología, Japón también creó un programa en conjunto gobierno-industria privada que ya a finales de los años noventa tenía una planta de 250t/d.

Con los anteriores antecedentes, se puede concluir que la política de unir esfuerzos gobierno-sector productivo genera resultados exitosos; de aquí

que una de las acciones propuestas es la de crear una organización no gubernamental con la participación del sector gobierno y la empresa privada mediante la creación de una Corporación de Desarrollo de Combustibles Sintéticos (CDCS) con el objetivo general de promover el desarrollo de combustibles líquidos sintéticos, llevar a cabo los estudios de viabilidad y establecer las alianzas necesarias para realizar los estudios de ingeniería y las etapas de construcción y puesta en marcha.

6.4.3. Acciones de la Corporación de Desarrollo de Combustibles Sintéticos CDCS.

Una vez conformada, la organización debe asumir y realizar ciertas acciones o actividades para el proyecto:

Actividad 1. Evaluación de la calidad del carbón. Esta actividad se divide en dos tareas:

A- Obtener análisis estadísticos de las reservas de carbón de acuerdo a los mantos de explotación. Una planta comercial de 50000 bbl/d de crudo sintético necesita unas 25000 t/d de carbón (en base seca y libre de materia mineral), es decir cerca de 8 M de toneladas año.

B- Evaluar el comportamiento del carbón en el proceso. Se harán ensayos de laboratorio con el fin de conocer los parámetros de diseño y los rendimientos finales.

Actividad 2. Desarrollo y apropiación de la tecnología. Esta actividad busca la formación del recurso humano y la adquisición de experiencia del personal colombiano. Para ello, y con la ayuda de la cooperación internacional, se establecerá un programa de intercambio, y se construiría una planta piloto de unos 6 bbl/d de combustibles, para poder determinar las condiciones óptimas (de catalizadores, temperatura, presión, relación H_2/CO , entre otras) de licuefacción en el reactor de síntesis FT.

Actividad 3. Diseño conceptual de la planta comercial. Teniendo en cuenta los rendimientos del proceso de licuefacción, el comportamiento del carbón seleccionado y la calidad del producto, se hará el diseño conceptual de la planta, que incluye el diagrama de bloques de las unidades de preparación, gasificación, purificación de gases, unidad de balance de la relación H_2/CO o de reformado del gas de síntesis, unidad de reacción FT, equipos de almacenamiento y transporte a la refinería, disposición de residuos, medidas de protección y control ambiental.

Actividad 4. Decisión final sobre localización de la planta. Conocida el área necesaria (aproximadamente 200 ha) para la localización de la planta, se escogerá el municipio en cuya jurisdicción se cumpla con el plan de ordenamiento territorial, licenciamiento ambiental y demás normatividad vigente.

Actividad 5. Diseño del plan de inversión. Se estimarán los costos finales de inversión de acuerdo al tamaño de la planta, los costos básicos de capital de acuerdo a los costos por unidad de producción y los de las condiciones locales.

Actividad 6. Evaluación de la economía del proyecto. Se hará la evaluación de costos de acuerdo a los costos de las materias primas, costos de operación, precio del crudo equivalente y el análisis de sensibilidad.

Actividad 7. Diseño básico de Ingeniería. Finalmente, se harán los acuerdos de licencia tecnológica y los de diseño de ingeniería.

Actividad 8. Promoción de la creación de la compañía comercial. Una vez la CDCS adelante las etapas previas y de viabilidad del proyecto, esta se encargará de ayudar a conformar la compañía comercial que tendrá a su cargo la construcción, arranque y operación de la planta de licuefacción en el país. La compañía (Compañía Productora de Combustibles Sintéticos, CPCS) se financiará a través de créditos bancarios, inversionistas interesados, fondos asociativos, el Estado y demás sectores privados.



6.4.4. Creación de una compañía comercial que construya y opere la planta

Con la información suministrada por la corporación, la CPCS iniciará las fases finales para la construcción y operación de la planta. Estas serán las siguientes

- **Fase de ingeniería de detalle**
- **Fase de alistamiento**
- **Fase de construcción**
Para esta fase es necesario contratar una compañía con experiencia en la construcción de este tipo de megaproyectos. La inversión esperada es de unos 3650 millones dólares distribuidos en 10 años de construcción.
- **Fase de arranque**
Esta etapa se comparte con la compañía de construcción, la de licenciamiento tecnológico, los vendedores de equipos y catalizadores, y el equipo de operación y mantenimiento de la CPCS.

6.5. ACCIONES PARALELAS

Como complemento a las estrategias mencionadas, deben realizarse acciones paralelas:

- Mejorar el conocimiento de las reservas de crudos (pesados y ultrapesados) y otras fuentes de crudos como arenas bituminosas (ej. Pesca en Boyacá, Montañitas en Caquetá), esquistos bituminosos y breas naturales (ej. Chaparral en Tolima y San Luís en Santander), y establecer el tiempo de recuperación del crudo actual.
- Mantener un permanente seguimiento al avance tecnológico en los nuevos medios de transporte como carros híbridos gasolina/electricidad, celdas de combustión e hidrógeno, entre otros.
- Establecer convenios de cooperación internacional para realizar la formación del personal y la transferencia de la tecnología con países interesados en mantener los precios del crudo como Estados Unidos, Alemania, Japón, China, y Sudáfrica, entre otros. Se debe aprovechar el interés que estos países tienen en divulgar y promover estos procesos.

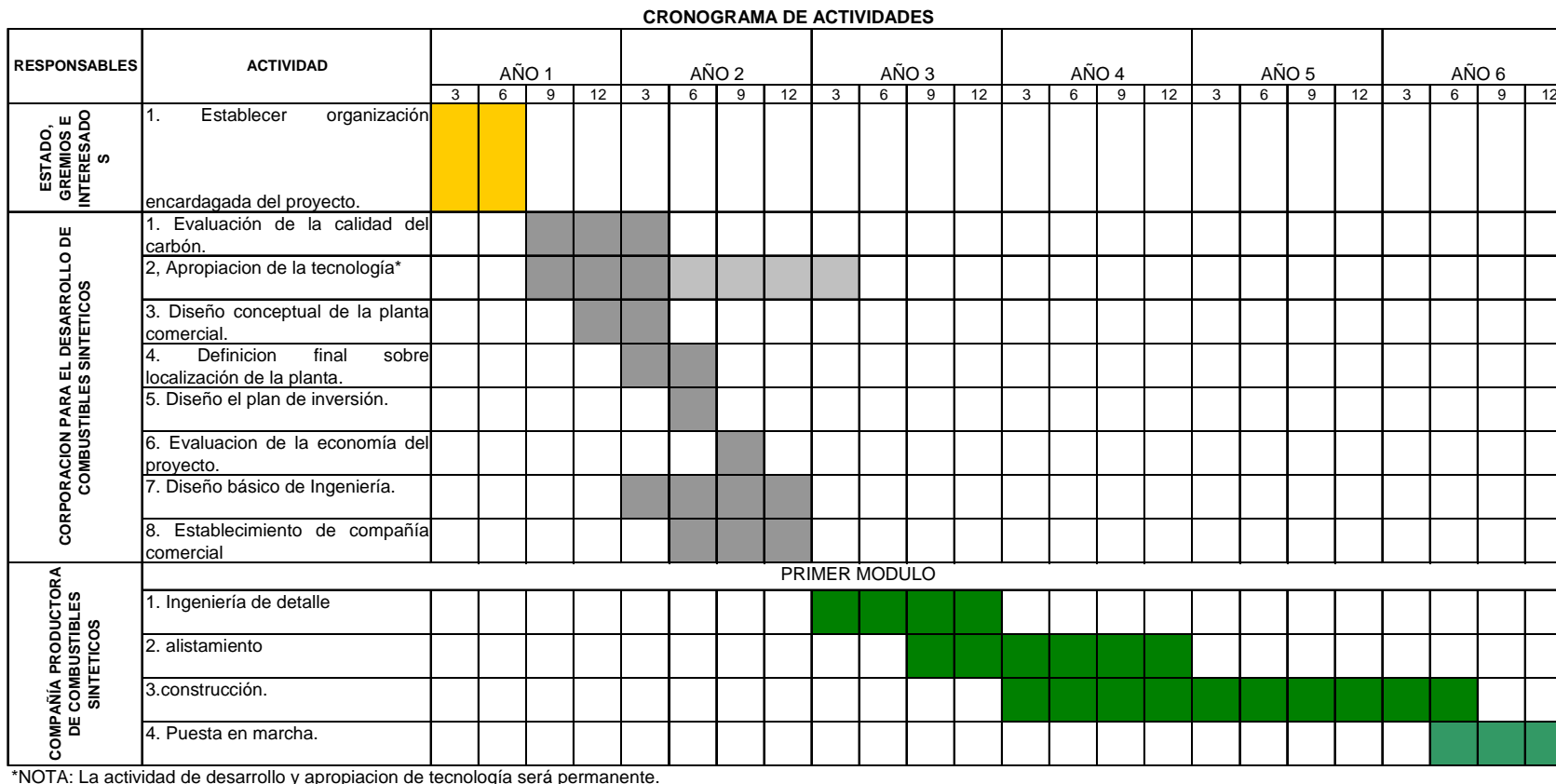
6.6. COSTOS

Para la evaluación de los costos se consideran dos rubros. El primero está relacionado con las actividades de la corporación hasta los diseños de ingeniería que serían compartidas entre el Estado y el sector productivo interesado. El segundo incluye los costos de diseño, construcción y puesta en marcha que serán realizados por la compañía establecida para la comercialización.

De acuerdo al cronograma que se muestra más adelante, el inicio de la construcción se realiza en el tercer año del presente plan, con lo cual el último módulo se terminaría en el año 12. Es decir que los cuatro módulos de la planta estarían listos en el año 2019. Se anota que a los seis años de la puesta en marcha del plan se inicia la producción de combustibles sintéticos en Colombia

COSTOS			
RESPONSABLES	ACTIVIDAD	PESOS COLOMBIANOS A LA FECHA	DOLARES
		MILLONES	MILES
ESTADO, GREMIOS E INTERESADOS	1. Establecer organización encargada del proyecto.	\$ 80	\$40
CORPORACION PARA EL DESARROLLO DE COMBUSTIBLES SINTETICOS CDCS	2. Evaluación de la calidad del carbón en el proceso.	\$ 2.000	\$1.000
	3. Apropiación de la tecnología	\$ 14.000	\$7.000
	4. Diseño conceptual de la planta comercial.	\$ 4.000	\$2.000
	5. Definición final sobre localización de la planta.	\$ 80	\$40
	6. Diseño el plan de inversión.	\$ 40	\$20
	7. Evaluación de la economía del proyecto.	\$ 40	\$20
	8. Diseño básico de Ingeniería.	\$ 60.000	\$30.000
	9. Establecimiento de compañía comercial	\$ 80	\$40
	TOTAL PARCIAL		\$ 80.320
COMPAÑIA PRODUCTORA DE COMBUSTIBLES SINTETICOS CPCS	10. Ingeniería de detalle	\$ 1.825.000	\$3.650.000
	11. Alistamiento		
	12. Construcción.		
	13. Puesta en marcha.		
GRAN TOTAL		\$ 1.905.320	\$ 3.690.160

Figura 3. Cronograma de actividades



LISTA DE ABREVIATURAS

%p	porcentaje en peso
%v	porcentaje en volumen
μ	micras
AEI	Agencia Internacional de Energía
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ASTM	American society for testing materials
Atm	atmósferas
bbl	barriles
BCL	Licuefacción de carbones pardos
bp	Punto de ebullición
BPD	Barriles por día
BTL	Biomasa a líquido
CCLP	Licuefacción de carbón Chevron
CCRI	Instituto de investigación de carbón de China
CCS	Captura y secuestro de carbono
CEP	Costo estimado en planta
CMSL	Licuefacción catalítica multietapas
COS	Sulfuro de carbonilo
CTL	Carbón a líquido
DCL	Licuefacción directa de carbón
EDS	Exxon donor solvent
EPA	Agencia de protección ambiental de los Estados Unidos
FDG	Desulfuración de la corriente gaseosa
FONIC	Fondo de investigación del carbón
FT	Fischer-Tropsch
FTS	Síntesis de Fischer-Tropsch
GEI	Gases de efecto invernadero
Gj	Gigajulios
gl	galón
GLP	Gas licuado de petróleo
GM	Gasolina motor
GNV	Gas natural vehicular
GPD	Producto interno bruto
GTL	Gas a líquido
H/C	Hidrógeno/Carbono
H ₂ /CO	Hidrógeno/Monóxido de carbono
HRI	Hydrocarbon research Inc.
HTFT	Síntesis de Fischer-Tropsch a alta temperatura
HTI	Hydrocarbon technology Inc.
ICI	Imperial Chemical Industries
ICL	Licuefacción indirecta de carbón
ICPC	Instituto colombiano de productores de cemento
IEO	International Energy Outlook
IGCC	Generación en ciclo combinado
ISO	Organización internacional para la estandarización
ITSL	Licuefacción integrada en dos etapas

kg	kilogramos
kg/d	kilogramos/día
Kt	kilotoneladas
lb	libras
lb/d	libras/día
lhc	libre de humedad y ceniza
lhmm	Libre de humedad y materia mineral
LTC	Carbonización a baja temperatura
LTFT	Síntesis de Fischer-Tropsch a baja temperatura
M	millones
m ³	metros cúbicos
min	minutos
mmb/d	miles de millones de barriles/día
MTG	Metanol a gasolina
MW	Megavatios
NCCC	National Coal Carbonizing Co.
NEDO	Organización para el desarrollo de nuevas energías y tecnologías industriales
O/C	Oxígeno/Carbono
°C	grados centígrados
OECD	Organización para la cooperación y el desarrollo económico
OPEP	Organización de países exportadores de petróleo
PCG	Potencial de calentamiento global
PDU	Unidad de planta de desarrollo
PIB	Producto interno bruto
PM	Material particulado
PM ₁₀	Material particulado de tamaño inferior a 10 micras
PND	Plan nacional de desarrollo
ppm	partes por millón
PSA	Pressure swing adsorption
SAS	Sasol advanced synthol
SCP	Sustitutos convencionales del petróleo
SCR	Reducción catalítica selectiva
SFC	Corporación de Combustibles Sintéticos
SNG	Gas natural sintético
SRC	Carbón refinado con solvente
Synfuel	Combustible sintético
t	toneladas
t/a	tonelada/año
t/d	toneladas/día
TIR	Tasa interna de retorno
UIS	Universidad Industrial de Santander
UK	Reino Unido
UPME	Unidad de planeación minero energética
USA	Unidad de separación de aire
VPN	Valor presente neto
WFDG	Agua de lavado de la desulfuración de la corriente gaseosa
WTI	Precio internacional del petróleo

ANEXO 1
NORMATIVIDAD AMBIENTAL COLOMBIANA
APLICABLE A UN PROYECTO CTL

Normas y principios ambientales contenidos en la Constitución Política de Colombia		
ART.	TEMA	CONTENIDO
7	Diversidad étnica y cultural de la Nación	Hace reconocimiento expreso de la pluralidad étnica y cultural de la Nación y del deber del Estado para con su protección.
8	Riquezas culturales y naturales de la Nación	Establece la obligación del Estado y de las personas para con la conservación de las riquezas naturales y culturales de la Nación.
49	Atención de la salud y saneamiento ambiental	Consagra como servicio público la atención de la salud y el saneamiento ambiental y ordena al Estado la organización, dirección y reglamentación de los mismos.
58	Función ecológica de la propiedad privada	Establece que la propiedad es una función social que implica obligaciones y que, como tal, le es inherente una función ecológica.
63	Bienes de uso público	Determina que los bienes de uso público, los parques naturales, las tierras comunales de grupos étnicos y los demás bienes que determine la ley, son inalienables, imprescriptibles e inembargables.
79	Ambiente sano	Consagra el derecho de todas las personas residentes en el país de gozar de un ambiente sano
80	Planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales	Establece como deber del Estado la planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.
88	Acciones populares	Consagra acciones populares para la protección de derechos e intereses colectivos sobre el medio ambiente, entre otros, bajo la regulación de la ley.
95	Protección de los recursos culturales y naturales del país.	Establece como deber de las personas, la protección de los recursos culturales y naturales del país, y de velar por la conservación de un ambiente sano.
330	Administración de los territorios indígenas.	Establece la administración autónoma de los territorios indígenas, con ámbitos de aplicación en los usos del suelo y la preservación de los recursos naturales, entre otros.

Algunas Normas Generales	
Decreto ley 2811 de 1.974	Código nacional de los recursos naturales renovables RNR y no renovables y de protección al medio ambiente. El ambiente es patrimonio común, el estado y los particulares deben participar en su preservación y manejo. Regula el manejo de los RNR , la defensa del ambiente y sus elementos.
Ley 23 de 1973	Principios fundamentales sobre prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelo y otorgó facultades al Presidente de la República para expedir el Código de los Recursos Naturales.
Decreto 1753 de 1994	Define la licencia ambiental LA: naturaleza, modalidad y efectos; contenido, procedimientos, requisitos y competencias para el otorgamiento de LA.
Decreto 2150 de 1995 y sus normas reglamentarias	Reglamenta la licencia ambiental y otros permisos. Define los casos en que se debe presentar Diagnóstico Ambiental de Alternativas, Plan de Manejo Ambiental y Estudio de Impacto Ambiental. Suprime la licencia ambiental ordinaria
Ley 388 de 1997	Ordenamiento Territorial Municipal y Distrital y Planes de Ordenamiento Territorial.
Ley 491 de 1999	Define el seguro ecológico y delitos contra los recursos naturales y el ambiente y se modifica el Código Penal
Decreto 1220 de 2005	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales

Normatividad sobre participación comunitaria y patrimonio cultural	
Ley 21 de 1991	Aprueba el Convenio 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes. Adoptado por la OIT en 1989
Ley 24 de 1992	Organización y funcionamiento de la defensoría del pueblo.
Ley 70 de 1993	Protección de la identidad cultural y derechos de las comunidades negras de Colombia
Decreto 1088 de 1993	Creación de cabildos y autoridades indígenas.
Ley 134 de 1994	Participación ciudadana
Decreto 1371 de 1994	Comisión consultiva de alto nivel de que trata el artículo 45 de la Ley 70 de 1993
Ley 199 de 1995	Define funciones del Ministerio del Interior con relación a pueblos indígenas y comunidades negras y establece cambios de estructura orgánica.
Decreto 1745 de 1995	Titulación de tierras de comunidades negras.

Normatividad sobre participación comunitaria y patrimonio cultural	
Decreto 1277 de 1996	Zonas de reservas campesinas
Decreto 1397 de 1996	Crea la Comisión nacional de territorios indígenas y la mesa permanente de concertación con los pueblos y organizaciones indígenas
Ley 397 de 1997	Ley General de la Cultura. Área de protección arqueológica en la licencia ambiental.
Documento Conpes 2909 de 1997	Plan de desarrollo de las comunidades negras
Ley 393 de 1998	Acción de cumplimiento
Ley 472 de 1998	Acciones populares y de grupo
Decreto 879 de 1998	Reglamentación de Planes de ordenamiento territorial
Decreto 1320 de 1998	Reglamenta consultas previas a comunidades indígenas y negras
Decreto 1504 de 1998	Reglamenta el uso del espacio público en los planes de ordenamiento territorial
Decreto 1589 de 1998	Sistema nacional de cultura
Decreto 1818 de 1998	Estatutos de mecanismos alternativos de solución de conflictos.
Decreto 2001 de 1998	Constitución de resguardos indígenas
Decreto 150 de 1999	Respecto a la vigencia de los Planes de ordenamiento territorial
Decreto 1122/99 Artículo 141	Sobre la decisión que adopta la autoridad competente cuando no se logra un acuerdo, en la consulta previa, con las comunidades indígenas y negras.

Normatividad sobre flora silvestre y bosques	
Ley 2 de 1959	Reserva forestal y protección de suelos y agua
Decreto 2811 de 1974 Libro II, Parte VIII	De los bosques, de las áreas de reserva forestal, de los aprovechamientos forestales, de la reforestación. Art. 194 Ambito de aplicación; Art. 195-199 Definiciones; Art. 196, 197, 200 y 241 Medidas de protección y conservación; Art. 202 a 205 Áreas forestales Art. 206 a 210 Áreas de reserva forestal; Art. 211 a 224 Aprovechamiento forestal
Decreto 877 de 1976	Usos del recurso forestal. Áreas de reservas forestales
Decreto 622 de 1977	Sobre Parques Nacionales Naturales PNN
Decreto 2787 de 1980	Reglamenta parcialmente el Decreto Ley 2811 de 1974
Ley 29 de 1986	Regula áreas de reserva forestal protectora
Resolución 868 de 1983	Sobre tasas de aprovechamiento forestal

Normatividad sobre flora silvestre y bosques	
Ley 139 de 1994	Crea el Certificado de Incentivo Forestal CIF
Ley 299 de 1995	Por la cual se protege la flora Colombiana.
Decreto 1791 de 1996	Régimen de aprovechamiento forestal y acuerdos regionales con este fin.
Documento Conpes 2834 de 1996	Política de bosques
Decreto 900 de 1997	Reglamenta el Certificado de Incentivo Forestal CIF
Resoluciones del Ministerio del Medio Ambiente (INDERENA) y Corporaciones Autónomas Regionales	Establecen vedas de varias especies vegetales, a nivel nacional (INDERENA o Ministerio del Medio Ambiente), o regional (Corporaciones Autónomas Regionales).
Resolución 0316 de 1974 Resolución 213 de 1977 Resolución 0801 de 1977 Resolución 0463 de 1982	Veda indefinida de las especies vegetales: pino colombiano, hojarasco, molinillo, caparrapí y roble Veda total de líquenes y quiches Veda permanente de helechos arborescentes Veda parcial de la especie vegetal Vara de la Costa Pacífica
Manglares Resolución 1602 de 1995 Resolución 020 de 1996 Resolución 257 de 1977 Decreto 1681 de 1978	Se dictan medidas para proteger y conservar las áreas de manglar. Aclara 1602-95. Establece PMA para aprovechamiento del manglar Establece condiciones básicas de sustentabilidad del ecosistema y zonas circunvecinas Manejo y control de recursos hidrobiológicos y del medio ambiente

Normatividad sobre el recurso atmosférico	
Decreto 2811 de 1974	Código de recursos naturales y del medio ambiente Art. 33, 192, 193 Control de ruido en obras de infraestructura
Ley 09 de 1979	Código sanitario nacional
Decreto 02 de 1982	Reglamenta título I de la Ley 09-79 y el decreto 2811-74 Disposiciones sanitarias sobre emisiones atmosféricas Art. 7 a 9 Definiciones y normas generales Art.73 Obligación del Estado de mantener la calidad atmosférica para no causar molestias o daños que interfieran el desarrollo normal de especies y afecten los recursos naturales Art. 74 Prohibiciones y restricciones a la descarga de material particulado, gases y vapores a la atmósfera Art. 75 Prevención de la contaminación atmosférica

Normatividad sobre el recurso atmosférico	
Decreto 948 de 1995	Normas para la protección y control de la calidad del aire
Resolución 1351 de 1995	Se adopta la declaración denominada Informe de Estado de Emisiones-IE1
Resolución 005 de 1996	Reglamenta niveles permisibles de emisión de contaminantes por fuentes móviles
Resolución 864 de 1996	Identifica equipos de control ambiental que dan derecho al beneficio tributario según art. 170, ley 223 de 1995
Decreto 979 de 2006.	Calidad Aire
Resolución 601 de 2006.	Calidad Aire
Decreto 0423 de 2005.	Por el cual se toman medidas para controlar las exportaciones de Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono.
Proyecto de Normatividad Fuentes Móviles.	Relacionada con los niveles permisibles de emisión de contaminantes producidos por fuentes móviles terrestres a gasolina o diesel, y se definen los equipos y procedimientos de medición de las emisiones y se adoptan otras disposiciones
Resolución 0454 de 2004.	Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial. Por medio de la cual se regula el funcionamiento del Comité Técnico Intersectorial de mitigación del Cambio Climático del Consejo Nacional Ambiental
Resolución 0874 de 2004.	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Por la cual se establece la metodología para la asignación del remanente de importación de sustancias agotadoras de la capa de ozono.
Resolución 0886 de 2004.	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Por la cual se modifica parcialmente la resolución 0058 del 21 de enero de 2002 por la cual se establecen normas y límites máximos permisibles de emisión para incineradores y hornos crematorios de residuos sólidos y líquidos y se dictan otras disposiciones.
Resolución 0734 de 2004.	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial. Por la cual se modifica la resolución 304 de abril 16 de 2001 que adopta medidas para la importación de sustancias agotadoras de la capa de ozono.
Resolución 0453 de 2004.	Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial. Por la cual se adoptan los principios, requisitos y criterios y se establece el procedimiento para la

Normatividad sobre el recurso atmosférico

	aprobación nacional de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que optan al mecanismo de Desarrollo Limpio MDL.
Resolución 775 de 2000.	Deroga la resolución 509 del 8 de marzo de 2000 y adopta el sistema de clasificación empresarial por el impacto sobre el componente atmosférico.
Resolución 619 de 1997.	Establece parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.
Decreto 948 de 1995.	Define el marco de las acciones y mecanismos administrativos de las autoridades ambientales para mejorar y preservar la calidad del aire.
Resolución 898 de 1995	. Por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles.
Resolución 1619 de 1995.	Por la cual se desarrollan parcialmente los artículos 97 y 98 del Decreto 948 de 1995.

Normatividad sobre fauna silvestre y caza

Decreto-Ley 2811 de 1974 Parte IX	<p>Protección y conservación de fauna silvestre: Art. 247 Asegura la protección y manejo de la fauna silvestre Art. 248 Define el sistema de aplicación Art. 249 Definiciones Art. 258, (literales C y D) Facultades de administración para la protección de la fauna silvestre</p> <p>Protección y conservación de pesca: Art. 266 Asegura conservación, fomento y aprovechamiento de los recursos hidrobiológicos Art. 270 Definiciones Art. 283, (literales B y C) Prohibiciones.</p>
Decreto-Ley 1608 de 1978 Veda de especies faunísticas	<p>Regula la preservación, conservación, restauración y fomento de la fauna silvestre. Art. 1,2,3 Objetivos, ámbito de aplicación Art. 4 Definiciones Art.5 Especies que no cumplen todo su ciclo de vida en el medio acuático Art. 220 Prohibiciones generales. Existen más de 30 resoluciones donde se establecen vedas, prohibiciones y restricciones al ejercicio de la caza.</p>
Ley 84 de 1989	Adopta el Estatuto nacional de protección de los animales

Normatividad sobre el recurso hídrico

Normatividad sobre el recurso hídrico	
Decreto 2811 de 1974, libro II parte III	Artículo 99: Establece la obligatoriedad de tramitar el respectivo permiso de explotación de material de arrastre. Art. 77 a 78 Clasificación de aguas. Art. 80 a 85: Dominio de las aguas y cauces. Art. 86 a 89: Derecho a uso del agua. Art.134 a 138: Prevención y control de contaminación. Art. 149: aguas subterráneas. Art.155: Administración de aguas y cauces.
Decreto 1449 de 1977	Disposiciones sobre conservación y protección de aguas, bosques, fauna terrestre y acuática
Decreto 1541 de 1978	Aguas continentales: Art. 44 a 53 Características de las concesiones, Art. 54 a 66 Procedimientos para otorgar concesiones de agua superficiales y subterráneas, Art. 87 a 97: Explotación de material de arrastre, Art. 104 a 106: Ocupación de cauces y permiso de ocupación de cauces, Art. 211 a 219: Control de vertimientos, Art. 220 a 224: Vertimiento por uso doméstico y municipal, Art. 225: Vertimiento por uso agrícola, Art. 226 a 230: Vertimiento por uso industrial, Art. 231: Reglamentación de vertimientos.
Decreto 1681 de 1978	Sobre recursos hidrobiológicos
Ley 09 de 1979	Código sanitario nacional Art. 51 a 54: Control y prevención de las aguas para consumo humano. Art. 55 aguas superficiales. Art. 69 a 79: potabilización de agua
Decreto 2857 de 1981	Ordenación y protección de cuencas hidrográficas
Decreto 2858 de 1981	Modifica el Decreto 1541 de 1978
Decreto 2105 de 1983	Reglamenta parcialmente la Ley 09 de a 1979 sobre potabilización y suministro de agua para consumo humano
Decreto 1594 de 1984	Normas de vertimientos de residuos líquidos Art. 1 a 21 Definiciones. Art. 22-23 Ordenamiento del recurso agua. Art. 29 Usos del agua. Art. 37 a 50 Criterios de calidad de agua Art. 60 a 71 Vertimiento de residuos líquidos. Art. 72 a 97 Normas de vertimientos. Art. 142 Tasas retributivas. Art. 155 procedimiento para toma y análisis de muestras
Decreto 2314 de 1986	Concesión de aguas
Decreto 79 de 1986	Conservación y protección del recurso agua
Decreto 1700 de 1989	Crea Comisión de Agua Potable
Ley 99 de 1993	Art. 10, 11, 24, 29: Prevención y control de contaminación de las aguas. Tasas retributivas.
Documento CONPES 1750 de 1995	Políticas de manejo de las aguas
Decreto 605 de 1996	Reglamenta los procedimientos de potabilización y suministro de agua para consumo humano

Normatividad sobre el recurso hídrico	
Decreto 901 de 1997	Tasas retributivas por vertimientos líquidos puntuales a cuerpos de agua
Ley 373 de 1997	Uso eficiente y ahorro del agua
Decreto 3102 de 1998	Instalación de equipos de bajo consumo de agua
Decreto 475 de 1998	Algunas normas técnicas de calidad de agua
Decreto 1311 de 1998	Reglamenta el literal G del artículo 11 de la ley 373 de 1997
Decreto 0062 de 2006.	Planes Ambientales para Humedales

Normatividad sobre residuos sólidos	
Ley 09 de 1979	Medidas sanitarias sobre manejo de residuos sólidos
Resolución 2309 de 1986	Define los residuos especiales, los criterios de identificación, tratamiento y registro. Establece planes de cumplimiento vigilancia y seguridad.
Resolución 541 de 1994	Reglamenta el cargue, descargue, transporte, almacenamiento y disposición final de escombros, materiales concreto y agregados sueltos de construcción.
Ley 142 de 1994	Dicta el régimen de servicios públicos domiciliarios
Documento CONPES 2750 de 1994	Políticas sobre manejo de residuos sólidos
Resolución 0189 de 1994	Regulación para impedir la introducción al territorio nacional de residuos peligrosos.
Decreto 605 de 1996	Reglamenta la ley 142 de 1994. En cuanto al manejo, transporte y disposición final de residuos sólidos
Ley 430 de 1998	Por la cual se dictan normas prohibitivas en materia ambiental referentes a los desechos peligrosos y se dictan otras disposiciones.
Resolución 0189 de 1994	Regulación para impedir la entrada de residuos peligrosos al territorio nacional
Resolución 809 de 2006.	Por la cual se dictan regulaciones para impedir la introducción al territorio nacional de residuos peligrosos y se deroga la resolución 189 de 1994
Resolución 809 de 2006.	Por la cual se dictan regulaciones para impedir la introducción al territorio nacional de residuos peligrosos y se deroga la resolución 189 de 1994.
Resolución 1402 de 2006.	Por la cual se desarrolla parcialmente el decreto 4741 del 30 de diciembre de 2005, en materia de residuos o desechos peligrosos.
Resolución 0477 de 2004.	Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial. "Por la cual se modifica la resolución 1045 de 2003 en cuanto a los plazos para iniciar la ejecución de los Planes de Gestión Integral de Residuos Sólidos PGRIS y se toman

	otras determinaciones.
Decreto 1713 de 2002.	Por el cual se reglamenta la ley 142 de 1994, la ley 632 de 2000 y la ley 689 de 2001, en relación con la prestación del servicio público de aseo, y el decreto ley 2811 de 1974 y la ley 99 de 1993 en relación con la gestión integral de residuos
Decreto 357 de 1997.	Regula el manejo, transporte y disposición final de los escombros y materiales de construcción.
Decreto 838 de 2005.	Por el cual se modifica el Decreto 1713 de 2002 sobre disposición final de residuos sólidos y se dictan otras disposiciones.
Decreto 4741 de 2005.	Por medio del cual se reglamenta parcialmente la prevención y manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral.

Normatividad sobre el recurso suelo	
Decreto 2811 de 1974 parte VII	Del suelo agrícola y de los usos no agrícolas de la tierra.
Decreto 2655 de 1988	Código de Minas
Decreto Reglamentario 2462 de 1989	Sobre explotación de materiales de construcción.
Ley 388 de 1997, Artículo 33	Ordenamiento territorial, que reglamenta los usos del suelo
Decreto Reglamentario 2462 de 1989	Reglamenta los procedimientos sobre explotación de materiales de construcción.

Normatividad sobre la administración de riesgos y prevención de desastres	
Norma sismoresistente 98	Reglamenta la Ley 400/97 en lo que se refiere a la construcción sismoresistente de edificaciones
Ley 09 de 1979	Código sanitario nacional
Resolución 2400 de 1979 Ministerio de Trabajo	Por el cual se establecen algunas disposiciones sobre vivienda, Higiene y seguridad en el trabajo.
Ley 09 de 1979 artículo 491	Atención en salud para personas afectadas por catástrofes.
Decreto 3989 de 1982	Conforma comités de emergencia en el ámbito nacional
Ley 46 de 1988	Sistema Nacional de Prevención y Atención de Emergencias.
Decreto 2044 de 1988	Acarreo de productos especiales. Disposición sobre el acarreo de productos especiales, en vehículos de servicio público, para empresas de transporte de carga por carretera.
Decreto 919 de 1989	Dirección Nacional para la Prevención y Atención de

Normatividad sobre la administración de riesgos y prevención de desastres	
	Desastres
Directiva Presidencial 33 de 1989	Responsabilidades de los organismos y entidades descentralizadas del orden nacional del sector público, en el desarrollo y operación del Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres
Ley 09 de 1989	Ley de Reforma urbana que define zonas de riesgo.
Ley 99 de 1993: artículos 1, 5, 7, 9 y 12	Crea el Ministerio del Medio Ambiente y la estructura del Sistema Nacional Ambiental. Directamente relacionados con prevención de desastres
Decreto 1319 de 1994	Reglamenta la expedición de licencias de construcción, urbanización y parcelación. Cumplimiento de Ley 1400/84
Ley 115 de 1994 Artículo 5 Numeral 10	Ley general de educación, adquisición de conciencia para la conservación, protección y mejoramiento del medio ambiente y prevención de desastres
Decreto 1865 de 1994	Por el cual se regulan los planes regionales ambientales de las corporaciones autónomas regionales.
Resolución 541 de 1994	Ministerio del Medio Ambiente, por medio del cual se regula el cargue, descargue, almacenamiento, etc., de productos de construcción.
Decreto 969 de 1995	Crea la Red nacional de reservas para el caso de desastres
Ley 400 de 1997	Define la normatividad para construcciones sismoresistentes en Colombia.
Ley 388 de 1997, Artículo 14	Formulación de planes para el ordenamiento territorial.
Decreto 879 de 1998, Artículo 11	Reglamentación de planes de ordenamiento territorial.
Decreto 321 de 1999	Por el cual se adopta el plan nacional de contingencias contra derrame e hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas.
Ley 100 de 1993 , Libro Tercero	Ministro de Salud. Sistema General de Riegos Profesionales
Decreto 1295 de 1994	Por la cual se determina la organización y la administración del sistema de riesgos profesionales.

Legislación internacional adoptada por Colombia
Convención sobre la plataforma continental, Ginebra, 1958
Convenio internacional sobre responsabilidad por daños causados por la contaminación de aguas del mar con hidrocarburos (1969) y protocolo "CLC 69/76 (1976)
Convenio para la protección del patrimonio mundial, cultural y natural . París, 1972
Convenio sobre el comercio internacional de especies amenazadas: fauna y flora

Legislación internacional adoptada por Colombia	
silvestre. Washington, 1973	
Convenio Internacional para prevenir la contaminación por buques, 1973. Protocolo relativo a la contaminación del mar (MARPOL) por buques 1978.	
Convenio sobre la constitución de un fondo internacional de indemnización de daños causados por la contaminación del mar con hidrocarburos (1971) y su protocolo "El Fondo 71/76" (1976)	
Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico Sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas, en caso de emergencia. Lima, 1981.	
Convenio de las Naciones Unidas sobre el derecho del Mar. Jamaica, 1982	
Protocolo de cooperación para combatir derrames de hidrocarburos en la región del Gran Caribe. Cartagena, 1983	
Protocolo complementario del Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico Sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas, en caso de emergencia. Quito, 1983.	
Protocolo para la protección del Pacífico Sudeste contra la contaminación marina proveniente de fuentes terrestres. Quito, 1983	
Convenio para la protección del medio marino y la zona costera del Pacífico Sudeste – Ley 45-85	
Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación. Basilea, 1989	
Protocolo para la conservación y ordenación de las zonas marinas y costeras protegidas del Pacífico Sudeste. Paipa, 1989	
Protocolo relativo a las zonas protegidas del Convenio para la protección y desarrollo del medio marino de las región del Gran Caribe. 1990	
Convenio sobre la diversidad biológica. Rio de Janeiro, 1992	
Protocolo sobre el programa para el estudio regional del fenómeno " El Niño" en el Pacífico Sudeste. Lima, 1992	
Convenio relativa a los humedales de importancia internacional especialmente como hábitat de aves acuáticas - RAMSAR (acogido por Colombia en 1997)	

Normatividad Manejo de derivados del petróleo	
Decreto 1521 del 4 de agosto de 1998	Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, para estaciones de servicio
Resolución 80505 del 17 de marzo de 1997	Por la cual se dicta el reglamento técnico al cual debe someterse el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y

	distribución de Gas Licuado de petróleo, GLP.
Resolución 0006 del 22 de julio de 1997	Por la cual se establece la obligatoriedad de algunas Normas Técnicas Colombianas del Sector Embalaje y Envase
Decreto 321 de 1999	Ministerio del Interior. Ministerio del Medio Ambiente. Ministerio de defensa Nacional. Ministerio de Desarrollo. Económico. Ministro de Minas y Energía. Ministerio de Transporte. Por la cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas.
Decreto 3065 de 1984	Ministerio de Minas y Energía. Por medio de la cual se toman medidas sobre la distribución de hidrocarburos y sus derivados.
Resolución 0009 de 1987	Dirección Nacional de Estupefacientes. En la cual se reglamenta la importación, fabricación, distribución, transporte y uso de sustancias enunciadas en el literal F de la Ley 30 de 1986
Decreto 283 de 1990	Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se reglamenta el almacenamiento , manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo y el transporte por carrotanques de petróleo crudo.
Decreto 300 de 1993	Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se establecen unas obligaciones para los distribuidores mayoristas, distribuidores minoristas y transportadores de combustibles blancos derivados del petróleo.

Normatividad del uso transporte y almacenamiento del carbón	
Decreto 1100 de 2003	Reglamenta el artículo 117 de la Ley 788 de 2002 sobre Tasa Ambiental en materia vial.
Decreto 2053 de 2003	Modifica la estructura del Ministerio de Transporte y se dictan otras disposiciones.

Decreto 2585 de 2003	Define las condiciones para la vinculación de aprendices para empleadores privados, incluido el transporte público.
Resolución 180861 de 2002	Establecen las guías minero ambientales de exploración, explotación, beneficio y transformación.

ANEXO 11
CALCULO DE INDICES AMBIENTALES
PARA LAS TECNOLOGIAS DCL E ICL

MUESTRA DE CÁLCULOS ÁREA SAN LUÍS

N	OPERACIÓN	ÍTEM		Unidad
1		carbón libre de cenizas	81,25	%
2		hidrogeno libre de cenizas	6,19	%
3		nitrógeno libre de cenizas	1,72	%
4		azufre libre de cenizas	2,51	%
5		oxigeno libre de cenizas	6,57	%
6	SUMA (1A5)	total	98,24	
7		Remoción de azufre	100	%
8		Remoción de nitrógeno	100	%
9		eficiencia térmica	50	%
10		relación H/C	2	
11		CALCULO COMPOSICIÓN DE PRODUCTO		
12	1 * 8 /100	Cantidad de carbón	40,62	Kg.
13	11/12*1,8	cantidad de hidrogeno	6,09	Kg.
14	1 - 7 /100	Cantidad de nitrógeno	0,00	Kg.
15	1 - 6 /100	Cantidad de azufre	0,00	Kg.
16		Cantidad de oxigeno (supuesto)	0,05	Kg.
17	SUMA(11A15)	Total producido	46,77	Kg.
18	11/16*100	Cantidad de carbón	86,86	%
19	12/16*100	cantidad de hidrogeno	13,03	%
20	13/16*100	Cantidad de nitrógeno	0,00	%
21	14/16*100	Cantidad de azufre	0,00	%
22	15/16*100	Cantidad de oxigeno (supuesto)	0,11	%
23		CALCULO DEL PODER CALORÍFICO DEL PRODUCTO		
24		Constante en formula de W M THORNON utilizada para el calculo	52	
25		Poder calorífico	10916	Kcal. / Kg.

	CALCULO DE EMISIONES POR EL COMBUSTIBLE		
	Consumo de combustible	100	Kg.
	reacciones de combustión		
	C + O2 ----- CO2		
	S + O2 ----- SO2		
	N + O2 ----- NO2		
	H2 + 1/2O2--- H2O		
	CALCULO DE PRODUCTOS DE COMBUSTIÓN		
26/12*44*17/100	CO2	318,5	
	CO	0	Kg.
	SO2	0	Kg.
	NO2	0	Kg.
26/18*18/2/100	H2O formada	117,3	Kg.
33/44	CO2	7,2	Kg. mol
	CO	0	Kg. mol
	SO2	0	Kg. mol
	NO2	0	Kg. mol
37/18	H2O formada	6,5	Kg. mol
33*32/44+34*32/64+35*32/46+37*16/18-0,11	CALCULO DEL OXIGENO REQUERIDO	335,8	Kg.
	Exceso de oxigeno	6	%
43*(1+44/100)	Cantidad de oxigeno en exceso	355,9	Kg.
45/0,235	Aire seco suministrado	1514,5	Kg.
45-43	Oxigeno en el gas	20,1	Kg.
46-45	nitrógeno en el gas	1159	Kg.
47/32	Oxigeno en el gas	0,63	Kg. mol
48/28	nitrógeno en el gas	41,4	Kg. mol
SUMA(33A37)+47+48	Total gases de combustión	1614,5	Kg.
SUMA(38A42)+49+50	Total gases de combustión	55,76	Kg. mol
	Concentración de humedad den el aire	0,02	Kg. agua/Kg. aire seco
46*53	Cantidad de humedad en el aire	30,3	Kg.
54/18	Cantidad de humedad en el aire	1,7	Kg. mol
52+55	Total de gases húmedos	57,44	Kg. mol
22,4*56*298/273	Volumen a condiciones 25 C 1 atm	1404,5	m3

59		CALCULO DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA		
60	33	CO2	318,5	Kg./h
61	34	CO	0,0	Kg./h
62	35	SO2	0,0	Kg./h
63	36	NO2	0,0	Kg./h
64	59*24	CO2	7644,0	Kg./d
65	60*24	CO	0,0	Kg./d
66	61*24	SO2	0,0	Kg./d
67	62*24	NO2	0,0	Kg./d
68	59/57*1000000	CO2	226764,6	Kg./m3
69	60/57*1000000	CO	0,0	Kg./m3
70	61/57*1000000	SO2	0,0	Kg./m3
71	62/57*1000000	NO2	0,0	Kg./m3

72		CALCULO DE IMPACTO DE LA PLANTA		
73		Capacidad de la planta	50000	BPD
74		Eficiencia de l proceso	85	%
75		Características del carbón		
76		Humedad	1,18	Kg.
77		C	65,08	Kg.
78		H	4,96	Kg.
79		N	1,38	Kg.
80		S	2,01	Kg.
81		O	5,26	Kg.
82		Cenizas	18,72	Kg.
83		Total	98,59	Kg.
84	$82/(1-81/100-75/100)$	Carbono total	123,08	Kg.
85	$16/83*1000$	Syncrudo por tonelada	379,97	Kg.
86	$84/0,8/3,785$	Syncrudo por tonelada	125,48	gl
87	$86/4*74/100$	Syncrudo por tonelada	2,54	BPD/t
88	$73/87$	Consumo de carbón	19688,3	t/d
89		CALCULO DE HIDROGENO PARA REMOVER		
90	$5/6*(1/8)*88$	O + H ₂ ----- H ₂ O	164,5	t- h
91	$4/6*(1/16)*88$	S + H ₂ ----- H ₂ S	31,43	t- h
92	$3/6*(3/4)*88$	N + H ₂ -----NH ₃	73,99	t- h
93	SUMA(90A93)	Total	269,9	t- h
94	$93*12$	carbón requerido base seca	3239,124298	t/d
95	$93*44/2$	CO ₂	5938,394546	t/d
96	$94*100-(100-82-76)$	carbón total de hidrogenación	4043,850559	t/d
97	$96/89$	carbón requerido para FT e Hidrogeno	23732,2	t/d
98	$97/82*100$	Cenizas	4442,66658	t/d
99	$97/80$	azufre	477,0170847	t/d
100	$73*5$	Agua	250000	BPD
101	$100*(42*3,785)/(1000*24*60)$	Agua	28	m3/min.
102	$101/60$	Agua	0,459982639	m3/seg.
103	$1*8844/(100*12*2)$	CO ₂ por FT	29327	t/d

ANEXOS
PARTE ECONÓMICA

Anexo 2 costos de inversión

A continuación se presentan las tablas con los costos de planta total y en 4 etapas utilizados en los análisis económicos. Estos se encuentran descompuestos en equipos, materiales, mano de obra directa, ingeniería y contingencia.

Tabla 4-1 Concepto 1 - Resumen costo de la planta total										
Cliente: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América										
Proyecto: Estudio de Carbón a Líquidos NETL - Illinois										
Caso: Diseño de GAS-E para Fisher-Tropsch (Sin refinería, sin secuestro de CO2)										
Tamaño de la planta 125,254 MW, netos										
50,000 Bl/día FT										
Tipo estimado: conceptual										
Base de costos: Miles de Julio de 2006										
No.	Descripción	Equipo	Materiales	Mano de Obra		Total	Ingeniería	Contingencia		Total Planta
				Directa	Indirecta			Proceso	Proyecto	
1	Manejo carbón y sorbente	40,655	8,404	35,203	2,464	86,726	6,938		23,416	117,080
2	Prep y alimentación lodo carbón-agua	62,767	13,721	51,844	3,629	131,961	10,557		35,630	178,148
3	Alimentación agua y sist. BOP misc	12,310	11,530	12,929	905	37,674	3,014		10,172	50,860
4	Gasificador y accesorios	605,003	186,028	289,309	20,252	1,100,592	88,048	0	297,159	1,485,799
4.1	Gasificador y auxiliares	270,951	128,128	223,895	15,673	638,647	51,092		172,435	862,174
4.2	Enfriamiento del gas sintético					0				0
4.3	Compresión ASU/Oxidante	287,187				287,187	22,975		77,540	387,702
4.4.4.9	Otro equipo de gasificación	46,865	57,900	65,414	4,579	174,758	13,981		47,184	235,923
5A	Limpieza del gas	164,720	18,909	169,318	11,852	364,799	29,184		98,496	492,479
5B	Sistemas Fisher-Tropsch	326,877	48,364	39,571	2,770	417,582	33,407	112,747	140,934	704,670
6	Generador turbina de combustión	69,575	437	2,832	198	73,042	5,843	0	19,722	98,607
6.1	Generador turbina de combustión	69,575		2,445	171	72,191	5,775		19,492	97,458
6.2-6.9	Turbina combustión/Accesorios generador		437	387	27	851	68		230	1,149
7	HRSG. Ductos y Anclaje	21,977	1,320	4,003	280	27,580	2,206	0	7,447	37,233
7.1	Generador vapor recuperación calor	20,035		2,445	171	22,651	1,812		6,116	30,579
7.2-7.9	HRSG. Accesorios/ductos trabajo y anclaje	1,942	1,320	1,558	109	4,929	394		1,331	6,654
8	Generador turbina de vapor	57,338	1,195	15,062	1,055	74,650	5,972	0	20,156	100,778
8.1	Turbina generador vapor y accesorios	45,258		6,037	423	51,718	4,137		13,964	69,819
8.2-8.9	Auxiliares planta turbina & tubería vapor	12,080	1,195	9,025	632	22,932	1,835		6,192	30,959
9	Sistema de enfriamiento de agua	13,603	9,129	12,852	900	36,484	2,919		9,851	49,254
10	Sistema ASH y gasto sorbente	47,228	26,435	44,694	3,129	121,486	9,719		32,801	164,006
11	Planta eléctrica accesoria	12,858	6,162	15,567	1,090	35,677	2,854		9,633	48,164
12	Instrumentación y control	19,899	3,238	16,063	1,124	40,324	3,226		10,888	54,438
13	Mejoramiento del sitio	6,302	3,998	14,961	1,047	26,308	2,105		7,103	35,516
14	Edificios y estructuras		8,918	14,464	1,012	24,394	1,952		6,587	32,933
COSTO TOTAL		1,461,112	347,788	738,672	51,707	2,599,279	207,944	112,747	729,995	3,649,965

Tabla 4-1 Concepto 1 - Resumen costo de la planta total (Etapa1)

Cliente: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América
 Proyecto: Estudio de Carbón a Líquidos NETL - Illinois
 Caso: Diseño de GAS-E para Fisher-Tropsch (Sin refinería, sin secuestro de CO2)
 Tamaño de la planta 125,254 MW, netos
 50,000 Bl/día FT

Tipo estimado: conceptual

Base de costos: Miles de Julio de 2006

No.	Descripción	Equipo	Materiales	Mano de Obra		Total	Ingeniería	Contingencia		Total Planta
				Directa	Indirecta			Proceso	Proyecto	
1	Manejo carbón y sorbente	10,164	2,101	8,801	616	21,682	1,735	0	5,854	29,270
2	Prep y alimentación lodo carbón-agua	15,692	3,430	12,961	907	32,990	2,639	0	8,908	44,537
3	Alimentación agua y sist. BOP misc	3,078	2,883	3,232	226	9,419	754	0	2,543	12,715
4	Gasificador y accesorios	151,251	46,507	72,327	5,063	275,148	22,012	0	74,290	371,450
4.1	Gasificador y auxiliares	67,738	32,032	55,974	3,918	159,662	12,773	0	43,109	215,544
4.2	Enfriamiento del gas sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.3	Compresión ASU/Oxidante	71,797	0	0	0	71,797	5,744	0	19,385	96,926
4.4.4.9	Otro equipo de gasificación	11,716	14,475	16,354	1,145	43,690	3,495	0	11,796	58,981
5A	Limpieza del gas	41,180	4,727	42,330	2,963	91,200	7,296	0	24,624	123,120
5B	Sistemas Fisher-Tropsch	81,719	12,091	9,893	693	104,396	8,352	28,187	35,234	176,168
6	Generador turbina de combustión	23,656	149	963	67	24,834	1,987	0	6,705	33,526
6.1	Generador turbina de combustión	23,656	0	831	58	24,545	1,964	0	6,627	33,136
6.2-6.9	Turbina combustión/Accesorios generador	0	149	132	9	289	23	0	78	391
7	HRSO. Ductos y Anclaje	7,472	449	1,361	95	9,377	750	0	2,532	12,659
7.1	Generador vapor recuperación calor	6,812	0	831	58	7,701	616	0	2,079	10,397
7.2-7.9	HRSO. Accesorios/ductos trabajo y anclaje	660	449	530	37	1,676	134	0	453	2,262
8	Generador turbina de vapor	14,335	299	3,766	264	18,663	1,493	0	5,039	25,195
8.1	Turbina generador vapor y accesorios	11,315	0	1,509	106	12,930	1,034	0	3,491	17,455
8.2-8.9	Auxiliares planta turbina & tubería vapor	3,020	299	2,256	158	5,733	459	0	1,548	7,740
9	Sistema de enfriamiento de agua	5,441	3,652	5,141	360	14,594	1,168	0	3,940	19,702
10	Sistema ASH y gasto sorbente	11,807	6,609	11,174	782	30,372	2,430	0	8,200	41,002
11	Planta eléctrica accesoria	12,858	6,162	15,567	1,090	35,677	2,854	0	9,633	48,164
12	Instrumentación y control	4,975	810	4,016	281	10,081	807	0	2,722	13,610
13	Mejoramiento del sitio	3,151	1,999	7,481	524	13,154	1,053	0	3,552	17,758
14	Edificios y estructuras	0	4,459	7,232	506	12,197	976	0	3,294	16,467
	COSTO TOTAL	386,777	96,325	206,242	14,437	703,782	56,303	28,187	197,069	985,340

Tabla 4-1 Concepto 1 - Resumen costo de la planta total (Etapa 2)

Cliente: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América
 Proyecto: Estudio de Carbón a Líquidos NETL - Illinois
 Caso: Diseño de GAS-E para Fisher-Tropsch (Sin refinería, sin secuestro de CO2)
 Tamaño de la planta 125,254 MW, netos
 50,000 Bl/día FT

Tipo estimado: conceptual

Base de costos: Miles de Julio de 2006

No.	Descripción	Equipo	Materiales	Mano de Obra		Total	Ingeniería	Contingencia		Total Planta
				Directa	Indirecta			Proceso	Proyecto	
1	Manejo carbón y sorbente	10,164	2,101	8,801	616	21,682	1,735	0	5,854	29,270
2	Prep y alimentación lodo carbón-agua	15,692	3,430	12,961	907	32,990	2,639	0	8,908	44,537
3	Alimentación agua y sist. BOP misc	3,078	2,883	3,232	226	9,419	754	0	2,543	12,715
4	Gasificador y accesorios	151,251	46,507	72,327	5,063	275,148	22,012	0	74,290	371,450
4.1	Gasificador y auxiliares	67,738	32,032	55,974	3,918	159,662	12,773	0	43,109	215,544
4.2	Enfriamiento del gas sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.3	Compresión ASU/Oxidante	71,797	0	0	0	71,797	5,744	0	19,385	96,926
4.4.4.9	Otro equipo de gasificación	11,716	14,475	16,354	1,145	43,690	3,495	0	11,796	58,981
5A	Limpieza del gas	41,180	4,727	42,330	2,963	91,200	7,296	0	24,624	123,120
5B	Sistemas Fisher-Tropsch	81,719	12,091	9,893	693	104,396	8,352	28,187	35,234	176,168
6	Generador turbina de combustión	11,132	70	453	32	11,687	935	0	3,156	15,777
6.1	Generador turbina de combustión	11,132	0	391	27	11,551	924	0	3,119	15,593
6.2-6.9	Turbina combustión/Accesorios generador	0	70	62	4	136	11	0	37	184
7	HRSG. Ductos y Anclaje	3,516	211	640	45	4,413	353	0	1,192	5,957
7.1	Generador vapor recuperación calor	3,206	0	391	27	3,624	290	0	979	4,893
7.2-7.9	HRSG. Accesorios/ductos trabajo y anclaje	311	211	249	17	789	63	0	213	1,065
8	Generador turbina de vapor	14,335	299	3,766	264	18,663	1,493	0	5,039	25,195
8.1	Turbina generador vapor y accesorios	11,315	0	1,509	106	12,930	1,034	0	3,491	17,455
8.2-8.9	Auxiliares planta turbina & tubería vapor	3,020	299	2,256	158	5,733	459	0	1,548	7,740
9	Sistema de enfriamiento de agua	2,721	1,826	2,570	180	7,297	584	0	1,970	9,851
10	Sistema ASH y gasto sorbente	11,807	6,609	11,174	782	30,372	2,430	0	8,200	41,002
11	Planta eléctrica accesoria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Instrumentación y control	4,975	810	4,016	281	10,081	807	0	2,722	13,610
13	Mejoramiento del sitio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Edificios y estructuras	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	COSTO TOTAL	351,568	81,563	172,162	12,051	617,345	49,388	28,187	173,730	868,650

Tabla 4-1 Concepto 1 - Resumen costo de la planta total (Etapa 3)

Cliente: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América

Proyecto: Estudio de Carbón a Líquidos NETL - Illinois

Caso: Diseño de GAS-E para Fisher-Tropsch (Sin refinería, sin secuestro de CO2)

Tamaño de la planta 125,254 MW, netos

Tipo estimado: conceptual

Base de costos: Miles de Julio de 2006

50,000 BI/día FT

No.	Descripción	Equipo	Materiales	Mano de Obra			Contingencia			Total Planta
				Directa	Indirecta	Total	Ingeniería	Proceso	Proyecto	
1	Manejo carbón y sorbente	10,164	2,101	8,801	616	21,682	1,735	0	5,854	29,270
2	Prep y alimentación lodo carbón-agua	15,692	3,430	12,961	907	32,990	2,639	0	8,908	44,537
3	Alimentación agua y sist. BOP misc	3,078	2,883	3,232	226	9,419	754	0	2,543	12,715
4	Gasificador y accesorios	151,251	46,507	72,327	5,063	275,148	22,012	0	74,290	371,450
4.1	Gasificador y auxiliares	67,738	32,032	55,974	3,918	159,662	12,773	0	43,109	215,544
4.2	Enfriamiento del gas sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.3	Compresión ASU/Oxidante	71,797	0	0	0	71,797	5,744	0	19,385	96,926
4.4.4.9	Otro equipo de gasificación	11,716	14,475	16,354	1,145	43,690	3,495	0	11,796	58,981
5A	Limpieza del gas	41,180	4,727	42,330	2,963	91,200	7,296	0	24,624	123,120
5B	Sistemas Fisher-Tropsch	81,719	12,091	9,893	693	104,396	8,352	28,187	35,234	176,168
6	Generador turbina de combustión	23,656	149	963	67	24,834	1,987	0	6,705	33,526
6.1	Generador turbina de combustión	23,656	0	831	58	24,545	1,964	0	6,627	33,136
6.2-6.9	Turbina combustión/Accesorios generador	0	149	132	9	289	23	0	78	391
7	HRSG. Ductos y Anclaje	7,472	449	1,361	95	9,377	750	0	2,532	12,659
7.1	Generador vapor recuperación calor	6,812	0	831	58	7,701	616	0	2,079	10,397
7.2-7.9	HRSG. Accesorios/ductos trabajo y anclaje	660	449	530	37	1,676	134	0	453	2,262
8	Generador turbina de vapor	14,335	299	3,766	264	18,663	1,493	0	5,039	25,195
8.1	Turbina generador vapor y accesorios	11,315	0	1,509	106	12,930	1,034	0	3,491	17,455
8.2-8.9	Auxiliares planta turbina & tubería vapor	3,020	299	2,256	158	5,733	459	0	1,548	7,740
9	Sistema de enfriamiento de agua	2,721	1,826	2,570	180	7,297	584	0	1,970	9,851
10	Sistema ASH y gasto sorbente	11,807	6,609	11,174	782	30,372	2,430	0	8,200	41,002
11	Planta eléctrica accesoria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Instrumentación y control	4,975	810	4,016	281	10,081	807	0	2,722	13,610
13	Mejoramiento del sitio	3,151	1,999	7,481	524	13,154	1,053	0	3,552	17,758
14	Edificios y estructuras	0	4,459	7,232	506	12,197	976	0	3,294	16,467
	COSTO TOTAL	371,199	88,337	188,105	13,167	660,808	52,865	28,187	185,466	927,325

Tabla 4-1 Concepto 1 - Resumen costo de la planta total (Etapa 4)

Cliente: Departamento de Energía de los Estados Unidos de América

Proyecto: Estudio de Carbón a Líquidos NETL - Illinois

Caso: Diseño de GAS-E para Fisher-Tropsch (Sin refinería, sin secuestro de CO2)

Tamaño de la planta 125,254 MW, netos

50,000 BI/día FT

Tipo estimado: conceptual
CO2ducto 300 US\$Millones

Base de costos: Miles de Julio de 2006

No.	Descripción	Equipo	Materiales	Mano de Obra			Contingencia			Total Planta
				Directa	Indirecta	Total	Ingeniería	Proceso	Proyecto	
1	Manejo carbón y sorbente	10,164	2,101	8,801	616	21,682	1,735	0	5,854	29,270
2	Prep y alimentación lodo carbón-agua	15,692	3,430	12,961	907	32,990	2,639	0	8,908	44,537
3	Alimentación agua y sist. BOP misc	3,078	2,883	3,232	226	9,419	754	0	2,543	12,715
4	Gasificador y accesorios	151,251	46,507	72,327	5,063	275,148	22,012	0	74,290	371,450
4.1	Gasificador y auxiliares	67,738	32,032	55,974	3,918	159,662	12,773	0	43,109	215,544
4.2	Enfriamiento del gas sintético	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.3	Compresión ASU/Oxidante	71,797	0	0	0	71,797	5,744	0	19,385	96,926
4.4.4.9	Otro equipo de gasificación	11,716	14,475	16,354	1,145	43,690	3,495	0	11,796	58,981
5A	Limpieza del gas	41,180	4,727	42,330	2,963	91,200	7,296	0	24,624	123,120
5B	Sistemas Fisher-Tropsch	81,719	12,091	9,893	693	104,396	8,352	28,187	35,234	176,168
6	Generador turbina de combustión	11,132	70	453	32	11,687	935	0	3,156	15,777
6.1	Generador turbina de combustión	11,132	0	391	27	11,551	924	0	3,119	15,593
6.2-6.9	Turbina combustión/Accesorios generador	0	70	62	4	136	11	0	37	184
7	HRSG. Ductos y Anclaje	3,516	211	640	45	4,413	353	0	1,192	5,957
7.1	Generador vapor recuperación calor	3,206	0	391	27	3,624	290	0	979	4,893
7.2-7.9	HRSG. Accesorios/ductos trabajo y anclaje	311	211	249	17	789	63	0	213	1,065
8	Generador turbina de vapor	14,335	299	3,766	264	18,663	1,493	0	5,039	25,195
8.1	Turbina generador vapor y accesorios	11,315	0	1,509	106	12,930	1,034	0	3,491	17,455
8.2-8.9	Auxiliares planta turbina & tubería vapor	3,020	299	2,256	158	5,733	459	0	1,548	7,740
9	Sistema de enfriamiento de agua	2,721	1,826	2,570	180	7,297	584	0	1,970	9,851
10	Sistema ASH y gasto sorbente	11,807	6,609	11,174	782	30,372	2,430	0	8,200	41,002
11	Planta eléctrica accesoria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Instrumentación y control	4,975	810	4,016	281	10,081	807	0	2,722	13,610
13	Mejoramiento del sitio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Edificios y estructuras	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	COSTO TOTAL	351,568	81,563	172,162	12,051	617,345	49,388	28,187	173,730	868,650

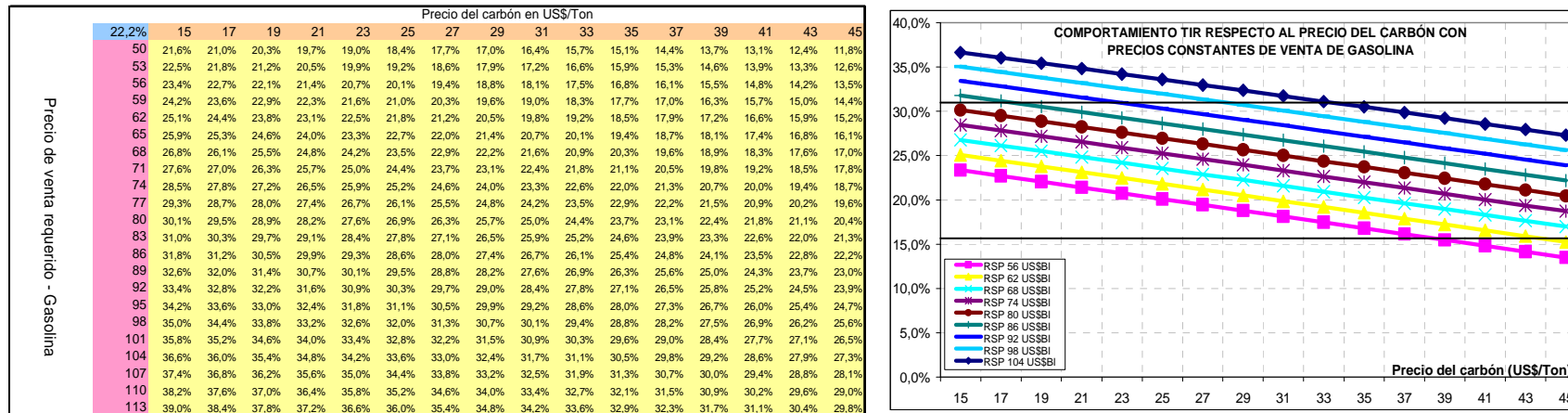
Anexo 3 Gastos de operación y administración

A continuación se presentan los gastos de operación, mantenimiento y administración utilizados en la evaluación económica para la planta de CTL en Colombia. Estos están compuestos de parte fija y variable. Igualmente están descompuestos en iniciales y de operación anual. Se encuentra la descomposición utilizada en el caso de construcción por etapas. Estos gastos incluyen los asociados con el manejo ambiental del día a día en la planta.

ANEXO No.4 Sensibilidad a precios de los productos, costo esperado de la planta y factor de planta.

En este anexo se presentan las tablas y gráficas desarrolladas para los análisis de sensibilidad o isométricos. Esto es, con el costo del carbón en las abcisas y la TIR en las ordenadas se obtuvieron curvas para diferentes precios de venta al productor de la gasolina, diesel y factores de planta, cuyos isométricos se obtuvieron para el proyecto San Luis – Santander en cuatro etapas. Igualmente, se calcularon las curvas para diferentes costos tomados de esta misma alternativa construida en una etapa.

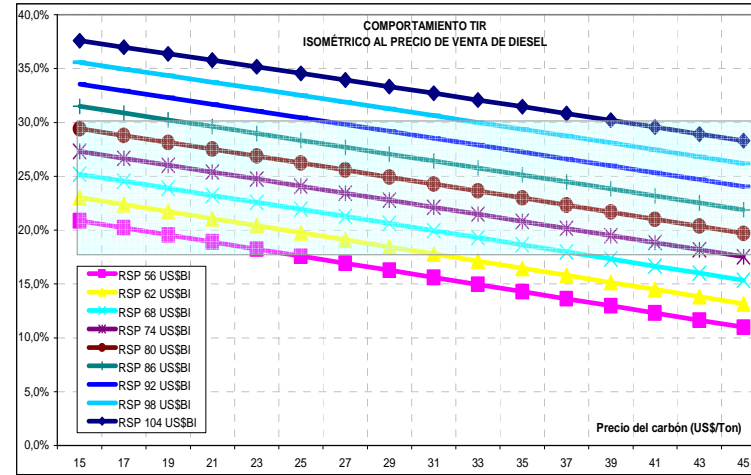
Gráfica No.A4-1 Comportamiento de la TIR a cambios en los precios de venta del productor de la gasolina.



Observece que para precios de la gasolina entre 56 y 63 US\$/BI, en esta alternativa en cuatro etapas, se presenta un rango apreciable de TIR por encima de 15%.

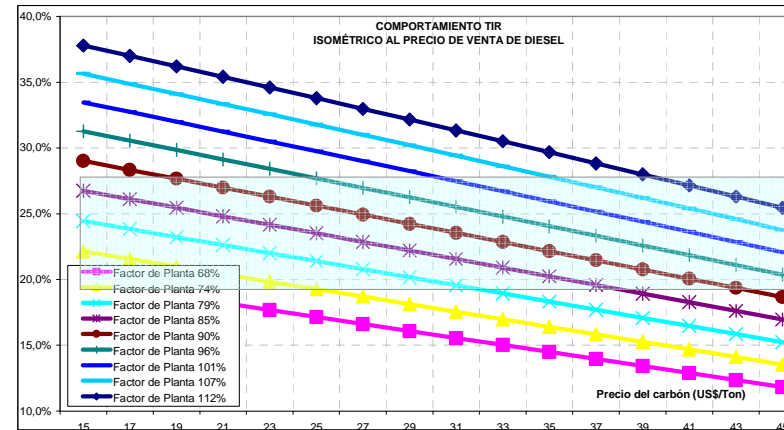
Gráfica No.A4-2 Comportamiento de la TIR a cambios en los precios de venta del productor del Diesel.

Precio de venta requerido - Diesel	Precio del carbón en US\$/Ton																
	22,2%	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45
50	18,7%	18,0%	17,4%	16,7%	16,1%	15,4%	14,7%	14,1%	13,4%	12,8%	12,1%	11,4%	10,8%	10,1%	9,4%	8,8%	
53	19,8%	19,1%	18,5%	17,8%	17,1%	16,5%	15,8%	15,2%	14,5%	13,8%	13,2%	12,5%	11,9%	11,2%	10,5%	9,9%	
56	20,9%	20,2%	19,5%	18,9%	18,2%	17,6%	16,9%	16,3%	15,6%	14,9%	14,3%	13,6%	13,0%	12,3%	11,6%	11,0%	
59	21,9%	21,3%	20,6%	20,0%	19,3%	18,7%	18,0%	17,3%	16,7%	16,0%	15,4%	14,7%	14,0%	13,4%	12,7%	12,1%	
62	23,0%	22,4%	21,7%	21,1%	20,4%	19,7%	19,1%	18,4%	17,8%	17,1%	16,5%	15,8%	15,1%	14,5%	13,8%	13,1%	
65	24,1%	23,4%	22,8%	22,1%	21,5%	20,8%	20,2%	19,5%	18,9%	18,2%	17,5%	16,9%	16,2%	15,6%	14,9%	14,2%	
68	25,2%	24,5%	23,9%	23,2%	22,6%	21,9%	21,3%	20,6%	19,9%	19,3%	18,6%	18,0%	17,3%	16,7%	16,0%	15,3%	
71	26,2%	25,6%	24,9%	24,3%	23,6%	23,0%	22,3%	21,7%	21,0%	20,4%	19,7%	19,1%	18,4%	17,7%	17,1%	16,4%	
74	27,3%	26,7%	26,0%	25,4%	24,7%	24,1%	23,4%	22,8%	22,1%	21,5%	20,8%	20,1%	19,5%	18,8%	18,2%	17,5%	
77	28,3%	27,7%	27,1%	26,4%	25,8%	25,1%	24,5%	23,8%	23,2%	22,5%	21,9%	21,2%	20,6%	19,9%	19,3%	18,6%	
80	29,4%	28,8%	28,1%	27,5%	26,9%	26,2%	25,6%	24,9%	24,3%	23,6%	23,0%	22,3%	21,7%	21,0%	20,3%	19,7%	
83	30,4%	29,8%	29,2%	28,5%	27,9%	27,3%	26,6%	26,0%	25,3%	24,7%	24,0%	23,4%	22,7%	22,1%	21,4%	20,8%	
86	31,5%	30,9%	30,2%	29,6%	29,0%	28,3%	27,7%	27,0%	26,4%	25,8%	25,1%	24,5%	23,8%	23,2%	22,5%	21,9%	
89	32,5%	31,9%	31,3%	30,6%	30,0%	29,4%	28,7%	28,1%	27,5%	26,8%	26,2%	25,5%	24,9%	24,2%	23,6%	22,9%	
92	33,5%	32,9%	32,3%	31,7%	31,1%	30,4%	29,8%	29,2%	28,5%	27,9%	27,2%	26,6%	26,0%	25,3%	24,7%	24,0%	
95	34,6%	33,9%	33,3%	32,7%	32,1%	31,5%	30,8%	30,2%	29,6%	28,9%	28,3%	27,7%	27,0%	26,4%	25,7%	25,1%	
98	35,6%	35,0%	34,3%	33,7%	33,1%	32,5%	31,9%	31,2%	30,6%	30,0%	29,4%	28,7%	28,1%	27,4%	26,8%	26,2%	
101	36,6%	36,0%	35,4%	34,7%	34,1%	33,5%	32,9%	32,3%	31,7%	31,0%	30,4%	29,8%	29,1%	28,5%	27,9%	27,2%	
104	37,6%	37,0%	36,4%	35,8%	35,1%	34,5%	33,9%	33,3%	32,7%	32,1%	31,4%	30,8%	30,2%	29,6%	28,9%	28,3%	
107	38,6%	38,0%	37,4%	36,8%	36,2%	35,5%	34,9%	34,3%	33,7%	33,1%	32,5%	31,9%	31,2%	30,6%	30,0%	29,3%	
110	39,5%	38,9%	38,4%	37,8%	37,2%	36,6%	35,9%	35,3%	34,7%	34,1%	33,5%	32,9%	32,3%	31,6%	31,0%	30,4%	
113	40,5%	39,9%	39,3%	38,7%	38,1%	37,5%	36,9%	36,3%	35,7%	35,1%	34,5%	33,9%	33,3%	32,7%	32,0%	31,4%	



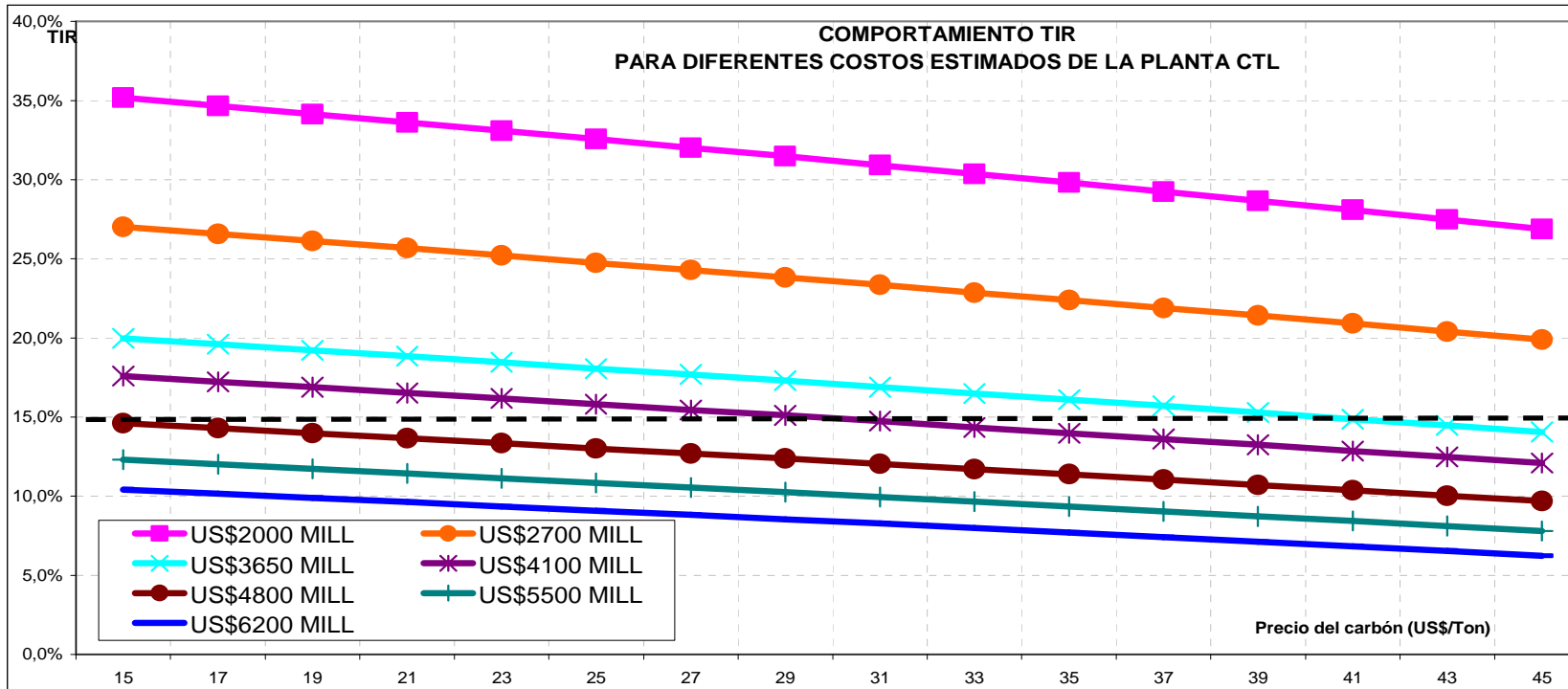
Gráfica No. A4-3 Comportamiento de la TIR a cambios en el Factor de Planta.

Factor de planta	Precio del carbón en US\$/Ton																	
	Días	22,2%	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45
0,68	250	19,8%	19,3%	18,7%	18,2%	17,7%	17,1%	16,6%	16,1%	15,6%	15,0%	14,5%	14,0%	13,4%	12,9%	12,4%	11,8%	
0,74	270	22,1%	21,6%	21,0%	20,4%	19,8%	19,3%	18,7%	18,1%	17,6%	17,0%	16,4%	15,8%	15,3%	14,7%	14,1%	13,5%	
0,79	290	24,5%	23,8%	23,2%	22,6%	22,0%	21,4%	20,8%	20,2%	19,6%	18,9%	18,3%	17,7%	17,1%	16,5%	15,9%	15,2%	
0,85	310	26,7%	26,1%	25,5%	24,8%	24,2%	23,5%	22,9%	22,2%	21,6%	20,9%	20,2%	19,6%	18,9%	18,3%	17,6%	17,0%	
0,90	330	29,0%	28,3%	27,7%	27,0%	26,3%	25,6%	24,9%	24,2%	23,5%	22,9%	22,2%	21,5%	20,8%	20,1%	19,4%	18,7%	
0,96	350	31,3%	30,6%	29,8%	29,1%	28,4%	27,7%	27,0%	26,3%	25,5%	24,8%	24,1%	23,3%	22,6%	21,9%	21,1%	20,4%	
1,01	370	33,5%	32,7%	32,0%	31,3%	30,5%	29,8%	29,0%	28,2%	27,5%	26,7%	26,0%	25,2%	24,4%	23,6%	22,9%	22,1%	
1,07	390	35,7%	34,9%	34,1%	33,4%	32,6%	31,8%	31,0%	30,2%	29,4%	28,6%	27,8%	27,0%	26,2%	25,4%	24,6%	23,8%	
1,12	410	37,8%	37,0%	36,2%	35,4%	34,6%	33,8%	33,0%	32,2%	31,3%	30,5%	29,7%	28,8%	28,0%	27,2%	26,3%	25,5%	



Gráfica No. A4-4 Comportamiento de la TIR a cambios en el Factor de Planta.

Costo Estimado de la Planta	Precio del carbón en US\$/Ton															
	22,9%	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	41	43
2000	35,2%	34,7%	34,1%	33,6%	33,1%	32,6%	32,0%	31,5%	30,9%	30,4%	29,8%	29,2%	28,7%	28,1%	27,5%	26,9%
2700	27,0%	26,6%	26,1%	25,7%	25,2%	24,8%	24,3%	23,8%	23,3%	22,9%	22,4%	21,9%	21,4%	20,9%	20,4%	19,9%
3650	20,0%	19,6%	19,2%	18,8%	18,5%	18,1%	17,7%	17,3%	16,9%	16,5%	16,1%	15,7%	15,3%	14,9%	14,5%	14,1%
4100	17,6%	17,2%	16,9%	16,5%	16,2%	15,8%	15,5%	15,1%	14,7%	14,4%	14,0%	13,6%	13,2%	12,9%	12,5%	12,1%
4800	14,6%	14,3%	14,0%	13,7%	13,3%	13,0%	12,7%	12,4%	12,0%	11,7%	11,4%	11,0%	10,7%	10,4%	10,0%	9,7%
5500	12,3%	12,0%	11,7%	11,4%	11,1%	10,8%	10,5%	10,2%	10,0%	9,6%	9,3%	9,0%	8,7%	8,4%	8,1%	7,8%
6200	10,4%	10,2%	9,9%	9,6%	9,4%	9,1%	8,8%	8,5%	8,3%	8,0%	7,7%	7,4%	7,1%	6,8%	6,5%	6,2%
6900	8,9%	8,6%	8,4%	8,1%	7,9%	7,6%	7,4%	7,1%	6,9%	6,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%



ANEXO No.5 RESULTADOS POR ALTERNATIVA CON COSTO ESPERADO DE PLANTA (CEP)

A continuación se presentan los resultados detallados para conversión indirecta con proceso Fitcher – Tropsch para producción de conversión de combustibles líquidos (CTL) localizados en San Luis – Santander con 1 y cuatro etapas de construcción y, La Apartada – Córdoba construida en cuatro etapas. A manera de ilustración se presentan los resultados para una planta construida en cuatro años en Illinois.

Tabla No.1 Análisis ilustrativo de planta construida en Illinois con producción de 50,000 barriles diarios

**PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA
EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Department of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Fischer-Tropsch a líquidos (Diesel y Nafta) Localización Illinois - USA

Producción BI/día	50,000	Gasolina (BI/d)	22,173	Diesel (BI/d)	27,819
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	Márgen Gasolina Premium	47%	Márgen Diesel Premium	52%
Precio de venta requerido - PVR		US\$/BI	77.22	US\$/BI	79.85
Fuente de hidrógeno	Coal	Carga de carbón Ton/día	25,000	Carbón (US\$/Tr)	33
Costo de la Planta	2,807	US\$Mill	year 1	year 2	year 3
Período construcc. (Curva S) (años)	4	US\$MM	20%	30%	30%
			561	842	842
					561
Patrimonio	45%			Factor O&M Localización:	1.00
Tasa de interés	8%	10 años		Inflación EEUU	3%
Depreciación	16 años				all ouputs
Método de depreciación	Línea recta	175.5	US\$Mill/año	Tasa de descuento	2%
Vida útil	30 años			Impuesto de renta	12%
Costos Operación & Administración	194.8	US\$Mill/año			40%
Días por año	310	0.85	<=Factor de planta		

365
0.64
233.6

Valor presente neto -VPN-	1.331	US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	21.5%	Período de retorno (años)	5.0
Costo del barril producido	50.34	US\$/BI	Precio internacional - productos	80.5	US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. prc
						0.63

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-253												0	-253
2	-379												0	-379
3	-379												0	-379
4	-253												0	-253
5		198.8	282.4	10.5	6.1	203.4	1,348.7	647.6	154.4	140.8	506.8	202.7	304.1	304
6		197.6	288.0	10.7	6.2	209.5	1,375.7	663.7	154.4	128.4	535.3	214.1	321.2	321
7		203.6	293.8	10.9	6.3	215.8	1,403.2	672.8	154.4	116.1	556.7	222.7	334.0	334
8		210.0	299.7	11.1	6.5	222.3	1,431.3	681.8	154.4	103.7	578.1	231.2	346.8	347
9		222.9	305.6	11.3	6.6	228.9	1,459.9	684.5	154.4	91.4	593.1	237.2	355.9	356
10		222.3	311.8	11.6	6.7	235.8	1,489.1	701.0	154.4	79.0	622.0	248.8	373.2	373
11		229.1	318.0	11.8	6.8	242.9	1,518.9	710.3	154.4	66.7	643.6	257.4	386.2	386
12		235.8	324.4	12.0	7.0	250.2	1,549.3	719.9	154.4	54.3	665.6	266.2	399.3	399
13		242.9	330.8	12.3	7.1	257.7	1,580.3	729.4	154.4	42.0	687.5	275.0	412.5	412
14		250.2	337.5	12.5	7.3	265.4	1,611.9	739.0	154.4	29.6	709.4	283.8	425.6	426
15		257.7	344.2	12.8	7.4	273.3	1,644.1	748.7	0.0	17.3	731.4	292.6	438.8	439
16		265.4	351.1	13.0	7.6	281.5	1,677.0	758.3	0.0	0.0	758.3	303.3	455.0	455
17		273.4	358.1	13.3	7.7	290.0	1,710.5	768.0	0.0	0.0	768.0	307.2	460.8	461
18		281.6	365.3	13.6	7.9	298.7	1,744.7	777.7	0.0	0.0	777.7	311.1	466.6	467
19		290.0	372.6	13.8	8.0	307.7	1,779.6	787.5	0.0	0.0	787.5	315.0	472.5	472
20		298.7	380.0	14.1	8.2	316.9	1,815.2	797.3	0.0	0.0	797.3	318.9	478.4	478
21		307.7	387.6	14.4	8.3	326.4	1,851.5	807.1	0.0	0.0	807.1	322.8	484.2	484
22		316.9	395.4	14.7	8.5	0.0	1,888.6	1,153.0	0.0	0.0	1,153.0	461.2	691.8	692
23		326.5	403.3	15.0	8.7	0.0	1,926.3	1,172.9	0.0	0.0	1,172.9	469.2	703.8	704
24		336.2	411.4	15.3	8.9	0.0	1,964.8	1,193.1	0.0	0.0	1,193.1	477.2	715.9	716
25		346.3	419.6	15.6	9.0	0.0	2,004.1	1,213.6	0.0	0.0	1,213.6	485.4	728.2	728
26		356.7	428.0	15.9	9.2	0.0	2,044.2	1,234.4	0.0	0.0	1,234.4	493.8	740.7	741
27		367.4	436.5	16.2	9.4	0.0	2,085.1	1,255.5	0.0	0.0	1,255.5	502.2	753.3	753
28		378.4	445.3	16.5	9.6	0.0	2,126.8	1,277.0	0.0	0.0	1,277.0	510.8	766.2	766
29		389.8	454.2	16.9	9.8	0.0	2,169.4	1,298.7	0.0	0.0	1,298.7	519.5	779.2	779
30		401.5	463.3	17.2	10.0	0.0	2,212.7	1,320.8	0.0	0.0	1,320.8	528.3	792.5	792
31		413.5	472.5	17.5	10.2	0.0	2,257.0	1,343.2	0.0	0.0	1,343.2	537.3	805.9	806
32		425.9	482.0	17.9	10.4	0.0	2,302.1	1,365.9	0.0	0.0	1,365.9	546.4	819.6	820
33		438.7	491.6	18.2	10.6	0.0	2,348.2	1,389.0	0.0	0.0	1,389.0	555.6	833.4	833
34		451.9	501.4	18.6	10.8	0.0	2,395.1	1,412.4	0.0	0.0	1,412.4	565.0	847.4	847

Tabla No. 2 Resultados financieros para una planta construida en San Luis – Santander con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 1 etapa de 4 años.

**PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA
EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Departmento of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Fischer-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina) Localización San Luis - Santander

Producción BI/día	50,000	Gasolina (BI/d)	22,173	Diesel (BI/d)	27,819
Precio Petróleo (US\$/BI)	56.61	Márgen Gasolina Premium	20%	Márgen Diesel Premium	28%
Precio de venta requerido - PVR		US\$/BI	67.93	US\$/BI	72.46
Fuente de hidrógeno	Coal	Carga de carbón Ton/día	25,000	Carbón (US\$/T)	29
Costo de la Planta	2,807	US\$Mill	year 1	year 2	year 3
Periodo construcc. (Curva S) (años)	4		20%	30%	30%
		US\$MM	561	842	842
Patrimonio	45%			Factor O&M Localización:	0.40
Tasa de interés	8%	10 años		Inflación EEUU	3%
Depreciación	16 años				all outputs
Método de depreciación	Línea recta	175.5	US\$Mill/año	Tasa de descuento	12%
Vida útil	30 años			Impuesto de renta	35%
Costos Operación & Administración		77.9	US\$Mill/año		
Días por año	310	0.85		<==Factor de planta CTL	

Valor presente neto -VPN-	1,590	US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	22.9%	Período de retorno (años)	4.5
Costo del barril producido	38.73	US\$/BI	Precio internacional - productos	72.5	US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. pro
						0.53

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-253													-253
2	-379													-379
3	-379													-379
4	-253													-253
5		83.8	248.1	10.5	10.9	203.4	1,208.0	651.2	154.4	140.8	510.4	178.7	331.8	332
6		79.0	253.1	10.7	11.2	209.5	1,232.1	668.6	154.4	128.4	540.2	189.1	351.1	351
7		81.6	258.2	10.9	11.4	215.8	1,256.8	679.0	154.4	116.1	562.9	197.0	365.9	366
8		84.3	263.3	11.1	11.6	222.3	1,281.9	689.3	154.4	103.7	585.6	205.0	380.6	381
9		93.4	268.6	11.3	11.8	228.9	1,307.6	693.4	154.4	91.4	602.0	210.7	391.3	391
10		88.9	274.0	11.6	12.1	235.8	1,333.7	711.4	154.4	79.0	632.4	221.3	411.0	411
11		91.7	279.4	11.8	12.3	242.9	1,360.4	722.2	154.4	66.7	655.6	229.4	426.1	426
12		94.3	285.0	12.0	12.6	250.2	1,387.6	733.5	154.4	54.3	679.1	237.7	441.4	441
13		97.2	290.7	12.3	12.8	257.7	1,415.4	744.7	154.4	42.0	702.7	246.0	456.8	457
14		100.1	296.6	12.5	13.1	265.4	1,443.7	756.0	154.4	29.6	726.4	254.2	472.2	472
15		103.1	302.5	12.8	13.3	273.3	1,472.5	767.5	0.0	17.3	750.2	262.6	487.7	488
16		106.2	308.5	13.0	13.6	281.5	1,502.0	779.1	0.0	0.0	779.1	272.7	506.4	506
17		109.4	314.7	13.3	13.9	290.0	1,532.0	790.8	0.0	0.0	790.8	276.8	514.0	514
18		112.6	321.0	13.6	14.2	298.7	1,562.7	802.6	0.0	0.0	802.6	280.9	521.7	522
19		116.0	327.4	13.8	14.4	307.7	1,593.9	814.6	0.0	0.0	814.6	285.1	529.5	529
20		119.5	334.0	14.1	14.7	316.9	1,625.8	826.6	0.0	0.0	826.6	289.3	537.3	537
21		123.1	340.6	14.4	15.0	326.4	1,658.3	838.8	0.0	0.0	838.8	293.6	545.2	545
22		126.8	347.5	14.7	15.3	0.0	1,691.5	1,187.2	0.0	0.0	1,187.2	415.5	771.7	772
23		130.6	354.4	15.0	15.6	0.0	1,725.3	1,209.7	0.0	0.0	1,209.7	423.4	786.3	786
24		134.5	361.5	15.3	15.9	0.0	1,759.8	1,232.6	0.0	0.0	1,232.6	431.4	801.2	801
25		138.5	368.7	15.6	16.3	0.0	1,795.0	1,255.9	0.0	0.0	1,255.9	439.6	816.3	816
26		142.7	376.1	15.9	16.6	0.0	1,830.9	1,279.6	0.0	0.0	1,279.6	447.9	831.8	832
27		147.0	383.6	16.2	16.9	0.0	1,867.5	1,303.8	0.0	0.0	1,303.8	456.3	847.5	847
28		151.4	391.3	16.5	17.3	0.0	1,904.9	1,328.4	0.0	0.0	1,328.4	464.9	863.5	863
29		155.9	399.1	16.9	17.6	0.0	1,943.0	1,353.5	0.0	0.0	1,353.5	473.7	879.8	880
30		160.6	407.1	17.2	18.0	0.0	1,981.8	1,379.0	0.0	0.0	1,379.0	482.6	896.3	896
31		165.4	415.2	17.5	18.3	0.0	2,021.5	1,405.0	0.0	0.0	1,405.0	491.7	913.2	913
32		170.4	423.6	17.9	18.7	0.0	2,061.9	1,431.4	0.0	0.0	1,431.4	501.0	930.4	930
33		175.5	432.0	18.2	19.1	0.0	2,103.1	1,458.3	0.0	0.0	1,458.3	510.4	947.9	948
34		180.8	440.7	18.6	19.4	0.0	2,145.2	1,485.7	0.0	0.0	1,485.7	520.0	965.7	966

Tabla No.3 Resultados financieros para una planta construida en San Luis – Santander con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 4 etapas.

PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Departmento of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Ficher-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina) 50,000 BL/d Localización San Luis - Santander

Producción BI/día	12,500	25,000	37,500	50,000	Precio Petróleo (US\$/BI)	56.61	Precio de venta requerido - PVR	F. Produc.			
Gasolina (BI/c)	5,544	11,088	16,632	22,177	Márgen Gasolina	20%	67.93 US\$/BI	44%			
Diesel (BI/d)	6,956	13,912	20,868	27,823	Márgen Diesel	28%	72.46 US\$/BI	56%			
Fuente de hidrógeno	Coal	Carbón (US\$/Tn)			29		70.20				
Carga de carbón Ton/día	6,250	12,500	18,750	25,000							
Costo de la Planta	2,807 US\$Mill	760			667	714	667				
Período construcc. (Curva S) (años)	4	year 1			year 2	year 4	year 6	year 8			
		50%			50%	100%	100%	100%			
		US\$MM			380	380	667	714	667		
Patrimonio	45%	Vida útil			30	años					
Tasa de interés	8%	10			años			Factor O&M Localiz. Col:	0.40		
Depreciación	16 años							Inflación EEUU	3% all outputs		
Método de depreciación	Línea recta	US\$Mill/año			47.5	41.7	44.6	41.7	Tasa de descuento	12%	
Costos Operación & Admini	US\$Mill/año	Acumulado			23.5	47.0	62.5	77.9	Impuesto de renta	35%	
Días por año	310	0.85			<==Factor de planta						
Valor presente neto -VPN-		1,067 US\$Mill			Tasa interna de retorno -TIR-			22.2%	Período de retorno (años)		5.7
Costo del barril producido		30.16 US\$/BI			Precio internacional - productos			72.5 US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. prod		0.42

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-176													-176
2	-181									18	-18		-18	-199
3		28.5	59.6	2.5	5.3	57	289	137	42	38	99	35	64	64
4	-338	22.5	60.8	2.6	5.4	60	295	144	42	35	108	38	70	-267
5		46.3	124.1	5.2	10.9	120	601	295	78	58	237.2	83	154	154
6	-383	47.7	126.6	5.3	11.2	127	613	295	78	51	243.4	85	158	-225
7		65.2	193.6	8.2	17.1	202	936	450	118	76	373.4	131	243	243
8	-380	67.2	197.5	8.3	17.4	215	954	449	118	67	382.0	134	248	-132
9		86.3	268.6	11.3	23.7	299	1,296	608	154	87	520.7	182	338	338
10		88.9	274.0	11.6	24.2	317	1,321	605	154	75	530.8	186	345	345
11		91.6	279.4	11.8	24.6	336	1,346	602	154	62	540.1	189	351	351
12		94.3	285.0	12.0	25.1	357	1,372	598	154	50	548.5	192	357	357
13		97.2	290.7	12.3	25.6	378	1,398	593	113	37	555.9	195	361	361
14		100.1	296.6	12.5	26.2	401	1,424	587	113	27	560.4	196	364	364
15		103.1	302.5	12.8	26.7	426	1,451	580	76	18	562.3	197	365	365
16		106.2	308.5	13.0	27.2	452	1,479	572	76	12	560.1	196	364	364
17		109.4	314.7	13.3	27.8	479	1,507	562	37	6	556.6	195	362	362
18		112.6	321.0	13.6	28.3	509	1,535	551	37	3	548.5	192	357	357
19		116.0	327.4	13.8	28.9	539	1,565	539		0	539.0	189	350	350
20		119.5	334.0	14.1	29.5	417	1,594	680			680.0	238	442	442
21		123.1	340.6	14.4	30.0	443	1,625	674			673.7	236	438	438
22		126.8	347.5	14.7	30.6	317	1,656	819			819.2	287	533	533
23		130.6	354.4	15.0	31.3	336	1,687	820			819.8	287	533	533
24		134.5	361.5	15.3	31.9	172	1,719	1,004			1,003.7	351	652	652
25		138.5	368.7	15.6	32.5	183	1,752	1,014			1,013.7	355	659	659
26		142.7	376.1	15.9	33.2		1,785	1,217			1,217.2	426	791	791
27		147.0	383.6	16.2	33.8		1,819	1,238			1,238.3	433	805	805
28		151.4	391.3	16.5	34.5		1,853	1,260			1,259.8	441	819	819
29		155.9	399.1	16.9	35.2		1,889	1,282			1,281.6	449	833	833
30		160.6	407.1	17.2	35.9		1,925	1,304			1,303.8	456	847	847
31		165.4	415.2	17.5	36.6		1,961	1,326			1,326.3	464	862	862
32		170.4	423.6	17.9	37.4		1,998	1,349			1,349.2	472	877	877
33		175.5	432.0	18.2	38.1		2,036	1,373			1,372.5	480	892	892
34		180.8	440.7	18.6	38.9		2,075	1,396			1,396.2	489	908	908

Tabla No.4 Resultados financieros para una planta construida en La Apartada - Córdoba con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 4 etapas. Esta alternativa incluye la construcción de ducto hasta el área de Barrancabermeja para secuestro de CO₂.

PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA
EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Departmento of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Fischer-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina) 50,000 BL/d Localización La Apartada - Córdoba
 Ducto para CO2 300 US\$Millones 560 MPCd 335 Km (aprox.)

Producción BI/día	12500	25000	37500	50000	Precio Petróleo (US\$/BI)	56.61	Precio de venta requerido - PVR	F. Produc.
Gasolina (BI/c)	5,544	11,088	16,632	22,177	Márgen Gasolin	20%	67.93 US\$/BI	44%
Diesel (BI/d)	6,956	13,912	20,868	27,823	Márgen Diesel	28%	Premium 0%	56%
Fuente de hidrógeno	Coal	6,250	12,500	18,750	25,000	Carbón (US\$/Tn)	29	
Carga de carbón Ton/día	3,107	US\$Mill	1060	667	714	667		
Costo de la Planta	4	años	year 1	year 2	year 4	year 6	year 8	
Período construcc. (Curva S) (4 Etapas	US\$MM	530	530	667	714	667	0	
Patrimonio	45%	Vida útil	30	años	Factor O&M Localización:	0.40		
Tasa de interés	8%	10	años	Inflación EEUU	3%	all ouputs		
Depreciación	16	años	Tasa de descuento	2%	Coal costs	12%		
Método de depreciación	Línea recta	US\$Mill/año	66.3	41.7	44.6	41.7	Impuesto de renta	35%
Costos Operación & Admini	US\$Mill/año	23.5	47.0	62.5	77.9			
Días por año	310	0.85	===Factor de planta					
Valor presente neto -VPN-	573	US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	16.5%	Período de retorno (años)	7.2		
Costo del barril producido	34.18	US\$/BI	Precio internacional - productos	72.5	US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. prc	0.47	

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-246					0		0	0	0	0	0	0	-246
2	-253					0		0	0	25	-25	0	-25	-278
3	0	28.3	59.6	2.5	16.7	79	289	103	58	53	50	17	32	-302
4	-338	22.5	60.8	2.6	17.0	84	295	108	58	49	59	21	38	-300
5	0	46.3	124.1	5.2	34.7	145	601	246	95	69	177.2	62	115	115
6	-383	47.7	126.6	5.3	35.3	154	613	244	95	61	182.7	64	119	-265
7	0	65.2	193.6	8.2	54.1	231	936	384	134	85	299.6	105	195	195
8	-380	67.2	197.5	8.3	55.2	245	954	381	134	74	307.0	107	200	-181
9		86.3	268.6	11.3	75.0	331	1,296	524	171	93	431.6	151	281	281
10		88.9	274.0	11.6	76.5	351	1,321	519	171	79	440.1	154	286	286
11		91.6	279.4	11.8	78.1	372	1,346	513	171	65	447.6	157	291	291
12		94.3	285.0	12.0	79.6	395	1,372	506	171	52	454.0	159	295	295
13		97.2	290.7	12.3	81.2	419	1,398	497	113	38	459.4	161	299	299
14		100.1	296.6	12.5	82.8	444	1,424	488	113	27	460.8	161	300	300
15		103.1	302.5	12.8	84.5	471	1,451	477	76	18	459.0	161	298	298
16		106.2	308.5	13.0	86.2	500	1,479	465	76	12	452.8	158	294	294
17		109.4	314.7	13.3	87.9	531	1,507	451	37	6	445.2	156	289	289
18		112.6	321.0	13.6	89.7	563	1,535	436	37	3	432.9	151	281	281
19		116.0	327.4	13.8	91.5	597	1,565	419	0	0	418.8	147	272	272
20		119.5	334.0	14.1	93.3	631	1,594	401	0	0	404.7	141	261	261
21		123.1	340.6	14.4	95.1	665	1,625	384	0	0	390.6	134	249	249
22		126.8	347.5	14.7	97.0	700	1,656	367	0	0	376.6	126	236	236
23		130.6	354.4	15.0	99.0	736	1,687	350	0	0	362.6	118	223	223
24		134.5	361.5	15.3	101.0	772	1,719	333	0	0	348.6	109	210	210
25		138.5	368.7	15.6	103.0	809	1,752	316	0	0	334.6	100	197	197
26		142.7	376.1	15.9	105.0	847	1,785	299	0	0	320.6	91	184	184
27		147.0	383.6	16.2	107.1	886	1,819	282	0	0	306.6	82	171	171
28		151.4	391.3	16.5	109.3	926	1,853	265	0	0	292.6	73	158	158
29		155.9	399.1	16.9	111.5	967	1,889	248	0	0	278.6	64	145	145
30		160.6	407.1	17.2	113.7	1009	1,925	231	0	0	264.6	55	132	132
31		165.4	415.2	17.5	116.0	1052	1,961	214	0	0	250.6	46	119	119
32		170.4	423.6	17.9	118.3	1096	1,998	197	0	0	236.6	37	106	106
33		175.5	432.0	18.2	120.7	1141	2,036	180	0	0	222.6	28	93	93
34		180.8	440.7	18.6	123.1	1187	2,075	163	0	0	208.6	19	80	80

ANEXO No.6 RESULTADOS POR ALTERNATIVA CON COSTO ESPERADO DE PLANTA (CEP) MÁS UNA CONTINGENCIA DEL 26%

A continuación se presentan los resultados detallados para conversión indirecta con proceso Fitcher – Tropsch para producción de conversión de combustibles líquidos (CTL) localizados en San Luis – Santander con 1 y cuatro etapas de construcción y, La Apartada – Córdoba construida en cuatro etapas. A manera de ilustración se presentan los resultados para una planta construida en cuatro años en Illinois.

Tabla No. 5 Análisis ilustrativo de planta construida en Illinois con producción de 50,000 barriles diarios

PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Department of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Fischer-Tropsch a líquidos (Diesel y Nafta) Localización Illinois - USA

Producción BI/día	50,000	Gasolina (BI/d)	22,173	Diesel (BI/d)	27,819
Precio Petróleo (US\$/BI)	52.53	Márgen Gasolina Premium	47%	Márgen Diesel Premium	52%
Precio de venta requerido - PVR	US\$/BI	77.22	US\$/BI	79.85	
Fuente de hidrógeno	Coal	Carga de carbón Ton/día	25,000	Carbón (US\$/Tr)	33
Costo de la Planta	3,650	US\$Mill	year 1	year 2	year 3
Periodo construcc. (Curva S) (años)	4	US\$MM	20%	30%	30%
			730	1095	730
Patrimonio	45%			Factor O&M Localización:	1.00
Tasa de interés	8%	10 años		Inflación EEUU	3% all ouputs
Depreciación	16 años				2% Coal costs
Método de depreciación	Línea recta	228.1 US\$Mill/año		Tasa de descuento	12%
Vida útil	30 años			Impuesto de renta	40%
Costos Operación & Administración		194.8 US\$Mill/año			
Días por año	310	0.85	<==Factor de planta		

Valor presente neto -VPN-	718 US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	16.1%	Período de retorno (años)	6.9
Costo del barril producido	53.97 US\$/BI	Precio internacional - productos	80.5 US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. pro	0.67

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-328												0	-328
2	-493												0	-493
3	-493												0	-493
4	-328												0	-328
5		198.8	282.4	10.5	6.1	264.5	1,348.7	586.5	200.7	183.0	403.4	161.4	242.1	242
6		197.6	288.0	10.7	6.2	272.4	1,375.7	600.9	200.7	167.0	433.9	173.5	260.3	260
7		203.6	293.8	10.9	6.3	280.6	1,403.2	608.0	200.7	150.9	457.1	182.8	274.3	274
8		210.0	299.7	11.1	6.5	289.0	1,431.3	615.1	200.7	134.9	480.2	192.1	288.1	288
9		222.9	305.6	11.3	6.6	297.6	1,459.9	615.8	200.7	118.8	497.0	198.8	298.2	298
10		222.3	311.8	11.6	6.7	306.6	1,489.1	630.2	200.7	102.8	527.4	211.0	316.5	316
11		229.1	318.0	11.8	6.8	315.8	1,518.9	637.4	200.7	86.7	550.7	220.3	330.4	330
12		235.8	324.4	12.0	7.0	325.2	1,549.3	644.8	200.7	70.6	574.2	229.7	344.5	345
13		242.9	330.8	12.3	7.1	335.0	1,580.3	652.1	200.7	54.6	597.5	239.0	358.5	359
14		250.2	337.5	12.5	7.3	345.1	1,611.9	659.4	200.7	38.5	620.8	248.3	372.5	373
15		257.7	344.2	12.8	7.4	355.4	1,644.1	666.6	0.0	22.5	644.1	257.7	386.5	386
16		265.4	351.1	13.0	7.6	366.1	1,677.0	673.8	0.0	0.0	673.8	269.5	404.3	404
17		273.4	358.1	13.3	7.7	377.1	1,710.5	681.0	0.0	0.0	681.0	272.4	408.6	409
18		281.6	365.3	13.6	7.9	388.4	1,744.7	688.1	0.0	0.0	688.1	275.2	412.8	413
19		290.0	372.6	13.8	8.0	400.0	1,779.6	695.1	0.0	0.0	695.1	278.1	417.1	417
20		298.7	380.0	14.1	8.2	412.0	1,815.2	702.1	0.0	0.0	702.1	280.9	421.3	421
21		307.7	387.6	14.4	8.3	424.4	1,851.5	709.1	0.0	0.0	709.1	283.6	425.4	425
22		316.9	395.4	14.7	8.5	0.0	1,888.6	1,153.0	0.0	0.0	1,153.0	461.2	691.8	692
23		326.5	403.3	15.0	8.7	0.0	1,926.3	1,172.9	0.0	0.0	1,172.9	469.2	703.8	704
24		336.2	411.4	15.3	8.9	0.0	1,964.8	1,193.1	0.0	0.0	1,193.1	477.2	715.9	716
25		346.3	419.6	15.6	9.0	0.0	2,004.1	1,213.6	0.0	0.0	1,213.6	485.4	728.2	728
26		356.7	428.0	15.9	9.2	0.0	2,044.2	1,234.4	0.0	0.0	1,234.4	493.8	740.7	741
27		367.4	436.5	16.2	9.4	0.0	2,085.1	1,255.5	0.0	0.0	1,255.5	502.2	753.3	753
28		378.4	445.3	16.5	9.6	0.0	2,126.8	1,277.0	0.0	0.0	1,277.0	510.8	766.2	766
29		389.8	454.2	16.9	9.8	0.0	2,169.4	1,298.7	0.0	0.0	1,298.7	519.5	779.2	779
30		401.5	463.3	17.2	10.0	0.0	2,212.7	1,320.8	0.0	0.0	1,320.8	528.3	792.5	792
31		413.5	472.5	17.5	10.2	0.0	2,257.0	1,343.2	0.0	0.0	1,343.2	537.3	805.9	806
32		425.9	482.0	17.9	10.4	0.0	2,302.1	1,365.9	0.0	0.0	1,365.9	546.4	819.6	820
33		438.7	491.6	18.2	10.6	0.0	2,348.2	1,389.0	0.0	0.0	1,389.0	555.6	833.4	833
34		451.9	501.4	18.6	10.8	0.0	2,395.1	1,412.4	0.0	0.0	1,412.4	565.0	847.4	847

Tabla No. 6 Resultados financieros para una planta construida en San Luis – Santander con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 1 etapa de 4 años.

**PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA
EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Departamento of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Ficher-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina) Localización San Luis - Santander

Producción BI/día	50,000	Gasolina (BI/d)	22,173	Diesel (BI/d)	27,819
Precio Petróleo (US\$/BI)	56.61	Márgen Gasolina Premium	20%	Márgen Diesel Premium	28%
Precio de venta requerido - PVR		US\$/BI	67.93	US\$/BI	72.46
Fuente de hidrógeno	Coal	Carga de carbón Ton/día	25,000	Carbón (US\$/T)	29
Costo de la Planta	3,650 US\$Mill	year 1	year 2	year 3	year 4
Período construcc. (Curva S) (años)	4	20%	30%	30%	20%
		US\$MM	730	1095	1095
Patrimonio	45%			Factor O&M Localización:	0.40
Tasa de interés	8%	10 años		Inflación EEUU	3% all ouputs
Depreciación	16 años				2% Coal costs
Método de depreciación	Línea recta	228.1 US\$Mill/año		Tasa de descuento	12%
Vida útil	30 años			Impuesto de renta	35%
Costos Operación & Administración		77.9 US\$Mill/año			
Días por año	310	0.85	<==Factor de planta CTL		

Valor presente neto -VPN-	953 US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	17.3%	Período de retorno (años)	6.1
Costo del barril producido	42.35 US\$/BI	Precio internacional - productos	72.5 US\$/BI	Costo BI producido / Precio Int. prc	0.58

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-328													0
2	-493													0
3	-493													0
4	-328													0
5		83.8	248.1	10.5	10.9	264.5	1,208.0	590.2	200.7	183.0	407.1	142.5	264.6	265
6		79.0	253.1	10.7	11.2	272.4	1,232.1	605.8	200.7	167.0	438.8	153.6	285.2	285
7		81.6	258.2	10.9	11.4	280.6	1,256.8	614.2	200.7	150.9	463.3	162.1	301.1	301
8		84.3	263.3	11.1	11.6	289.0	1,281.9	622.6	200.7	134.9	487.7	170.7	317.0	317
9		93.4	268.6	11.3	11.8	297.6	1,307.6	624.7	200.7	118.8	505.9	177.1	328.8	329
10		88.9	274.0	11.6	12.1	306.6	1,333.7	640.6	200.7	102.8	537.8	188.2	349.6	350
11		91.7	279.4	11.8	12.3	315.8	1,360.4	649.3	200.7	86.7	562.6	196.9	365.7	366
12		94.3	285.0	12.0	12.6	325.2	1,387.6	658.4	200.7	70.6	587.7	205.7	382.0	382
13		97.2	290.7	12.3	12.8	335.0	1,415.4	667.3	200.7	54.6	612.8	214.5	398.3	398
14		100.1	296.6	12.5	13.1	345.1	1,443.7	676.4	200.7	38.5	637.9	223.2	414.6	415
15		103.1	302.5	12.8	13.3	355.4	1,472.5	685.4	0.0	22.5	663.0	232.0	430.9	431
16		106.2	308.5	13.0	13.6	366.1	1,502.0	694.6	0.0	0.0	694.6	243.1	451.5	451
17		109.4	314.7	13.3	13.9	377.1	1,532.0	703.7	0.0	0.0	703.7	246.3	457.4	457
18		112.6	321.0	13.6	14.2	388.4	1,562.7	712.9	0.0	0.0	712.9	249.5	463.4	463
19		116.0	327.4	13.8	14.4	400.0	1,593.9	722.2	0.0	0.0	722.2	252.8	469.4	469
20		119.5	334.0	14.1	14.7	412.0	1,625.8	731.5	0.0	0.0	731.5	256.0	475.5	475
21		123.1	340.6	14.4	15.0	424.4	1,658.3	740.8	0.0	0.0	740.8	259.3	481.5	482
22		126.8	347.5	14.7	15.3	0.0	1,691.5	1,187.2	0.0	0.0	1,187.2	415.5	771.7	772
23		130.6	354.4	15.0	15.6	0.0	1,725.3	1,209.7	0.0	0.0	1,209.7	423.4	786.3	786
24		134.5	361.5	15.3	15.9	0.0	1,759.8	1,232.6	0.0	0.0	1,232.6	431.4	801.2	801
25		138.5	368.7	15.6	16.3	0.0	1,795.0	1,255.9	0.0	0.0	1,255.9	439.6	816.3	816
26		142.7	376.1	15.9	16.6	0.0	1,830.9	1,279.6	0.0	0.0	1,279.6	447.9	831.8	832
27		147.0	383.6	16.2	16.9	0.0	1,867.5	1,303.8	0.0	0.0	1,303.8	456.3	847.5	847
28		151.4	391.3	16.5	17.3	0.0	1,904.9	1,328.4	0.0	0.0	1,328.4	464.9	863.5	863
29		155.9	399.1	16.9	17.6	0.0	1,943.0	1,353.5	0.0	0.0	1,353.5	473.7	879.8	880
30		160.6	407.1	17.2	18.0	0.0	1,981.8	1,379.0	0.0	0.0	1,379.0	482.6	896.3	896
31		165.4	415.2	17.5	18.3	0.0	2,021.5	1,405.0	0.0	0.0	1,405.0	491.7	913.2	913
32		170.4	423.6	17.9	18.7	0.0	2,061.9	1,431.4	0.0	0.0	1,431.4	501.0	930.4	930
33		175.5	432.0	18.2	19.1	0.0	2,103.1	1,458.3	0.0	0.0	1,458.3	510.4	947.9	948
34		180.8	440.7	18.6	19.4	0.0	2,145.2	1,485.7	0.0	0.0	1,485.7	520.0	965.7	966

Tabla No. 7 Resultados financieros para una planta construida en San Luis – Santander con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 4 etapas.

PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desarrollador del proceso National Energy Technology Laboratory
 Patrocinador Departmento of Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)
 Actualización 2007
 Proceso I (F-T) CTL Indirecto - Ficher-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina) 50,000 BL/d Localización San Luis - Santander

Producción Bl/día	12,500	25,000	37,500	50,000	Precio Petróleo (US\$/Bl)	56.61	Precio de venta requerido - PVR	F. Produc.
Gasolina (Bl/c)	5,544	11,088	16,632	22,177	Márgen Gasolina	20%	67.93 US\$/Bl	44%
Diesel (Bl/d)	6,956	13,912	20,868	27,823	Márgen Diesel	28%	72.46 US\$/Bl	56%
Fuente de hidrógeno	Coal	Carbón (US\$/Tn)		29	70.20			
Carga de carbón Ton/día	6,250	12,500	18,750	25,000				
Costo de la Planta	3,650 US\$Mill	985		869	927	869		
Período construcc. (Curva S) (años)	4	year 1	year 2	year 4	year 6	year 8		
		50%	50%	100%	100%	100%		
		US\$MM	493	493	869	927	869	
Patrimonio	45%	Vida útil	30 años	Factor O&M Localiz. Col:			0.40	
Tasa de interés	8%	10 años	Inflación EEUU			3%	all ouputs	
Depreciación	16 años	Tasa de descuento			2%	Coal costs	12%	
Método de depreciación	Línea recta	US\$Mill/año	61.6	54.3	58.0	54.3	Impuesto de renta	35%
Costos Operación & Admini:	US\$Mill/año	Acumulado	23.5	47.0	62.5	77.9		
Días por año	310	0.85	<==Factor de planta					
Valor presente neto -VPN-	392 US\$Mill		Tasa interna de retorno -TIR-	14.9%		Período de retorno (años)	8.3	
Costo del barril producido	33.07 US\$/Bl		Precio internacional - productos	72.5 US\$/Bl		Costo BI producido / Precio Int. prod	0.46	

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-228													-228
2	-235									23	-23		-23	-258
3			59.6	2.5	5.3	74	289	120	54	49	71	25	46	46
4	-440		90.6	2.8	8.4	78	295	126	54	46	80	28	52	-388
5			124.1	5.2	10.9	156	601	259	102	75	184.1	64	120	120
6	-498		126.6	5.3	11.2	165	613	257	102	67	190.0	67	124	-375
7			193.6	8.2	17.1	263	936	389	153	99	290.0	101	188	188
8	-495		197.5	8.3	17.4	279	954	385	153	87	297.6	104	193	-302
9			268.6	11.3	23.7	388	1,296	518	201	113	404.9	142	263	263
10			274.0	11.6	24.2	412	1,321	510	201	97	413.3	145	269	269
11			279.4	11.8	24.6	437	1,346	501	201	81	420.5	147	273	273
12			285.0	12.0	25.1	464	1,372	491	201	65	426.4	149	277	277
13			290.7	12.3	25.6	492	1,398	480	201	49	431.1	151	280	280
14			296.6	12.5	26.2	522	1,424	467	147	35	431.7	151	281	281
15			302.5	12.8	26.7	554	1,451	452	99	23	429.0	150	279	279
16			308.5	13.0	27.2	587	1,479	436	99	16	420.8	147	274	274
17			314.7	13.3	27.8	623	1,507	419	48	8	410.9	144	267	267
18			321.0	13.6	28.3	661	1,535	399	48	4	395.0	138	257	257
19			327.4	13.8	28.9	701	1,565	377		0	377.1	132	245	245
20			334.0	14.1	29.5	743	1,594	354			354.1	124	231	231
21			340.6	14.4	30.0	787	1,625	330			330.0	115	215	215
22			347.5	14.7	30.6	833	1,656	305			305.0	105	197	197
23			354.4	15.0	31.3	881	1,687	279			279.0	94	177	177
24			361.5	15.3	31.9	931	1,719	252			252.0	82	155	155
25			368.7	15.6	32.5	983	1,752	225			225.0	69	131	131
26			376.1	15.9	33.2	1,037	1,785	197			197.0	55	105	105
27			383.6	16.2	33.8	1,093	1,819	169			169.0	40	75	75
28			391.3	16.5	34.5	1,151	1,853	140			140.0	24	40	40
29			399.1	16.9	35.2	1,211	1,889	110			110.0	7	13	13
30			407.1	17.2	35.9	1,272	1,925	80			80.0			
31			415.2	17.5	36.6	1,335	1,961	50			50.0			
32			423.6	17.9	37.4	1,400	1,998	20			20.0			
33			432.0	18.2	38.1	1,467	2,036							
34			440.7	18.6	38.9	1,536	2,075							

Tabla No. 8 Resultados financieros para una planta construida en La Apartada - Córdoba con producción de 50,000 barriles diarios y construida en 4 etapas. Esta alternativa incluye la construcción de ducto hasta el área de Barrancabermeja para secuestro de CO₂.

PROYECTO PLANTA CARBÓN A LÍQUIDOS EN COLOMBIA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desarrollador del proceso **National Energy Technology Laboratory**
 Patrocinador **Departamento de Energy -DOE-, Research and Development Solutions -RDS-, Science Applications International Corp. (SAIC)**
 Actualización **2007**
 Proceso **I (F-T) CTL Indirecto - Fischer-Tropsch a líquidos (Diesel y Gasolina)** 50,000 BL/d Localización **La Apartada - Córdoba**
 Ducto para CO2 **300 US\$Millones** 560 MPCd 335 Km (aprox.)

Producción Bl/día	12500	25000	37500	50000	Precio Petróleo (US\$/Bl)	56.61	Precio de venta requerido - PVR	F. Producc.
Gasolina (Bl/c)	5,544	11,088	16,632	22,177	Márgen Gasolin	20% Premium 0%	67.93 US\$/Bl	44%
Diesel (Bl/d)	6,956	13,912	20,868	27,823	Márgen Diesel	28% Premium 0%	72.46 US\$/Bl	56%
Fuente de hidrógeno	Coal	Carbón (US\$/Tn)	29					
Carga de carbón Ton/día	6,250	12,500	18,750	25,000				
Costo de la Planta	3,950 US\$Mill		985		869	927	869	
Período construcc. (Curva S) (años)	4		year 1	year 2	year 4	year 6	year 8	
4 Etapas		US\$MM	50%	50%	100%	100%	100%	
			493	493	869	927	869	300
Patrimonio	45%		Vida útil	30 años			Factor O&M Localización:	0.40
Tasa de interés	8%	10 años					Inflación EEUU	3% all ouputs
Depreciación	16 años							2% Coal costs
Método de depreciación	Línea recta	US\$Mill/año	61.6	54.3	58.0	54.3	Tasa de descuento	12%
Costos Operación & Admini:	US\$Mill/año	23.5	47.0	62.5	77.9		Impuesto de renta	35%
Días por año	310	0.85	==Factor de planta					

Valor presente neto -VPN-	-83 US\$Mill	Tasa interna de retorno -TIR-	11.5%	Período de retorno (años)	10.3
Costo del barril producido	37.73 US\$/Bl	Precio internacional - productos	72.5 US\$/Bl	Costo Bl producido / Precio Int. prc	0.52

Año	Costo de Inversión	Costos Operación & Administración	Costo Carbón boca de mina	Costo transporte - Carbón	Costo transporte - Gasolina/diesel	Depreciación	Ingresos	Ingresos operacionales	Amortización	Intereses	Ingresos despues de AI	Impuestos	Ingresos netos	Flujo de caja
	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill	US\$Mill
1	-228					0		0	0	0	0	0	0	-228
2	-553					0		0	0	23	-23	0	-23	-576
3	0	28.5	59.6	2.5	16.7	74	289	109	54	49	59	21	39	39
4	-440	22.5	60.8	2.6	17.0	78	295	114	54	46	68	24	44	-396
5	0	46.3	124.1	5.2	34.7	156	601	235	102	75	160.4	56	104	104
6	-498	47.7	126.6	5.3	35.3	165	613	232	102	67	165.8	58	108	-390
7	0	65.2	193.6	8.2	54.1	263	936	352	153	99	253.0	89	164	164
8	-495	67.2	197.5	8.3	55.2	279	954	347	153	87	259.9	91	169	-326
9		86.3	268.6	11.3	75.0	388	1,296	467	201	113	353.6	124	230	230
10		88.9	274.0	11.6	76.5	412	1,321	458	201	97	360.9	126	235	235
11		91.6	279.4	11.8	78.1	437	1,346	448	201	81	367.1	128	239	239
12		94.3	285.0	12.0	79.6	464	1,372	437	201	65	372.0	130	242	242
13		97.2	290.7	12.3	81.2	492	1,398	424	147	49	375.5	131	244	244
14		100.1	296.6	12.5	82.8	522	1,424	410	147	35	375.0	131	244	244
15		103.1	302.5	12.8	84.5	554	1,451	395	99	23	371.2	130	241	241
16		106.2	308.5	13.0	86.2	587	1,479	377	99	16	361.9	127	235	235
17		109.4	314.7	13.3	87.9	623	1,507	358	48	8	350.8	123	228	228
18		112.6	321.0	13.6	89.7	661	1,535	337	48	4	333.7	117	217	217
19		116.0	327.4	13.8	91.5	701	1,565	315	0	0	314.5	110	204	204
20		119.5	334.0	14.1	93.3	543	1,594	290	0	0	290.3	103	190	190
21		123.1	340.6	14.4	95.1	576	1,625	275	0	0	275.5	96	177	177
22		126.8	347.5	14.7	97.0	612	1,656	257	0	0	257.5	89	164	164
23		130.6	354.4	15.0	99.0	651	1,687	237	0	0	237.5	81	151	151
24		134.5	361.5	15.3	101.0	692	1,719	214	0	0	214.5	73	138	138
25		138.5	368.7	15.6	103.0	738	1,752	188	0	0	188.9	64	125	125
26		142.7	376.1	15.9	105.0	788	1,785	159	0	0	159.3	55	112	112
27		147.0	383.6	16.2	107.1	843	1,819	126	0	0	126.0	45	100	100
28		151.4	391.3	16.5	109.3	904	1,853	90	0	0	90.0	35	88	88
29		155.9	399.1	16.9	111.5	971	1,889	52	0	0	52.0	24	78	78
30		160.6	407.1	17.2	113.7	1044	1,925	9	0	0	9.0	13	69	69
31		165.4	415.2	17.5	116.0	1124	1,961	0	0	0	0.0	2	62	62
32		170.4	423.6	17.9	118.3	1211	1,998	0	0	0	0.0	0	57	57
33		175.5	432.0	18.2	120.7	1306	2,036	0	0	0	0.0	0	54	54
34		180.8	440.7	18.6	123.1	1409	2,075	0	0	0	0.0	0	53	53

ANEXO No.7 VARIABLES, INDICADORES DE VALOR, DEFINICIONES Y FÓRMULAS DE CÁLCULO INCLUIDAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se presentan las principales variables e indicadores de valor incluidos en el análisis económico, los cuales fueron procesados en un modelo desarrollado en Excel para este propósito adjunto al presente informe.

1.1. Costos

En el proceso de conversión los costos se clasifican en cinco grupos, que se describen a continuación.

Costos de capital.

Son los costos de equipamiento, material e ingeniería que representan más del 50% de los costos totales. La reducción de estos costos es clave para disminuir los costos de producción.

Costos de carbón.

Se refiere al costo del carbón utilizado en el proceso de conversión, es la materia prima para la licuefacción y fuente de hidrógeno.

Costos de operación y mantenimiento.

Son los costos diferentes a combustible, tales como materias primas diferentes a carbón (productos químicos), trabajo, mantenimiento, reparación, servicios y administración.

Costos de depreciación y financiación.

La depreciación depende de la magnitud de los costos de inversión. Siendo un componente importante de los costos totales.

Los costos de financiamiento dependen del porcentaje de capital accionario (equity) y de las condiciones de financiación en cuanto a plazos y tasas de interés.

Impuestos.

En Colombia hay que tener en cuenta los impuestos a las utilidades, de industria y comercio y predial.

1.2. Determinación de la factibilidad económica

Para determinar la factibilidad económica de los procesos de CTL se pueden considerar varios sistemas de análisis de beneficio costo, como el valor presente neto, la tasa interna

de retorno, el periodo de payback y el costo del barril de producto producido. Para los tres primeros hay que suponer un precio de venta del barril producido (gasolina – diesel), mientras que el último procedimiento determina el valor del barril resultante del proceso de CTL que se compara con el precio del barril de petróleo o derivados a nivel internacional. Este último procedimiento es el que se presenta en la mayoría de los estudios sobre CTL, especialmente en los informes del DOE y de investigadores de Estados Unidos.

Hay varios parámetros económicos que afectan las decisiones de proyectos de inversión necesarios a tener en cuenta para la aplicación de las diferentes metodologías de análisis económico. Estos son:

- El valor de la moneda en el tiempo y la tasa de interés
- La tasa de inflación
- Los impuestos de diferente tipo
- La depreciación y el valor de salvamento.

De todas formas, a continuación se describen los cuatro métodos que se podrían aplicar para un análisis de Beneficio/Costo, independientemente si el más corriente aplicado en los estudios que se mencionarán más adelante consiste en buscar el costo del barril de crudo sintético o de productos.

Todos los métodos son complementarios, pero para el análisis de la conveniencia de las tecnologías DCL o ICL el orden de importancia es el siguiente. En primer lugar se requiere determinar si el costo de los productos líquidos de la licuefacción del carbón es menor que el precio internacional de los derivados diesel y gasolina. En caso afirmativo, se concluye que la tecnología bajo estudio es competitiva y se entra a aplicar los siguientes métodos de evaluación. En esta situación se parte para calcular los ingresos que los precios de venta de los productos son los internacionales y en esta forma se calculan la tasa interna de retorno (cuyo valor debe estar por encima de 15%), el payback period y el valor presente neto.

1.2.1. Método del valor presente

La ecuación (1) se utilizará para encontrar el valor presente de los costos de inversión, operación y mantenimiento dividido por el valor presente de la producción de derivados en barriles.

$$(1) VPCTLi = CIni + COni + CCNi * \sum_{n=1}^{10} \frac{PCn}{(1+r)^n - 1} + \sum_{n=1}^{10} \frac{CMni}{(1+r)^n - 1}$$

VPCTLi= Valor presente de los costos de la tecnología CTL del tipo i

Cl_{ni} = costo de inversión de la tecnología i en el año n.

CO_{ni} = Costos de operación de la tecnología i en el año n.

CC_{ni} = consumo anual de carbón en toneladas de la tecnología i.

PC_{ni} = precio promedio anual del carbón en el año n de la tecnología i.

CM_{ni} = costo de mantenimiento anual para el año n de la tecnología i.

COM_{ni} = Consumo anual de otros materiales y energéticos en el año n para la tecnología i.

POM_{ni} = Precio de otros energéticos y materiales en el año n para la tecnología i.

El costo de la producción de un barril de líquidos es igual a:

$$(2) \text{ CBDi} = \text{VPCTi} / \text{Valor presente de la producción de derivados en barriles}$$

CBDi = Costo del barril de derivados producido por el proceso CTLi

1.2.2. Método de la tasa de retorno

En este método se trata de determinar la tasa de descuento d que hace que el valor presente neto sea igual a cero. Si la tasa de descuento d es mayor que la tasa de interés, el proyecto es rentable.

En esta forma,

$$\text{VPCTL} = \sum \text{IN} / (1+d)^t$$

IN = ingresos

1.2.3. Período de payback

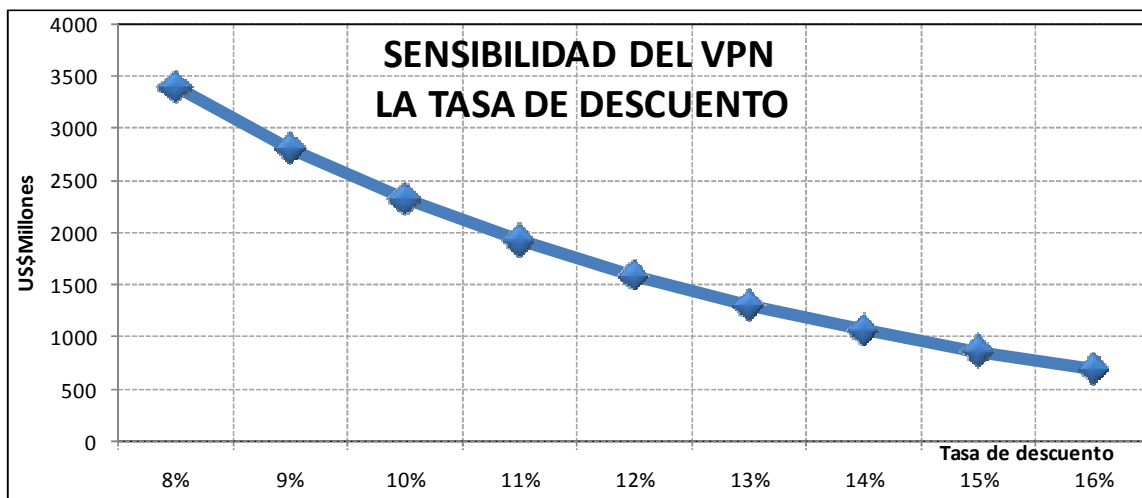
El payback period es el tiempo N que se requiere para recuperar la inversión inicial. Si este período N es menor que la vida del proyecto m, entonces el proyecto es viable económicamente. N se encuentra resolviendo la siguiente ecuación:

$$INV_0 = \sum IN / (1+r)^N$$

TASA DE DESCUENTO

El valor presente neto –VPN- de un proyecto es el valor descontado de los flujos de entrada menos los flujos de salida del proyecto. En orden a calcular el VPN de un proyecto, se tiene que asignar un valor a la tasa de descuento. Este valor, una tasa de interés de mercado relevante para el proyecto, indica el costo del dinero. Así, el VPN mide el ingreso neto actualizado (esto es, los ingresos menos todos los costos e indica el atractivo de una inversión para los inversionistas. En otras palabras, el VPN indica la diferencia entre un valor de mercado de la inversión y sus costos y, así, la recompensa para los inversionistas para poner el capital en riesgo y realizar el proyecto.

Esta tasa de descuento depende de si el inversionista es del sector privado, estatal o mixto, los cuales tendrán cada uno diferente aspiración reflejada en la tasa de descuento. En general en este tipo de proyectos en los análisis financieros se presentan rangos que van desde un 8% hasta un 16%. Para evaluar la planta de CTL se utilizó un 12% con una sensibilidad del VPN al rango de tasa de descuento mencionado.



Anexo No.7 Modelo computacional para la realización de la evaluación económica

Para realizar la evaluación económico – financiera se realizó un modelo computacional en Excel profesional 2003, el cual se adjunta a este informe.

El modelo consiste de una entrada de datos (celdas en azul tanto de caracteres como de fondo), un procesamiento de datos a través de fórmulas y macros y, producción de resultados (en general en caracteres negros) a través de reportes.

Las hojas están protegidas para evitar modificaciones no intencionales en las fórmulas o en el código de programación generado.

El tamaño máximo del modelo es de aproximadamente 700 KB, que no tiene dificultades de ejecución con los recursos de computación actuales.

ANEXO 12

INFORME VISITA HEADWATERS

VISITA HEADWATERS

Fecha 24-28/5/2007

**DIEGO OTERO
PEDRO GUEVARA
JOSE M RINCÓN**



Programa desarrollado.

Encuentro preliminar con el fin de intercambiar información preliminar y conocer las personas encargadas del proyecto.

Se establece que hay conocimiento avanzado de parte de los participantes y se acuerda que, en tal caso, es importante hacer una visita a las instalaciones de la planta piloto.

- 1- Presentación de la Tecnología: Theo Lee, Headwaters**
- 2- Aspectos económicos de CTL: Theo Lee, Headwaters**
- 3- El reactor de lecho expandido: Thomas Y. Kao**
- 4- Explicación y diagramas de flujo Planta Piloto: Robert H. Stalzer**
- 5- Visita a la planta piloto de licuefacción**
- 6- Diseño : Gordon Deepe**
- 7- Synergism in co-processing: José M Rincón**
- 8- Evaluación, CTL, Caso Colombiano: José M Rincón**
- 9- Análisis de opciones. Participación colegiada**

Presentación de la Tecnología: Theo Lee, Headwaters

Se presentó la tecnología desarrollada por Headwaters corporation, que incluye el desarrollo de tecnologías limpias aprovechando que los impuestos son mas bajos para el uso de estos combustibles tal como carbón limpio.

China en arreglo con el DOE solicitó colaboración para el desarrollo de CTL, para lo cual el DOE recomendó la tecnología desarrollada por esta compañía por se las mas avanzada de su tiempo, 1998. Con esta colaboración China ha iniciado su desarrollo mediante la construcción de la primera planta en Shenhua. El primer tren de producción iniciará producción en los primeros meses del 2008. Aún no hay experiencia comercial en épocas modernas del procesos DCL. Se presentaron los datos analíticos esperados del proceso en Shenhua.

Headwaters tiene convenio con Filipinas para la instalación de una planta integrando los procesos directos (DCL) y el indirecto (ICL) con el fin de tener los beneficios de los dos procesos y mitigar los inconvenientes de cada uno de ellos, Proceso conocido como híbrido. Con la integración de los procesos se hizo la presentación de las dos tecnologías conocidas, los pros y los contras de cada uno de ellas.

Aspectos económicos de CTL: Theo Lee, Headwaters

La presentación de los aspectos económicos estuvo centrada sobre los resultados de la planta con un tren de producción de 20,000 BPD, los diseños del proceso se terminaron en Nov del 2002 y se estimaron unos precios de 23 a 26 dólares el barril.

Se comentó que en la actualidad hay proyectos de DCL en India, ASSAM, planta de 44,000 BPD y una planta híbrida en filipinas de 60,000 BPD. En Estados Unidos hay dos proyectos de ICL en North Dakota y en Eastern & Western coal proyecto

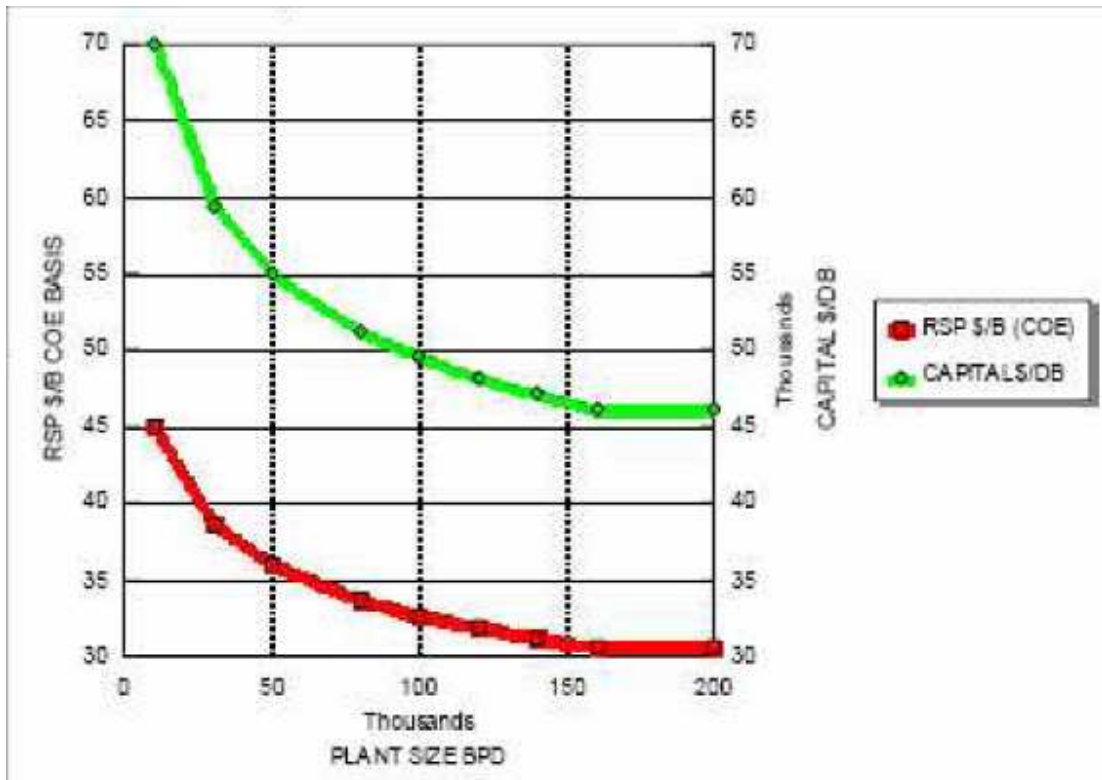
CAPEX 70 A 90,900/BPD

COSTO TOTAL DE PRODUCCION 42 a 54 dólares por barril

O&M 8-9.5 dólares por barril

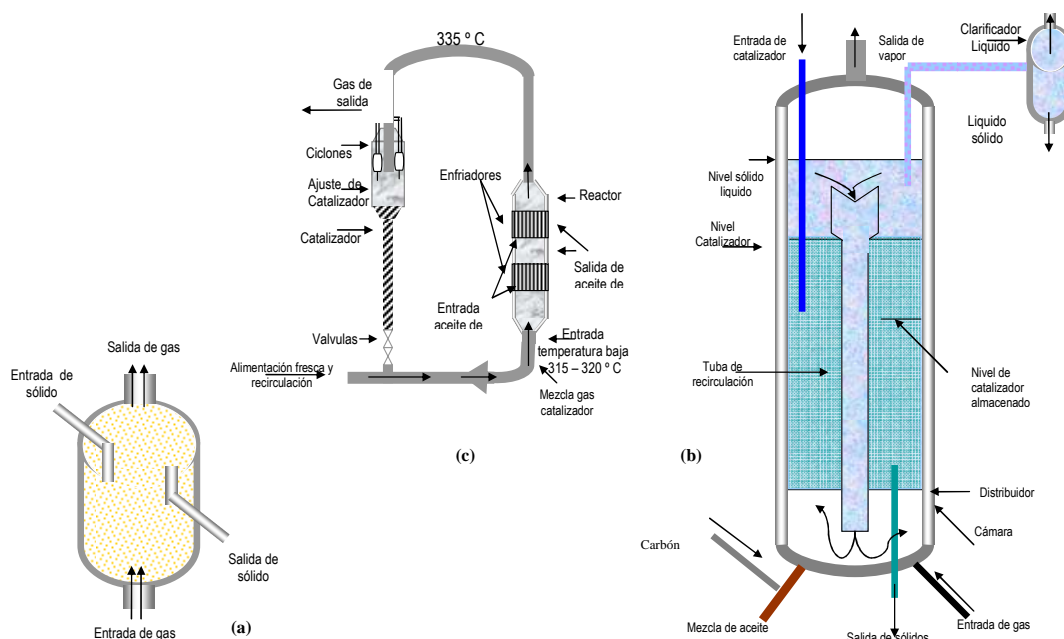
Carbón de 5 a 17 dólares por barril.

La siguiente figura hace un resumen de lo visto.



El reactor de lecho expandido: Thomas

El reactor de lecho expandido desarrollado en H-coal es el corazón el principal desarrollo del proceso permite la recirculación del producto a hidrogenar junto con un contacto permanente con el catalizador de hierro. Un diagrama del reactor se muestra en la descripción de los reactores del informe a la UPME. Las características del producto obtenido con el uso de estos reactores en sistema multietapas se muestran la tabla que se muestra continuación.



Shenhua Coal Derived Liquids - Shi, Yuhua (RIPP, Oct/04)

Properties (5%, 90%)	Naphtha (99,159°C)	Diesel (195, 277°C)
Density, g/cm ³ (20°C)	0.7641	0.8648
Viscosity, mm ² /s (20°C)	-	3.69 (3 ~ 8)
S, ppm	<0.5	<5 (<2000)
N, ppm	<0.5	<1
Cetane No.		46.7 (>45)
Acidity mgKOH/100ml		0.4 (<7)
Oxidation Sludge, mg/100ml		<0.3 (<2.5)
Flash Point, °C		76 (>55)
Cold Filter Plugging Point, °C		-9 (<-5)
Solidification Point, °C		-26 (<-10)
Compound Class Type Analysis, w%		
Paraffin	26.7	13.3
Aromatics	68.3	81.9
Benzene	5.0	4.8

Explicación y diagramas de flujo Planta Piloto: Robert H. Stalzer

La explicación del diagrama de flujo de la planta estuvo a cargo del Ingeniero Stalzer, quien hizo la presentación de la planta piloto la cual consiste una planta de 25 kilos de proceso continuo integrada por dos reactores consecutivos que trabajan a diferentes temperaturas, el sistema de lavado con solventes para hacer el proceso de retiro de cenizas, sistemas de control automático de la planta, y sistema simulados de destilación.

Visita a la planta piloto de licuefacción

La visita a la planta se realizó con el fin de conocer las facilidades con que cuenta la compañía. En la visita no hubo restricciones en cuanto a toma de fotografías ni a preguntas, las cuales se respondieron a entera satisfacción de los miembros del grupo visitante. Para la visita se facilitaron los implementos de seguridad como gafas y casco.



Diseño : Gordon Deepe

Se comentó que la persona encargada de la realización de los diseños era el Ing. Deepe, el cual necesita para sus trabajos las propiedades de los carbones y lo mas importante el comportamiento del carbón en los ensayos de planta piloto.

Synergism in co-processing: José M Rincón

A manera de integración el grupo Colombiano, hizo una presentación muy somera del trabajo de Synergism in co-processing donde se mostró algunos de los avances

realizados en el país. Se resalta que de Headwaters hizo investigaciones en ese sentido, en la misma época de la publicación de estos resultados, con resultados similares que en la actualidad aplican en el diseño los co-procesos.



Evaluación, CTL, Caso Colombiano: José M Rincón

El grupo de Colombia hace una presentación de las necesidades de esta tecnología en Colombia, presentó la información sobre las calidades de carbón en las diferentes regiones, los sitios mas probables para la construcción de una planta, las necesidades de combustibles y el tamaño sugerido de la planta.. Al final se deja como una serie de inquietudes las cuales se presentan a continuación.

Análisis de opciones. Participación colegiada

De las presentaciones anteriores hubo una serie de inquietudes que fueron expuestas y cuyas recomendaciones se resumen a continuación:

La eficiencia térmica de los procesos DCL son mayores y los costos son igualmente menores

El grupo colombiano hizo énfasis en la parte ambiental al caer en cuenta de su alta aromaticidad y contenido de benceno.

El grupo colombiano presentó la opción de construir la planta por fases e integrada a la refinería, que fue acogida como viable y económica por parte de Headwaters.

De los sitios de instalación de la planta la recomendación de Headwaters es la de construir la planta lo mas cercano posible al sitio de extracción al sitio de extracción del carbón

ANEXO 8
MUESTRA DE CALCULO EMISIONES DE
GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA
COMBUSTIBLES CTL

En primer termino se presenta el balance para el proceso HTI modificado en que todo el H₂ necesario se obtiene a partir de carbón (base de calculo PCS)

Capacidad	50000 BPD
% Eficiencia	65.80% [19]
Rendimiento	4 bbl/t carbón

H eficiencia lb dest/lb H consumido 9.7 [19]

Emisiones del ciclo total de la gasolina derivada del petróleo (modelo Greet.)

PCI	25.56 kg C/Cj
PCS	23.93 kg C/Cj

Cantidad de carbón requerido:

$$Cantidad\ de\ carbón = \frac{producción}{Rendimiento} = \frac{50000\ bbl/d}{4\ bbl/t\ carbón} = 12500\ t\ carbón/d$$

Entonces:

Tipo de carbón	illinois
Cantidad	12500 t/d
PCS	6850 kcal/kg
	28.68 Gj/t

Análisis último del carbón:

	Crudo	Seco	Seco y libre de ceniza
Humedad	7.4		
H	4.72	5.07	5.47
C	68.03	73.02	78.79
S	3.81	4.09	4.41
N	1.30	1.40	1.51
O	7.91	8.49	9.16
Cz	6.83	7.33	0.00

Entrada de energía (1.00 E+03 Gj/d):

$$\text{Energía en el carbón} = \text{cantidad de carbón} * PCS = 12500 \frac{\text{t carbón}}{\text{d}} * 28.68 \frac{\text{Mj}}{\text{kg}} * 1000 \frac{\text{kg}}{\text{t}} = 358500000 \frac{\text{Mj}}{\text{d}}$$

$$\text{Energía en el carbón} = 358.5 * E03 \frac{\text{Gj}}{\text{d}}$$

Entonces:

Carbón	358.49 Gj/d
GN	0.00 Gj/d
Total	358.49 Gj/d

H2 producción (1.00 E+05 kg/d)

Del carbón	7.9 Gj/d
Del GN	0.00 Gj/d
Total	7.9 Gj/d

Salidas de energía		1.00 E+03	1.00 E+03
gasolina	5.84 Gj/bbl	69 Gj/d	11.8 BPD
diésel	6.08 Gj/bbl	174.1 Gj/d	28.6 BPD
propano	4.05 Gj/bbl	13.2 Gj/d	3.3 BPD
butano	4.62 Gj/bbl	8.8 Gj/d	1.9 BPD
Total	5.81 Gj/bbl	265.1 Gj/d	45.6 BPD

Eficiencia:

$$\text{eficiencia total} = \frac{\text{energía total que sale}}{\text{energía total que entra}} * 100 = \frac{265.1}{358.49} * 100 = 73.95\%$$

Eficiencia total 73.95%

Eficiencia para líquidos 67.81 %

Cálculo de emisiones GEI para el ciclo total del combustible:

Carbono en el carbón

$$\frac{78.79 \text{ kg C}}{100 \text{ kg carbón}} * \frac{1 \text{ kg carbón}}{28.68 \text{ MJ}} = 0.02747 \frac{\text{kg C}}{\text{MJ}} = 27.47 \frac{\text{kg C}}{\text{GJ}}$$

Carbono en el carbón 27.47 kg C/Gj

Supuestos:

Consumo adicional de carbón 10% de la energía del crudo sintético

Carbono en los gases de chimenea 0.96 kg C/Gj

Emisiones en el ciclo total

$$\frac{(\text{energía entra} + \eta * \text{energía sale}) * (C_{\text{carbón}} + C_{\text{gases chimenea}})}{\text{energía sale}}$$

$$\frac{(350.49E03Gj/d + 0.1 * 265.1E03Gj/d) * (27.47kgC/Gj + 0.9kgC/Gj)}{265.1E03Gj/d} = 41.29 \text{ kg C/Gj}$$

Las emisiones relativas respecto a gasolina derivada del petróleo serán;

$$\frac{\text{Emisiones ciclo total}}{\text{PCS gasolina}} = \frac{41.26kgC/Gj}{23.93jgC/Gj} = 1.73$$

De la misma manera se procede con los cálculos de balance de energía y materia para la producción de combustibles líquidos a partir de carbón por el proceso CMSL

Capacidad	50000 BPD
% Eficiencia	72.30% (Williams)
Rendimiento	4.40 bbl/t carbón
H eficiencia lb dest/lb H consumido	11 (Williams)
PCI	25.56 kg C/Cj
PCS	23.93 kg C/Cj

Tipo de carbón	Illinois No 6
Consumo	11376.21 t/d
PCS	6850 kcal/kg 28.68 Gj/t

Análisis último del carbón:

	Crudo	Seco	Seco y libre de ceniza
Humedad	7.4		
H	4.72	5.07	5.47
C	68.03	73.02	78.79
S	3.81	4.09	4.41
N	1.30	1.40	1.51
O	7.91	8.49	9.16
Cz	6.83	7.33	0.00

Entrada de energía en:	1.00 E+03 j/d
Carbón	326.26 Gj/d
GN	0.00 Gj/d
Total	326.26Gj/d

H2 producción	1.00 E+05 kg/d
Del carbón	8.96 Gj/d
Del GN	0.00 Gj/d
Total	8.96 Gj/d

Salidas de	PCS	1.00 E+03	1.0 E+0.3
-------------------	------------	------------------	------------------

energía	(Gj/bbl)	Gj/d	BPD
gasolina	5.84	69	11.8
diésel	6.08	174.1	28.6
propano	4.05	13.2	3.3
butano	4.62	8.8	1.9
Total	5.81	265.1	45.6

Fuente: [7]

Eficiencia total 81.25%
Eficiencia para líquidos 74.51 %

Cálculo de emisiones GEI para el ciclo total del combustible:

Carbono en el carbón 27.47 kg C/Gj

Supuestos:

Consumo adicional de carbón 10% de la energía del
crudo sintético

Carbono en los gases de chimenea 0.96 kg C/Gj

Emisiones en el ciclo total = 37.84 kg C/Gj

Las emisiones relativas respecto a gasolina derivada del petróleo son entonces: 1.58