

**“DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES
LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN CONSIDERANDO SU APLICABILIDAD EN
COLOMBIA”.**

ÁLVARO IVÁN CRUZ CORREDOR

ALAN ARMANDO AMADO SARMIENTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**“DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES
LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN CONSIDERANDO SU APLICABILIDAD EN
COLOMBIA”**

**ÁLVARO IVÁN CRUZ CORREDOR
ALAN ARMANDO AMADO SARMIENTO**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**Directora:
MSc.OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Agradecer hoy y siempre a Papá Dios, papito Dios muchísimas gracias porque sin tu apoyo, esto no fuera sido realidad, solo tú conoces el sufrimiento de cada uno gracias, eternamente agradecido

Agradezco a mi papá, GILBERTO AMADO AMADO quien me enseñó a valorar y a luchar en la vida, me siento orgulloso de ser tu hijo, me siento orgulloso de que seas mi papá, todo lo que soy se lo debo a ti., las palabras no alcanzan para agradecerte, solo quiero que sepas que TE AMO .

A mi madre LUZ MARINA DE AMADO SARMIENTO (Q.E.P.D), me duele que no estés presente para decirte que me haces mucha falta y que doy gracias a Dios por haberme puesto en tu vientre, mamá, le pediré al creador que puedas leer esta pequeña nota pero con mucho sentimiento. Me haces Mucha Falta mamá Te Amo

A mis Hermanos Emerson Gilberto, José Eurípides, Jorge Enrique y María Luisa, a mi Sobrinito Miguel Ángel, gracias por estar siempre en las buenas y malas, por ser mis consejeros, por tenerme paciencia porque sé que puedo contar siempre con ustedes, me siento muy orgulloso de ser su hermano.

A mi abuela, tías, tíos, primos y demás familiares que me ha apoyado.

A todos mis amigos, Chepe, Chajín, Jackson, Jaime, German, Ludwig, Jose y Yeiso Y a los que no nombre, amigas Leydí a la Ingeniera Angela , Claudia gracias porque ustedes también aportaron a que este proyecto se hiciera realidad, porque de alguna manera los conozco y aprendo de ustedes.

Alan Armando Amado Sarmiento

DEDICATORIA

Gracias a Dios por haberme guiado e iluminado a lo largo de mi carrera universitaria, por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y felicidad.

Le doy gracias a mis Padres por su apoyo incondicional en todo momento, por los valores que me han inculcado y sobre todo por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.

A mi familia; Mamá Meña, Mikaela, Hermanos, Primos, Tíos y Tías, por confiar y creer en mí, por el cariño brindado y toda la energía positiva recibida.

A mi novia Melissa, por ser parte muy importante de mi vida, por apoyarme siempre en las buenas y en las malas, por su paciencia y en especial por su amor incondicional.

Gracias a mis Suegros por abrirme las puertas de su hogar y hacerme parte de su familia.

A mis amigos; Daniel, Jesús, Garagoa, César, Julián, Tupí, Jackson, Camilo R., Mario, Henry, Veneco, entre otros por el apoyo y amistad, por haber hecho de mi etapa universitaria un camino lleno de vivencias que nunca olvidare.

Le agradezco la confianza y dedicación a mi directora de proyecto, Ingeniera Olga Patricia Ortiz por haber compartido conmigo todos sus conocimientos y finalmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarme en esta etapa de mi vida.

Éxitos para todos.

ALVARO IVAN CRUZ CORREDOR

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser nuestra guía y fortaleza en todos los proyectos que hemos emprendido a lo largo de nuestra vida y haberte conocido

A la ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino, por su disponibilidad, por su invaluable apoyo brindado durante todo el desarrollo de este proyecto, gracias por sus recomendaciones y sugerencias

*A la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por ser el instrumento de nuestra formación académica, y ofrecernos la oportunidad de ser ingenieros.*

A nuestras familias por su apoyo incondicional gracias a la cual pudimos cumplir nuestra meta de obtener una carrera universitaria.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|---|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| 1. GENERALIDADES DEL CARBÓN | 18 |
| 1.1 ORIGEN DEL CARBÓN..... | 18 |
| 1.2 FORMACIÓN Y TIPOS DE CARBÓN | 19 |
| 1.3 APLICACIONES DEL CARBÓN..... | 22 |
| 1.4 RESERVAS Y COMERCIALIZACIÓN DEL CARBÓN | 22 |
| 1.4.1 Consumo De Carbón En El Mundo..... | 25 |
| 1.4.2 Comercialización Del Carbón | 26 |
| 2. PROPIEDADES DEL CARBÓN | 28 |
| 2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS | 28 |
| 2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS | 30 |
| 2.3 PROPIEDADES ELÉCTRICAS | 30 |
| 2.4 PROPIEDADES FÍSICAS..... | 31 |
| 3. EL CARBÓN EN COLOMBIA | 33 |
| 3.1 RECURSOS Y RESERVAS GEOLÓGICAS DE CARBÓN EN COLOMBIA ... | 34 |
| 3.2 UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS CARBONÍFERAS | 37 |
| 4. GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN | 42 |
| 4.1 COMPARACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL..... | 42 |
| 4.1.1 Propiedades Físicas De La Roca | 43 |
| 4.2 RESERVAS POTENCIALES DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN..... | 44 |
| 4.3 PROYECCIONES DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES..... | 45 |
| 4.4 POTENCIAL DEL CBM PARA LAS TECNOLOGÍAS CTL | 51 |
| 5. PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN | 53 |
| 5.1 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A BASE DEL CARBÓN..... | 54 |
| 5.2 ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS CTL EN EL MUNDO | 56 |
| 6. TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DEL CARBÓN (CTL) | 63 |
| 6.1 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN..... | 65 |
| 6.1.1 Carbonización A Baja Temperatura (LTC) | 66 |

| | |
|--|------------|
| 6.1.2 Licuefacción Directa Del Carbón, DCL o Hidrolicuefacción | 68 |
| 6.1.2.1 Licuefacción Por Extracción Con Solventes | 71 |
| 6.1.2.2 Licuefacción Por Hidrogenación Catalítica | 75 |
| 6.1.3 Licuefacción Indirecta..... | 79 |
| 7. ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS CTL PARA UNA PLANTA EN COLOMBIA..... | 95 |
| 7.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS CTL..... | 96 |
| 7.1.1 Licuefacción Directa o DCL | 96 |
| 7.1.1.1 Calidad De Los Productos Obtenidos En Los Procesos DCL | 99 |
| 7.1.2 Licuefacción Indirecta o ICL | 100 |
| 7.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL..... | 102 |
| 7.2.1 Impacto Del Carbón En El Medio Ambiente | 105 |
| 7.3 ESTUDIO ECONÓMICO | 113 |
| 7.3.1 Costo Operacional..... | 114 |
| 7.3.2 Precio Del Carbón | 116 |
| 7.3.3 Costo De Oportunidad Del Carbón..... | 119 |
| 8. SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LA PLANTA CTL..... | 121 |
| 8.1 VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA CTL EN COLOMBIA | 121 |
| 8.2 TAMAÑO DE LA PLANTA CTL | 123 |
| 8.3 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CTL | 124 |
| 8.4 UBICACIÓN DE LA PLANTA | 128 |
| 8.4.1 Zonas Seleccionadas | 129 |
| 8.5 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA ICL..... | 144 |
| 8.5.1 Disponibilidad De Agua | 151 |
| 8.5.2 Precio Del Carbón | 152 |
| 8.5.3 Posible Uso Del Gas Asociado A Mantos De Carbón | 152 |
| 8.5.4 Infraestructura | 153 |
| 8.5.5 Costo De Oportunidad Del Carbón..... | 155 |
| CONCLUSIONES | 158 |
| RECOMENDACIONES | 159 |
| BIBLIOGRAFÍA | 160 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | |
|--|-----|
| Gráfica 1. Reservas Mundiales de Carbón en Mt..... | 23 |
| Gráfica 2. Relación (R/P) por región e Histórico en los últimos 20 años..... | 24 |
| Gráfica 3. Histórico Producción y Consumo por Regiones en los Últimos 25 Años | 26 |
| Gráfica 4. Cuencas Carboníferas de Colombia | 36 |
| Gráfica 5. Departamentos con Yacimientos de Gas Asociado al Carbón..... | 44 |
| Gráfica 6. Perfil de producción, Escenario Base..... | 50 |
| Gráfica 7. Clasificación de los procesos de licuefacción y sus productos | 65 |
| Gráfica 8. Esquema del proceso Krupp Lurgi | 68 |
| Gráfica 9. Esquema del Proceso DCL | 71 |
| Gráfica 10. Esquema del proceso SRC | 73 |
| Gráfica 11. Diagrama del proceso EDS..... | 74 |
| Gráfica 12. Esquema del Proceso H-Coal..... | 76 |
| Gráfica 13. Esquema del proceso CTSL | 79 |
| Gráfica 14. Productos Obtenidos con la ICL..... | 80 |
| Gráfica 15. Esquema del proceso de licuefacción indirecta | 81 |
| Gráfica 16. Esquema de un Gasificador de Lecho Fijo..... | 83 |
| Gráfica 17. Esquema de un Gasificador fluidificado tipo KRW | 84 |
| Gráfica 18. Diagrama de Flujo de la Planta de SASOL..... | 92 |
| Gráfica 19. Calidad del Diesel colombiano a través del tiempo..... | 104 |
| Gráfica 20. Mina de Carbón a Cielo Abierto..... | 106 |
| Gráfica 21. Importaciones de productos derivados del petróleo año 2009..... | 121 |
| Gráfica 22. Proyección de demanda de derivados del petróleo en Colombia..... | 122 |
| Gráfica 23. Proyección de demanda regional de Diesel | 124 |
| Gráfica 24. Productos Generados por una Planta ICL de 50000 bpd. | 128 |
| Gráfica 25. Mina del Cerrejón..... | 130 |
| Gráfica 26. Mina la Loma | 131 |
| Gráfica 27. Mina en Córdoba..... | 134 |
| Gráfica 28. Minería en Boyacá | 136 |
| Gráfica 29. Proyecto Ferrocarril del Cararé..... | 137 |
| Gráfica 30. Actividad Minera en Santander..... | 139 |
| Gráfica 31. Minería de Socavón en Norte de Santander | 141 |
| Gráfica 32. Principales Plantas de Cemento en Colombia..... | 148 |
| Gráfica 33. Índice Total Obtenido para Cada Región..... | 157 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Clasificación de los tipos de carbón | 21 |
| Tabla 2. Reservas Carboníferas de Colombia en Mt (Millones de toneladas) | 35 |
| Tabla 3. Reservas potenciales de CBM en Colombia | 45 |
| Tabla 4. Escenario Base Potencial de CBM | 47 |
| Tabla 5. Magnitud de Incorporación de los yacimientos No convencionales | 49 |
| Tabla 6. Clasificación de los reactores FT..... | 87 |
| Tabla 7. Principales Características de los Procesos DCL. | 97 |
| Tabla 8. Situación Actual de las Tecnologías DCL | 99 |
| Tabla 9. Comparación de Las Normas Regulatorias de Combustible Diesel en el Mundo y de las Tecnologías CTL. | 104 |
| Tabla 10. Principales Factores que afectan el OPEX..... | 115 |
| Tabla 11. Precio del Carbón Térmico en Colombia | 117 |
| Tabla 12. Proyecciones de Precios del Carbón Térmico para Exportación..... | 118 |
| Tabla 13. Comparación y características de las Tecnologías..... | 125 |
| Tabla 14. Comparación de los productos DCL e ICL con los requerimientos colombianos..... | 127 |
| Tabla 15. Principales Zonas y sus Características | 142 |
| Tabla 16. Ventajas y Desventajas Zonas Seleccionadas | 143 |
| Tabla 17. Análisis elemental de los carbones en cada zona..... | 144 |
| Tabla 18. Calidad de los carbones | 145 |
| Tabla 19. Relación de Producción según las propiedades de cada Carbón | 145 |
| Tabla 20. Matriz de Viabilidad | 146 |
| Tabla 21. Principales Campos Maduros de Colombia..... | 150 |
| Tabla 22. Índice Mitigación de Impacto Ambiental..... | 151 |
| Tabla 23. Índice Costo del Carbón | 152 |
| Tabla 24. Matriz de Índices de los diferentes Parámetros..... | 155 |
| Tabla 25. Índice Total Para Cada Región..... | 156 |

RESUMEN

TITULO: DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN CONSIDERANDO SU APLICABILIDAD EN COLOMBIA*

AUTORES: ALVARO IVAN CRUZ CORREDOR
ALAN ARMANDO AMADO SARMIENTO**

PALABRAS CLAVE: Tecnologías de Licuefacción del Carbón (CTL), Licuefacción Directa del Carbón (ICL), Licuefacción Indirecta del Carbón (ICL), Reactor Fischer-Tropschs, Carbón.

DESCRIPCIÓN

El carbón es un sólido con un alto contenido de carbono, pero con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 5%. En comparación con los combustibles derivados del petróleo crudo, el carbón puede ser usado para producir combustibles líquidos apropiados para aplicaciones de transporte al aumentar la proporción de hidrogeno en el carbón. El proceso por el cual el carbón es convertido en combustibles líquidos se conoce como licuefacción del carbón y las tecnologías que llevan a cabo el proceso se conocen como CTL (Coal To Liquids).

Teniendo en cuenta la creciente demanda energética a nivel mundial, el declive de las reservas de crudo convencional y el alto costo del mismo, se hace necesario investigar y desarrollar fuentes alternativas de energía y combustibles que garanticen el abastecimiento energético y desarrollo industrial de Colombia.

Mediante el desarrollo de este proyecto, se obtendrá una amplia información en cuanto a las técnicas de producción de combustibles líquidos a partir del carbón, se evaluará la viabilidad de desarrollar la tecnología de extracción de combustibles líquidos a base de carbón en el país, y se señalarán los aspectos a tener en cuenta para considerar la implementación de un proyecto de este tipo en el país.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directora: Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino.

ABSTRACT

TITLE: DESCRIPTION OF THE PRODUCTION TECHNIQUES OF LIQUID FUELS FROM COAL CONSIDERING ITS APPLICABILITY IN COLOMBIA *

AUTHORS: ALVARO IVAN CRUZ CORREDOR
ALAN ARMANDO AMADO SARMIENTO**

KEYWORDS: Coal to Liquid Technologies (CTL), Direct Coal Liquefaction (DCL), Indirect Coal Liquefaction (ICL), Fischer-Tropschs Reactor, Coal.

DESCRIPTION

Coal is a solid with a high carbon content, but with a hydrogen content of about 5%. Compared to fuels derived from crude oil, coal can be used to produce liquid fuels suitable for transportation applications by increasing the proportion of hydrogen in coal. The process by which coal is converted into liquid fuels is known as coal liquefaction and technologies that perform the process is known as CTL (coal to liquids).

Given the growing global energy demand, the decline of conventional oil reserves and the high cost of it, it is necessary to research and develop alternative energy sources and fuels to ensure energy supply and industrial development in Colombia.

Through the development of this project, it will get extensive information about production techniques of liquid fuels from coal, it will assess the feasibility of developing the technology for extracting liquid fuel from coal in the country, and point out the aspects to consider implementing a project of this kind in the coun

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Describir las técnicas de producción de combustibles líquidos a partir del carbón y considerar su aplicabilidad en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar información acerca de los recursos de carbón a nivel mundial y en Colombia, además investigar las experiencias internacionales de producción de combustibles líquidos a partir del carbón para establecer los beneficios que brinda dicha tecnología.
- Cuantificar las reservas de gas asociado a mantos de carbón en Colombia.
- Describir desde el punto de vista técnico, económico y ambiental las técnicas de producción de combustibles líquidos a partir del carbón existentes a nivel mundial.
- Señalar un prospecto y posible ubicación de una planta piloto de producción de combustibles líquidos a partir del carbón.
- Estudiar la viabilidad de implementar las técnicas de producción de combustibles líquidos a partir del carbón en el país.

INTRODUCCIÓN

El carbón es un sólido con un alto contenido de carbono, pero con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 5%. En comparación con los combustibles derivados del petróleo crudo, el carbón puede ser usado para producir combustibles líquidos apropiados para aplicaciones de transporte al aumentar la proporción de hidrógeno en el carbón. El proceso por el cual el carbón es convertido en combustibles líquidos se conoce como licuefacción del carbón y las tecnologías que llevan a cabo el proceso se conocen como CTL (Coal To Liquids).

Las tecnologías CTL se agrupan en dos grupos:

- Licuefacción Directa del Carbón (DCL)
- Licuefacción Indirecta del Carbón (ICL)

Ambas tecnologías convierten el carbón en combustibles líquidos tales como diesel y gasolina pero a través de distintos procesos, con lo cual, la calidad de los combustibles obtenidos son diferentes. Sin importar la tecnología utilizada, los combustibles obtenidos en una planta CTL son productos ultra limpios que cumplen con las normas ambientales más estrictas de cualquier país, además, los subproductos generados por la planta pueden ser removidos fácilmente del proceso y dispuestos de forma segura o vendidos a otras industrias con lo cual se obtienen mayores ventajas y utilidades de la operación de la planta.

Teniendo en cuenta la creciente demanda energética a nivel mundial, el declive de las reservas de crudo convencional y el alto costo del mismo, se hace necesario investigar y desarrollar fuentes alternativas de energía y combustibles que garanticen el abastecimiento energético y desarrollo industrial de Colombia.

En los últimos años, Colombia ha estado importando diésel para cumplir con las regulaciones ambientales y se espera que para los próximos años aumente la cantidad requerida de diésel importado, por lo cual, la construcción de una planta de licuefacción de carbón podría suplir esta demanda y solucionar el creciente problema del combustible importado. Además, se aprovecharía el gran potencial que tiene Colombia en el área de la industria carbonífera y se potenciaría la producción y explotación del carbón sobre todo al interior del país, sin contar con los empleos que generarían la planta y la producción de combustibles ultra limpios que cumplan ampliamente con los requerimientos ambientales no solo actuales sino futuros.

Mediante el desarrollo de este proyecto, se obtendrá una amplia información en cuanto a las técnicas de producción de combustibles líquidos a partir del carbón, se evaluará la viabilidad de desarrollar la tecnología de extracción de combustibles líquidos a base de carbón en el país, y se señalarán los aspectos a tener en cuenta para considerar la implementación de un proyecto de este tipo en el país.

1. GENERALIDADES DEL CARBÓN

1.1 ORIGEN DEL CARBÓN¹

El carbón es una roca sedimentaria proveniente de la descomposición de residuos vegetales transformados por efectos combinados de la acción microbiana, presión y calor. El carbón se origina por la descomposición de vegetales terrestres que se acumulan en zonas pantanosas, lagunares o marinas, de poca profundidad.

Los vegetales muertos se van acumulando en el fondo de una cuenca, quedan cubiertos de agua y, por lo tanto, protegidos del aire que los destruiría. Comienza una lenta transformación por la acción de bacterias anaerobias, un tipo de microorganismos que no pueden vivir en presencia de oxígeno. Con el tiempo se produce un progresivo enriquecimiento en carbono. Posteriormente pueden cubrirse con depósitos arcillosos, lo que contribuirá al mantenimiento del ambiente anaerobio, adecuado para que continúe el proceso de carbonificación.

El carbón se formó, principalmente, cuando los extensos bosques de helechos y equisetos gigantes que poblaban la Tierra hace unos 300 millones de años, en el periodo Carbonífero de la era Paleozoica, morían y quedaban sepultados en los pantanos en los que vivían. Al ser el terreno una mezcla de agua y barro muy pobre en oxígeno, no se producía la putrefacción habitual y, poco a poco, se fueron acumulando grandes cantidades de plantas muertas. Con el tiempo nuevos sedimentos cubrían la capa de plantas muertas, y por la acción combinada de la presión y la temperatura, la materia orgánica se fue convirtiendo en carbón.

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

¹ Anderson, Jhon. Simpson, Mike. Producción del Gas Natural del Carbón. Oil Field Review, 2003. Edición en español. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resourcesoilfield_review/ors0/aut03/p8_31.pdf

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 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.

1.2 FORMACIÓN Y TIPOS DE CARBÓN

La formación del carbón es un proceso gradual conocido como carbonificación. Comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no.

La carbonización, o la transformación de la turba en carbón, se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica pone en marcha el proceso de carbonización, pero con el sepultamiento, el aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del subsuelo genera procesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización. Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango, que es una medida de la madurez.

Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen, en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semiantracita y antracitas. El rango del carbón y la abundancia relativa de varios componentes determinan la mayoría de las propiedades físicas y químicas del carbón.

Cuanto más altas son las presiones y temperaturas, se origina un carbón más compacto y rico en carbono y con mayor poder calorífico. La turba es poco rica en carbono y muy mal combustible. El lignito viene a continuación en la escala de riqueza, pero sigue siendo mal combustible, aunque se usa en algunas centrales térmicas. La hulla o carbón bituminoso es mucho más rica en carbono y tiene un alto poder calorífico por lo que es muy usada.

Está impregnada de sustancias bituminosas de cuya destilación se obtienen interesantes hidrocarburos aromáticos y un tipo de carbón muy usado en siderurgia llamado coque, pero también contiene elevadas cantidades de azufre que son fuente muy importante de contaminación del aire. La antracita es el mejor de los carbones, muy poco contaminante y de alto poder calorífico.

Los carbones se clasifican según sus características de la siguiente forma:

Tabla 1. Clasificación de los tipos de carbón

| Tipo | Grupo | Carbono Fijo (%) | | Poder Calorífico (Cal/gr) | | Carácter Aglomerante |
|-------------------|-----------------------------|-------------------|----|---------------------------|-------|-------------------------------------|
| | | SImm ² | > | HImm ³ | > | |
| I Antracita | Meta-Antracita | 98 | | | | |
| | Antracita | 92 | 98 | | | No |
| | Semi-Antracita ⁴ | 86 | 92 | | | |
| II Bituminoso | Bituminoso Bajo Volátil | 78 | 86 | | | |
| | Bituminoso Medio Volátil | 69 | 78 | | | |
| | Bituminoso Alto Volátil A | | 69 | 7.780 ⁵ | | Comúnmente Aglomerante ⁶ |
| | Bituminoso Alto Volátil B | | | 7.220 | | |
| | Bituminoso Alto Volátil C | | | 6.380 | | |
| | | | | | 5.830 | Aglomerante |
| III Subbituminoso | Sub-Bituminoso A | | | 5.830 | | |
| | Sub-Bituminoso B | | | 5.280 | | No |
| | Sub-Bituminoso C | | | 4.610 | | Aglomerante |
| IV Lignito | Lignito A | | | 3.500 | | No |
| | Lignito B | | | | | Aglomerante |

Fuente: La Cadena del Carbón 2012.

² SImm: Base seca libre de materia mineral

³ HImm: Base húmeda libre de materia mineral

⁴ Si Aglomera se Clasifica como Bituminoso bajo en volátiles.

⁵ Carbones con Carbón fijo>69% se clasifica en esta categoría sin importar el Poder Calorífico.

⁶ Puede ser aglomerante en estos grupos de la clase de los Bituminosos.

1.3 APLICACIONES DEL CARBÓN

El carbón suministra el 25% de la energía primaria consumida en el mundo, sólo por detrás del petróleo. Además es de las primeras fuentes de energía eléctrica, con 40% de la producción mundial. Las aplicaciones principales del carbón son: Generación de energía eléctrica: Las centrales térmicas de carbón pulverizado constituyen la principal fuente mundial de energía eléctrica. En los últimos años se han desarrollado otros tipos de centrales que tratan de aumentar el rendimiento y reducir las emisiones contaminantes.

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, 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. Además, la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón ofrece el atractivo de controlar la contaminación producida por combustibles fósiles; pues los elementos contaminantes se pueden retirar en el proceso.

1.4 RESERVAS Y COMERCIALIZACIÓN DEL CARBÓN⁷

El carbón es el combustible fósil más abundante en la naturaleza con 860.938 Mt en reservas mundiales medidas a finales del 2012, de los cuales 47% son

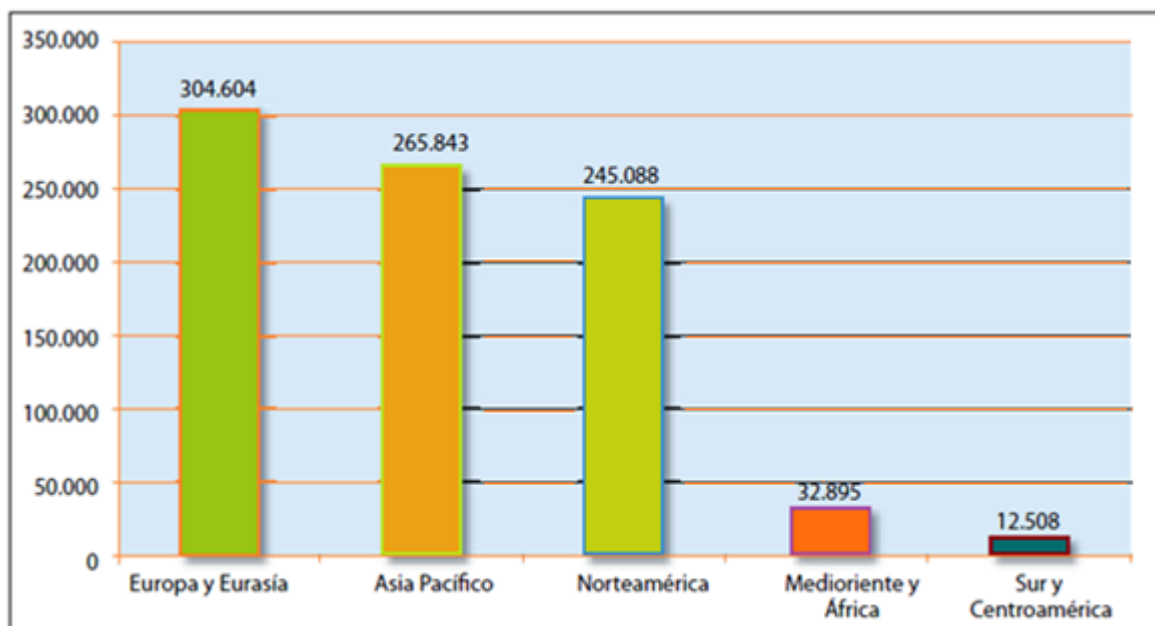
⁷ Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, La Cadena del Carbon en Colombia. 2012. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Cadena_carbon.pdf

carbones antracíticos y bituminosos y el 53% son sub-bituminosos y lignitos⁸. El 96% de estas reservas se concentran en quince países con la mayor cantidad en Norte América y Asia, como se observa en la Gráfica 1.

Como se observa en la gráfica, las mayores reservas de carbón se encuentran en la zona de Eurasia, principalmente en Rusia. Seguido por Asia Pacifico (principalmente en China), Norteamérica (Estados Unidos y Canadá) y por último las zonas de Oriente Medio, África y Suramérica.

De acuerdo con los niveles de producción y consumo actuales, las reservas mundiales de carbón, las mayores de todos los combustibles fósiles, serán suficientes para satisfacer la demanda durante los próximos 200 años.

Gráfica 1. Reservas Mundiales de Carbón en Mt



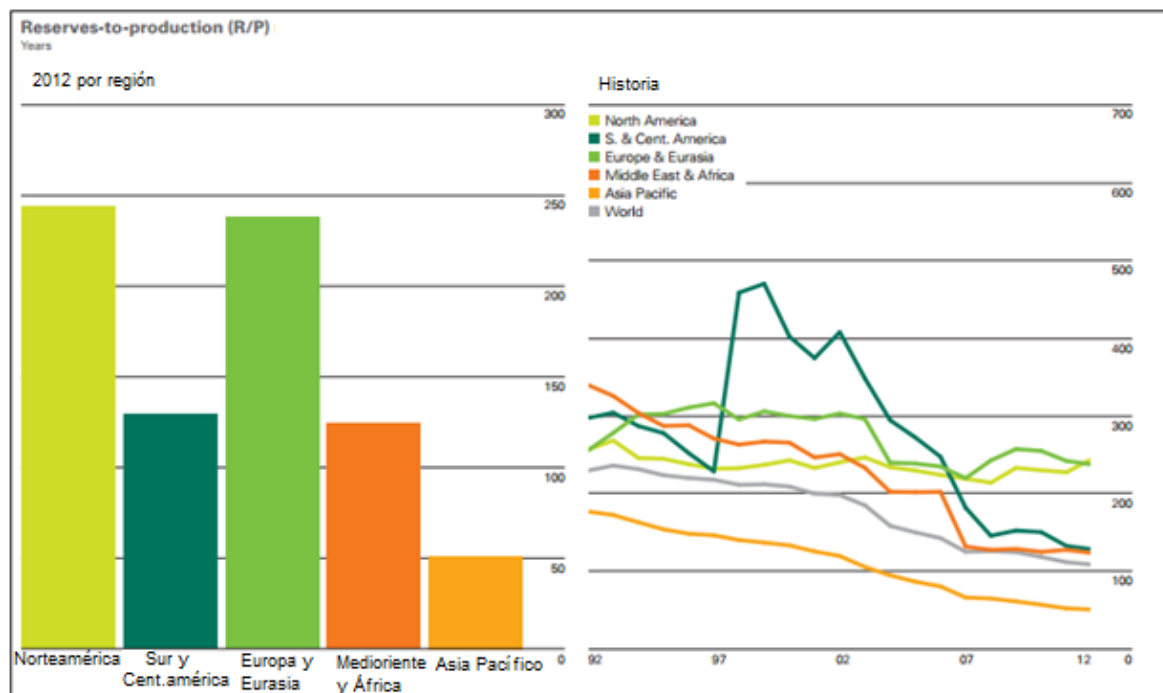
Fuente. Statistical Review of World Energy Full Report 2011, British Petroleum Company

⁸ World Energy Council, 2012

Otra forma de analizar las reservas de carbón es relacionarla con la producción para determinar los años de producción disponibles a través de la relación (R/P) como se indica en la gráfica 2.

En la gráfica 2 se observa la relación Reservas-Producción de carbón durante los últimos 20 años a nivel mundial y la proyección que esta tiene a un largo plazo. Según estos estudios las reservas mundiales probadas de carbón en el mundo durante el año 2012 alcanzarán para 109 años de producción mundial, por el momento la mayor relación R/P por mucho de cualquier combustible fósil. Norteamérica posee las mayores reservas regionales y la más alta relación R/P. La región de Asia y el Pacífico tiene la segunda mayor reserva, mientras que Norteamérica tiene la segunda más alta relación R/P.

Gráfica 2. Relación (R/P) por región e Histórico en los últimos 20 años.



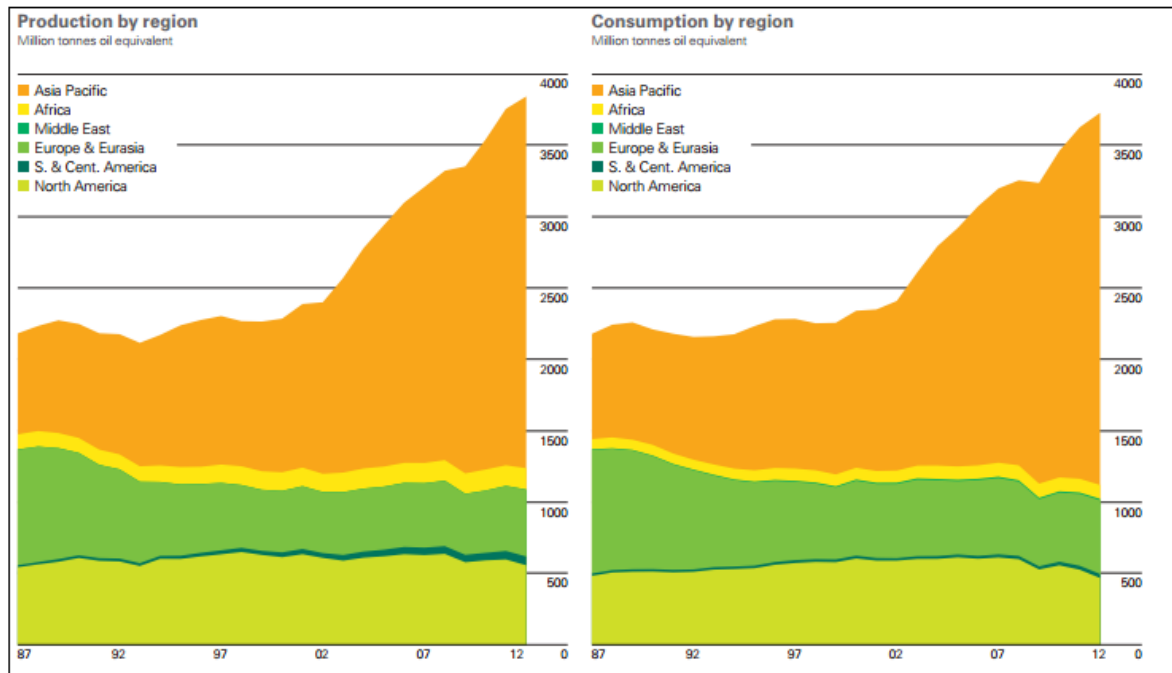
Fuente. Statistical Review of World Energy Full Report 2012, British Petroleum Company

1.4.1 Consumo De Carbón En El Mundo

Desde el año 2000, el consumo mundial de carbón ha crecido más rápidamente que cualquier otro combustible. Los cinco mayores consumidores de carbón son China, EE.UU., India, Japón y Sudáfrica que juntos representan el 82% del consumo total mundial de este mineral. El mayor mercado para el carbón es Asia, que actualmente representa más del 65% del consumo mundial de carbón, aunque China es responsable de una proporción significativa de esto. Muchos países no cuentan con recursos naturales por lo que requieren importarlos para poder cubrir sus necesidades energéticas. Japón y Corea, por ejemplo, importan cantidades significativas de carbón térmico para la generación de electricidad y carbón de coque para la producción de acero.

La grafica 3 muestra el historial de producción y consumo por regiones en los últimos 25 años, la producción global creció en un 2 %. La región Asia Pacífico representó el crecimiento global de producción con un 85%, liderado por un incremento del 8.8% en China. El consumo global de carbón se incrementó en un 2,5%, debido principalmente a la región de Asia Pacífico, la cual es la que más perspectivas de crecimiento tiene hacia el futuro. En otros lugares como en Norteamérica, las grandes reducciones en el consumo (esto debido a que en los últimos años la energía a base del gas natural aumentó) fueron compensadas por el crecimiento de las demás regiones.

Gráfica 3. Histórico Producción y Consumo por Regiones en los Últimos 25 Años



Fuente. Statistical Review of World Energy Full Report 2012, British Petroleum Company

1.4.2 Comercialización Del Carbón

Existen tres grandes mercados de carbón: el asiático, el europeo y el estadounidense. El primero es abastecido esencialmente por Australia, Indonesia, Canadá, Suráfrica y China, mientras que el segundo lo es por Sudáfrica, Colombia, Australia, EEUU, Polonia y Rusia. En ocasiones el mercado estadounidense se autoabastece dado que dispone de reservas y que cuenta con factores importantes como la calidad e infraestructura.

El carbón se transporta por carretera, ferrocarril o vía fluvial desde las minas hasta los puertos de embarque y desde allí se envía a cerca de 200 puertos dedicados a esta actividad, siendo los principales aquellos conocidos como ARA (Ámsterdam, Róterdam y Antwerp) principal puerta de entrada de carbón a Europa. Otros puertos de embarque de carbón son los de Glandstone, Queensland en Australia,

Richards Bay en Suráfrica, Qinhuangdo en China, Puerto Bolívar en Colombia, entre otros. En los últimos veinte años, el comercio marítimo de carbón térmico ha aumentado en promedio un 7% cada año, el comercio marítimo de carbón de coque se ha incrementado en un 1,6% al año. En general el comercio internacional de carbón alcanzó 1142 Mt (Millones de Toneladas) en 2011, en tanto que se trata de una importante cantidad de carbón que todavía sólo representa alrededor del 15% del total de carbón consumido. La mayoría del carbón se utiliza en el país en el cual se ha producido.

2. PROPIEDADES DEL CARBÓN⁹

Las propiedades que se van a estudiar del carbón son las *mecánicas, térmicas, eléctricas y físicas*. Estas propiedades, unas más que otras, van a ser importantes desde el punto de vista de la maquinaria y tecnología que se va a usar con el carbón.

2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS

Dureza: Se mide por el tamaño y profundidad de la raya producida por un cuerpo penetrante de forma diversa (cono, esfera, pirámide) y con dureza extrema. Teniendo en cuenta esta propiedad, la antracita se comporta como un cuerpo totalmente elástico, es decir, no es rayado. Los carbones que contienen del orden de 80-85% de carbono muestran un máximo de dureza Vickers que se corresponde con un máximo también en la curva de dureza elástica. De los componentes del carbón, el que presenta más dureza es el *dureno*, y el más blando es el *vitreno*.

Abrasividad: Es la capacidad del carbón para desgastar elementos *metálicos* en contacto con él. Esta propiedad va a condicionar enormemente el material que se tenga que usar en la maquinaria (molinos, trituradoras). Está relacionada con las impurezas que acompañan al carbón: sílice y pirita sobre todo.

Resistencia Mecánica: Tiene gran influencia en los sistemas de explotación del carbón. Esto es porque muchas veces la veta carbonífera se usa como paredes, techos y suelos de las propias galerías de la explotación. Además, hay que tener en cuenta que las vetas suelen ser heterogéneas, por lo que es importante

⁹ Programa de química para ingenierías unidad de recursos energéticos. Universidad Autónoma de Puebla. 2011 <http://www.textoscientificos.com/energia/combustibles>

estudiar este aspecto. Se debe medir la resistencia mecánica en el sentido normal a la estratificación, tomándose el valor medio de las mediciones. Esta propiedad va a estar directamente relacionada con la composición petrográfica del carbón.

Cohesión: La cohesión es la acción y efecto que tiende a unir los componentes de la materia carbonosa. Se trata de una propiedad positiva o de resistencia.

Friabilidad: Es la capacidad que presentan los carbones de descomponerse fácilmente en granulometrías inferiores por efecto de un impacto o un rozamiento. Esta propiedad habrá que tenerla muy en cuenta en algunos procesos, puesto que da la tendencia del carbón a romperse durante su manipulación.

Fragilidad: Es la facilidad que presentan los carbones para romperse o quebrarse en pedazos. Es lo opuesto a la *cohesión*. Se trata de una propiedad negativa, que va a depender de su tenacidad y elasticidad, de las características de su fractura y de su resistencia. Para medir la fragilidad es necesario hacer dos ensayos que midan:

- Fuerzas de rozamiento
- Fuerzas de choque

Esto es debido a que los aparatos y maquinaria que se usa en el procesado del carbón ejercen estos dos tipos de fuerzas sobre el carbón.

Triturabilidad: Es la facilidad con la que el carbón se desmenuza sin reducirse totalmente a polvo. Es una combinación de dureza, resistencia, tenacidad y modo de fractura cada vez es más tenida en cuenta esta propiedad mecánica del carbón, debido sobre todo al empleo de técnicas novedosas de combustión, como

el lecho fluido. Se determinó que el tamaño de superficie es directamente proporcional a la energía utilizada en la molienda.¹⁰

2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS

Conductibilidad Térmica: Es la capacidad que presenta el carbón para conducir el calor. Tiene importancia sobre todo en los *hornos de coquización*, ya que el hecho de que el calor aplicado se transmita lo más rápidamente posible permite que el proceso tenga un mayor rendimiento

Calor específico: Es la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de 1g de carbón en 1°C. También es importante esta propiedad en el proceso de coquización.

Dilatación: Es el aumento de volumen por efecto del incremento de temperatura. La antracita presenta importantes variaciones en el volumen con cambios de temperatura, pero dependiendo también de la orientación (*anisotropía*). En cambio, en cuanto a las hullas, la dilatación va a depender más de la temperatura de experimentación.

2.3 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Conductividad Eléctrica: Capacidad para conducir la corriente eléctrica. Se define en términos de *resistencia específica*, que es la resistencia de un bloque de carbón de 1cm de longitud y 1 cm² de sección. La unidad es el Ωm . Esta propiedad depende de la presión, de la temperatura y del contenido en agua del carbón. El carbón es considerado en términos generales como un semiconductor

¹⁰ Ley de la trituración de Rittenger

La razón por la cual el carbón conduce la electricidad es la posesión de anillos bencénicos y radicales libres.

Constante Dieléctrica: Esta propiedad es más tenida en cuenta que la conductividad eléctrica. Se trata de una medida de la polarizabilidad electrostática del carbón dieléctrico.

Esto está relacionado con la polarización de los electrones π que existen en los anillos bencénicos de la estructura del carbón. Esta propiedad está muy relacionada con el contenido de agua del carbón y varía con el rango del carbón.

2.4 PROPIEDADES FÍSICAS

Densidad: La densidad del carbón es una magnitud difícil de medir. Se definen varios tipos de densidad:

- **Densidad a granel o en masa:** Es el peso en Kg/m^3 del conjunto del carbón en trozos, comprendiendo los espacios vacíos que quedan entre éstos. Esta magnitud del carbón es importante de cara al almacenamiento del carbón y su uso en hornos de coque
- **Densidad de carga o estiba:** Se emplea cuando el carbón se almacena en una retorta de coquización. Depende esta magnitud de la clase de carbón, del tamaño y la humedad.
- **Peso específico aparente:** Es el peso específico de un trozo de carbón en su estado natural (poros, humedad y materia mineral incluida).
- **Peso específico verdadero:** El que presenta la sustancia carbonosa sin poros y sin humedad, pero con la materia mineral que contenga
- **Peso específico unitario:** Igual que el peso específico verdadero, pero además prescindiendo de la materia mineral (es decir, sin cenizas)

Contenido en agua: El carbón contiene agua tanto por su proceso de formación en origen como por las transformaciones sufridas. El agua se puede presentar de varias maneras:

- **Agua de Hidratación:** Es la que está combinada químicamente. Forma parte de la materia mineral que acompaña al carbón.
- **Agua Ocluida:** La que queda retenida en los poros del carbón. Puede proceder del lugar donde se formó el carbón o de las reacciones posteriores a esa formación.
- **Agua de Imbibición:** Es la que contiene debido a procesos artificiales en la extracción y procesos posteriores, sobre todo procesos de lavado. Esta agua queda adsorbida en la superficie. Se elimina fácilmente calentando a 100-105°C

Un problema añadido al contenido del agua en carbón es en el almacenamiento. El agua provoca la meteorización del carbón, debido a los cambios de volumen de aquella al pasar de sólido a líquido; esto va desgajando el carbón en trozos más pequeños, falseando la granulometría. Esta agua también puede atacar las impurezas del carbón, produciendo sustancias que degradan el carbón.

3. EL CARBÓN EN COLOMBIA

Colombia posee las mayores reservas y producción de carbón en Latinoamérica y es el quinto exportador de carbón térmico del mundo por detrás de E.E.U.U, Rusia, Indonesia y Australia. El carbón colombiano es reconocido mundialmente por tener bajo contenido de cenizas y azufre, y ser alto en volátiles y en valor calorífico, Colombia en 36 años pasó de producir 3,5 Mt a 89 Mt, de los cuales el 95% se exporta.

La aparición de los primeros ferrocarriles a vapor en Colombia a comienzos del siglo XX determinó el inicio de la explotación del carbón en el país. Hacia la década de los años 70's, la crisis petrolera mundial hace que aparezca carbón como recurso energético estratégico y se establece igualmente una política carbonera que permitió al país entrar en la era de la gran minería de carbón con vocación exportadora. Debido al racionamiento eléctrico de 1992 - 1993 y a la producción de cemento, los consumos de carbón para generación de electricidad alcanzaron cifras récord durante estos años: el consumo total nacional de carbón fue de 5'562.000 toneladas y 5'715.000 toneladas respectivamente.

Paralelamente, aparece a comienzos de la década del 80 la gran minería del carbón, cuyo objetivo fundamental era el de alcanzar los mercados internacionales.

El año pasado, Colombia exportó 76 millones de toneladas¹¹ y se consolidó como el quinto exportador a escala mundial, con el cual ha entrado pisando duro a jugar en las grandes ligas de este mercado. Colombia, entonces, se ha convertido en

¹¹ Fuente SIMCO. Disponible en: <http://www.simco.gov.co/simco/Estadísticas/Producción/tabid/121/Default.aspx>

una potencia exportadora de carbón y ha alcanzado un posicionamiento envidiable.

Los principales usos que tiene el carbón es según su clasificación, por ejemplo si se habla de un carbón térmico (bituminosos o subbituminosos) generalmente este tipo son usados para la Generación de energía eléctrica; si hablamos de un carbón tipo coque o metalúrgico estos son usados generalmente para la producción de acero; otros usos son: Fabricación de cemento, refinación de alúmina, fabricantes de papel y farmacéuticos, productos químicos (sub-productos del carbón), entre muchos más.

3.1 RECURSOS Y RESERVAS GEOLÓGICAS DE CARBÓN EN COLOMBIA

Los recursos y las reservas geológicas de carbón medidas en el país son aproximadamente de 6507 millones de toneladas (Mt), mientras que el potencial de reservas son del orden de 16436,72 Mt, y se encuentran distribuidas en las tres grandes cordilleras (Oriental, Central y Occidental), localizadas en el interior del país y en la Costa Atlántica, como se indica a continuación:

Tabla 2. Reservas Carboníferas de Colombia en Mt (Millones de toneladas)

| Zonas Carboníferas | Recursos y Reservas | | Tipo de Carbón |
|--------------------------|---------------------|-----------------|--------------------------------|
| | Medidas | Potencial | |
| Antioquia-Antiguo Caldas | 87,02 | 471,70 | Térmico |
| Boyacá | 153,92 | 1703,76 | Térmico y Coquizable |
| Cesar | 1770,93 | 6291,59 | Térmico |
| Córdoba-N.de Antioquia | 378,17 | 719,17 | Térmico |
| Cundinamarca | 221,81 | 1467,65 | Térmico y Coquizable |
| Guajira | 3694,61 | 4298,13 | Térmico |
| N. Santander | 105,34 | 780,45 | Térmico, Coquizable, Antracita |
| Santander | 55,17 | 462,73 | Térmico, Coquizable, Antracita |
| Valle del Cauca-Cauca | 40,52 | 241,54 | Térmico |
| TOTAL PAIS | 6507,49 | 16436,72 | |

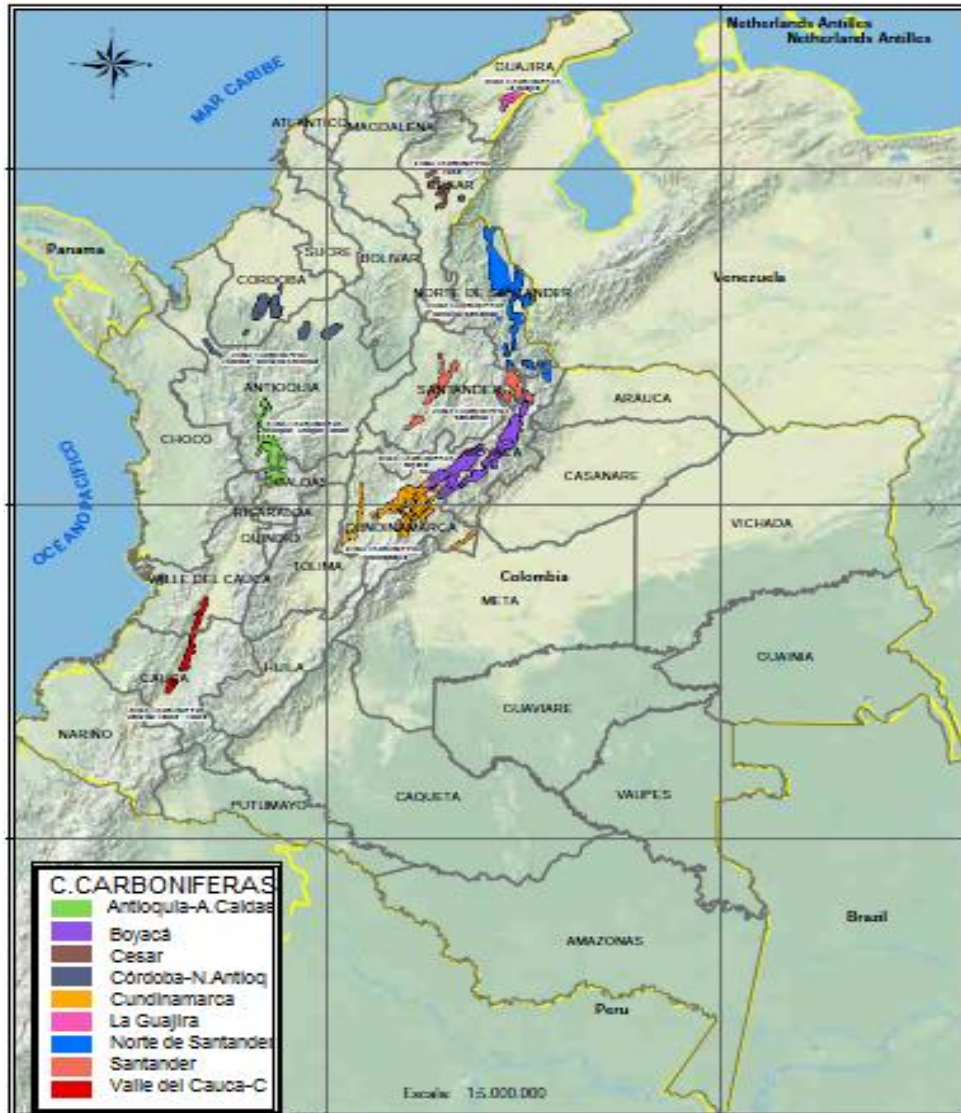
FUENTE: UPME, Ministerio de Minas y Energía, La Cadena del Carbón. Edición 2012

Se concluye, de la tabla anterior que el 90% de los recursos y reservas geológicas medidas se localizan en la Costa Atlántica y que los carbones con propiedades coquizables aptos para usos metalúrgicos, se encuentran en la parte central y oriental del país. En estas zonas se encuentran también carbones especiales, tales como semiantracitas y antracitas para usos industriales.

El carbón, fuente generadora de divisas y de empleo, concentra el 47% de la actividad minera nacional y representa el 1% del producto interno bruto colombiano con algo más de 3.4 billones de pesos. En los últimos años se ha

consolidado en el segundo producto de exportación nacional después del petróleo y se estima que bajo las condiciones del mercado actual, entre el 2010 y 2015 podría superar las exportaciones de petróleo. En el siguiente mapa se pueden observar las cuencas carboníferas del país.

Gráfica 4. Cuencas Carboníferas de Colombia



FUENTE: UPME, Ministerio de Minas y Energía, La Cadena del Carbón. Edición 2012

La producción de Carbón en Colombia para el año 2012 fue de **89.199.354,81 toneladas (89 Mt)**, según el análisis de producción del tercer trimestre de la Subdirección de Información de UPME, representado principalmente por carbón térmico producido en los departamentos de Cesar con 52,33% y la Guajira con 39,34%. El 8,33% restante corresponden a los departamentos del interior del país, destacándose entre ellos Boyacá con el 2,94%, Cundinamarca con el 2,10% y Norte de Santander el 2,69%, generando un valor agregado a la economía y consolidándose como el producto más representativo del PIB minero.¹²

3.2 UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS CARBONÍFERAS

Guajira

Se localiza en el extremo noreste del país, al sur del departamento de la Guajira, en el municipio de Barrancas sobre la cuenca del río Ranchería. Su prolongación, cubre unos 50 Km desde la falla de Oca al norte hasta el municipio de Fonseca al sur, limitando al este con la Serranía de Perijá y al oeste con las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta; ocupa un área de 480 km². Está dividido en 3 zonas las cuales son:

El Cerrejón Norte: Yacimiento que tiene un área de 380km² (38.000 ha) y reservas medidas a 2011 de 2.821,38 Mt

El Cerrejón Central: Este sector tiene un área de 100 km²(10.000 ha) y sus reservas medidas son de 632,62 Mt.

El Cerrejón Sur: Este sector corresponde a una continuación de la formación de El Cerrejón; en la actualidad se han determinado reservas carboníferas por 240,60 Mt.

¹² Fuente: SIMCO. Comportamiento de la Producción Minera y Exportaciones en Colombia 2012 , Cuarto Trimestre de 2012 . Disponible en: [http://www.simco.gov.co/portals/0/Analisis%20 Sectorial/Analisis_Precios_Minerales_IV_T2012.pdf](http://www.simco.gov.co/portals/0/Analisis%20Sectorial/Analisis_Precios_Minerales_IV_T2012.pdf)

Cesar

El área carbonífera de esta región se encuentra ubicada en el centro del departamento a 100km de la ciudad de Valledupar, con reservas medidas a 2011 de 1.770,93 Mt. La participación en la producción nacional durante el año 2012, la encabezó el departamento del Cesar con el 52,33%. El departamento de Cesar incrementó sus exportaciones en un 7,55%, al pasar de 43,23 a 46,49 Mt del 2011 al 2012.¹³

Córdoba

El área carbonífera de Córdoba corresponde a la zona de San Jorge, ubicada entre los Valles de los ríos San Jorge, San Pedro y Uré, limitados por las estribaciones de las serranías de San Jerónimo al oeste y Ayapel al este, comprende dos áreas que son la de la cuenca alta del río San Jorge al occidente, con una extensión de 500 Km^2 y la de San Pedro-Uré al oriente que tiene 265 Km^2 . Los carbones se encuentran en las formaciones Ciénaga de Oro y Cerritos, con presencia de 4 y 3 mantos, con espesores entre 0,80 a 3,50 metros y 0,70 a 2,80 metros respectivamente, cuyas reservas medidas son de 378 Mt.

Norte De Santander

Ubicada al noreste del país, en los límites con la República de Venezuela. Es una zona bastante extensa que abarca unos 18 municipios del departamento de la cual se destacan las áreas de Zulia, Cúcuta, Tasajero y Toledo. Las reservas medidas en esta zona son de 105,34 Mt; se encuentran carbones bituminosos, de contenidos medios a altos en volátiles coquizables. Tuvo una participación en la producción nacional de 2,69%.

¹³ Fuente: SIMCO. Comportamiento de la Producción Minera y Exportaciones en Colombia 2012 , Cuarto Trimestre de 2012 . Disponible en: [http://www.simco.gov.co/portals/0/Analisis%20 Sectorial/Analisis_Precios_Minerales_IV_T2012.pdf](http://www.simco.gov.co/portals/0/Analisis%20Sectorial/Analisis_Precios_Minerales_IV_T2012.pdf)

Santander

Las reservas medidas en su principal área carbonífera que es San Luis son del orden de 55,17 Mt los cuales se presentan en la Formación Umir, en su parte media y superior, con una extensión de 200 km². En esta área ocurre una intensa actividad tectónica que afecta la calidad del mineral que varía desde Sub-bituminosos hasta semi-antracíticos.

Cundinamarca

Los carbones de esta zona se encuentran en la Formación Guaduas la cual hace parte del centro de la cuenca sedimentaria de la cordillera oriental y contiene carbones bituminosos con contenidos medios a altos en volátiles, con características coquizables. Las reservas cuantificadas en esta zona son del orden de 221,81 Mt en una extensión de 3400 km².

Boyacá

Subcuenca Tunja-Duitama: Está ubicada en el Departamento de Boyacá entre el Puente de Boyacá al sur y el municipio de Duitama al norte. Corresponde al sinclinal de Tunja y se extiende en una longitud de unos 35 Km con un ancho promedio de 8 Km. Los carbones se encuentran en el miembro medio de la Formación Guaduas en 8 mantos con espesores entre 0,7 y 2,0 metros. La mayoría de estos carbones están clasificados como Subbituminosos A hasta bituminosos de altos volátiles C.

Subcuenca Sogamoso-Jericó: La cantidad y espesores de los mantos es variable de 1 a 9 y 1 a 3,2 metros respectivamente, los espesores acumulados varían entre 8,30 y 10 m. Las reservas se calculan en 92,16 Mt, los cuales se tratan principalmente de carbones bituminosos altos en volátiles B y C.

Subcuenca Chinavita-Umbita-Tinabá: Esta ubicada en el centro-sur del departamento de Boyacá en los municipios de su nombre y Machetá Cundinamarca. Los carbones se encuentran en los flancos del Sinclinal de Umbita.

En total las reservas medidas en la zona carbonífera de Boyacá ascienden a 153,92 Mt.

Antioquía

Las áreas carboníferas de este departamento se localizan en los municipios de Amagá, Angelópolis, Venecia, Fredonia y Titiribí. El carbón de esta zona es de tipo térmico.

El área de Venecia-Fredonia, con 70 km², tiene reservas medidas de 8,61 Mt; el área Amagá-Angelópolis se encuentra en el suroeste del departamento, con una superficie de 26 km², cuenta con reservas medidas de 9,89 Mt; mientras que el área de Venecia-Bolombolo, ubicada en la misma región, cuenta con reservas medidas de 57,84 Mt; y el área de Titiribí, con una superficie de 100 km², presenta unas reservas de 10,68 Mt. Gran parte de la minería en Antioquia es de subsistencia. En total las resevas medidas en esta zona ascienden a 87,02 Mt.

Valle Del Cauca

Esta zona se encuentra ubicada hacia el occidente del país sobre las estribaciones del flanco oriental de la Cordillera Occidental. Se prolonga al occidente del río Cauca desde Yumbo al norte, hasta El Tambo (Cauca) al sur, con una extensión de más de 100 km de largo y 3,5 km de ancho promedio. Los carbones son bituminosos con altos contenidos de cenizas, aquí la principal área minera se ubica en Yumbo-Asnazú, para la cual se han estimado reservas medidas de 29,77 Mt y con un potencial de 144,66 Mt.

Cauca

En el Departamento del Cauca al suroeste de Popayán y al occidente del municipio del Bordo. Los carbones se encuentran en la Formación Mosquera en una franja Terciaria de orientación NE-SW. En este departamento se identificaron dos bloques que revisten alguna importancia y que se encuentran en proceso de estudio, los bloques son: "El Hoyo" conformado por 11 mantos de carbón con espesores entre 0.6 y 1.3 m, y el bloque "Mosquera" del cual se tiene un conocimiento menor, en el cual se identificó un manto con alto grado de meteorización y otro de carbón bituminoso alto en materia volátil. Las reservas medidas son del orden de 10,65 Mt. Para esta zona el potencial es de 96,88 Mt.

4. GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON

El Gas Asociado al Carbón o CBM, (Coal Bed Methane) es el gas procedente de los mantos de carbón. Este se forma por la maduración térmica del carbón, se almacena en la matriz del carbón como gas adsorbido y se conserva en este estado debido a la presión hidráulica. Según estudios¹⁴, sólo el 1.3% del gas queda atrapado en los mantos de carbón bituminoso. A veces el carbón forma más gas del que puede conservar y el exceso da origen para trampas próximas en otro tipo de yacimientos.

La matriz de carbón opera como roca reservorio primario, con acumulación secundaria en las fracturas como gas libre o como gas en solución en el agua. Las emisiones de gas del carbón han sido una molestia y un riesgo para la seguridad durante las rutinas de minería del carbón, debido a que pueden causar accidentes que implican detonaciones y víctimas humanas.

Tradicionalmente el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se clasifica como *biogénico* o *termogénico* en función de su relación genética; o como *no convencional* cuando se acumula en los mantos y convencional cuando ha migrado y ha sido entrampado en rocas porosas.

4.1 COMPARACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS EN CAPAS DE CARBON Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL¹⁵

Las metodologías de perforación y producción de la industria del petróleo y gas fueron empleadas primariamente para extraer metano del carbón, y se aplican a yacimientos convencionales que presentan areniscas y carbonatos porosos (con porosidad primaria o secundaria). En este tipo de yacimientos el gas se encuentra

¹⁴ Tesis: Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de cromatografía de gases, Autor: Yuri A Martínez M.

¹⁵ Tesis: Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo, Autor: Alfonso R Fragosó A.

libre o disuelto mientras que cuando se habla de yacimientos de gas asociado al carbón (CBM) se hace referencia a yacimientos no convencionales en los que el gas se almacena en lutitas, margas, mantos de carbón, areniscas y calizas de baja porosidad. Las diaclasas juegan un papel muy importante que determinan un mecanismo de permeabilidad primaria tanto en los dos tipos de yacimientos convencionales como no convencionales, en donde las capas se pueden fracturar de forma natural.

4.1.1 Propiedades Físicas De La Roca

Las formaciones rocosas que contienen gas asociados al carbón son orgánicas; con contenidos entre el 10% y 30% de cenizas inorgánicas. Los carbones con condiciones óptimas para el metano son frágiles y friables, con valores bajos de módulo de Young y altos coeficientes de Poisson¹⁶. El carbón generalmente tiene baja permeabilidad determinadas por las fracturas naturales que actúan como conductos de flujo de gases y líquidos. Sin fracturamiento hidráulico, los carbones de baja permeabilidad son por lo habitual comercialmente infructuosos.

La permeabilidad obedece a los esfuerzos, por lo tanto, valores bajos de permeabilidad se extienden rápidamente con la profundidad en retroceso de fuerzas tectónicas inusitadas. Carbones subterráneos o muy tensionados pueden poseer permeabilidades de menos de 0.1 md. Carbones con permeabilidades tan bajas no originan metano a tasas beneficiosas, inclusive con fracturamiento hidráulico. Los carbones presentan una baja permeabilidad o exhiban una amplia red de fracturas con alta permeabilidad son parámetros críticos para determinar la explotación de yacimientos de gas asociados al carbón. Durante el proceso, llamado carbonificación que se genera con la formación del carbón, y que requiere agua, metano y dióxido de carbono con la maduración del carbón desde

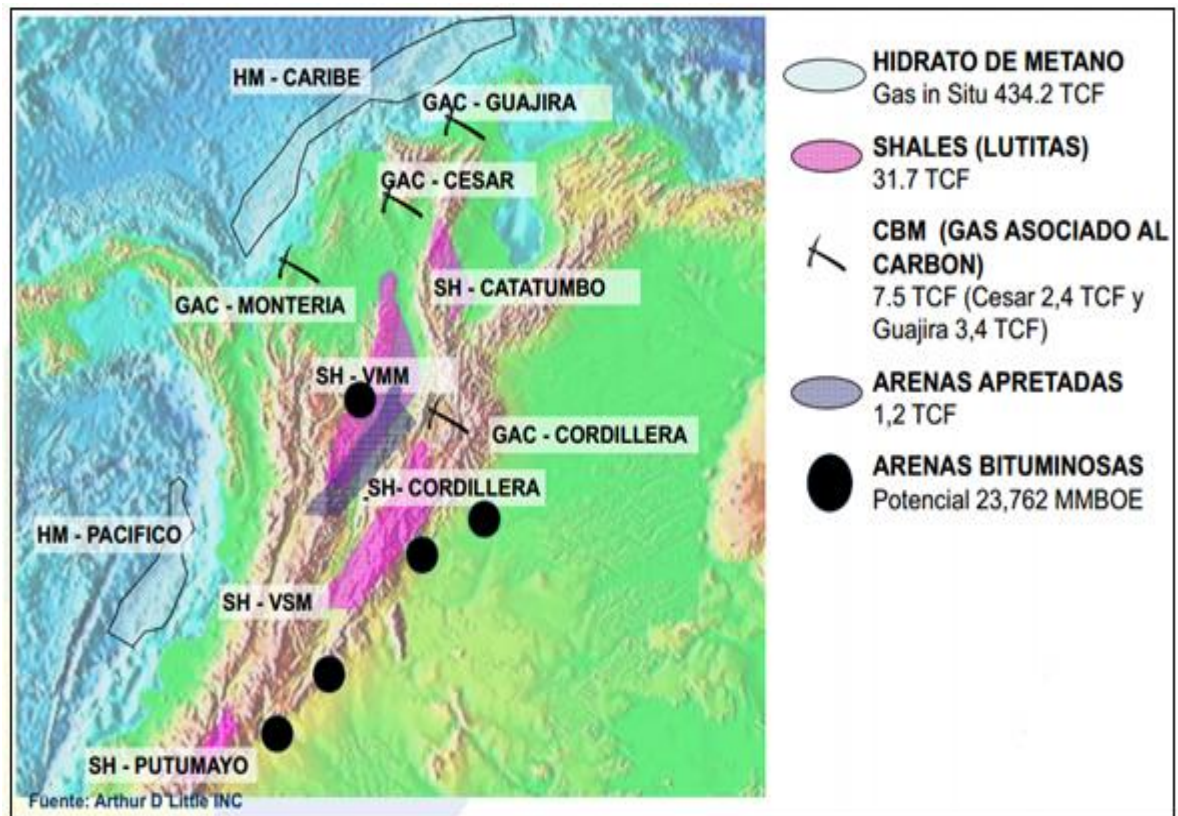
¹⁶ Tesis: Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo, Autor: Alfonso R Fragosó A.

la turba hasta la antracita se generan cerca de 113 metros cúbicos (5000 Pies Cúbicos) de metano por tonelada.

Durante la carbonificación se produce el metano, que se acumula en el carbón a manera de una capa monomolecular absorbida sobre las superficies internas de la matriz del carbón. La cantidad de metano que se adsorbió puede ser significativa, puesto que las moléculas están adheridas y el carbón tiene una gran área de superficie interna.

4.2 RESERVAS POTENCIALES DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN EN COLOMBIA ¹⁷

Gráfica 5. Departamentos con Yacimientos de Gas Asociado al Carbón



Fuente: www.upme.gov.co

¹⁷ Tesis: Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de cromatografía de gases. Autor: Yuri A Martínez M

A continuación se muestra una tabla con los valores potenciales de CBM en las principales regiones carboníferas de Colombia. Como se puede observar de la tabla, la región de Cundinamarca es la que mayor potencial tiene para llevar a cabo una explotación de Gas asociado a Mantos de Carbón seguida por las zonas de la costa Caribe.

Tabla 3. Reservas potenciales de CBM en Colombia

| Cuenca | Reservas de carbón | Formación geológica con carbón | Recursos de CBM en pies cúbicos de gas |
|-----------------|---|--------------------------------|---|
| Cundinamarca | $1,21 \times 10^{10}$ | Guaduas | $6,06 \times 10^{12}$ |
| Catatumbo | $1,32 \times 10^9$ | Barco/Cuervos | $1,16 \times 10^{11}$ |
| Cesar | $2,52 \times 10^9$ | Cuervos | $1,26 \times 10^{12}$ |
| Ranchería | $3,45 \times 10^9$ | Cerrejón | $1,73 \times 10^{12}$ |
| Valle del Cauca | $1,33 \times 10^9$ | Guachinte/Ferreira | $6,65 \times 10^{10}$ |
| TOTAL | $5,44 \times 10^{10}$ | | $9,28 \times 10^{12}$ |

Fuente: Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de cromatografía de gases. Tesis de Grado UIS 2009.

4.3 PROYECCIONES DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

El factor de recobro es la relación que hay entre el hidrocarburo que puede ser recuperado, técnica y comercialmente de un yacimiento y el hidrocarburo original in situ en el mismo yacimiento. Este factor está directamente vinculado con el uso de nuevas tecnologías de desarrollo y producción (recuperación mejorada o EOR) que pueden potencialmente extender los niveles actuales de petróleo y gas¹⁸.

¹⁸ República de Colombia Ministerio de Minas y Energía, UPME-Unidad de Planeación Minero Energética. Escenarios de Oferta y Demanda de hidrocarburos En Colombia. Informe publicado en Diciembre, 2012. Disponible

Consecuentemente, en un escenario de precios altos, el sector de petróleo y gas se hace más atractivo, permitiendo el desarrollo de tecnologías que proporcionan un aumento volumétrico de la producción, no sólo de recursos convencionales sino también de algunos no convencionales (shale gas, shale oil y CBM).

Adicionalmente, se ha incluido como variables las tecnologías en desarrollo, su difícil extracción y que es menos económico, a considerar la influencia de los factores socio-culturales que pueden tener en el desarrollo del sector minero energético. Luego de la priorización de las variables y de probabilidades estimadas se plantearon tres escenarios con un horizonte temporal de 18 años, mediante la construcción de una matriz de nivel de impacto e incertidumbre. Esto permitió visualizar las variables más importantes, permitiendo la identificación de los escenarios factibles (base, escasez y abundancia), usando como criterio el consenso de expertos en temas relacionados con la energía.

La tabla 4 formula solo el escenario base, el cual presenta los estados de mayor probabilidad para cada una de las variables críticas y se caracteriza por la continuidad de la tendencia reciente de incorporación de reservas (tasa de 480 millones de barriles por año y de 0.33 Tera pies cúbicos de gas para cada año).

Tabla 4. Escenario Base Potencial de CBM

| Hallazgos Hidrocarburos Convencional | Potencial No Convencionales* | Potencial Crudos Pesados* | Factor de Recobro | Precio Internacional Energéticos | Política Estatal Petrolera | Factores Ambientales | Factores Socio Culturales |
|--|--|---------------------------------|----------------------------|----------------------------------|---|---|---|
| Marginal 2.5 TPC 2,900 MBls 5% | Nulo 0 TPC 0 MBls 30% | Marginal 500 MBls 15% | Status Quo < 26% 30% | < 50 USD/barril 10% | Favorable a Inversión (Status Quo) 35% | < Requisitos vs. Otros Países Petroleros 20% | Desarrollo en eq. con la Comunidad 30% |
| Modesto 3 TPC 3,600 MBls 40% | Shales /CBM 2 TPC 1,000 MBls 40% | Bajo 800 MBls 30% | Medio 26% - 29% 40% | 50-75 USD/barril 30% | > Government. Take 35% | Equilibrio legislación y Des. Sustentable 50% | Oposición Aisladas a Proyectos 40% |
| Alto 5 TPC 11,000 MBls 40% | Shales/CBM/ Arenas 10 TPC 10,000 MBls 20% | Medio 1,200 MBls 40% | Alto 29% - 35% 20% | 75-125 USD/barril 50% | Intervención Leve 20% | Restricción Radical (prioridad ambiental) 30% | Limitada Concertación 30% |
| Extraordinario 10 TPC >15,000 MBls 5% | Todos > 20 TPC > 20,000 MBls 10% | Alto > 13,000 MBls 15% | Máximo > 35% 10% | >125 USD/barril 10% | Intervención Severa 10% | | |

Fuente: www.upme.gov.co

En el escenario base, se asume que no ocurrirán cambios significativos en las políticas estatales que afecten el sector y que la combinación con las política fiscales, de regulación económica, y modelos contractuales seguirán manteniendo un equilibrio que es percibido como positivo por los inversionistas.

En lo referente a precios de crudo el escenario base asume una escalada de los mismos, pero en el que las tendencias de oferta y demanda lo mantienen por debajo de los US\$125/barril, nivel de precio que permite un aumento volumétrico de producción no solo de recursos convencionales sino también algunos no convencionales (shale gas, shale oil y CBM).

El escenario mantiene la continuidad de políticas de desarrollo y ambiente de estabilidad social, no obstante prevalece la expectativa de que algunos proyectos puedan enfrentar oposición de comunidades vecinas por las características de los mismos (ubicación, dimensiones, etc.). Esta es la razón por la que no se desarrollan proyectos de explotación de recursos no convencionales cuyo impacto

ambiental es todavía incierto como podría ocurrir en Cayos, Pacífico Profundo y Amazonía.

La matriz de impacto del escenario de cierta manera es pesimista o escasa, se construyó a partir de los estadios en los que existen las mayores limitaciones a la oferta de hidrocarburos (reservas y factores de desarrollo), caracterizándose por hallazgos moderados, así estimándose una incorporación cercana a los 300 MBIs anuales de crudo y 0.1 TPC de gas natural, que es inferior a la incorporación de los últimos 10 años y la entrada masiva de líquidos no convencionales, estrechando el poder de la OPEP, lo cual puede generar retroceso de los precios del crudo con valores inferiores a los US\$75/ barril.

El escenario optimista, deseable desde el punto de vista de abastecimiento, hace atractivo el desarrollo de los recursos no convencionales, introduciendo la posibilidad de implementar un número importante de proyectos de exploración de shale gas, shale oil, gas asociado al carbón (CBM) y arenas petrolíferas, así como las actividades en el offshore colombiano: Este escenario sugiere un aumento significativo de los volúmenes de producción convencionales y los altos precios del crudo, permitiendo incrementar la participación fiscal¹⁹.

Este escenario implica que se mantendrían las restricciones de desarrollo en las cuencas sedimentarias de Cayos, Amazonas y Pacífico Profundo. En general, los tres escenarios representan casos sustancialmente distintos tanto en incorporación de reservas como en los perfiles de producción asociados. De acuerdo con las estimaciones realizadas de cada uno de los cinco componentes, las tablas 4 y 5 resumen la incorporación de reservas tanto de crudo como de gas natural, diferenciada según los escenarios definidos de (escasez, base y abundancia).

¹⁹ República de Colombia Ministerio de Minas y Energía, UPME-Unidad de Planeación Minero Energética. Escenarios de Oferta y Demanda de hidrocarburos En Colombia. Informe publicado en Diciembre, 2012. Disponible en:http://www.upme.gov.co/Docs/Publicaciones/2012/Escenarios_Oferta_Demanda_Hidrocarburos.pdf

Tabla 5. **Magnitud de Incorporación de los yacimientos No convencionales**

| SUPUESTOS | ESCENARIOS | | |
|-------------------|--|--|--|
| | Escasez | Base | Abundancia |
| No Convencionales | Producción proporcional a los descubrimientos definidos para cada uno de los tipos de recursos no convencionales en cada escenario | | |
| | Oil: 0 MBls Gas: 0 TPC | Oil: 1,000 MBls Gas: 2 TPC | Oil: 10,000 MBls Gas: 10 TPC |
| | Shale Oil - Tar Sands - Shale Gas - Coal Bed Methane - | Shale Oil: 1,000 MBls Tar Sands - Shale Gas: 1 TPC CBM: 1 TPC | Shale Oil: 4,000 MBls Tar Sands: 6,000 MBls Shale Gas: 6 TPC CBM: 4 TPC |

Fuente: www.upme.gov.co

El tratamiento de la producción futura de no convencionales implica formular supuestos sobre los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos: de CBM, Shale oil, Shale gas y arenas petrolíferas (Tar sands). La producción inicial de recursos no convencionales es representada de manera simplificada como un porcentaje de las reservas de cada “proyecto” asumiéndose tasas de declinación que varían por tipo de recurso.

Adicionalmente, se suponen tamaños de descubrimiento y años de inicio de producción para cada proyecto, tomando como referente la información disponible de algunas empresas²⁰. La base de reservas, factores de recobro y su distribución en cuencas se basó en estudios anteriores y discusión con expertos, validadas posteriormente con el estudio reciente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

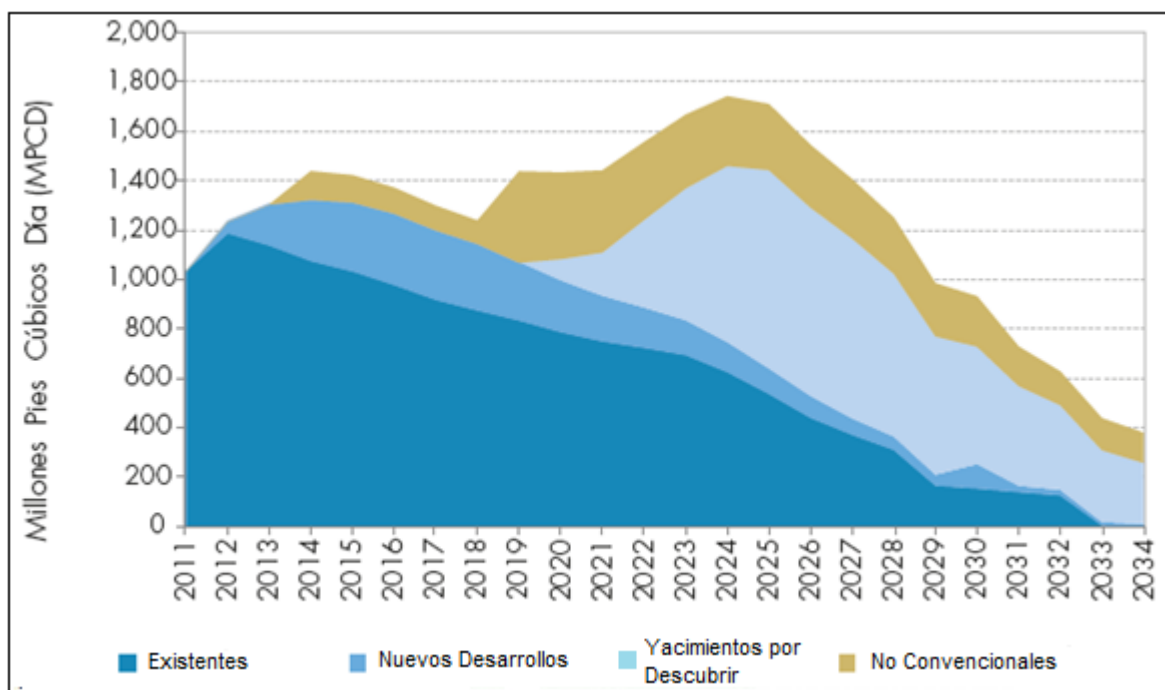
²⁰ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Las conjeturas realizadas, indican que el shale oil va a ser el principal recurso en el escenario base, aunque su desarrollo se va a demorar hasta el 2020; en tanto que el gas asociado al carbón iniciará la producción hacia el 2015 pero de manera moderada.

Con respecto a la producción por cuenca, los resultados indican que la producción de no convencionales estará concentrada en 6 cuencas y el mayor éxito exploratorio se dará en las cuencas de Llanos Orientales, Cordillera Oriental, seguido por Cesar, Guajira, Putumayo y Magdalena Medio.

En el corto y mediano plazo, podría presentarse un aporte importante a la producción de gas por parte de los nuevos desarrollos y los recursos no convencionales, en particular Shale Gas y Coal Bed Methane.

Gráfica 6. Perfil de producción, Escenario Base



Fuente: www.upme.gov.co

En cuanto a gas natural, en el corto plazo podría presentarse un aporte importante a partir de las cuencas de Guajira offshore, Llanos Orientales y Cesar Ranchería, además de que los no convencionales comienzan a registrar producción a partir del 2015 con el proyecto de Coal Bed Methane en Cesar Ranchería.

4.4 POTENCIAL DEL CBM PARA LAS TECNOLOGIAS CTL

El gas asociado a mantos de carbón ofrece un gran potencial no solo en Colombia sino en el mundo como una nueva fuente alterna de energía, pero además, esta tecnología puede combinarse con la tecnología de conversión a carbón o CTL, más específicamente con la tecnología de conversión indirecta de carbón o ICL²¹.

Como se podrá ver más adelante en este trabajo, la tecnología ICL tiene una gran ventaja con respecto a la conversión directa o DCL y es que el proceso se lleva a cabo en dos etapas.

En el proceso ICL, en la primera etapa el carbón pasa por un gasificador en donde se mezcla con oxígeno altamente puro y vapor a altas temperaturas y presiones, este proceso genera un tipo de gas llamado Syngas o Gas de Síntesis el cual luego pasa a la segunda etapa la cual es el reactor Fischer-Tropschs o reactor FT en el cual el syngas es convertido en combustibles líquidos. En cambio, el proceso DCL convierte directamente el carbón a combustibles líquidos partiendo de una hidrogenación, omitiendo el proceso de conversión a syngas.

Gracias a que el proceso ICL se lleva a cabo en dos etapas, entonces es posible utilizar el gas metano producido en los mantos de carbón para alimentar el

²¹ Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Unidad De Planeación Minero Energética (UPME), Unión temporal CTL, Resumen Ejecutivo Análisis y Evaluación Técnica y Economica De La Producción de Combustibles Líquidos A Partir Del Carbón Para El Caso Colombiano. . Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf

gasificador y convertirlo en syngas y de este modo utilizarlo en el reactor FT para producir combustibles líquidos a base del gas metano. Este proceso es el que se conoce como GTL o Líquidos a base de Gas y es una tecnología que también podría implementarse junto con la CTL.

De modo que, si se construyera una planta ICL en Colombia en alguna zona carbonífera que tenga potencial para producir pozos CBM, entonces sería una ventaja extra ya que aparte de producir combustibles líquidos a base del carbón también se podría producir dichos combustibles con el gas de mantos de carbón al alimentar el gasificador tanto con carbón como con gas metano para producir el syngas o bien se podría simplemente vender dicho gas al mercado si existe un gasoducto cercano en donde pueda conectarse pero en caso de no existir se podría recurrir a la primera opción.

5. PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN²²

El carbón es un sólido con un alto contenido de carbono, pero con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 5%. En comparación con los combustibles líquidos (derivado del petróleo crudo), el carbón puede ser usado para producir combustibles líquidos apropiados para aplicaciones de transporte al aumentar la proporción de hidrogeno en el carbón, esto se puede lograr de dos formas:

- Por la eliminación de carbono
- Por adición de hidrógeno, ya sea directa o indirectamente.

El primer enfoque es generalmente conocido como carbonización o pirólisis y la segunda como licuefacción. Como el costo de convertir el carbón en combustibles líquidos útiles es mayor que el costo de la refinación de petróleo crudo, es este precio relativo del petróleo crudo el principal incentivo para continuar con el desarrollo de las tecnologías de combustible a base de carbón.

Dado el agotamiento gradual de las reservas de petróleo, en algún momento, las futuras fuentes alternativas de combustibles líquidos serán necesarias.

Por lo tanto, la viabilidad de un proceso de estos va de la mano con el precio del carbón, recursos, calidad de este, y el relativo alto precio o desabastecimiento del petróleo y del gas.

²² UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf

5.1 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A BASE DEL CARBÓN

La producción de líquidos derivados del carbón como un subproducto del coque se inició en Alemania y el Reino Unido en la década de 1840. Estos líquidos tenían una variedad de usos, incluyendo disolventes, conservantes de madera y combustibles. A partir de la década de 1850 estos se utilizaron como base de los colorantes de alquitrán de carbón, ellos formaron la materia prima para la industria petroquímica en desarrollo, donde los compuestos aromáticos derivados del carbón fueron utilizados en gran cantidad.

Sin embargo, no fue sino hasta principios del siglo XX cuando se empezaron a desarrollar las tecnologías para la obtención de combustibles líquidos a base del carbón o CTL (Coal to Liquids). La primera tecnología desarrollada involucraba la disolución del carbón en un disolvente a alta presión y temperatura para producir un alto punto de ebullición del líquido. Este enfoque, conocido como **licuefacción directa**, fue patentado por el alemán Bergius en 1913 y comercializado en 1920, conocido como el proceso Pott-Broche o proceso IG Farben.

En 1925 Fischer y Tropsch patentaron un proceso alternativo conocido como **licuefacción indirecta**. Este implicó la gasificación de carbón para producir un gas de síntesis que contiene H_2 y monóxido de carbón (CO), para la producción de hidrocarburos líquidos, fue comercializado a partir de 1930. En 1935, en Billingham en el Reino Unido, una planta a escala comercial de licuefacción directa del carbón entró en operación de tratamiento para producir un total de 150.000 toneladas/año de gasolina.

Al comienzo de la segunda guerra mundial Alemania y el Reino Unido tenían en operación plantas de licuefacción de carbón. Al final de esta, Alemania produjo 4 Millones de toneladas al año de gasolina sintética a partir de 9 plantas de producción directa y 18 indirectas, equivalente al 90% del consumo Alemán. El

aceite sintético producido a partir del carbón fue utilizado por los nazis como combustibles para su maquinaria de guerra. Después de la guerra, en Alemania y en otras partes, las plantas en general estaban cerrando. Sí bien hubo un desarrollo por parte de EEUU al inicio y mediados de la década de los 50, el precio del petróleo con respecto al carbón estaba cayendo, esto hizo que la tecnología de la licuefacción fuera menos atractiva y/o competitiva. Además, con grandísimos campos petrolíferos recién descubiertos en el Medio Oriente, se hizo poco rentable la obtención de combustibles líquidos a partir del carbón (CTL).

Sin embargo, desde mediados de 1960, en un momento de creciente preocupación ambiental por las emisiones procedentes de la generación de energía, había un interés continuo en la evolución de la idea original del proceso Pott-Broche. La mayoría del trabajo se llevó a cabo en los EE.UU., donde los ejemplos más desarrollados son el SRC-I (Solvent Refined Coal) y los procesos de SRC-II, a pesar de que otros procesos también se desarrollaron a una escala menor en el Japón y el Reino Unido. El proceso de SRC-I fue muy similar en concepto al proceso de Pott-Broche y tuvo como objetivo mejorar carbón para producir un combustible de caldera limpio con una ceniza muy inferior y contenido de azufre menor que el carbón original. El proceso de SRC-II, era producir productos destilados; la característica distintiva del proceso fue el reciclaje de la destilación en vacío.

Otros dos procesos directos de licuefacción de carbón se estaban desarrollando en los EE.UU. al mismo tiempo: El proceso Exxon Donor Solvent (EDS) y el proceso H-Coal. La característica distintiva del proceso de EDS era un paso separado de hidrogenación solvente para controlar cuidadosamente las características de la adición de hidrógeno del solvente, y la característica más importante del proceso H-carbón fue el uso de un reactor de lecho en ebullición.

El caso de Sudáfrica fue distinto al resto del mundo, ya que debido a la institucionalización del apartheid (fenómeno de segregación racial en Sudáfrica). En 1948, Sudáfrica quedó aislada política y comercialmente del resto del mundo. En la década de 1950 al no encontrar con éxito petróleo, el gobierno sudafricano comenzó a explorar la posibilidad de convertir el carbón en combustibles líquidos tomando como base la tecnología alemana de la era nazi y estableció la empresa, Petróleo y Gas Corporation Limited, que luego se convertiría en SASOL Ltd.

La compañía comenzó la producción de combustible sintético en 1955 a través de un proceso desarrollado por primera vez en 1920 por dos químicos alemanes: Franz Fischer y Hans Tropsch. Este proceso llamado "de Fischer-Tropsch convierte el carbón sólido en un gas, que luego se combina con hidrógeno a alta presión y temperatura, produce petróleo conocido como crudo sintético, que luego puede ser refinado. SASOL comenzó su primera planta en 1955 en Sasolburg (un pueblo entero fue creado por esta empresa), beneficiándose de la tierra barata, mano de obra y los incentivos del gobierno. La crisis del petróleo en los años 70 dieron lugar a un gran proyecto de expansión de la compañía en Secunda, cerca de Johannesburgo, donde construyeron la segunda planta de CTL. El impacto del precio del petróleo en la década de los 70 condujo a países como los EE.UU., Reino Unido y Japón, a dedicarse a la investigación en la licuefacción del carbón para su desarrollo a nivel industrial.

5.2 ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS CTL EN EL MUNDO

Sudáfrica²³

Con petróleo a bajo precio, desarrollar tecnologías caras de licuefacción del carbón no era muy atractivo para los inversores (en los años 50-60, la licuefacción

²³ SCHERB Jean-Samuel. Licuefacción del carbón. CTL Polonia.2008.

del carbón costaba 50 \$/barril, mientras que el precio del mercado se situaba entre 5 y 20 \$/barril – e incluso después de la crisis de 1974 parecía más interesante comprar petróleo ‘natural’).

La única razón que podía forzar un país a desarrollar esta tecnología era la imposibilidad de comprar petróleo en el mercado internacional. Y es lo que ocurrió con Sudáfrica: A causa del apartheid, la comunidad internacional amenazó imponer un embargo sobre el país, que no tiene reservas petrolíferas (pero tiene reservas de carbón enormes). Es por ello que el gobierno de Sudáfrica decidió desarrollar las tecnologías de Licuefacción del carbón, para producir combustibles alternativos. Fue la empresa pública Sasol, líder mundial en el desarrollo de tecnologías de Licuefacción Indirecta la que construyó las instalaciones del país. Ahora Sasol es el actor más importante en el mercado respecto a las tecnologías de gasificación y de reactores FT. Se construyeron tres plantas: SASOL I (1955), SASOL II (1980) y SASOL III (1983) y estas son modernizadas regularmente con las tecnologías SASOL más avanzadas.

Sudáfrica ha sido el líder en la producción de combustibles derivados del carbón desde 1955 cuenta con el único carbón comercial para la industria de líquidos en funcionamiento hoy en día. No sólo utilizados en los automóviles y otros vehículos, la empresa de energía de Sasol Limited, también tienen la aprobación para que estos combustibles puedan ser utilizados en aviones comerciales.

Actualmente, alrededor del 30% de la gasolina del país y las necesidades de diesel se produce a partir de carbón autóctono de las regiones donde allí se produce. La capacidad total de las operaciones de CTL de Sudáfrica se ubica actualmente más de 160.000 bbl/d.²⁴ Según las experiencias de este país la tecnología CTL es adecuada especialmente para los países que dependen en

²⁴ COAL TO LIQUIDS. World Coal Association. Disponible en : <http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/coal-to-liquids/>

gran medida de las importaciones de petróleo y que tienen grandes reservas nacionales de carbón.

Estados Unidos

Los EE.UU. consumen e importan más petróleo que cualquier otro país en el mundo, lo que hace un país particularmente vulnerables a las alzas de precios. Sin embargo, tienen un 28,5% de las reservas mundiales probadas de carbón. Por lo tanto la aplicación a gran escala de la tecnología CTL, tiene el potencial de aliviar muchas de sus preocupaciones de seguridad energética. Existen varios proyectos en desarrollo actualmente, el proyecto CTL Energy en Medicine Bow, (Wyoming) de la compañía DRKW Energy, es uno de los más ambiciosos. Está siendo diseñado para producir 11.000 bbl/d de diversos combustibles, principalmente diesel. La empresa tiene planes a largo plazo para ampliar la capacidad de la instalación para producir hasta 40.000 bbl/d de los combustibles.

El proyecto en Medicine Bow también incluirá la construcción de un ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC), unidad para producir electricidad en el sitio, usando el gas de síntesis y el vapor generados en el proceso de CTL. Durante la primera fase, se generará un estimado de 45 MW de potencia. Según lo informado por el Consejo Nacional del Carbón en el Departamento de Energía, si los incentivos de impuestos federales y subsidios estatales se proporcionan para poner en marcha la industria basada en el carbón la producción de combustible podría elevarse a 40 millones de galones al año en 2025. Otro proyecto es una planta de carbón a líquido previsto para el Condado de Mingo es ahora un aspecto mucho más atractivo para los inversores debido a la participación de una corporación multinacional en Alemania, que se ha comprometido a actuar como contratista de la construcción y la ingeniería. Cuando esté construido, las instalaciones convertirán 7.500 toneladas de carbón regional en gasolina Premium, produciendo 18.000 barriles por día (756.000 galones).

China²⁵

Los combustibles producidos a partir de carbón también tienen potencial fuera del sector del transporte. En muchos países en vías de desarrollo, los impactos de salud y las preocupaciones locales de calidad del aire han impulsado las llamadas para el uso de combustibles limpios para cocinar. Sustitución de la biomasa tradicional o combustibles sólidos con gas licuado de petróleo (GLP) ha sido el foco de los programas de ayuda internacional. El GLP, sin embargo, es un derivado del aceite y se ve afectado por el costo y la volatilidad de los precios del crudo.

Uno de los derivados del carbón es el dimetiléter (DME), es una serie de combustibles que pueden ser producidos en el proceso de CTL y está recibiendo una atención particular en la actualidad. Es un producto que encierra una gran promesa como combustible doméstico. DME es carcinogénico y no tóxico para manejar y genera menos monóxido de carbono y contaminación del aire en comparación con el GLP. DME también se puede utilizar como una alternativa a diesel para el transporte, El uso de DME en los ciclos combinados es una tecnología probada, y las emisiones son tan bajas como las del gas natural. Donde el DME reemplaza el uso del carbón nacional, las emisiones de CO_2 pueden ser inferior hasta un 40%. En particular, China ha empezado la producción DME de plantas en el interior de Mongolia para proporcionar combustible para la cocina doméstica y la calefacción, el transporte y la generación de energía.

La Shenhua Group Corporation²⁶, que es una de las compañías más grandes del mundo de carbón, empezó a construir la primera planta comercial directa de licuefacción de carbón, ubicada en el interior de Mongolia (80 millas al sur de Baotou en Majata) en 2003. La primera fase de la instalación abrió sus puertas en julio de 2009 y emplea tecnología desarrollada por Estados Unidos desde

²⁵ MAI TIAN, *First Coal liquefaction centre set up in Shanghai*, China Daily, China, Marzo 2004.

²⁶ SHENUA COAL TO LIQUIDS PLANT, China. 2009. Disponible: <http://www.hydrocarbonstechnology.com/projects/shenhua/>

Headwaters Inc e Hidrocarburos Technologies Inc. (HTI) en conjunto con la Universidad de West Virginia y el Departamento de Energía de EE.UU. La instalación cuenta con tres trenes del reactor, y produce 6 millones de toneladas de productos petrolíferos al año, lo que es muy interesante en el contexto actual. Pero, los investigadores también identifican 3 riesgos:

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

- **Técnico:** la tecnología directa no está madura. Quizás existan problemas técnicos aún no Licuefacción del carbón conocidos, y que podrían afectar la planta.

- **Medioambiental:** Mientras que la licuefacción indirecta permite capturar casi todos los contaminantes durante el proceso, y también capturar y secuestrar el CO_2 , la licuefacción directa no permite eso, y tendrá un efecto significativo sobre el medioambiente (emisiones de azufre, dióxido de carbono, polución del agua, etc), que no será fácil de controlar. Es por esta razón que EEUU prefiere la tecnología indirecta.

El primer tren, que entró en producción de prueba en julio de 2009, convierte 3.45 millones de toneladas de carbón en un millón de toneladas de productos derivados del petróleo (22.000 barriles por día de combustible líquido). Beijing planea tener capacidad en CTL de cerca de 50 millones de toneladas en 2020. Shenhua ha destinado producir 3 millones de toneladas de productos petrolíferos, 5 millones de

toneladas de productos químicos, y 1,8 millones de metros cúbicos de gas natural en 2015, desde carbón a líquidos, carbón a gas y proyectos de carbón a olefinas²⁷

Australia

Australia es el segundo país con mayores reservas probadas de carbón y cuarto productor en el mundo y también segundo exportador de este recurso. Sin embargo, depende de las importaciones para satisfacer sus necesidades de petróleo y las condiciones actuales del mercado han impulsado el interés en el desarrollo de una industria nacional de CTL. Monash Energy ha establecido un proyecto para producir 62.000 barriles/día de diesel derivado del carbón y otros líquidos, y su objetivo es tener una planta de demostración en su lugar lo más pronto posible. La planta también producirá 220 MW de electricidad para alimentar el proceso y el suministro de la red eléctrica nacional. Para una nación exportadora intensiva como Australia, el cambio hacia un mundo limitado por el carbón podría tener un impacto económico potencial de crecimiento y exportación. Acompañado de las energías renovables, los combustibles fósiles inevitablemente será, una de las fuentes de energía adicional, por lo que las nuevas tecnologías de utilización más eficiente son vitales para lograr un objetivo de casi cero emisiones a la atmósfera. Monash Energy está ayudando a responder a este desafío mediante la aplicación de secado avanzado de lignito (carbón tipo lignito) y tecnologías de gasificación que permiten la producción de energía de hidrocarburos con bajas emisiones y de productos tales como diesel sintético ultra-limpio, prácticamente sin azufre. La misión fundamental del proyecto de Energy Monash es diseñar y construir un planta de carbón a líquidos (CTL) a escala mundial.

²⁷ Disponible en: http://uk.reuters.com/article/2011/09/08/shenhua-oil-coal-idUKL3E7K73202011_0908

Indonesia

Indonesia es el mayor exportador de carbón térmico a nivel mundial y el quinto productor de este recurso, con esto el gobierno de Indonesia y Sasol Ltd. está planeando varios proyectos de licuefacción de carbón para producir gasolina y otros productos del petróleo en Indonesia. Sasol tiene previsto invertir \$10 US millones en 2015 para construir plantas de licuefacción de carbón en Sumatra y Kalimantan oriental, según el Departamento de Indonesia de Energía y Recursos Minerales. La producción inicial se estima en 80.000 bbl/d, eventualmente llegando a 1 millón de b / d, según el departamento de energía. "No habrá problemas de rentabilidad, siempre y cuando los precios del crudo del petróleo se mantienen por encima de \$ 35/bbl." Indonesia tiene unos 36 millones de toneladas de lignito lo que es alrededor del 60% de los depósitos de carbón del país.²⁸

India

India importa actualmente más del 70% de sus necesidades de petróleo, sin embargo, tiene 92 mil millones de toneladas de reservas probadas de carbón. En la producción actual y las tasas de consumo, la India tiene más de 200 años de carbón disponibles. Aunque no hay ningún proyecto de CTL formalmente propuesto hasta la fecha, Sasol ha tenido una serie de conversaciones con el gobierno y la industria. Las empresas crearon una empresa de riesgo compartido hace dos años con vistas a su primera planta CTL en la India, pero el proyecto todavía tiene que encontrar un lugar adecuado.

²⁸Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2009/01/sasol-planning-ctl-plants-in-indonesia.html>

6. TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DEL CARBÓN (CTL)

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 bajos 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 estimadas.

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:

- Se tienen suficientes reservas.
- Por ser líquidos se pueden almacenar con mayor facilidad que los gases y su transporte es más fácil que el de los sólidos.

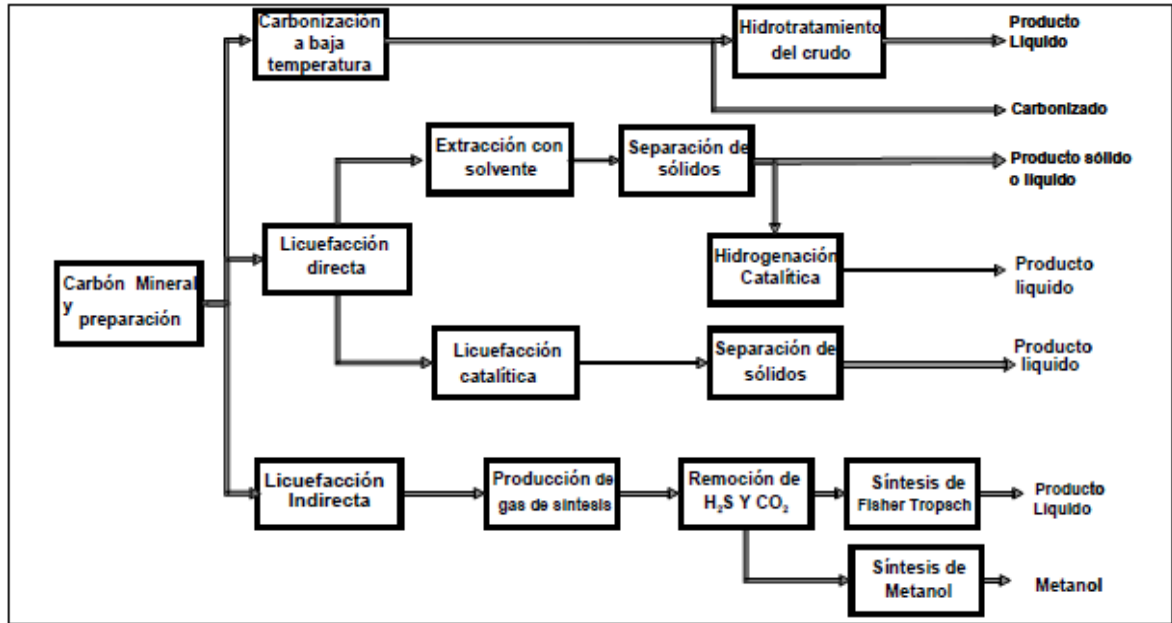
- Como se mostrará más adelante, la tecnología actual permite la obtención de combustibles sintéticos con niveles aceptables de azufre, nitrógeno y otros elementos contaminantes.

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 a baja temperatura.

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 temperaturas tales como 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.

En el siguiente cuadro se muestran los tres principales procesos de licuefacción y los productos obtenidos.

Gráfica 7. Clasificación de los procesos de licuefacción y sus productos



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

6.1 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS A PARTIR DEL CARBÓN

El objetivo de la conversión del carbón a productos líquidos (CTL), 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.

Comercialmente en la reacción se adiciona del 4 a 8% en peso de hidrógeno para obtener un producto similar al crudo de petróleo.²⁹ 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 más este consumo; igualmente la separación de sólidos es

²⁹ Siderurgia Latinoamericana N° 210, Página 35, Octubre 1977.

otro de los inconvenientes a considerar y pueden representar uno de los mayores costos en el proceso.

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. Los procesos de licuefacción se pueden dividir en tres categorías:

- Carbonización a baja temperatura (LTC),
- Licuefacción directa (DCL)
- Licuefacción indirecta (ICL)

6.1.1 Carbonización A Baja Temperatura (LTC)

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.

Los principales problemas que se presentan en la carbonización y que deben ser manejados son:

- Suministro de calor para necesario para el proceso

- Manejo la acumulación de sólidos
- Separación de las tres fases resultantes (sólidos, alquitrán, gas)
- Optimización de cada una de estas fases en productos útiles
- Problemas de corrosión y erosión
- Lidiar con productos tóxicos y con subproductos
- Desarrollo del proceso de manera eficiente y económicamente viable

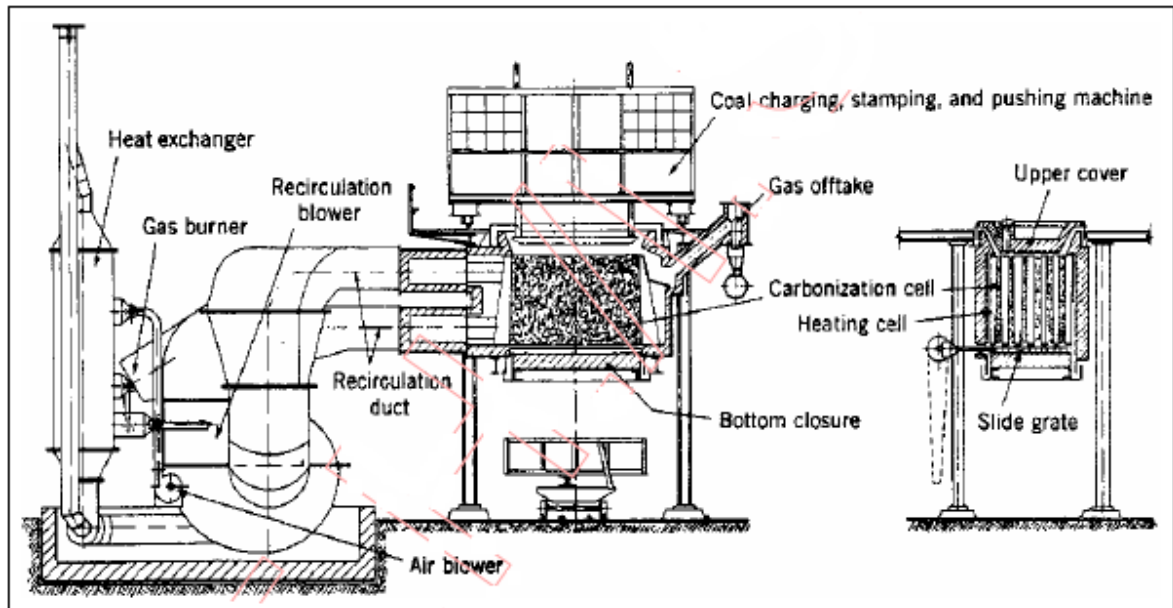
Debido a estos múltiples problemas y a las restricciones medioambientales que obligan a manejar y desechar adecuadamente los productos tóxicos, esta tecnología ya no se utiliza actualmente a escala industrial. Existen diferentes procesos para llevar a cabo la LTC, sin embargo solo unos cuantos son viables a escala industrial, los cuales son descritos a continuación:

Proceso Krupp Lurgi

El proceso Krupp-Lurgi fue desarrollado en Alemania durante la década de 1930, y hasta el final de la Segunda Guerra Mundial se habían construido un gran número de plantas, cada una con una capacidad diaria de varios cientos de toneladas. Durante la guerra, el proceso resultó importante para Alemania porque el alquitrán de baja temperatura de las plantas de Krupp-Lurgi era una fuente útil para la producción de combustibles requeridos por las fuerzas militares alemanas.

La gráfica 8, muestra un esquema de un horno en un proceso Krupp Lurgi. El carbón fue carbonizado en unidades, cada uno compuesto de seis celdas estrechas de carbonización, a través del cual se recirculan los gases calientes. Una unidad de seis celdas de carbonización constituye un horno, y cada celda era de aproximadamente 10,5 metros de largo por 6,9 metros de alto por 3 pulgadas de ancho en la parte superior y 4 pulgadas de ancho en la parte inferior. Cada horno tenía un volumen de aproximadamente 125 pie^3 y carbonizado sobre 2,75 toneladas métricas/carga.

Gráfica 8.Esquema del proceso Krupp Lurgi



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

La temperatura del gas de calentamiento en la celda era aproximadamente 610 a 620 °C y sale de la celda a alrededor de 560 a 580 °C. La caída en la temperatura es de aproximadamente 40°C, representa el calor suficiente para carbonizar adecuadamente el carbón en una celda.

6.1.2 Licuefacción Directa Del Carbón, DCL o Hidrolicuefacción

La licuefacción directa del carbón, también conocida como proceso Pott-Broche, es un proceso químico que convierte el carbón directamente en una mezcla de hidrocarburos líquidos denominada "crudo sintético". Aunque existen muchas variantes del proceso, todas coinciden en que primero se disuelve el carbón en un disolvente a alta presión y temperatura y luego se añade hidrógeno para realizar un hidrocrackeo en presencia de un catalizador. El producto obtenido es un crudo sintético que a continuación hay que refinar, consumiendo más hidrógeno.

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

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:

- Un producto aromático apropiado para procesamiento a gasolinas.
- Un aceite pesado de uso en calderas.

Para el método DCL, sólo los carbones bituminosos altos volátiles, sub-bituminosos y lignitos son los apropiados para licuefacción directa³⁰. Cuando el carbón se calienta a una temperatura entre 300-500 °C tienen lugar los siguientes cambios:

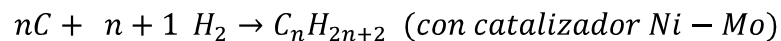
- 1- Ruptura de los enlaces químicos que unen los racimos aromáticos y formación de pequeños fragmentos orgánicos y radicales libres estabilizados por la estructura aromática.
- 2- Estabilización de los radicales libres por reacción bien sea entre los racimos aromáticos, formación de coque y/o con otros 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 líquida.

³⁰ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

Aunque hay distintas variaciones del proceso desarrollado por las distintas empresas, en general el proceso DCL consta de tres etapas:

- El carbón (pulverizado) se mezcla con un solvente (y agua) para crear una mezcla casi líquida ('slurry' en inglés).
- La segunda etapa es la hidrogenación del carbón, esta ocurre a alta temperatura (450°C) y alta presión (200 bar.) en un reactor donde se inyecta una gran cantidad de gas H_2 (empieza con 5 % en masa, y acaba con 14 %). Esta etapa se hace en presencia de un catalizador Ni-Mo (níquel y molibdeno).

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

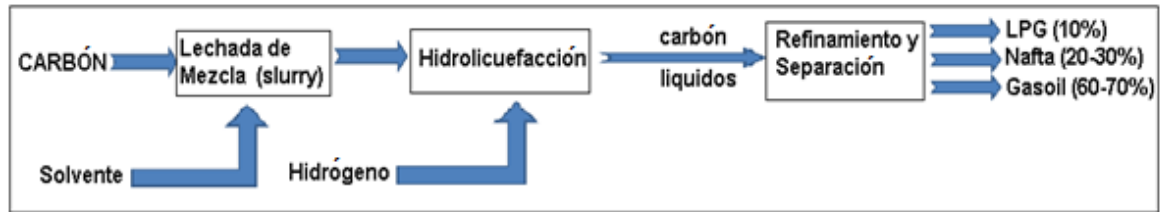


Este tipo de reacción se llama **hidrolicuefacción**.

- La tercera etapa consiste en refinar el líquido obtenido, ya que este no puede ser directamente utilizado (es una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos). El resultado final es mayormente gasoil.

Hay que notar que también se necesita para este proceso una unidad de producción de Hidrógeno y una refinería. El hidrógeno puede ser producido con hidrocarburos (pero el objetivo es reducir la dependencia en petróleo y gas natural, entonces no es la solución adecuada) o por hidrólisis del agua en H_2 y O_2 lo cual requiere una gran cantidad de electricidad barata para que el proceso sea rentable. A continuación se muestra una gráfica con el esquema básico del proceso:

Gráfica 9. Esquema del Proceso DCL



Fuente. Autores.

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 despolimerización del carbón en presencia de un solvente donante de hidrógeno, mientras que en la segunda se realiza un hidrocrqueo catalítico de la pasta resultante de la primera etapa.

El proceso de licuefacción por hidrogenación directa se puede dividir en dos clases:

- a) por extracción con solventes donantes de hidrógeno
- b) por hidrogenación catalítica.

6.1.2.1 Licuefacción Por Extracción Con Solventes

La extracción de carbón en presencia de un solvente de reciclo se ha desarrollado utilizando diferentes configuraciones:

- Extracción en ausencia de hidrógeno usando un solvente de reciclo que se ha hidrogenado en una etapa separada.
- Extracción en presencia de destilados medios con un solvente que no ha sido hidrogenado.

- Extracción en presencia de hidrógeno con un solvente de reciclo 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 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.

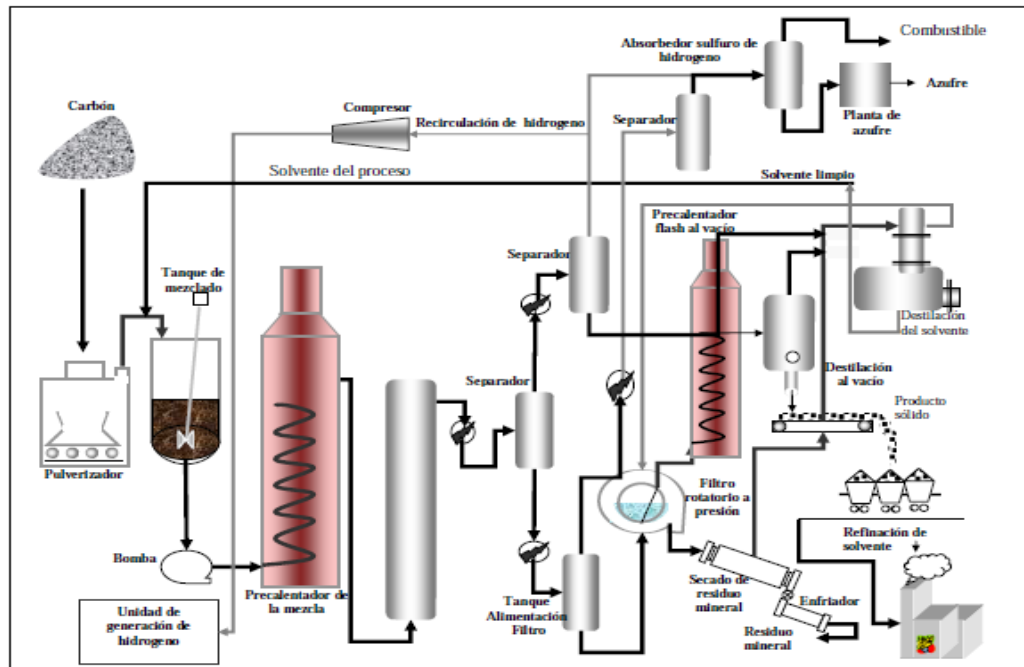
Proceso Solvent Refined Coal (SRC)

En el proceso SRC, 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 la separación de 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.

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.

Gráfica 10. Esquema del proceso SRC



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

Proceso Exxon Donor Solvent (EDS)

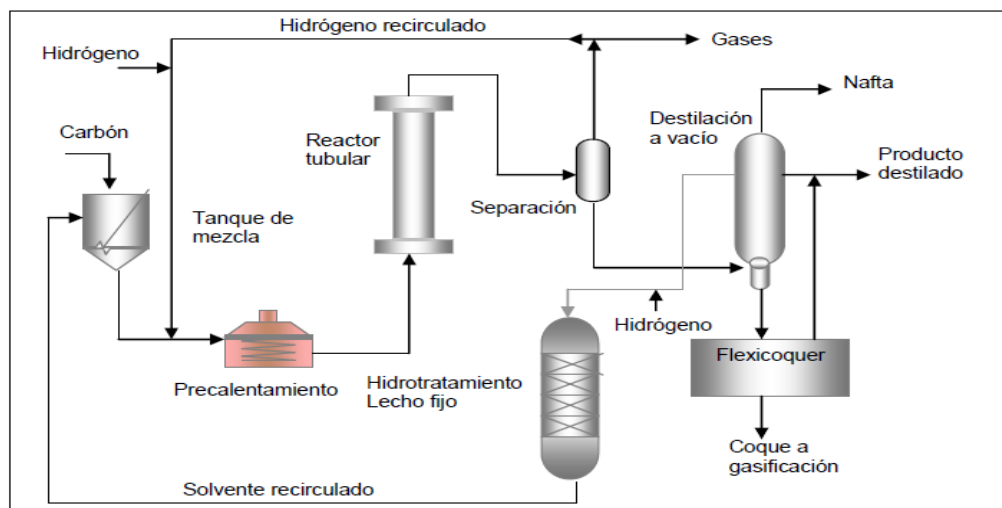
La corporación Exxon inició el proceso EDS en la década de los 70 y en 1980 construyó una planta piloto de 250 t/d en Baytown Texas. En ese momento Exxon consideró que el proceso estaba listo para ser comercializado, pero no se continuó con el desarrollo.

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.

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. 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 a tm 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. A continuación en la gráfica # 11 se observa el proceso EDS.

Gráfica 11. Diagrama del proceso EDS



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

6.1.2.2 Licuefacción Por Hidrogenación Catalítica

Proceso H-Coal³¹

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 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/d.

El carbón se mezcla con un solvente recirculado el cual está compuesto por productos del hidrocrqueo y destilados medio y pesado. Se adiciona H_2 y la mezcla se precalienta y alimenta a un reactor de lecho expandible de hidrocrqueo, la cual es la característica que distingue al proceso.

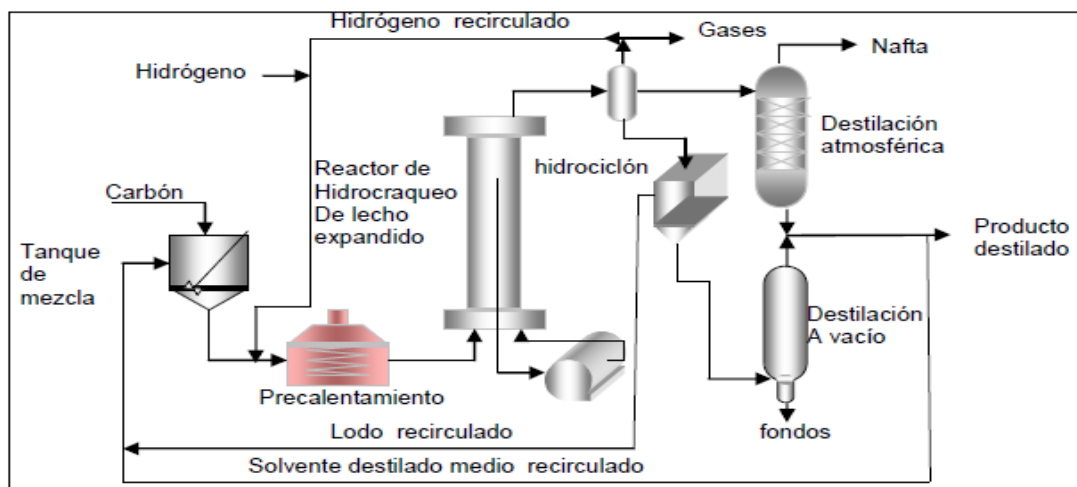
Este reactor opera a temperaturas de 425-455°C y presión de 204 atm, contiene un catalizador de hidrotratamiento que puede ser de níquel-molibdeno o cobalto-molibdeno soportado en alúmina. El catalizador es fluidizado por el H_2 y bombeado a una corriente interna de recirculación, por lo que la entrada 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.

³¹ F.P. BURKE, S.D. BRANDES, D.C. McCOY, R.A. WINSHEL (CONSOL Energy Inc) And D. GRAY, G. TOMLINSON . Summary Report of the DOE Direct Liquefaction process development campaign of the late twentieth century : Topical report Department of Energy Contract DE-AC22-94PC-93054 EEUU, July 2001.

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. A continuación se muestra un esquema del proceso H-Coal.

Gráfica 12. Esquema del Proceso H-Coal



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

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).

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 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)

Solamente los procesos CTSL, LSE, y BCL siguieron en desarrollo después de finales de los años 80.

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

El proceso de CTSL es un desarrollo del proceso H-Coal en una etapa. El proceso evolucionó a partir de los trabajos de licuefacción patrocinados por DOE en los 80

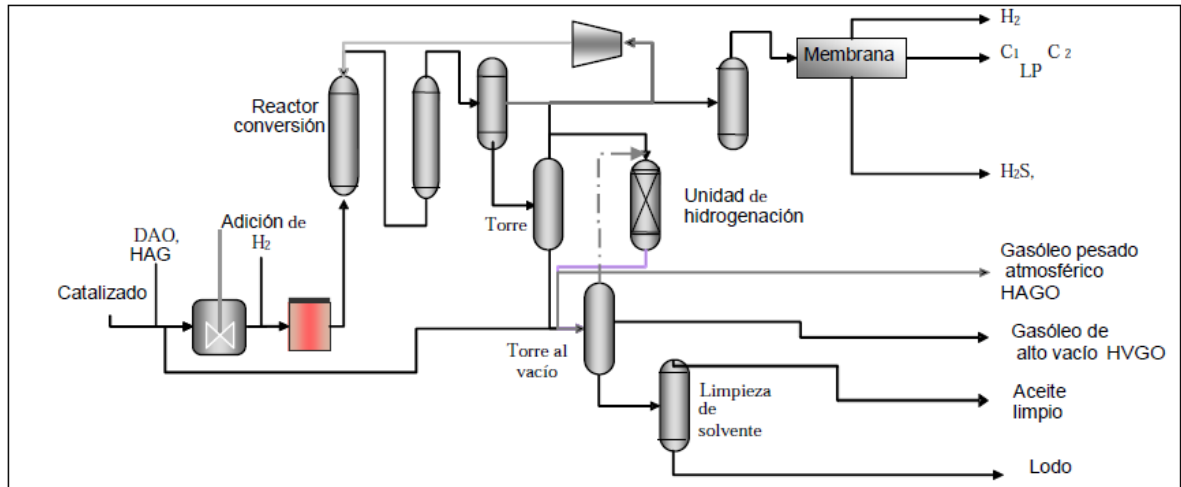
y 90. Para los últimos años se ha adoptado una configuración en la cual ambas etapas usan un catalizador soportado.

El carbón se mezcla con un solvente recirculado derivado del proceso, precalentado, mezclado con H_2 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 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.

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.

Gráfica 13. Esquema del proceso CTSL



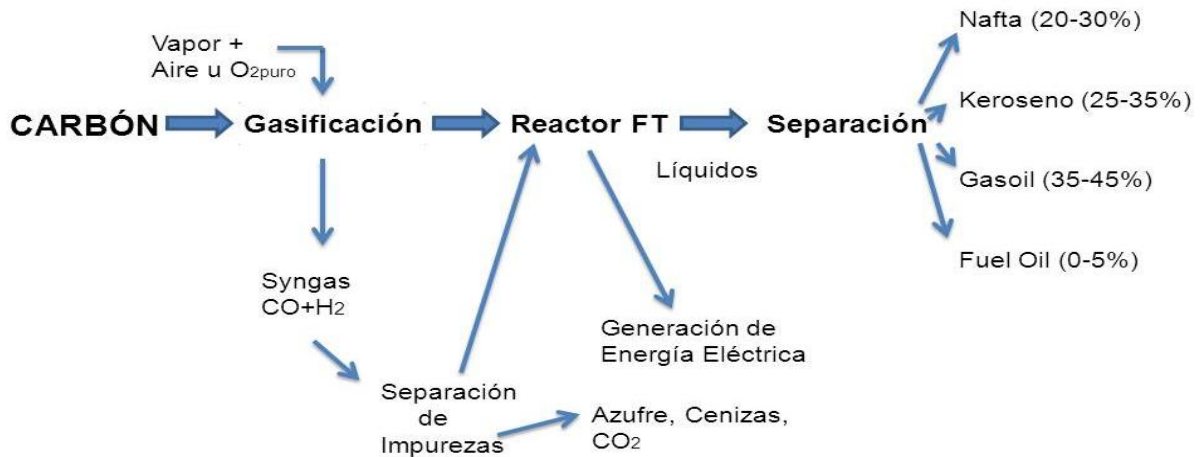
Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

6.1.3 Licuefacción Indirecta

Al contrario de la licuefacción directa, la licuefacción indirecta se basa en generar primero el gas de síntesis que luego es convertido en hidrocarburos líquidos mediante una reacción de Fischer-Tropsch. El único país que ha llevado el proceso a escala industrial es Sudáfrica, ya 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, desarrollaron y usaron la licuefacción indirecta del carbón. El proceso de licuefacción directa desarrollado por Sudáfrica es conocido como proceso SASOL, del cual producen gasolina, diesel y una amplia variedad de químicos industriales.

A continuación se muestra un esquema de los productos y las proporciones obtenidas de los combustibles con la ICL.

Gráfica 14. Productos Obtenidos con la ICL



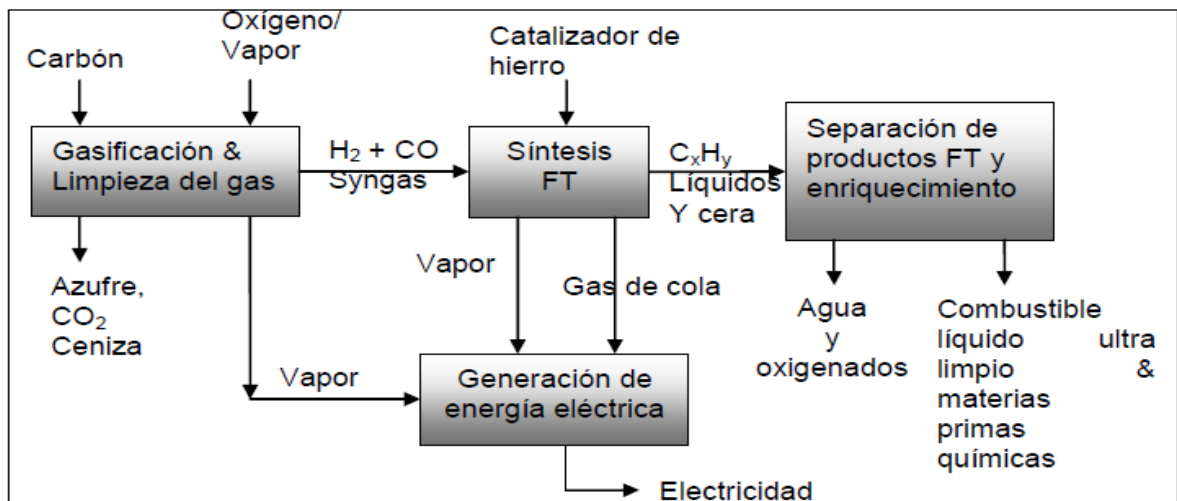
Fuente. Autores.

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.

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 CH_4 , CO , H_2 , H_2S , NH_3 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 H_2/CO mediante la reacción de desplazamiento ($C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$), 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 ($CO + H_2$) 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, diesel y ceras. La obtención selectiva de productos puede ser orientada mediante la selección del catalizador y las condiciones de operación. A continuación se detalla el principal proceso que se lleva a cabo durante la licuefacción indirecta:

Gráfica 15. Esquema del proceso de licuefacción indirecta



Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

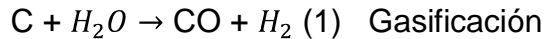
Como se puede observar de la anterior gráfica, el proceso de licuefacción indirecta consta de dos etapas: la gasificación del carbón para obtener el gas de síntesis o syngas y luego la reacción Fischer-Tropsch o reacción FT para obtener los combustibles líquidos.

6.1.3.1 Gasificadores

Existen varios tipos de generadores de gas, pero la idea general es mezclar el carbón con aire u oxígeno puro, y vapor de agua a alta temperatura y alta presión (combustión incompleta). El gas obtenido es una mezcla de CO y de H₂, que se

llama **syngas**. Contiene también CO_2 y óxidos de azufre los cuales hay que retirar para optimizar la etapa siguiente (la licuefacción Fischer Tropsch).

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



La reacción (1) no ocurre naturalmente, hay que inyectar energía: eso se hace con inyección de aire u O_2 a alta temperatura con lo cual ocurre entonces también la reacción (2). Además de estas reacciones, se producen otras reacciones indeseable que producen Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y (SO_2). Estos subproductos son generados debido al azufre que contiene el carbón y deben ser removidos junto con las partículas sólidas que pueda tener el syngas antes de continuar a la siguiente etapa.

Los generadores de gas pueden ser clasificados en función del gas en la entrada (aire u oxígeno puro), y de la tecnología utilizada, las dos tipos de gasificadores más utilizados son:

- **British Gas, Lurgi, SASOL:** Aunque tiene diferentes nombres, es la misma tecnología y utiliza inyección de Oxígeno puro en un lecho fijo/móvil.
- **KRW:** Es el más popular de los generadores de gas utilizando aire, y permite reducir los costes de manera significativa.

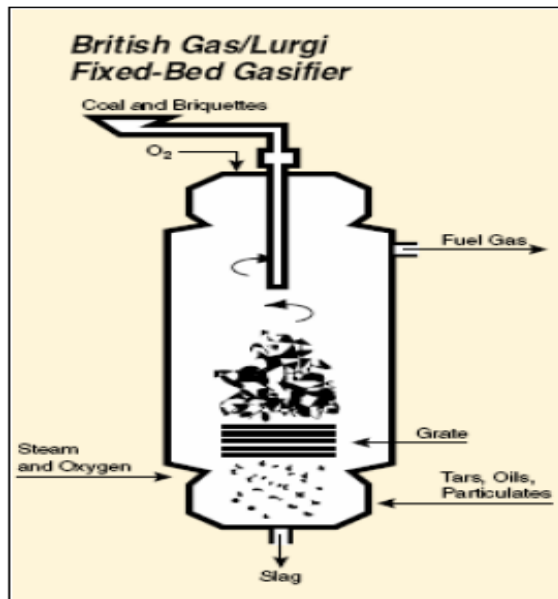
Generadores De Gas De Lecho Móvil / Fijo

Los generadores de lecho móvil y fijo están en la misma categoría porque la tecnología y la configuración son similares, ya que la única diferencia es el 'lecho' (la mezcla donde ocurre la reacción), que puede ser activada mecánicamente, o no. El carbón utilizado debe estar en forma de bloques de tamaño 5 - 50 mm.

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

Los flujos de gases y de sólidos siempre son contrarios. La mezcla donde se produce la reacción (‘Grate’) puede ser activada mecánicamente para acelerar el proceso. Este reactor necesita una unidad de producción de oxígeno puro (al menos 95% O_2), y una unidad de ‘briquetting’ (separación de las partículas de carbón en función del tamaño y coagulación de las partículas de diámetro <5 mm. con betún). En la gráfica 16 se muestra un esquema del gasificador:

Gráfica 16. Esquema de un Gasificador de Lecho Fijo

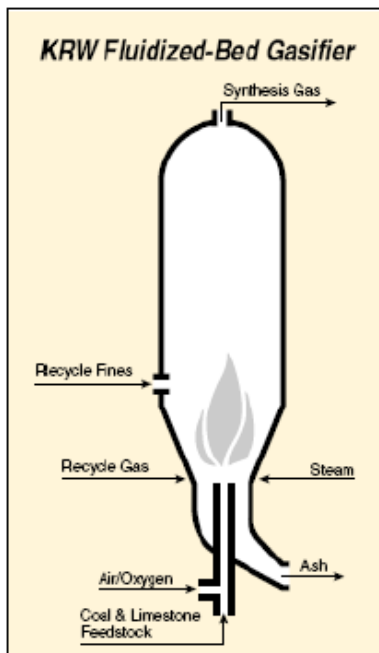


Fuente. Licuefacción del Carbón, Jean Samuel Scherb. 2008.

Generadores De Gas De Lecho Fluidificado

En este tipo de generador, el tamaño del carbón tiene que ser entre 0,5 y 50 mm y el carbón permanece menos de 1 minuto en el reactor. Los flujos de gases y de carbón siguen la misma dirección (ascendente o descendente), y el syngas sale a una temperatura de 700-900°C, lo que crea un problema con los residuos sólidos: a esta temperatura, funden. Entonces este tipo de reactor se utiliza solo con carbones con bajo contenido en cenizas, y hay que controlar la temperatura abajo del dispositivo (donde se forman los residuos sólidos)

Gráfica 17. Esquema de un Gasificador fluidificado tipo KRW



Fuente. Licuefacción del Carbón, Jean Samuel Scherb. 2008.

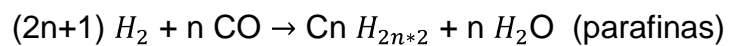
6.1.3.2. La Reacción Fischer-Tropsch o Reacción FT

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

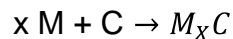
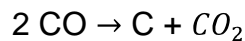
la temperatura de reacción, relación H_2 CO y catalizador; se obtienen: alcanos, alquenos y derivados oxigenados. Hay dos categorías de reactores:

- Con catalizadores basados en hierro, a una temperatura de 330 °C, el reactor produce gasolina y aceites.
- Con catalizadores de cobalto a 200 °C, produce Diesel (gasoil) y ceras.

Estas reacciones se pueden representar:



Es una reacción exotérmica que ocurre en presencia de un catalizador. El producto que resulta del proceso FT es un líquido de muy alta calidad, que no necesita refinado (el tipo de producto obtenido depende de los catalizadores utilizados). Ocurren también dos reacciones parásitas que afectan el CO y el metal M del catalizador:



Estas dos reacciones ocurren a alta temperatura y afectan el rendimiento global de la instalación (el CO es útil mientras que el CO_2 no, y hay destrucción del catalizador, que es el elemento más costoso del reactor). Por lo tanto, es muy importante controlar la temperatura en el reactor FT para limitar estas dos reacciones. En la práctica, el reactor contiene unos circuitos de refrigeración con agua para mantener la mezcla a una temperatura óptima y evitar saltos de temperatura.

El corazón de la unidad FT es el catalizador, el cual es una superposición de varios componentes

- El **metal activo**, que determina los productos. En la práctica no se utilizan metales, sino sus óxidos:
 - **Hierro (Fe)**: Óptimo con una mezcla rica en carbono (relación H₂/CO bajo i.e. syngas producido con carbón). Favorece la producción de gasolina. Su problema es que pierde su actividad con el tiempo, y no puede ser reactivado. Hay que reemplazarlo.
 - **Cobalto (Co)**: Óptimo con una mezcla rica en Hidrógeno (syngas producido con Gas Natural, a este proceso se le llama 'Gas to Liquids'). Favorece la producción de Diesel.
 - **Níquel (Ni)**: 'Universal', pero poco activo. Ahora casi no se utiliza en la industria.
 - **Rubidio (Rb)**: Muy activo con una mezcla rica en Hidrógeno, pero muy costoso.

- Un **promotor de reducción** de tipo Metal noble (Platino Pt, Rubidio Rb) para facilitar la reacción de reducción, para reactivar el metal (reformación del óxido).
- Un **'soporte'**: Es un producto inactivo, con una superficie grande, que sirve de soporte a los componentes activos. En general se utilizan óxidos de aluminio, de titanio o de silicio.
- Un **promotor de oxidación** para facilitar la formación del hidrocarburo sobre la superficie del catalizador. Se utiliza potasio K, zirconio Zr.

Tipos De Reactores

Existen diferentes tipos de reactores, se pueden clasificar de la siguiente forma:

Tabla 6. Clasificación de los reactores FT

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

Fuente. Licuefacción del Carbón, Jean Samuel Scherb. 2008

Reactores Tipo Arge

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

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

- Cambiar el catalizador es una operación complicada (centenares de tubos) y costosa.
- El control de la temperatura no es fácil en el interior de los tubos, donde circula el gas. Una temperatura excesiva puede desactivar el catalizador.

- También, la presión interior de los tubos no es fácil de controlar, y un exceso de presión puede afectar el rendimiento.
- La reacción se hace a temperatura baja (250°C), entonces es óptima con Cobalto (por lo cual es viable para licuar Gas Natural), no es óptima con Hierro (para licuar carbón).

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

Reactores Synthol (Circulating Fluidized Bed Reactors)

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

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

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

Reactores Synthol Avanzado (Fixed Fluidized Bed Reactors)

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

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

Es utilizado en las últimas generaciones de plantas Sasol (SASOL 2 y 3). Así como también es utilizado en la industria petrolífera para licuar los residuos de refinerías (coque de petróleo).

Slurry Phase Reactors (Reactores Ft Con Mezcla Líquida)

Estos reactores operan a baja temperatura (250°C), y con catalizadores de Cobalto, por lo cual son más adecuados para la licuefacción del gas natural. El 'slurry bed' es una mezcla líquida de catalizador en polvo (diámetro 50-80 μm) y de ceras de hidrocarburo. El syngas circula en esta mezcla bajo forma de burbujas. Hay un circuito de agua para enfriar la mezcla.

Sus ventajas son:

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

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

6.1.3.3 Proceso SASOL

Debido a que SASOL es la única compañía que lleva décadas operando plantas comerciales de ICL, se va a detallar el proceso de estas plantas.

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 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 H_2
- Control estricto en H_2S , SO_x y NO_x , Hg y potencialmente CO_2

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, más olefínicos incluyendo gasolina, petroquímicos y químicos oxigenados. La gasolina producida por enriquecimiento de los productos primarios es de una calidad particularmente buena.

A continuación se muestra un diagrama de flujo en detalle de la planta de SASOL en Sudáfrica mostrando el esquema del proceso.

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, CO_S , H_2S , NH_3 , 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 CO_S (sulfuro de carbonilo) en el que el CO_S y el HCN se hidrolizan hasta H_2S , 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 H_2S que contiene el syngas se elimina preferencialmente por enfriamiento, con el uso de un solvente selectivo. El H_2S 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 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 CO_2 que se comprime a 155 atm. El vapor pobre en CO_2 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 más 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.

7. ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS CTL PARA UNA PLANTA EN COLOMBIA

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 diesel. Dicho análisis se hace teniendo en cuenta las dos principales tecnologías de licuefacción: la directa (DCL) y la indirecta (ICL), siendo estas las más viables y las que tienen en operación plantas piloto o comerciales. Para hacer este análisis se hizo un estudio partiendo de tres factores principales:

- Análisis Técnico de las dos principales tecnologías CTL, la tecnología de conversión directa de carbón o DCL y la tecnología de conversión indirecta del carbón o ICL.
- Análisis del Impacto Ambiental, un estudio sobre los principales contaminantes que generaría no solo la planta sino también la extracción del carbón en las minas, además se detalla cómo podrían mitigarse estos efectos al tratarse y venderse estos subproductos en el mercado colombiano.
- Estudio Económico, se hace un análisis sobre los posibles costos que se tendría al construir una planta CTL en Colombia así como unas proyecciones sobre el precio del carbón a futuro, lo cual es fundamental para la planta ya que es la materia prima del proceso.

7.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS CTL

Los procesos industriales se evalúan considerando los siguientes criterios:

- Porcentaje de conversión del carbón. Se refiere a la cantidad de carbón convertido a combustibles líquidos, que el proceso logra alcanzar.
- Porcentaje de conversión selectiva. Se define como la cantidad de carbón convertido a destilado (nafta y diésel), durante el proceso.
- Tamaño de planta. Este criterio está basado en el tamaño de planta comercial y/o de demostración que el proceso posee en la actualidad.
- Experiencia comercial. Muestra el grado de avance en la construcción de plantas a nivel comercial y/o de demostración.

7.1.1 Licuefacción Directa o DCL

Existen diferentes tecnologías y procesos desarrollados por distintos países para la licuefacción directa del carbón. Sin embargo, estas tecnologías difieren en cuanto al tamaño de la planta piloto y los productos obtenidos así como en costos y rendimiento de los procesos. Por ello, se hace una preselección eliminando los procesos que no sean viables o que no se hayan desarrollado lo suficiente.

Partiendo de esta premisa, 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), Kohleoel (Alemania), y Nedol (Japón). En la siguiente tabla se pueden ver las principales características de los distintos procesos DCL con las características propias de cada uno y el porcentaje de conversión de carbón a combustibles líquidos.

Tabla 7. Principales Características de los Procesos DCL.

| 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. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

Conversión de Carbón

Con base en los datos de la tabla, se puede descartar el proceso EDS debido a que el porcentaje de conversión de carbón es muy bajo (70%) comparado con los otros procesos que tienen porcentajes altos, haciendo este proceso económicamente inviable.

La evaluación comparativa se hace entonces, teniendo en cuenta el porcentaje de conversión selectiva, que en el SRC II es de 47.3 % al igual que el de los otros dos procesos Kohleoel y Nedol con 57,9% y 48,1% respectivamente 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%³², porcentaje máximo obtenido los procesos hasta ahora evaluados.

Tamaño de Planta

Al revisar los datos del tamaño de la planta en el cuadro, resulta claro que el proceso H-Coal, H-Coal CMSL y EDS son las plantas de mayor tamaño actualmente en operación, este dato es muy importante ya que con base en él se puede concluir cual proceso es viable para construir una planta comercial en Colombia siguiendo el modelo de dichas plantas. Sin embargo, ya que el proceso EDS ya se descartó anteriormente, solo quedan como opción el proceso H-Coal y su variante.

Situación Actual

El estado actual de desarrollo de estas tecnologías es un factor muy importante a considerar si se quiere tener como una opción viable para la construcción de una planta en Colombia. El siguiente cuadro muestra la actual situación:

³² 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

Tabla 8. Situación Actual de las Tecnologías DCL

| Proceso P | Situación actual |
|-----------|---------------------------------|
| SRC II | No hay construcción |
| EDS | No hay construcción |
| Kolehoel | Desarrollo hasta 1988 |
| H coal | Evoluciona a CMSL |
| Nedol | Continua en desarrollo |
| CMSL | En construcción Shenhua (China) |

Fuente. UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

Como se puede observar, el proceso DCL más desarrollado es el H-Coal el cual continua desarrollándose hasta la variante CMSL, del cual en 2009 se construyó una planta en China.

7.1.1.1 Calidad De Los Productos Obtenidos En Los Procesos DCL

La calidad del producto depende de su composición y estructura, es decir, depende del tipo de carbón utilizado y sus características específicas. 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.

Debido principalmente a la conversión selectiva de carbón y al desarrollo tecnológico se puede concluir que el proceso DCL más viable a utilizar sería el H-Coal CMSL seguido por el proceso H-Coal.

7.1.2 Licuefacción Indirecta o ICL

Actualmente la única empresa que opera plantas CTL a escala comercial de licuefacción indirecta es Sasol (Sudáfrica). Sin embargo, otras empresas de Estados Unidos tienen plantas piloto en fase de proyecto como son Rentech, Syntroleum y Headwaters los cuales usan un esquema parecido al de Sasol. Debido a esto, para el caso de licuefacción indirecta se toma el diseño de la planta de Sasol como modelo de comparación a las tecnologías DCL, ya que es la de mayor experiencia.

Conversión de Carbón

Para evaluar el porcentaje de conversión de carbón se debe estimar tanto la conversión en el gasificador como en el proceso de reacción de síntesis. Según los datos publicados por Sasol, la conversión en el gasificador del carbono a gas de síntesis (CO) es del 79.10 %³³ y el porcentaje de conversión a hidrocarburos líquidos en la unidad FT es del 95 %. Luego la conversión total es:

$$\text{Conversión total} = \text{Conversión en gasificador} * \text{conversión FT}$$

$$\text{Ct} = 79.1 * 0.95$$

$$\text{Ct} = 75.14 \%$$

Sin embargo, el porcentaje de conversión a combustibles para automotores (naftas y diesel) es del 41%. Por lo tanto la conversión selectiva será:

$$\text{Conversión Selectiva} = \text{Conversión en gasificador} * \text{conversión selectiva FT}$$

$$= 79.1 * 0.41$$

$$= 32.43\%$$

³³ **Fuentes:** 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.

Las eficiencias térmicas para el proceso indirecto es del 37% para Sasol I y del 50% para Sasol II y III³⁴ y tienen una producción de combustibles de 50000 b/d para Sasol I y de 150000 b/d para Sasol II y III.

Tipo de Carbón

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.

7.1.2.1 Calidad De Los Productos Obtenidos en el Proceso ICL

La calidad del producto en el proceso indirecto depende del reactor, el catalizador, la relación H_2/CO y las condiciones de operación. El proceso se puede realizar a alta o baja temperatura. Cuando el proceso se realiza a alta temperatura ($T > 320^\circ C$, 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 posteriormente.

³⁴ DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY. COAL LIQUEFACTION TECHNOLOGY DTI. Technology Status Report 10. Clearer coal technology programme. London. 1999 Available from World Wide Web <http://www.dti.gov.uk/files/file18326.pdf>

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 químicos.

7.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

Independientemente de la tecnología utilizada, ya sea DCL o ICL, 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 carbono. Los combustibles sintéticos del carbón se pueden utilizar directamente en los vehículos actuales, sin necesidad de modificaciones. 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 de nitrógeno se pueden reducir hasta en un 60%³⁵.

Las dos principales tecnologías CTL tienen diferencias que impactan directamente en el aspecto ambiental. A continuación se presenta un resumen de las principales características de ambas tecnologías.

- 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).

³⁵ 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.
- 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 en el proceso ICL permite separar fácilmente una gran parte del CO_2 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.

A continuación se presenta una tabla con las principales características que afectan al medio ambiente y su comparación con las normas regulatorias de la actualidad en Colombia y en el Mundo. Como se puede observar, las tecnologías CTL cumplen ampliamente con los requerimientos de calidad de los combustibles no solo en Colombia, sino también en Estados Unidos y de la Unión Europea, las cuales son de las más estrictas en el mundo.

Además las normas regulatorias colombianas se han vuelto cada vez más estrictas como se observa en la gráfica 19 y es de esperar que continúen siendo más severas en los próximos años.

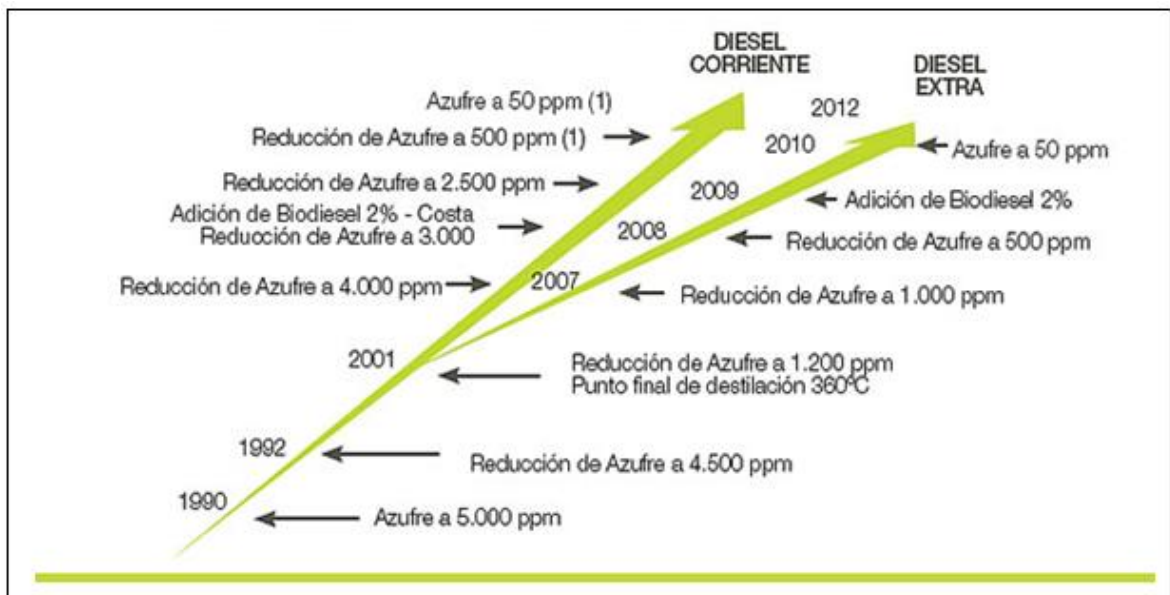
Sin embargo, las tecnologías CTL aun podrán cumplir con dichas normas lo cual las hace ideales para utilizarse en el país, especialmente la tecnología de conversión Indirecta o ICL la cual produce combustibles líquidos aún más limpios que la tecnología DCL.

Tabla 9. Comparación de Las Normas Regulatorias de Combustible Diesel en el Mundo y de las Tecnologías CTL.

| Característica | Normas Regulatorias de Carburantes | | | Tecnología CTL | |
|---------------------|------------------------------------|-----------------|---------------|----------------|--------|
| | Colombia | California (EU) | Unión Europea | DCL | ICL |
| Azufre (ppm) | <500 | <500 | <10 | 50-150 | 1 |
| Número de Cetano | >45 | >48 | >50 | 30-40 | >73 |
| Aromáticos (% Vol.) | <33 % | <10 % | <10 % | 15-40 % | <0.5 % |
| Biodegradable | No | | | | Si |

Fuente. Modificada de: Estudio de la Tecnología “Carbón a Líquidos” Como Fuente Alternativa al Petróleo Crudo y Gas Natural para la Obtención de Nafta y Diesel, Roberto Repetto Olivares. 2010

Gráfica 19. Calidad del Diesel colombiano a través del tiempo



Fuente. ECOPETROL. Calidad de los Combustibles, Diesel.2012

7.2.1 Impacto Del Carbón En El Medio Ambiente

La construcción de una planta CTL va a generar unos impactos negativos sobre el medio ambiente como los que produce cualquier proceso o actividad humana. Sin embargo, la gran mayoría de dichos impactos pueden ser reducidos o mitigados si se llevan a cabo los debidos procesos medioambientales. Además los subproductos que puede generar la planta pueden ser utilizados e inclusive comercializados para de esta forma obtener beneficios extras al operar la planta como se detallará más adelante.

Además del impacto que pueda causar la construcción y operación de una planta CTL, también es necesario considerar el impacto que genera la operación y explotación de las minas de carbón, las cuales son fundamentales, ya que son la materia prima de la planta CTL.

7.2.1.1 Extracción De Carbón Y Medio Ambiente

La extracción de carbón, especialmente la extracción en superficie, requiere la conversión provisional de grandes zonas de suelo. Esto crea diferentes desafíos medioambientales, incluyendo la erosión del suelo, ruido y polución del agua, así como impactos en la biodiversidad. Se han tomado medidas en las explotaciones modernas para minimizar estos impactos, los cuales son enumerados a continuación:

Alteraciones terrestres: Durante los últimos años se llevan a cabo estudios sobre el entorno antes de iniciar una explotación minera para definir las condiciones existentes e identificar problemas potenciales. Los estudios se centran en el impacto de la explotación en la superficie y en el agua, en los suelos, en el uso local de la tierra y en las poblaciones nativas de vegetación y fauna. Se realizan

simulaciones informáticas para crear modelos de impacto medioambiental en la zona. Las conclusiones se revisan como parte del proceso que lleva a otorgar el permiso de explotación por parte de las autoridades competentes.

Además es necesario aclarar que la explotación de carbón a cielo abierto es la que mayor impacto ambiental genera si se compara con la explotación de carbón subterránea, ya que es necesario destruir todo el ecosistema en superficie para extraer el carbón de esta forma. Por lo tanto es mucho más difícil mitigar el impacto ambiental de una mina de carbón a cielo abierto.

Gráfica 20. Mina de Carbón a Cielo Abierto



Fuente: www.upme.gov.co

Hundimiento de explotaciones: Un problema que puede asociarse a la extracción de carbón subterránea son los hundimientos, en los que el nivel del suelo baja como resultado de la extracción realizada en el subsuelo. Un conocimiento exhaustivo de los patrones de subsistencia en una zona concreta permite cuantificar los efectos de una explotación subterránea en la superficie.

Esto asegura la recuperación máxima y segura de un yacimiento, al mismo tiempo que proporciona protección para el resto de usos del suelo.

Polución del agua: El drenaje de ácidos de la mina (AMD) es un gran problema que se debe resolver primero. Esta, es agua rica en metales formada a partir de la reacción química producida entre el agua y las rocas que contienen minerales con azufre. El flujo formado suele ser ácido y proviene de zonas en las que las actividades de extracción de carbón o de mineral de hierro están expuestas a rocas que contienen pirita, un mineral cargado de azufre. El AMD se forma cuando la pirita reacciona con el aire y el agua para formar hierro disuelto y ácido sulfúrico. Este flujo de ácido disuelve los metales pesados como el cobre, el plomo y el mercurio en la tierra, el cual termina en las distintas fuentes hídricas como ríos o lagos contaminando tanto la vida silvestre como los asentamientos humanos que dependen de este recurso vital.

Polvo y contaminación acústica: Durante las operaciones de extracción, el impacto del aire y del ruido en los trabajadores y en las comunidades locales puede minimizarse mediante modernas técnicas de extracción y equipos especializados. El polvo puede estar causado por los camiones circulando por caminos no sellados, operaciones de trituración del carbón, perforaciones y el paso del viento por la zona del yacimiento. Los niveles de polvo pueden controlarse mediante la pulverización de agua en los caminos, pilas de escombros y cintas transportadoras. Plantar árboles en estas zonas de barrera también puede minimizar el impacto visual de las operaciones de extracción para las comunidades locales. En los mejores casos, las explotaciones cuentan con sistemas de control de ruido y vibración, para que los niveles de ruido puedan medirse y garantizar que la mina se encuentra dentro de los límites especificados.

Rehabilitación: La extracción de carbón es siempre de carácter temporal, por lo que resulta vital que la rehabilitación de la tierra tenga lugar después de finalizar

las operaciones de extracción. Las actividades de reclamación de la explotación se llevan a cabo gradualmente: conformación de las pilas de escombros, restitución del suelo superior, siembra de plantas y árboles en las zonas donde ha finalizado la explotación. Debe prestarse atención a la reubicación de arroyos, fauna y otros recursos valiosos. La tierra reclamada puede tener muchos usos, incluyendo la agricultura, explotación forestal, espacio protegido y de recreo.

7.2.1.2 Contaminantes Generados En Una Planta CTL

La operación de una planta CTL va a generar una serie de subproductos derivados del proceso de conversión de carbón a combustibles líquidos, estos subproductos son generados principalmente por los contaminantes que tiene presente el carbón como azufre y cenizas. Los porcentajes de estos contaminantes varían según el tipo de carbón y por lo tanto, la cantidad de subproductos a tratar. A continuación se detallan estos contaminantes:

El Azufre

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

- Durante la gasificación: el azufre sólido reacciona con el oxígeno y forma óxido de azufre SO_2 . Este gas contribuye al calentamiento de la atmósfera, como el CO_2 .
- También durante la gasificación, el azufre reacciona con los dos componentes del syngas: con el CO forma CO (tóxico) y con el Hidrógeno,

H_2S (tóxico y ácido, que ataca los componentes metálicos, tubos y reactores de la instalación).

- Durante el proceso directo, el azufre reacciona con el hidrógeno inyectado para formar H_2S , y con el CO para producir COS . Para limpiar el gas de estos productos, la primera etapa es transformar el COS en H_2S , porque no es posible tratar el COS directamente. Después, hay que separar el H_2S del syngas, con un solvente de tipo amina (por ejemplo la metildietanol amina MDEA). Con este H_2S , se tienen dos opciones: producir azufre sólido, o ácido sulfúrico.

Polución Atmosférica Con Óxidos De Nitrógeno NO_2 Y NO .

A alta temperatura, el nitrógeno N_2 del aire reacciona con el oxígeno O_2 y forma óxidos de nitrógenos NO y NO_2 . Estos productos tienen un efecto irritante, y contribuyen en la polución atmosférica. Esto ocurre únicamente durante la fase de gasificación de la licuefacción indirecta (no hay combustión durante la licuefacción directa). Existen dos métodos para limitar la producción de estos óxidos:

- Utilizar oxígeno puro en vez de aire: la mayoría de los generadores de gas utilizan oxígeno puro (en realidad 95% O_2 + 5% N_2) para mejorar el rendimiento.
- Controlar la temperatura en el generador de gas. En todos los generadores de gas, hay dispositivos de control de la temperatura porque la temperatura tiene una influencia sobre el rendimiento. Así, en los generadores de gas del mercado, la cantidad de NO y NO_2 producida no es significativa (menos de 0,1 % en volumen), y puede ser rechazada en la atmósfera.

Partículas Sólidas

El syngas producido durante la etapa de gasificación, contiene unas partículas minerales (cenizas de carbón). Estas partículas no queman, y cuando están en los carburantes contribuyen en la polución atmosférica. Es entonces importante separar el syngas de ellas. Igualmente en la tecnología DCL se generan cenizas que deben ser removidas del combustible líquido antes de poder utilizarse.

Tratamiento Del Agua

El agua se utiliza para 'limpiar' el syngas (en depuradores), pero también es mezclada con el carbón en el generador de gas, y después recuperada bajo forma de vapor. Esta agua contiene muchos materiales tóxicos, principalmente ácido clorhídrico (HCL), Mercurio (Hg), Plomo (Pb), compuestos sulfurosos (H_2SO_4 , H_2S , COS) y amoníaco (NH_3). Esta agua puede ser reciclada en la planta (mezclada con el carbón), pero hay que limpiarla, porque estos productos podrían acumularse y dañar las instalaciones, además de crear un riesgo para el medio ambiente en caso de fuga. El proceso utilizado en la industria es muy simple: el agua es evaporada, el vapor recuperado y condensado (el agua recuperada es reutilizada en un circuito cerrado), y los sólidos vendidos a empresas especializadas que van a recuperar los diversos productos. El agua obtenida así no es completamente pura, pero no tiene ningún impacto medioambiental, porque es utilizada en circuito cerrado.

7.2.1.3 Mitigación Del Impacto Ambiental Generado Por Una Planta CTL

Cenizas Del Carbón

Como ya se ha planteado en el proceso 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 vías.³⁶

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. Este es un factor importante a tener en cuenta para la localización de una planta CTL en alguna región de Colombia.

Azufre

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, entre otros. 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 macroatomos requerido por los cultivos para su producción.

En la ganadería, el azufre es un elemento muy importante debido a que una de las limitantes de mayor incidencia en la ganadería vacuna es el pastoreo en zonas tropicales genera desnutrición del ganado, 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., siendo por ende bajo el contenido de azufre en los pastos y leguminosas, lo que contribuye a una baja producción de leche.

³⁶ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. 2007

Debido a lo anterior la producción de azufre en una planta CTL puede ser aprovechada en la ganadería para mejorar la calidad de los suelos de pastoreo del ganado vacuno.

El mercado nacional actualmente está insatisfecho en cuanto a producción de azufre y debe importarlo, 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 toneladas de azufre por día³⁷), por tanto hay un espacio en el mercado nacional para el aprovechamiento del azufre generado como residuo en la planta CTL.

Dióxido De Carbono (CO_2)

Teniendo en cuenta el gran volumen de emisiones de CO_2 generadas por el proceso ICL, y el impacto que este proceso genera si es liberado a la atmosfera al contribuir al calentamiento global, es importante mitigar el impacto ambiental que este ocasiona.

Para ello se puede utilizar un proceso que se conoce como secuestro del dióxido de Carbono o CCS por sus siglas en inglés (Carbon Capture and Storage). El proceso CCS se refiere al almacenamiento del CO_2 en formaciones geológicas profundas o en yacimientos petrolíferos ya depletados, en donde es almacenado de forma indefinida para evitar su liberación a la atmósfera. Este proceso requiere de grandes cantidades de energía para comprimir y transportar el dióxido de carbono hasta las grandes profundidades de los yacimientos en donde sea almacenado.

³⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyecto de hidrotratamiento para la refinería de Barrancabermeja. Documento COMPES 3299. Bogotá, 2007.

Sin embargo, el CO_2 puede ser utilizado en la industria petrolera como un método de recobro mejorado de petróleo, 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 CO_2 , se valoriza al facilitar la extracción adicional de pozos petroleros agotados lo cual a los precios actuales es muy atractivo, haciendo viable el aprovechamiento del CO_2 como gas de inyección en campos maduros y su posible venta a las compañías petroleras.

7.3 ESTUDIO ECONÓMICO

Para llevar a cabo un estudio sobre la factibilidad de implementar una planta CTL en Colombia, una parte esencial a analizar es el aspecto económico. Para dicho análisis se basó en el estudio sobre el costo de capital, es decir la inversión necesaria para construir la planta y el costo operativo que se requiere para mantener la planta funcionando.

Debido a que actualmente solo existen plantas de tecnología indirecta o ICL de forma comercial y solo hasta ahora está en fase piloto una planta DCL en China, no es posible hacer una comparación económica de las dos principales tecnologías CTL y por ello solo se hace un estudio sobre el costo económico de desarrollar una planta de conversión de carbón a líquidos sin tener en cuenta si es una planta ICL o DCL.

El primer factor a tener en cuenta es el costo de capital o inversión, conocido como CAPEX por sus siglas en inglés (Capital Expenditure), dicho CAPEX es mayor que el de una refinería de crudo convencional pero si se compara con otras fuentes de combustibles alternas, las plantas CTL resultan ser las de menor costo debido principalmente al bajo costo del carbón requerido para que opere la planta.

El rango de inversión de capital de una planta CTL está en el orden de US \$50000 a \$70000 por barril diario de capacidad³⁸. Este, es un valor bastante inferior si se compara por ejemplo con el biodiesel que es del orden de US \$100000 a \$145000 por barril diario de capacidad.

Tomando un valor promedio de US \$60000 para una planta CTL y asumiendo una producción de 50000 bpd de combustibles líquidos el CAPEX sería de:

$$\begin{aligned} \text{Inversión de Capital} &= \text{US } \$60000 \times 50000 \text{ bpd} \\ \text{Inversión de Capital} &= 3000 \text{ Millones de Dolares} \end{aligned}$$

Este es un valor estimado de la inversión necesaria para construir una planta CTL sin importar si es tecnología Directa (DCL) o Indirecta (ICL). Sin embargo, debido a la mayor facilidad y flexibilidad de una planta ICL y a que puede ser construida de forma modular los costos de inversión serían menores si se compara con una planta DCL.

7.3.1 Costo Operacional

Para que los costos operacionales no aumenten en gran medida es necesario que la planta CTL esté ubicada en un sitio cercano a la extracción de la materia prima, en un lugar estratégico para el acopio del mineral, venta de los productos terminados y fácil acceso del transporte. A continuación se muestra una tabla con

³⁸ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf

los distintos factores que afectan el costo operacional u OPEX por sus siglas en inglés.

Tabla 10. Principales Factores que afectan el OPEX

| No | Factores | Subfactores |
|----|--|---|
| 1 | Mercado | -Distribución actual y futura de productos. - Distancias y costos de transporte. Productos para consumo y/o refinación. - Precio actual (tendencia) de los productos. - Productos sustitutos |
| 2 | Materia Prima | -Cercanos a las fuentes de materia prima con grandes reservas. - Disponibilidad y costos de transporte. |
| 3 | Transporte | -Cercanía a refinerías. - Vía terrestre y marina. - Costos de transporte. |
| 4 | Mano de Obra | -Disponibilidad. - Costo de mano de obra. - Niveles de capacitación. |
| 5 | Política legal, ambiental y tributaria | -Normas y reglamentos de control ambiental. - Existencia de cuerpos de agua que pueden resultar afectados. - Existencia de comunidades indígenas u otras restricciones gubernamentales y legales para el uso de terrenos. - Regímenes impositivos y regalías |
| 6 | Disponibilidad de Servicios Básicos | -Disponibilidad en cantidad y calidad (agua, energía, etc.). - Régimen tarifario. - Interconexión a red de información nacional e internacional |

Fuente. Autores.

Como se puede observar de la tabla anterior, el aumento de los costos operacionales está estrechamente vinculado a dos factores:

- Localización de la planta y la cercanía de dicha planta tanto a la fuente de materia prima, en este caso, la mina de carbón, como a los mercados centrales de distribución del combustible, es decir, las ciudades.
- Precio del carbón, ya que es la materia prima de la planta, su fluctuación influye en gran medida en el costo operacional.

Según el estudio llevado a cabo por el DOE (Departamento de Energía de Estados Unidos) el costo operacional de una planta DCL con una producción de aproximadamente 50000 bpd de combustibles líquidos es del orden de \$500 a \$600 Millones de dólares anuales³⁹. Este valor varía según si es una planta DCL o ICL. Así, para una planta de conversión directa se requiere una menor cantidad de carbón al tener un índice mayor de conversión de carbón a combustibles líquidos y por lo tanto su OPEX será menor que el de una planta ICL.

7.3.2 Precio Del Carbón

Los precios en el mercado interno del carbón térmico durante el 2011 presentaron un comportamiento estable, con precio promedio por tonelada reportado por las termoeléctricas de \$111.501/t, equivalente a 60,37 US\$/t. Históricamente se presenta una tendencia creciente y sostenida, alcanzando el mayor precio en 2008, al llegar a \$114.218 por tonelada; pero decrece un 17,39% en el año 2009, debido principalmente al estallido de la crisis económica a nivel mundial que afectó

³⁹ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf

al sector energético. Sin embargo, logró nuevamente su recuperación en los años 2010 y 2011.

En la siguiente tabla se puede ver el precio histórico del carbón térmico por tonelada y como ha ido en aumento.

Tabla 11. Precio del Carbón Térmico en Colombia

| Año | \$/t | Año | US\$/t | Año | \$/t | Año | US\$/t | Año | \$/t | Año | US\$/t |
|------|--------|------|--------|------|--------|------|--------|------|---------|------|--------|
| 1994 | 24.187 | 1994 | 29,26 | 2000 | 29.234 | 2000 | 14,00 | 2006 | 62.000 | 2006 | 55,00 |
| 1995 | 24.367 | 1995 | 26,70 | 2001 | 30.046 | 2001 | 13,07 | 2007 | 75.233 | 2007 | 37,00 |
| 1996 | 24.547 | 1996 | 23,69 | 2002 | 33.220 | 2002 | 13,25 | 2008 | 114.218 | 2008 | 47,42 |
| 1997 | 28.581 | 1997 | 24,76 | 2003 | 41.355 | 2003 | 14,37 | 2009 | 94.359 | 2009 | 43,14 |
| 1998 | 27.072 | 1998 | 18,89 | 2004 | 75.040 | 2004 | 28,57 | 2010 | 99.639 | 2010 | 52,47 |
| 1999 | 39.758 | 1999 | 22,61 | 2005 | 55.762 | 2005 | 20,66 | 2011 | 111.510 | 2011 | 60,37 |

Fuente. Cadena del Carbón, UPME, 2012

Con respecto a las perspectivas de precios del carbón a futuro, la proyección elaborada por la UPME sobre los precios corresponde a la estimación de la proyección de precios FOB de carbón promedio para transacciones internacionales. El estudio presenta tres escenarios (bajo, medio y alto), donde se puede ver la variación de acuerdo a cada nivel, teniendo en cuenta dos proyecciones que parten de una base. Este precio corresponde a carbón térmico.

Se espera que en el mediano plazo los precios se mantengan altos y pueden oscilar alrededor de 100 US\$/t. La falta de un sustituto de corto plazo para el carbón y lo ocurrido con la planta de Fukushima en Japón van a permitir que el carbón continúe siendo un combustible con alta demanda para la generación de energía.

Con base en las proyecciones de precios de la siguiente tabla se puede asumir un valor estable del precio del carbón en un valor de US \$ 70/t para los próximos años. Este valor es muy importante en el análisis económico de una planta CTL ya que es el principal factor en el costo operacional u OPEX.

Tabla 12. Proyecciones de Precios del Carbón Térmico para Exportación

| FECHA | BASE | | | PROYECCIÓN 1 | | | PROYECCIÓN 2 | | |
|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | ESC BAJ US\$/t | ESC MED US\$/t | ESC ALT US\$/t | ESC BAJ US\$/t | ESC MED US\$/t | ESC ALT US\$/t | ESC BAJ US\$/t | ESC MED US\$/t | ESC ALT US\$/t |
| 01/01/2010 | 63,51 | 71,36 | 79,22 | 63,51 | 71,36 | 79,22 | 63,51 | 71,36 | 79,22 |
| 01/02/2010 | 62,26 | 70,47 | 78,68 | 62,26 | 70,47 | 78,68 | 62,26 | 70,47 | 78,68 |
| 01/03/2010 | 62,28 | 70,50 | 78,72 | 62,28 | 70,50 | 78,72 | 62,28 | 70,50 | 78,72 |
| 01/04/2010 | 62,94 | 71,19 | 79,44 | 62,94 | 71,19 | 79,44 | 62,94 | 71,19 | 79,44 |
| 01/05/2010 | 63,48 | 71,77 | 80,07 | 63,48 | 71,77 | 80,07 | 63,48 | 71,77 | 80,07 |
| 01/06/2010 | 64,05 | 72,40 | 80,76 | 62,98 | 71,25 | 79,53 | 62,10 | 70,37 | 78,64 |
| 01/07/2010 | 64,23 | 72,61 | 80,98 | 62,82 | 71,08 | 79,34 | 61,69 | 69,92 | 78,14 |
| 01/08/2010 | 64,29 | 72,67 | 81,06 | 62,77 | 71,03 | 79,28 | 61,56 | 69,77 | 77,98 |
| 01/09/2010 | 64,31 | 72,70 | 81,08 | 62,76 | 71,01 | 79,26 | 61,52 | 69,72 | 77,92 |
| 01/10/2010 | 64,32 | 72,70 | 81,09 | 62,75 | 71,00 | 79,25 | 61,51 | 69,71 | 77,90 |
| 01/11/2010 | 64,32 | 72,71 | 81,09 | 62,75 | 71,00 | 79,25 | 61,50 | 69,70 | 77,90 |
| 01/12/2010 | 64,32 | 72,71 | 81,09 | 62,75 | 71,00 | 79,25 | 61,50 | 69,70 | 77,90 |
| 2011 | 64,01 | 72,37 | 80,72 | 61,96 | 70,18 | 78,40 | 61,50 | 69,70 | 77,89 |
| 2012 | 63,55 | 71,86 | 80,17 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 61,50 | 69,70 | 77,89 |
| 2013 | 63,31 | 71,60 | 79,88 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 59,73 | 67,97 | 76,22 |
| 2014 | 63,31 | 71,60 | 79,88 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2015 | 62,68 | 70,93 | 79,18 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2016 | 62,15 | 70,37 | 78,58 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2017 | 62,15 | 70,37 | 78,58 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2018 | 62,15 | 70,37 | 78,58 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2019 | 62,15 | 70,37 | 78,58 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |
| 2020 | 62,48 | 70,71 | 78,94 | 61,50 | 69,70 | 77,89 | 58,27 | 66,53 | 74,78 |

Fuente. Cadena del Carbón, UPME, 2012

7.3.3 Costo De Oportunidad Del Carbón

Otro factor a tener en cuenta es el costo de oportunidad del carbón, este se entiende como aquel costo en que se incurre al tomar una decisión y no otra. Es aquel valor o utilidad que se sacrifica por elegir una alternativa A y despreocupar una alternativa B. Tomar un camino significa que se renuncia al beneficio que ofrece el camino descartado.

En el caso del carbón, se refiere a la oportunidad que tienen las empresas para vender el carbón producido directamente al mercado, el cual puede ser nacional o el de exportación, o, invertir en la construcción de una planta CTL y utilizar el carbón explotado para la producción de combustibles líquidos. Obviamente, las empresas escogerán aquella opción que le genere menores riesgos y mayores utilidades con la menor inversión posible.

En el caso de la industria carbonífera de Colombia se presenta el hecho de que el mercado está dividido en dos grandes regiones:

- Mercado de la costa atlántica, representado por el carbón del Cerrejón en la Guajira y las minas de carbón del Cesar.
- Mercado Interior, las distintas regiones carboníferas de Colombia que están presente en el interior del país como Santander, Boyacá, Antioquia, Cundinamarca, Norte de Santander, entre otras.

Estos dos mercados se diferencian principalmente en que el primero dedica prácticamente en su totalidad la producción del carbón al mercado extranjero, exportándolo por puerto hacia los mercados extranjeros. En cambio, el mercado del interior tiene muy pocas posibilidades de exportar el carbón ya que el costo de los fletes para el transporte del carbón hasta los puertos en la costa atlántica

elevaría en gran medida el precio al cual lo venderían haciéndolo poco competitivo con los precios del carbón de la Costa Caribe.

Debido a lo anterior, el costo de oportunidad de una planta CTL en el mercado de la costa es muy bajo ya que a estas empresas les resultan más rentable y menos riesgoso exportar el carbón hacia otros países. Esto es especialmente cierto si se tiene en cuenta que el precio del carbón está en aumento y se espera que se mantenga a un elevado precio para los próximos años.

En cambio, para el caso del mercado del interior del país, las empresas carboníferas se encuentran con el dilema de que casi todo el carbón que producen es para el consumo del país, por lo tanto, no pueden producir más carbón del que se demanda actualmente ya que no tienen donde venderlo. Esta es la principal razón de porque se invierte más en la explotación del carbón en la Costa Caribe que en el interior del país.

De modo que, la construcción de una planta CTL en el interior del país solucionaría este problema ya que las empresas carboníferas podrían aumentar su producción de carbón y utilizarlo en el consumo de la planta de modo que aumentarían sus ingresos, además sería un incentivo más para explotar los recursos a nivel de estas zonas.

Por lo tanto el costo de oportunidad de una planta CTL en el interior del país es alto, haciéndolo bastante viable su construcción al eliminar dos problemas para el país; la falta de diesel de alta calidad y muy limpio y el aumento en la exploración y explotación del carbón en el interior del país.

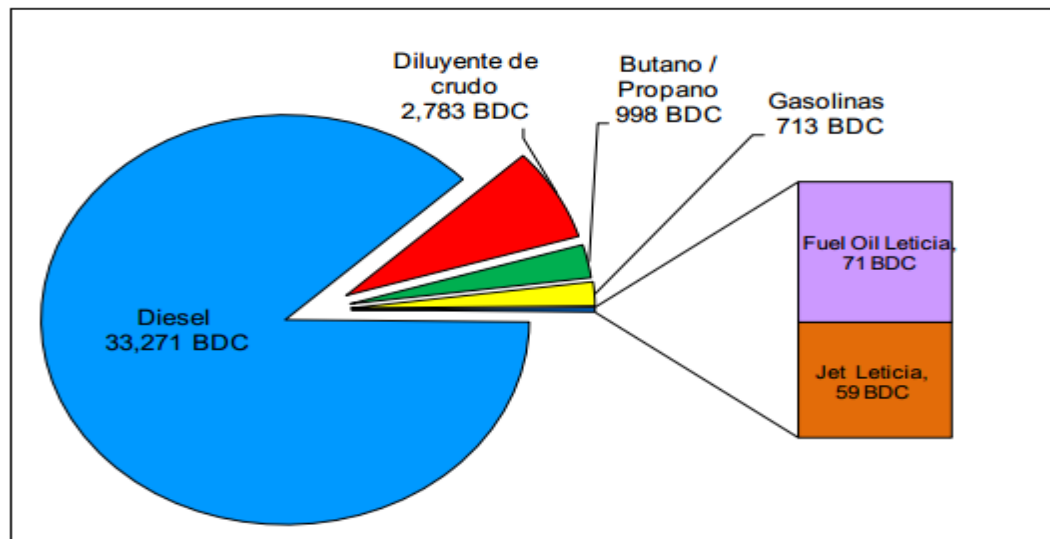
8. SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LA PLANTA CTL

En este capítulo se llevará a cabo la selección de la mejor técnica de producción de combustibles líquidos a partir del carbón según diferentes criterios que se desarrollarán, además la posible ubicación de una planta para dicho proceso y su respectiva producción aplicada al caso de Colombia. Para esto se necesita conocer entre otras cosas los pronósticos de producción y consumos de los combustibles líquidos en el país.

8.1 VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA CTL EN COLOMBIA

Como se puede observar en el siguiente gráfico, las importaciones de Diesel en el año 2009 fueron de 33271 barriles diarios, este número estará en aumento según la demanda que se va a tener en los diferentes sectores del país lo cual conduce a tomar alguna medida para abastecer dicha necesidad.

Gráfica 21. Importaciones de productos derivados del petróleo año 2009



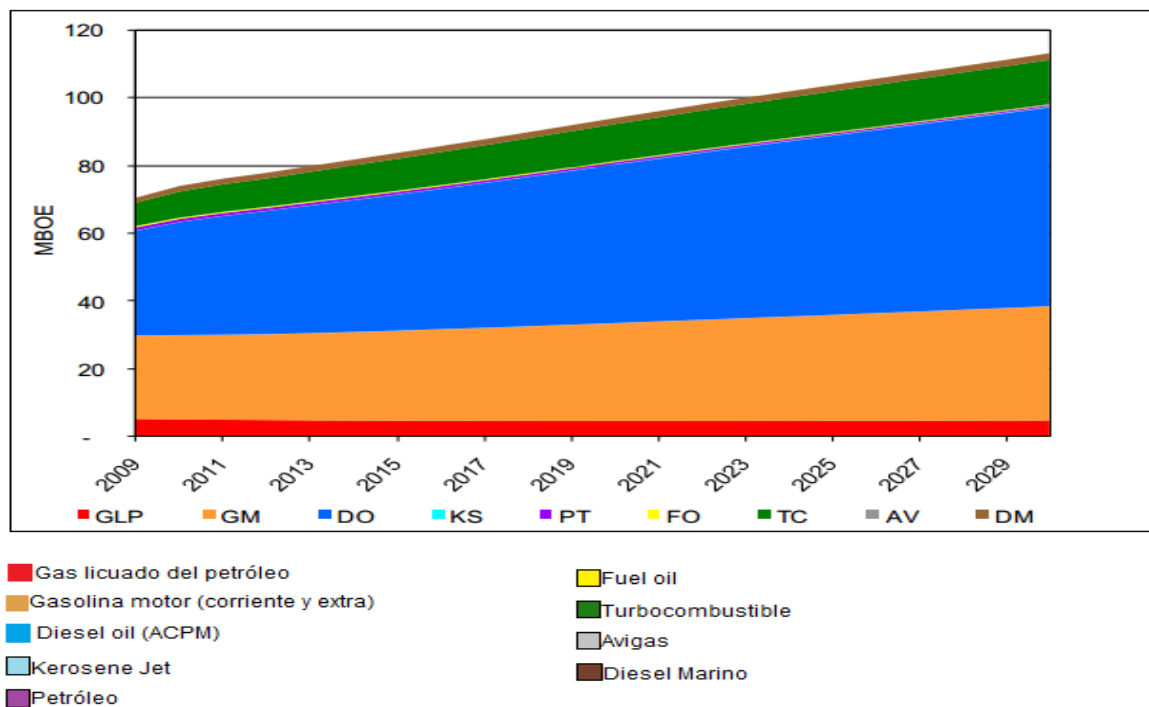
Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME

Según las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el país va a aumentar la demanda por los derivados del petróleo. Especialmente diesel y turbocombustible (jet fuel). Por lo cual se requerirá importar grandes volúmenes de combustible diesel para suplir la demanda. De modo que, la falta de combustible diesel es el principal factor que haría viable la construcción de la planta CTL en Colombia, ya que solucionaría la creciente demanda por combustible diesel a la vez que fortalecería el sector minero.

Aun a pesar de la gran inversión necesaria para la construcción de una planta de licuefacción de carbón, la inversión necesaria se recuperaría a largo plazo si se tiene en cuenta que su no construcción significaría la importación de diesel comprado al precio del mercado extranjero con el consiguiente sobre costo.

A continuación se muestra un gráfico con la proyección en la demanda de combustibles en Colombia.

Gráfica 22. Proyección de demanda de derivados del petróleo en Colombia



Fuente: UPME Proyección de demanda en Colombia

A futuro como se observa en las proyecciones, la demanda de Diesel va a ser uno de los combustibles con mayor pedido y aumentará su consumo de manera significativa debido al sector del transporte, industrial y la generación eléctrica. Un ejemplo de ello se ve en el incremento de la actividad petrolera, pues los taladros necesitan de este combustible para su funcionamiento.

8.2 TAMAÑO DE LA PLANTA CTL

El tamaño de la planta estará directamente relacionado con el volumen de combustibles líquidos a producir diariamente. De modo que es necesario determinar la cantidad de diesel requerido diariamente para importar en los próximos años, ya que la planta deberá suplir esta carencia con la producción de diesel y gasolina.

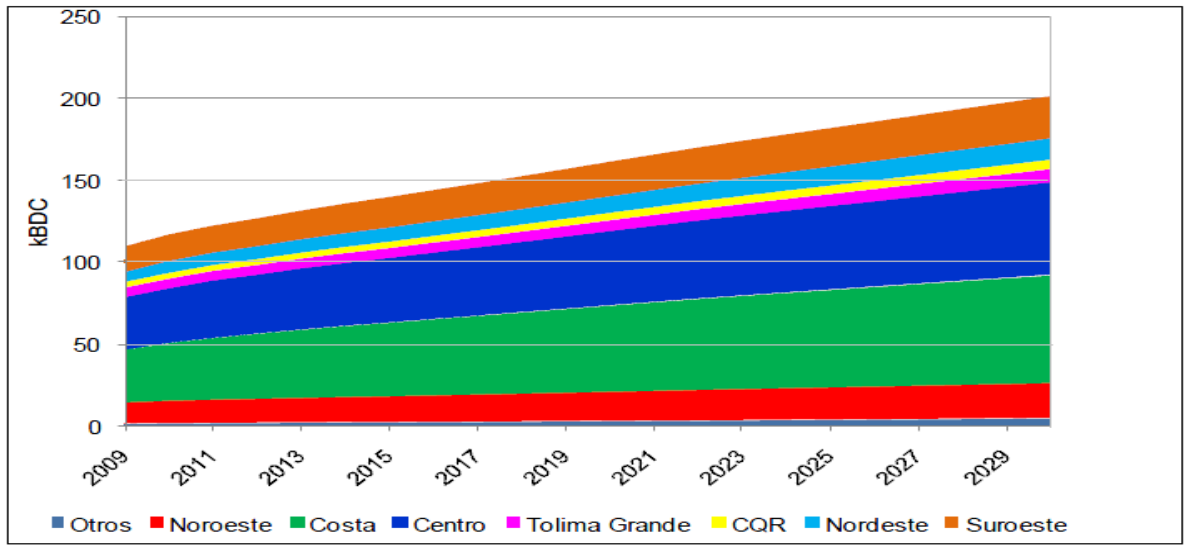
Como ya se mencionó, la demanda de diesel importado está aumentando en gran medida. Varias cosas están sustentando este comportamiento, en primer lugar, el incremento de la demanda y la necesidad de cumplir con las normas, en el sentido de utilizar un diesel con menores niveles de azufre, son los principales factores que han motivado las compras de este combustible en el exterior, tal como lo explico Julio César Vera, ex director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas⁴⁰.

En once años, el consumo pasó de 60.000 a 110.000 barriles por día. Adicionalmente, el país debe cumplir con altos estándares ambientales, según los cuales la calidad del diesel debe mejorar. La norma indica que no debe haber más de 500 partículas de azufre por cada millón y, en la medida que la producción nacional no da abasto, se necesita comprarlo en el exterior para hacer la mezcla.

⁴⁰ Disponible en: Portafolio. <http://www.portafolio.co/negocios/importaciones-petroleo-y-sus-derivados-siguen-aumento>

Sólo en el año 2012, las compras de diesel superaron los 33.000 barriles por día y este valor podría seguir aumentando. Esto, si se tiene en cuenta que la norma exige que desde el 2013 no deba haber más de 50 partes de azufre por millón.

Gráfica 23. Proyección de demanda regional de Diesel



Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME

Observando las gráficas 22 y 23 se puede esperar que para el año 2020 haya la necesidad de importar Diesel en más de 40,000 BDC (barriles día calendario) por lo tanto una planta de producción de combustibles líquidos a partir del carbón con una producción de 50,000 BPD principalmente Diesel seguido de Gasolina sería lo ideal para cubrir las necesidades con recursos propios.

8.3 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CTL

Para la selección de la mejor tecnología para la obtención de los combustibles líquidos, ya sea mediante la técnica de licuefacción directa (DCL) o la indirecta (ICL) se hizo el análisis con base en las características descritas en el capítulo anterior y durante el desarrollo de éste.

En el siguiente cuadro se puede observar un resumen de las características de las tecnologías y sus requerimientos para el caso de una planta de producción de 50,000 BPD de combustibles líquidos.

Tabla 13. Comparación y características de las Tecnologías

| ASPECTO | DCL | ICL |
|--------------------------------------|--|---|
| CALIDAD DEL CARBÓN | Se utilizan carbones de bajo rango, Bituminosos altos volátiles, preferiblemente con bajo contenido de cenizas, alta reactividad y humedad máxima 20%. Porcentaje óptimo de C 77% – 80 %. | Cualquier material carbonáceo. Se prefieren carbones pobres o de bajo rango (Lignitos y Sub-bituminosos) y precio, por su alto contenido de humedad (mayor de 20%) y/o cenizas. |
| RESERVAS DE CARBÓN NECESARIAS | Reservas para mínimo 20 años. Se necesitarían 170 millones de toneladas, con un rendimiento de 3-4 bbl/d | Reservas para mínimo 20 años. 235 millones de toneladas, con un rendimiento de 2 bbl/d |
| MINERIA | La contaminación con la materia mineral afecta negativamente. | No tiene interés pues la contaminación por cenizas aunque afecta el rendimiento, la calidad del gas de síntesis es siempre la misma, no se afecta la reacción FISCHER TROPSCH. |
| EXPERIENCIAS | Durante la segunda guerra. Shenhua en china: Es la primera planta comercial, inició ensayos de arranque con el primer tren de reactores al final del 2009 con una producción de 22000 b/d de combustibles líquidos; proceso H-Coal | Tecnología madura: <ul style="list-style-type: none"> • Planta comercial SASOL (Sur África) 145000 bpd. • 2 Proyectos CTL en Wyoming y Virginia (US) |
| EFICIENCIA TÉRMICA | Alta. Emisiones de CO ₂ bajas. | Baja. Emisiones de CO ₂ altas. |
| INVERSIÓN | Alta. | Permite plantas pequeñas o |

| | | |
|--|--|--|
| | | modulares. |
| CALIDAD DEL PRODUCTO | Mayor porcentaje de aromáticos y de heteroátomos. | Alto contenido de parafinas y oleofinas. Menor contenido de heteroátomos. |
| TAMAÑO DE LA PLANTA | El tamaño de la planta es importante para la economía del proceso, tamaño mínimo de diseño 50000 BPD | Menos dependiente del tamaño de planta, se diseñan plantas desde 20000BPD integradas con producción de químicos y/o generación eléctrica |
| CANTIDAD DE CARBÓN REQUERIDO | 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) |
| PRECIO DEL CRUDO EQUIVALENTE \$US/bbl | 41 | 40 |

Fuente: UPME-ANH-Unión Temporal CTL. Setiembre 2007.Modificado por el autor.

Para comparar la calidad de los productos DCL se evaluaron las propiedades de los combustibles líquidos derivados de la licuefacción del carbón en Shenhua (DCL), Rentech, Syntroleum y SASOL (ICL) con las normas exigidas ambientalmente en el país.

Debido a que los productos DCL no se ajustan con gran propiedad a las normas colombianas mientras las técnicas ICL si lo hacen, se llegó a la conclusión de que la técnica ICL es la más adecuada para aplicar al caso colombiano; además de estos factores hay otras ventajas las cuales se enumerarán a continuación:

Tabla 14. Comparación de los productos DCL e ICL con los requerimientos colombianos.

| Parámetro | Diesel corriente | Diesel Extra | DCL | ICL | | |
|----------------------------------|------------------|--------------|-----------------|----------------|-------------------|--------------------|
| | Normas Colombia | | Shenhua (CHINA) | Rentech (EEUU) | Syntroleum (EEUU) | SASOL (Sur África) |
| Propiedades | | | | | | |
| AZUFRE(ppm) | 500(Max) | 50(Max) | 50-150 | <1 | <1 | 1 |
| Número de Cetano | 45(Min) | 45(Min) | 30-40 | 72 | >75 | >73 |
| Componentes Aromáticos(ml/100ml) | 33(Max) | 33(Max) | 15-40 | <1 | <1 | <0.5 |

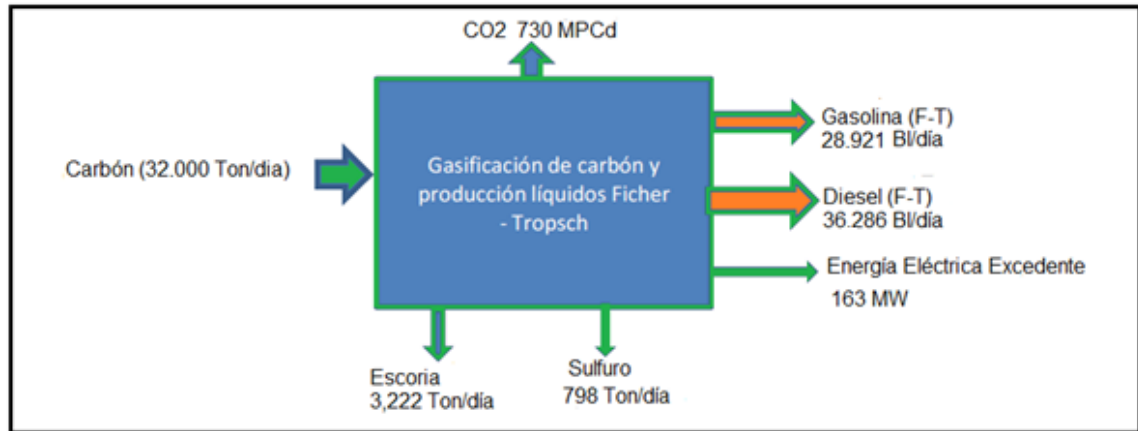
Fuente: Comparación del diesel obtenido por licuefacción directa / indirecta del carbón con los diesel derivados del petróleo. Jean-Samuel SCHERB. CTL Polonia.

- ✓ Número de Cetano > 70.
- ✓ Entre 10-50 veces menos productos aromáticos.
- ✓ Entre 10-1000 veces menos azufre.
- ✓ Productos más limpios y puros, no necesitan de refinación.
- ✓ Combustión limpia y menos productos tóxicos cuando quema.
- ✓ Reducción de la polución.
- ✓ Más flexible.
- ✓ El gasificador se puede alimentar no solo de carbón.(GAC, Basuras orgánicas, Biomasa)
- ✓ El diesel F-T es biodegradable, menos corrosivo, tiene un poder calorífico más elevado.
- ✓ Generación de electricidad con el syngas producto de la gasificación del carbón.

8.4 UBICACIÓN DE LA PLANTA

Para determinar los requerimientos de carbón diarios para una planta de 50000 bpd de combustibles líquidos así como la cantidad de subproductos generados se hizo la comparación con un estudio desarrollado por el DOE de Estados Unidos para una planta ICL con una capacidad de la planta igual a la requerida en Colombia.

Gráfica 24. Productos Generados por una Planta ICL de 50000 bpd.



Fuente: Estudio del DOE (Departamento de energía de US) de 2007; 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). Elaboración: Propia

La planta que analiza el DOE comprende ocho trenes de gasificación, lo que sería una planta modular que luego conducirá al procesador F-T para la producción de los combustibles líquidos; El gas sobrante del proceso FT se utiliza como combustible para generación de energía eléctrica en turbinas de gas para el alimento de esta misma, también hay que tener en cuenta que se utilizó un carbón bituminoso con contenido medio de azufre.

Debido a ello, sí se utilizara un carbón diferente, estos valores pueden variar de acuerdo a las propiedades de este. Al necesitar una cantidad significativa de

carbón anual es de vital importancia seleccionar una zona para la ubicación de la planta con unas muy buenas reservas de carbón para así garantizar el abastecimiento por lo menos de 20 años y así tener un excelente desarrollo del proyecto.

Al tomar esta referencia para adaptarla, es un escenario muy útil para los intereses del país puesto que además de suplir la necesidad de Diesel se tendría al igual una producción significativa de Gasolina lo que sería un incentivo más para llevar a cabo un proyecto de este tipo en el mercado Colombiano.

Si bien Colombia posee una muy buena cantidad y calidad de carbones en general para la implementación de la planta, no todas las regiones cumplen con los requerimientos necesarios debido a que no cumplen inicialmente con las reservas potenciales de carbón para llevar a cabo el proyecto; se seleccionaron un número de zonas con las mejores opciones de suministro de carbón para desarrollar un proyecto de tipo CTL las cuales se analizan a continuación:

8.4.1 Zonas Seleccionadas

Zona De La Guajira

En este departamento, localizado en el extremo septentrional de Colombia, se localiza el yacimiento de El Cerrejón hacia el sector centro-sur de edad terciaria, en la cuenca de los ríos Cesar y Ranchería, que para efectos de explotación ha sido dividido en tres sectores:

- **El Cerrejón Norte:** El sistema de explotación empleado es a cielo abierto yacimiento que tiene un área de 380 km^2 (38.000 ha) y reservas medidas a 2011 de 2.821,38 Mt. La infraestructura de este sector cuenta con una línea

férrea de 194 km entre la mina y Puerto Bolívar, puerto de exportación que posee dos muelles aptos para recibir barcos con capacidades entre 35.000 y 150.000 t.

- **El Cerrejón Central:** Este sector localizado al suroeste del Cerrejón Norte tiene un área de 100 Km^2 (10.000 ha) y sus reservas medidas son de 632,62 Mt.
- **El Cerrejón Sur:** Este sector corresponde a una continuación de la formación de El Cerrejón; en la actualidad se han determinado reservas carboníferas por 240,60 Mt. El tipo de carbón predominante en esta zona es bituminoso alto en volátiles tipo B.

Gráfica 25. Mina del Cerrejón



Figura: Mina del Cerrejón. Fuente: www.cerrejon.com

Este departamento produjo y exportó todo su carbón (térmico) en 2012 con una cifra de 35.092.700 toneladas y con una participación del 39,34 % de la producción nacional.⁴¹

⁴¹ Disponible en: <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=Wlv4MujQAY=&tabid=128>

Zona Del Cesar

El área carbonífera de esta región se encuentra ubicada en el centro del departamento a 100 km de la ciudad de Valledupar, con reservas medidas a 2011 de 1.770,93 Mt, distribuidas en dos zonas:

La Loma, con reservas medidas de 1.523,80 Mt, subdividida así:

a. La Loma-Boquerón-El Descanso: En los municipios de Chiriguana, El Paso y La Jagua de Ibirico. Se encuentra en explotación y se estima que las reservas explotables son de 515,01 Mt. La infraestructura cuenta con transporte ferroviario y un puerto de embarque en Ciénaga (Magdalena).

b. La Loma-Calenturitas: Ubicado a 15 km al noreste del municipio de La Loma, se han determinado reservas medidas de 70,27 Mt. La infraestructura de la región cuenta con transporte ferroviario y un puerto de embarque ubicado en Santa Marta.

Gráfica 26. Mina la Loma



Figura: Mina la Loma, Cesar. Fuente: Google.

c. El Hatillo: Conformado por La Siminera (Colombia National Resources), ubicada al norte de la cadena montañosa de La Loma, con reservas medidas de 140,10 Mt, y El Hatillo, con reservas medidas de 47,26 Mt.

La Jagua de Ibirico, donde las reservas medidas ascienden a 235,99 Mt y se estima que de estas reservas 174,69 Mt son explotables.

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 con explotación carbonífera a cielo abierto. 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.

Este departamento fue el de mayor aporte a las exportaciones de carbón (térmico) en 2012 con 46.494.370(99,6% de su producción) toneladas y con una participación del 52,33% en la producción nacional.⁴²

⁴² Disponible en: <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=Wlv4MujQAY=&tabid=128>

Zona De Córdoba-Norte De Antioquia

El área carbonífera de Córdoba corresponde a la zona de San Jorge, ubicada entre los municipios Ciénaga de Oro y Cerrito. En esta región sobresalen tres bloques carboníferos con reservas medidas a 2012 de 377,96 Mt, con una producción a esta misma fecha de 0,224 Mt lo que es el 0,25% de la producción nacional: Las Palmeras, La Escondía y La Guacamaya. También los que ocurren en la parte septentrional del Departamento de Antioquia son Urabá, Tarazá-Río Man y Purí-Caserí.

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, está 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 Km^2 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.

Este mineral es utilizado en el mercado para la generación de energía y fabricación de cemento, es explotado por un complejo carbonífero en la zona de Puerto Libertador (Sector La Guacamaya-La Escondida) por la empresa Carbones del Caribe con una producción de 370.000 toneladas anuales.⁴³

⁴³Disponible en: <http://www.elmeridianodecordoba.com.co>

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.⁴⁴

Gráfica 27. Mina en Córdoba



Fuente: <http://www.cordoba.gov.co/desarrollo/>

En síntesis, el potencial de la Zona Carbonífera de Córdoba-Norte de Antioquia, con reservas medidas, indicadas e inferidas del orden de 719,7 Mt, es de gran interés para desarrollo minero a gran escala de producción, particularmente en los tres sectores del área carbonífera Alto San Jorge; 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.

⁴⁴ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf.

Zona De Boyacá

La zona de Boyacá tiene carbones bituminosos bajo en volátiles y antracíticos en menor medida; los primeros tienen porcentajes variados de volátiles y son de Excelente calidad para uso térmico y metalúrgico, Tuvo una participación en la producción nacional del 2,94% con 2,62 Mt mientras que las exportaciones fueron de 719.830 toneladas en 2012.

El área carbonífera en Boyacá va desde el municipio de Jericó, en el norte, hasta los límites con el departamento de Cundinamarca. La principal área minera se encuentra entre los municipios de Sogamoso y Jericó, la cual cuenta con carbones tipo bituminosos y reservas medidas de 92,69 Mt. Otras áreas de importancia son: Tunja-Paipa-Duitama, con 21,52 Mt; Suesca-Albarracín, con 7,69 Mt; y Checua-Lenguazaque, con 32,01 Mt, compartida con Cundinamarca.

La minería de esta región está pasando de ser poco tecnificada y de subsistencia a una minería más técnica y sostenible. 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 Km^2 , de los cuales 168.9 Km^2 han sido adjudicados; el recurso carbonífero asciende a 1704 Mt, conformado por carbones térmicos y coquizables.

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.

Gráfica 28. Minería en Boyacá



Fuente: www.google.com

Pese a que la minería del carbón en el año 2012 tuvo un movimiento económico cercano a los 380.000 millones de pesos en Boyacá, esta industria sigue manejándose de forma artesanal. En Boyacá existen 600 títulos mineros para extracción de carbón y cerca de 3.000 bocaminas, entre legales e ilegales. Precisamente la falta de tecnología en las explotaciones carboníferas y la minería ilegal hacen que la industria del carbón en Boyacá sea un negocio incierto.⁴⁵

Zona De Cundinamarca

Esta área se encuentra ubicada en el centro del país. La formación carbonífera en la región va desde el municipio de Zipaquirá hasta los límites con el departamento de Boyacá. El carbón es del tipo bituminoso y cuenta con las siguientes zonas mineras: Jerusalén-Guataquí, con 1,79 Mt; Guaduas-Caparrapí, con 6,57 Mt; San Francisco-Subachoque-La Pradera, con 11,33 Mt; Tabio-Río Frío-Carmen de Carupa, con 19,43 Mt; Zipaquirá-Neusa, con 0,87 Mt; Guatavita-Sesquilé-Chocontá, con 21,86 Mt; Suesca-Albarracín, con 32,59 Mt; y Checua-Lenguazaque, con 127,38 Mt. En total se calculan unas reservas medidas de

⁴⁵ Disponible en: <http://www.portafolio.com>

221,81 Mt; esta zona posee un potencial de 1.468 Mt. La minería de esta región, al igual que la de Boyacá, está pasando de ser poco tecnificada y de subsistencia a una minería más técnica y sostenible.

La mayor parte de la actividad minera se adelanta en el área de Checua-Lenguazaque en la cual se encuentra el 57% de los recursos de carbón de la zona (127,38 Mt); el sistema de explotación es de minería subterránea, generalmente por el método de ensanche descendente de tambores y de cámaras y pilares.

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 interregional 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.

Gráfica 29. Proyecto Ferrocarril del Cararé



Fuente: http://fenalcarbon.org.co/?page_id=303⁴⁶

⁴⁶ Ferrocarril del Carare ofrecerá una infraestructura adecuada y competitiva que permitirá a los productores del carbón del Altiplano Cundiboyacense y Santander participar de manera eficiente en el mercado global.

Cundinamarca tuvo en 2012 una participación del 2,1% de la producción nacional que serían aproximadamente 1,87 Mt de carbón.⁴⁷

Zona de Santander

La principal zona carbonífera en este departamento se encuentra en el municipio de San Vicente de Chucurí, conocida como el área de San Luis, la cual dispone de reservas medidas de 55,17 Mt y pertenece a la zona del sinclinal de los Andes localizado en estribaciones de la cordillera oriental-Borde oriental del Valle Medio del Magdalena, al sureste de Barrancabermeja (70 Km) y Suroeste del Carmen del Chucurí (30Km); El área de la cuenca carbonífera de San Luis comprende 15000 Hectáreas con carbones de la edad cretácica provenientes de la formación UMIR.

Esta zona tiene un potencial de 462,73 Mt esperados principalmente de las áreas de San Luis con 287,5 y el Páramo del Almorzadero con 142,61. La mayoría de los mantos de carbón presentan características vitriniticas, muy brillantes y de buen poder calorífico. Clasificados como bituminoso medio volátiles a bituminosos A altamente volátiles.⁴⁸

Las compañías vinculadas al sector de San Luis son: San Luis Coal S.A, Centromin S.A, Keystone Minera S.A, Galway Resources, Carbones de Santander S.A entre otras.

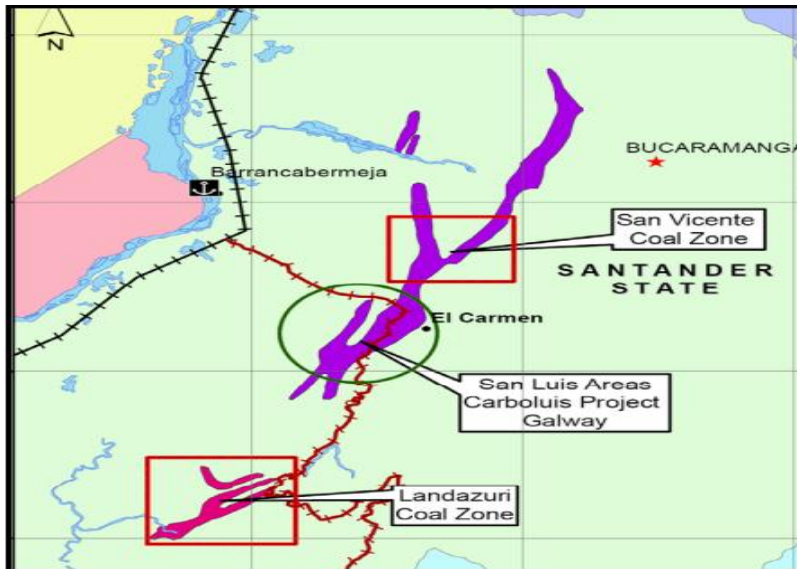
En 2012 tuvo una producción de 0,092 Mt lo que equivale al 0,1 de la producción nacional a nivel principalmente de los municipios de El Carmen y Landázuri

⁴⁷ Disponible en: <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=Wlv4MujQAYY=&tabid=128>

⁴⁸ Disponible en: http://www.fenalcarbon.org.co/fenalcarbon_2012/memorias/galway_resources_holdco.pdf

(96%)⁴⁹. El atractivo del área carbonífera de San Luis reside también en el hecho de encontrarse poco explotada y tener una ubicación estratégica, cerca de la Troncal de La Paz, al ferrocarril del Atlántico, al río Magdalena y los puertos del Caribe.

Gráfica 30. Actividad Minera en Santander



Fuente: Galway Resources Colombia, Coal Division.

Zona De Norte De Santander

El departamento de Norte de Santander está localizado en los límites con Venezuela; sus principales zonas mineras están en el Catatumbo, con 43,63 Mt; Zulia-Chinácota, con 34,01 Mt; y Tasajero, con 11,46 Mt. Otras zonas carboníferas con menor grado de potencial son Pamplona-Pamplonita, Salazar, Herrán-Toledo, Mutiscua-Cácota y Chitagá.

Posee reservas medidas de 105,34 Mt y un potencial de 780,45 Mt, se caracteriza por predominar la minería con problemas de manejo de gases y que se encuentra

⁴⁹ PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE CARBÓN EN COLOMBIA PRIMER TRIMESTRE DE 2013; SIMCO. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCIÓN DE MINERÍA EMPRESARIAL

en implementación de mejores sistemas de explotación. Además, debido a su ubicación geográfica, gran parte de la producción se destina a la exportación a través del puerto de Maracaibo, en Venezuela. Esta es una de las tres zonas con un aumento en su producción (junto con La Guajira y el Cesar) en 2012, la cual fue de aproximadamente 2,4 Mt lo que corresponde al 2,69% de la producción nacional y sus mayores aportes correspondieron a las regiones de Cúcuta, Sardinata y El Zulia con un 75,5 %.⁵⁰

Pero sus exportaciones disminuyeron con el año inmediatamente anterior debido a los bajos precios que mantiene el mineral en los mercados internacionales, donde la tonelada descendió en 2012 más del 30% y se cotiza en la actualidad por debajo de los 90 dólares, la cual ha afectado a más de 4.000 trabajadores de la frontera colombo-venezolana que dependen directa o indirectamente de las operaciones de extracción, acarreo, almacenamiento y transporte del carbón colombiano, que va de tránsito por carreteras venezolanas hacia los puertos de La Ceiba y Maracaibo hacia los mercados de Estados Unidos y Europa.

En Norte de Santander existe un total de 102 minas de carbón, todas en socavón, de ellas unas 40 están ubicadas en Sardinata y cerca de 50 entre El Zulia y Sardinata⁵¹.

Los carbones de Norte de Santander bituminosos y antracíticos se caracterizan por tener altos volátiles, comúnmente aglomerantes, de buena calidad para uso principalmente metalúrgico para la obtención de coque y térmico en menor proporción. Según INGEOMINAS la zona de Jericó-Catatumbo posee un excelente potencial de carbón metalúrgico pero este está muy profundo con un

⁵⁰ Disponible <http://www.simco.gov.co/simco/Estad%C3%ADsticas/Producci%C3%B3n/tabid/121/Default.aspx>;

⁵¹ http://www.eltiempo.com/colombia/oriente/ARTICULO-WEB-NEW_NOTA_INTERIOR-12103901.html

promedio de 500 metros y en una zona muy compleja desde un punto de vista tectónico.⁵²

Gráfica 31. Minería de Socavón en Norte de Santander



Fuente: <http://pamplonanews1.blogspot.com/2012/12/82-minas-ilegales-se-han-sellado-en.html>

Una vez se ha estudiado en detalle las zonas mineras de carbón con mayor potencial, se mostrará el siguiente cuadro a manera de resumen teniendo en cuenta factores importantes tales como:

- Infraestructura
- Sistema de explotación
- Producción anual
- Potencial de reservas carboníferas

⁵² INFORME: Áreas con potencial mineral para definir .Áreas de reserva estratégica del estado; Febrero 2012

Los anteriores factores son de suma importancia que seleccionan la ubicación para una planta CTL mediante el proceso ICL en Colombia con una producción de 50000 bpd de combustibles líquidos de los cuales 40000 bpd sean de diesel.

Tabla 15. Principales Zonas y sus Características

| Zona /Área | Recursos y Potencial ⁵³ (Mt) | | Producción por Zonas ⁵⁴ (Mt/año). 2012 | Sistema de explotación | Infraestructura ⁵⁵ |
|--|---|-----------|---|----------------------------|---|
| | Medidos | Potencial | | | |
| Guajira/Cerrejón Norte, Centro, Sur | 3.695 | 4.298 | 35,0927 | Cielo Abierto | Línea férrea entre la Mina y Puerto Bolívar |
| Cesar /La Loma | 1.535 | 6.056 | 46,6789 | Cielo Abierto, Subterránea | Carretera Troncal y Transporte ferroviario Puerto Nuevo (Construcción) |
| Córdoba /Alto de San Jorge | 378,17 | 719,17 | 0,224 | Cielo Abierto, Subterránea | Vías de acceso a las Minas ,Río San Jorge |
| Boyacá /Sogamoso-Jericó | 92,69 | 978,65 | 2,62 | Subterránea | Ejecución Ferrocarril del Carare, Red Férrea del Norte |
| Cundinamarca/Checua-lenguezaque | 127,38 | 699,73 | 1,7 | Subterránea | Ejecución Ferrocarril del Carare, |
| Santander/San Luis | 55,17 | 287,25 | 0,092 | Cielo Abierto, Subterránea | Troncal de La Paz, al ferrocarril del Atlántico, al Río Magdalena y los Puertos del Caribe. |
| Norte de Santander/Catatumbo-Zulia | 43,63 | 345,27 | 2,4 | Subterránea | Puerto Santander Puerto Seco (Cúcuta) |

Fuente: La Cadena del Carbón, Ministerio de Minas y Energía, UPME, 2012

⁵³ La Cadena del Carbón, Ministerio de Minas y Energía, UPME, 2012

⁵⁴ Disponible en http://www.simco.gov.co/simco/Portals/0/Otros/produccion_y_exportaciones_I_Trim_2013.pdf

⁵⁵ <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=0CBLMjONx3M=&tabid=282>

Tabla 16. Ventajas y Desventajas Zonas Seleccionadas

| Zona | Ventajas | Desventajas |
|--|---|--|
| Guajira/Cerrejón Norte, Centro, Sur | -Alto volumen de recursos -Estudios de factibilidad técnico-económica. | -Producción con compromiso internacional - Costo de oportunidad del carbón Exportado. |
| Cesar /La Loma | -Alto volumen de recursos -Mayor productor del país. -Viabilidad al Río Cesar | -Producción con compromiso internacional -Necesidad de estudios de factibilidad en nuevas áreas. |
| Córdoba /Alto de San Jorge | -Buen volumen de reservas medidas. -Calidad es una limitante para la oferta internacional. | - Requiere de estudios a nivel de factibilidad para ampliar producción y nuevos desarrollos mineros. |
| Boyacá /Sogamoso-Jerico | -Aceptable volumen de recursos y buen potencial por desarrollar. | -Bajo volumen de recursos en la categoría medidas. -Se requiere de estudios complementarios que aumenten confiabilidad y certeza de las reservas y de factibilidad económica. |
| Cundinamarca/Checua-lenguezaque | -Aceptable volumen de recursos y buen potencial por desarrollar. | -La minería de esta región, está pasando de ser poco tecnificada. |
| Santander/San Luis | -Aceptable potencial de recursos. - Áreas sin actividad minera. -Zona poco explotada -Viabilidad, Río Magdalena. | -Bajo volumen de recursos en la categoría medidas. -Producción baja |
| Norte de Santander/Catatumbo | -Aceptable potencial de recursos y reservas. -Sectores sin actividad minera. | - Bajo volumen de reservas en la categoría de medidas. - Desarrollos mineros por el sistema Subterráneo. -Exportaciones Hacia Venezuela |

Fuente: Autores.

De las anteriores tablas se concluye que las zonas con el mayor potencial en recursos carboníferos y con la mejor tecnología de explotación minera se

encuentra en las zonas del Cesar y La Guajira. Sin embargo estas zonas ya tienen un mercado muy bien establecido de exportación del carbón. En el caso de las zonas al interior del país se observa que las zonas más viables en cuanto a potencial carbonífero son las zonas de Boyacá y Cundinamarca.

8.5 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA ICL

Para la selección de la ubicación de la planta ICL se desarrolló un esquema o metodología que está basado en una serie de factores de gran importancia, tanto técnicos como ambientales. Para ello se construyó una matriz que le asigna un valor a cada factor analizado. Dicho valor varía de 0 a 1. Siendo 0 el valor menos favorable y 1 el valor óptimo. De esta forma, se puede hacer una comparación de los distintos factores para las diferentes zonas y analizar cuál sería la más favorable para la construcción de una planta ICL. Según el reporte de INGEOMINAS la calidad de los carbones de las zonas preseleccionadas para obtener la mejor relación de productos, y así poder ejecutar el proyecto son las siguientes:

Tabla 17. Análisis elemental de los carbones en cada zona

| Componente (%) | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|-----------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------------|---------------------------|------------------|
| C | 81,67 | 79 | 68,97 | 87,64 | 78,29 | 83,92 |
| H | 4,43 | 5,26 | 5,23 | 5,85 | 5,60 | 5,87 |
| N | 1,69 | 1,33 | 1,41 | 1,75 | 1,52 | 1,7 |
| S | 0,53 | 0,72 | 6,41 | 0,93 | 0,95 | 2,51 |
| O | 11,69 | 11,3 | 17,97 | 4,08 | 13,85 | 5,26 |
| PC (Btu/Lb) | 11.586 | 10.867 | 9.280 | 12.718 | 12.602 | 12.284 |

Fuente: INGEOMINAS 2004. bslcz, base seca libre de cenizas . Modificado Autor

Tabla 18. Calidad de los carbones

| Componente % | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|---------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------------|---------------------------|------------------|
| Humedad | 11,94 | 11,39 | 14,49 | 4,67 | 3,67 | 1,18 |
| Cenizas (bs) | 6,94 | 10,32 | 9,29 | 10,2 | 9,18 | 18,72 |

Fuente: Cadena del Carbón. 2012.

Con base en la tabla anterior la UPME llevó a cabo un estudio en el año 2007 sobre la posible ubicación y construcción de una planta CTL en Colombia. Estos datos son mostrados a continuación:

Tabla 19. Relación de Producción según las propiedades de cada Carbón

| Parámetro | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|--|----------------|--------------|----------------|-----------------------|---------------------------|------------------|
| Consumo de carbón(t/d) | 27.503 | 26.811 | 38.105 | 21.383 | 28.580 | 23.732 |
| Producción de Cenizas | 2.607 | 1.504 | 2.576 | 2.138 | 2.140 | 4.443 |
| Azufre a disponer (t/d) | 118 | 357 | 1.924 | 171 | 205 | 477 |
| CO₂ por hidrogenación(t/d) | 8.810 | 8.496 | 17.060 | 3.912 | 9150 | 5.938 |
| CO₂ por FT(t/d) | 32.310 | 30.855 | 33.251 | 30.390 | 31380 | 29.327 |
| CO₂ Total (t/d) | 41.120 | 39.352 | 50.311 | 34.302 | 40.530 | 35.262 |
| Rendimiento (bbl/d) | 2,32 | 2,35 | 1,9 | 2,64 | 2,2 | 2,54 |

Fuente: UPME. ANH. 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; debido a esto presenta la mayor producción de CO₂.

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 Guajira.

Basado en los datos de la tabla 19 se muestra una matriz de comparación a continuación:

Tabla 20. Matriz de Viabilidad

| Parámetro | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|------------------------|----------------|--------------|----------------|-----------------------|---------------------------|------------------|
| Consumo de carbón(t/d) | 0,64 | 0,68 | 0 | 1 | 0,57 | 0,9 |
| Producción de Cenizas | 0,62 | 1 | 0,64 | 0,78 | 0,78 | 0 |
| Azufre a disponer | 1 | 0,87 | 0 | 0,97 | 0,95 | 0,8 |
| CO ₂ Total | 0,57 | 0,68 | 0 | 1 | 0,61 | 0,94 |
| Rendimiento (bbl/d) | 0,56 | 0,6 | 0 | 1 | 0,41 | 0,86 |

Fuente: UPME. ANH. Unión Temporal CTL

Para entender mejor esta metodología, se explicará a modo de ejemplo el primer factor, el cual es el consumo de carbón. Este factor es de los más importantes a la

hora de analizar la viabilidad de construcción de la planta CTL en una determinada zona. Así, a la región comprendida por las zonas de Cundinamarca y Boyacá se le asignó un valor de 1. Esto debido a que para ese factor en específico es la zona más viable, ya que como se puede observar en la tabla 19 esta es la región que menor consumo de carbón requiere. Por el contrario la zona de Córdoba se le dio un valor de 0, ya que es la región que mayor consumo de carbón requeriría. Para las demás zonas se realizó una interpolación para hallar los valores intermedios entre 0 y 1. Este análisis se llevó a cabo para cada uno de los anteriores factores, así como para las siguientes variables a realizar.

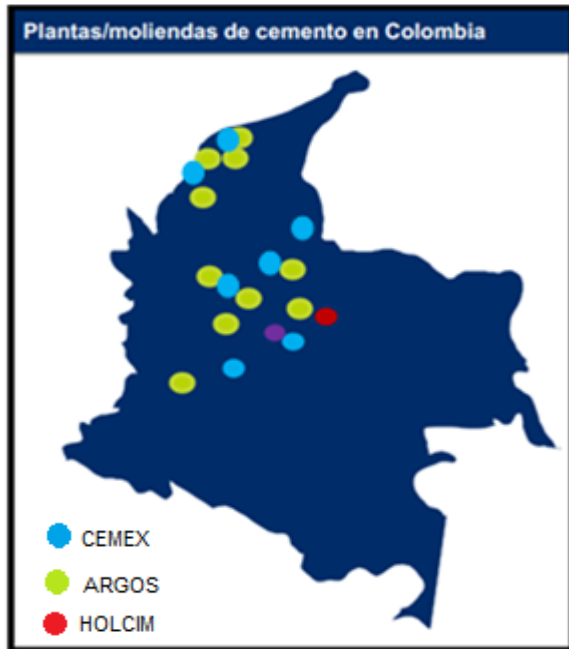
Además de los anteriores factores es necesario analizar la posible mitigación por región del impacto ambiental generado por la construcción y operación de una planta ICL, teniendo en cuenta los tres principales subproductos que genera la planta y que pueden ser mitigados al venderse a otras industrias, estos son:

Cenizas: Las cenizas pueden ser aprovechadas y vendidas a la industria cementera. 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. Para las distintas regiones la disponibilidad de industrias cementeras más cercanas es la siguiente⁵⁶:

- Guajira: Barranquilla (Argos). Santa Marta (Cemex)
- Cesar: Cartagena (Argos, Cemex).
- Córdoba: Tolú (Andino, Argos).
- Cundinamarca-Boyacá: Zipaquira (Andino), La Calera (Cemex), Sogamoso (Argos, Del Oriente), Nobsa (Holcim).
- Santander: San Gil (Andino), Bucaramanga (Cemex).
- Norte de Santander: Cúcuta (Cemex)

⁵⁶ Disponible en: <http://www.ficem.org>

Gráfica 32. Principales Plantas de Cemento en Colombia



Fuente: <http://repository.urosario.edu.co/bitstream/10336/2847/3/1032426193-2012.pdf>

Azufre: Como se explicó en el análisis ambiental, la producción de azufre en el país no es capaz de suplir la gran demanda que existe por este compuesto tanto en las industrias como en la agricultura y la ganadería y por ello existe la necesidad de importar grandes cantidades de azufre. Debido a ello, el azufre que sea producido en una planta CTL tiene una gran ventaja ya que puede ser fácilmente comercializado.

Debido a la gran cantidad de aplicaciones que se pueden conseguir con el azufre producido en una planta CTL y a que todas las regiones analizadas se encuentran cerca a ciudades e industrias y también a campos de agricultura y ganadería en donde puede ser utilizado el azufre, este subproducto generado por la planta puede ser mitigado en su totalidad sin importar en que región o zona sea seleccionada para la ubicación de la planta ICL.

Dióxido de Carbono: El Dióxido de Carbono es un subproducto generado por la planta ICL que puede ser retirado del proceso y debe ser almacenado o utilizado de tal forma que no llegue directamente a la atmósfera ya que el CO_2 es el principal responsable del calentamiento global. El CO_2 producido en una planta de licuefacción de carbón puede ser aprovechado en industria petrolera e inyectado en campos maduros como un método de recobro mejorado de petróleo (EOR).

El CO_2 puede ser inyectado de dos formas en un campo de petróleo:

- Inyección Cíclica de CO_2
- Inyección Alternada de Agua y Gas o WAG

Independientemente de la forma de aplicar el CO_2 , el objetivo de inyectar el gas es que forme miscibilidad con el petróleo de modo que disminuya la tensión interfacial del petróleo con el agua y que también disminuya la viscosidad del aceite. Estos dos factores resultan en un aumento del factor de recobro del campo. Sin embargo, la inyección de CO_2 se ve limitada por las presiones de la formación y las temperaturas a las cuales puede generar miscibilidad con el petróleo, por lo cual la inyección de CO_2 no es siempre viable para todos los campos petroleros y se deben hacer primero estudios detallados para determinar si es posible generar la miscibilidad entre el CO_2 y el crudo.

Aun así, estas limitantes no son el mayor problema para la inyección de CO_2 en un campo de crudo. El principal problema es encontrar una fuente que suministre todo el volumen de CO_2 necesario para inyectar en un campo. Esta fuente puede ser una refinería o la planta ICL. Al analizar las distintas zonas, sería más ventajoso ubicar la planta en donde existan campos maduros de crudo o se ubiquen cerca de la planta y así disminuir los costos asociados al transporte del CO_2 hasta los campos.

A continuación se muestra una tabla con los principales campos maduros de Colombia y su ubicación.

Tabla 21. Principales Campos Maduros de Colombia

| Campo | Ubicación |
|--------------------|-------------------------------------|
| Yariguí-Cantagallo | Límites entre Bolívar y Santander |
| Casabe | Límites entre Antioquia y Santander |
| Lisama | Santander |
| La Cira-Infantas | Santander |
| Tisquirama | Límites entre Santander y Cesar |
| Cusiana-Cupiagua | Casanare |
| Galán | Santander |
| Guando | Tolima |
| Tenay | Huila |
| Tello | Huila |
| Tibú | Norte de Santander |
| Rio Zulia | Norte de Santander |

Fuente. Autores.

Como se puede observar de la anterior tabla, la mayoría de campos maduros de Colombia se encuentran ubicados en dos zonas:

- La región de Valle Medio del Magdalena: Campos ubicados alrededor del Río Magdalena entre los límites de distintos departamento como Santander, Cesar, Antioquia, Boyacá.
- En el departamento del Huila y sus cercanías, como en el caso de los campos Tello o Guando en el Tolima.

De modo que si se compara la anterior tabla con las diferentes zonas de estudio, se observa que la región de Santander es la zona más viable para transportar el CO_2 hasta el campo, ya que es la más cercana a la mayoría de los campos maduros del Valle Medio del Magdalena, seguida por el sur de Cesar, Norte de Santander y la zona de Cundinamarca-Boyacá.

Con base en los anteriores factores, se desarrolló la siguiente matriz de impacto ambiental y su posible mitigación por regiones.

Tabla 22. Índice Mitigación de Impacto Ambiental

| Subproducto a disponer | REGION | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|---------------------|-------------|--------------------|
| | Guajira | Cesar | Cordoba | Cundinamarca-Boyaca | Santander | Norte de Santander |
| Azufre | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Dioxido de Carbono | 0 | 0,6 | 0 | 0,5 | 1 | 0,8 |
| Cenizas | 0 | 0 | 0,6 | 1 | 0,8 | 0,5 |
| Suma | 1 | 1,6 | 1,6 | 2,5 | 2,8 | 2,3 |
| N=3 | | | | | | |
| Indice Mitigacion Impacto Ambiental | 0,33 | 0,53 | 0,53 | 0,83 | 0,93 | 0,76 |

Fuente. Autores.

Además del índice de impacto ambiental, hay otros factores que deben ser tenidos en cuenta a la hora de la selección y ubicación de la planta:

8.5.1 Disponibilidad De Agua

La cantidad de agua a ser utilizada en una planta de conversión de carbón es un factor muy importante a tener en cuenta, ya que se requieren grandes cantidades de agua para todo el proceso. Así, la cantidad de agua consumida es de 5 bbl agua/bbl syncrudo⁵⁷. Para una producción de 50000 bbl/d el consumo de agua es por tanto de 250000 bbl/d, equivalente a 0.46 m^3 s.

Sin embargo, todas las zonas estudiadas con excepción de la Guajira, tienen diferentes ríos, los cuales podrían suministrar los volúmenes de agua necesarios. Para el caso de la Guajira, igualmente se podría utilizar el agua del mar aunque primero se tendría que tratar para eliminar las sales presentes y así evitar que los

⁵⁷ UPME-Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH). Análisis y Evaluación Técnica y Económica de la Producción de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón para el caso Colombiano. Informe publicado en septiembre, 2007. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/estudios_recientes/Informe_Final_CTL.pdf.

equipos de la planta tengan problemas de corrosión, por lo cual se requeriría una mayor inversión que en las otras zonas.

8.5.2 Precio Del Carbón

El factor más importante en el costo operacional de la planta, será el costo de compra del carbón, necesario para la producción de líquidos. Como se explicó en el análisis económico del capítulo anterior, se espera que el carbón mantenga un precio promedio de \$70 dólares por tonelada para los próximos años, y como se puede observar de la tabla 19, el consumo de carbón es distinto según la zona seleccionada debido a las diferentes características de los carbones de cada región y por lo tanto, de igual forma variara el costo operacional de la planta según la zona debido al costo de compra de carbón.

Tabla 23. Índice Costo del Carbón

| Parámetro | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|-----------------------------|---------|---------|---------|----------------|--------------------|-----------|
| Consumo de Carbón (Ton/día) | 27.503 | 26.811 | 38.105 | 21.383 | 28.580 | 23.732 |
| Precio carbón US \$70/Ton | 1925210 | 1876770 | 2667350 | 1496810 | 2000600 | 1661240 |
| Índice Costo de Carbón | 0,64 | 0,68 | 0 | 1 | 0,57 | 0,9 |

Fuente. Autores.

8.5.3 Posible Uso Del Gas Asociado A Mantos De Carbón

Una ventaja extra que tendría una zona con respecto a las demás, es si es posible utilizar las minas de carbón para perforar pozos CBM y de esta forma utilizar el

gas metano presente junto al carbón y procesarlo en la planta ICL para convertirlo en combustibles líquidos tal y como se explicó en el capítulo 4 sobre el potencial de CBM en el país, se puede entonces determinar que las zonas con mayor potencial son Cundinamarca, el Catatumbo en Norte de Santander, Cesar, la Guajira y Valle del Cauca.

8.5.4 Infraestructura

Este factor engloba una serie de variables que afectan en gran medida tanto la producción como operación de la planta de licuefacción de carbón. Estas son:

- Infraestructura vial, las diferentes vías de acceso que existan tanto cerca a las minas como a la planta y la facilidad de acceso a las diferentes ciudades.
- Infraestructura Minera, el grado de tecnificación que exista en las distintas regiones para extraer el carbón de las minas.
- Infraestructura Petrolera⁵⁸, la cercanía de la planta a diferentes poliductos en donde pueda conectarse para de esta forma distribuir los combustible líquidos producidos por la planta.

Con base en estos tres factores se analizó para cada región:

Guajira: La Guajira presenta la más grande y tecnificada infraestructura minera, sin embargo está enfocada hacia la exportación del carbón, este, es llevado hasta puerto por tren y por lo tanto, no hay una gran infraestructura vial desarrollada en todo el departamento ni tampoco hay presentes poliductos cercanos desde donde pudiera conectarse la red de transporte de la planta.

⁵⁸ ECOPETROL. Mapa Infraestructura Petrolera. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

Cesar: El Cesar es otro departamento donde se ha tecnificado en gran medida la producción de carbón y por lo tanto presenta una gran infraestructura minera, además de tener una mayor red vial que La Guajira debido a la mayor población y está limitado en parte por el Río Magdalena por donde pasan varios poliductos.

Córdoba: La región de Córdoba no tiene desarrollado en gran medida ninguna de las tres infraestructuras analizadas si se compara con las otras regiones ya que su red vial no se iguala a las del interior del país ni existen cerca poliductos para transportar los combustibles hasta el interior del país.

Cundinamarca-Boyacá: La infraestructura minera en esta zona no está muy tecnificada al igual que en todo el interior del país, sin embargo presenta la mayor red vial de carreteras y autopistas además de contar con varios poliductos por donde podrían fácilmente distribuirse los combustibles líquidos producidos por la planta.

Santander: La región de Santander presenta un esquema muy cercano a la de Cundinamarca-Boyacá, ya que aunque no tiene una gran infraestructura carbonífera, si tiene un gran potencial para mejorar y tecnificar la industria minera, además de presentar una gran infraestructura vial y petrolera, con varios poliductos que recorren su geografía.

Norte de Santander: La zona de Norte de Santander presenta un menor nivel de desarrollo vial y de infraestructura petrolera que la del interior del país. Igualmente la minería no está muy tecnificada y su infraestructura es más vulnerable que en las otras zonas, ya que sufre ocasionalmente el ataque de grupos al margen de la ley.

8.5.5 Costo De Oportunidad Del Carbón

En el estudio económico del capítulo anterior, se explicó que el costo de oportunidad del carbón depende en gran medida de la posibilidad que tienen las distintas empresas para exportar los excedentes de carbón que producen. Por lo tanto, las zonas de la costa y de Norte de Santander, tienen un costo de oportunidad bajo, ya que exportan la gran mayoría del carbón que producen a diferencia de las regiones en el interior del país. Ahora, con base en los anteriores parámetros descritos y los de la tabla 20, se puede construir una nueva matriz con todos los factores reunidos.

Tabla 24. Matriz de Índices de los diferentes Parámetros.

| Parámetro | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|--|---------|-------|---------|----------------|--------------------|-----------|
| Consumo de carbón(t/d) | 0,64 | 0,68 | 0 | 1 | 0,57 | 0,9 |
| Producción de Cenizas | 0,62 | 1 | 0,64 | 0,78 | 0,78 | 0 |
| Azufre a disponer | 1 | 0,87 | 0 | 0,97 | 0,95 | 0,8 |
| CO2 Total | 0,57 | 0,68 | 0 | 1 | 0,61 | 0,94 |
| Rendimiento (bbl/d) | 0,56 | 0,6 | 0 | 1 | 0,41 | 0,86 |
| Índice Mitigación de Impacto Ambiental | 0,33 | 0,53 | 0,53 | 0,83 | 0,76 | 0,93 |
| Disponibilidad de Agua | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Posible Uso de pozos CBM | 0,8 | 0,7 | 0 | 1 | 0,7 | 0 |
| Índice Costo Carbón | 0,64 | 0,68 | 0 | 1 | 0,57 | 0,9 |
| Infraestructura | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,9 | 0,7 | 1 |
| Costo de Oportunidad del Carbón | 0 | 0 | 0,4 | 1 | 0,5 | 1 |

Fuente. Autores.

La anterior tabla tiene en cuenta todos los parámetros que se han mencionado a lo largo de este capítulo para la selección y ubicación de una posible planta de licuefacción de carbón ICL con una producción de 50000 bpd. Sin embargo,

algunos factores tienen una mayor importancia que otros y por lo tanto van a afectar el Índice final a la hora de escoger la zona para la ubicación de la planta.

Es por ello que se ha llevado a cabo una ponderación de los diferentes parámetros para establecer claramente cuáles son los más importantes y con base en esta ponderación se hace finalmente la selección y posible ubicación de la planta ICL.

Tabla 25. Índice Total Para Cada Región

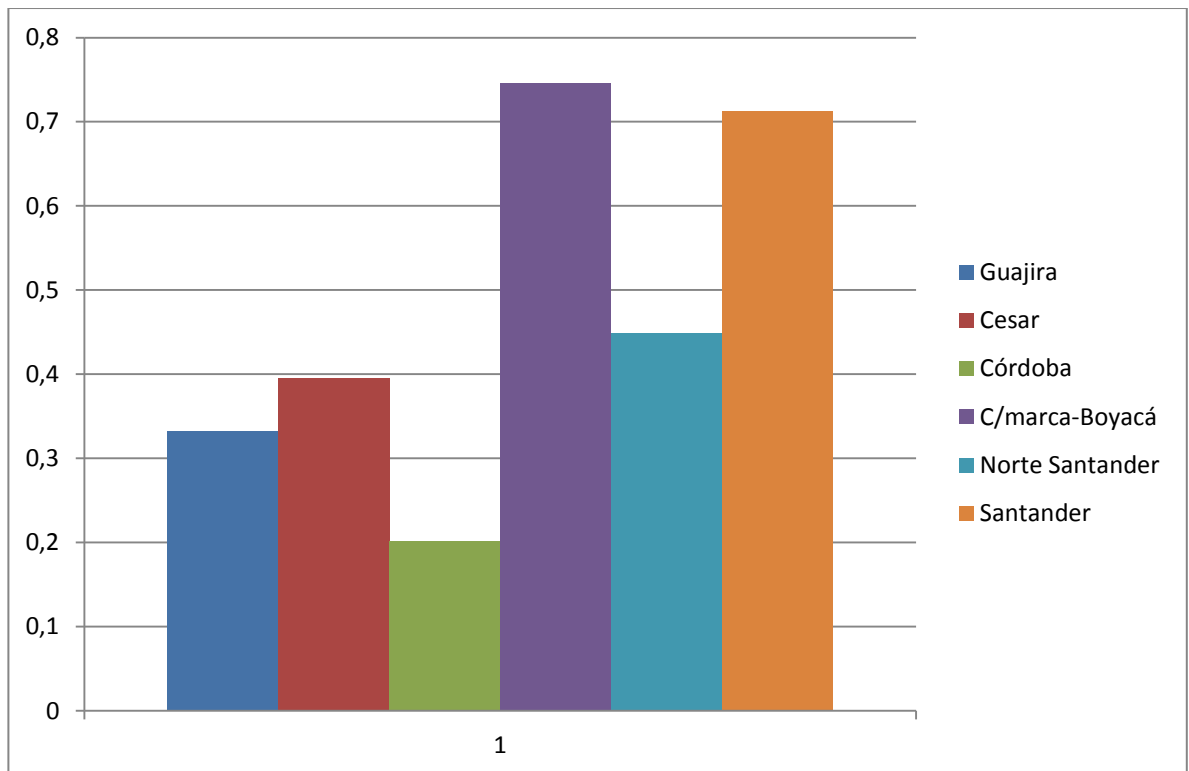
| Parámetro | Porcentaje Ponderacion | Guajira | Cesar | Córdoba | C/marca-Boyacá | Norte de Santander | Santander |
|--|------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|--------------------|---------------|
| Consumo de carbón(t/d) | 20 | 0,128 | 0,136 | 0 | 0,2 | 0,114 | 0,18 |
| Rendimiento (bbl/d) | 10 | 0,056 | 0,06 | 0 | 0,1 | 0,041 | 0,086 |
| Índice Mitigación de Impacto Ambiental | 12 | 0,0396 | 0,0636 | 0,0636 | 0,0996 | 0,0912 | 0,1116 |
| Disponibilidad de Agua | 8 | 0,04 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Posible Uso de pozos CBM | 4 | 0,032 | 0,028 | 0 | 0,04 | 0,028 | 0 |
| Índice Costo Carbón | 15 | 0,096 | 0,102 | 0 | 0,15 | 0,0855 | 0,135 |
| Infraestructura | 4 | 0,028 | 0,028 | 0,024 | 0,036 | 0,028 | 0,04 |
| Costo de Oportunidad del Carbón | 15 | 0 | 0 | 0,06 | 0,15 | 0,075 | 0,15 |
| Suma | | 0,4196 | 0,4976 | 0,2276 | 0,8556 | 0,5427 | 0,7826 |
| Producción de Cenizas | 4 | 0,0248 | 0,04 | 0,0256 | 0,0312 | 0,0312 | 0 |
| Azufre a disponer | 4 | 0,04 | 0,0348 | 0 | 0,0388 | 0,038 | 0,032 |
| CO2 Total | 4 | 0,0228 | 0,0272 | 0 | 0,04 | 0,0244 | 0,0376 |
| Suma Subproductos | | 0,0876 | 0,102 | 0,0256 | 0,11 | 0,0936 | 0,0696 |
| Resta de Subproductos | | 0,332 | 0,3956 | 0,202 | 0,7456 | 0,4491 | 0,713 |
| INDICE TOTAL | | 0,332 | 0,3956 | 0,202 | 0,7456 | 0,4491 | 0,713 |

Fuente. Autores.

De la anterior tabla se suman todos los factores importantes a tener en cuenta en la ubicación de la planta y se le restaron la suma de los índices de los subproductos, ya que a mayor producción de subproductos, mayor contaminación y mayores costos operacionales de la planta, por lo tanto es una desventaja a tener en cuenta para la ubicación de la planta y se restó del índice obtenido para

cada zona para hallar el Índice Total, con el cual finalmente se determinó la posible ubicación de la planta. Con base en el Índice total se puede construir una gráfica para analizar de forma más clara cuál es la región con el mayor puntaje.

Gráfica 33. Índice Total Obtenido para Cada Región



Fuente. Autores.

Como se puede observar de la anterior gráfica, la región que obtuvo el mayor puntaje o Índice fue Cundinamarca-Boyacá. Esta zona tiene las mejores características tanto técnicas, ambientales, económicas y logísticas para ser la zona en donde se puede ubicar la planta de licuefacción indirecta o ICL además tiene la ventaja extra de ser la zona más cercana a la capital del país por lo cual el transporte de los combustibles líquidos que produjera la planta estarían cerca al principal mercado del país, el cual es Bogotá y sus alrededores además de estar cerca a otras importantes ciudades y poliductos a los cuales se podría conectar una vez estuviera funcionando plenamente.

CONCLUSIONES

- Debido a las cada vez más estrictas regulaciones ambientales para los combustibles automotores, se va a necesitar importar grandes volúmenes de diesel para los próximos años. Alrededor de 40000 bpd para suplir la demanda.
- Gracias a las grandes reservas de Carbón que tiene el país y al potencial minero para aumentar la producción en diferentes regiones, resulta viable la construcción de una planta de conversión de carbón a combustibles líquidos o CTL.
- La tecnología DCL ha desarrollado diferentes procesos pero solo a nivel de prueba piloto. Sin embargo, actualmente se están construyendo plantas a nivel comercial tanto en China como en Estados Unidos.
- La tecnología ICL resulta superior en cuanto a calidad de combustibles producidos comparada con la DCL. Además, la ICL es la más desarrollada y presenta otras ventajas por lo cual resulta en la tecnología seleccionada para aplicar en Colombia.
- Para la selección de la zona en la cual ubicar la planta ICL en el país, se desarrolló un esquema para cuantificar las diferentes variables que afectan la construcción y operación de una planta ICL. Con base en este esquema, se seleccionó a la zona comprendida por los departamentos de Cundinamarca y Boyacá como la más viable y óptima para la construcción y operación de una planta ICL.

RECOMENDACIONES

- Llevar a cabo un estudio más completo sobre las zonas carboníferas en donde es posible desarrollar pozos de Metano en Mantos de Carbón o CBM aplicando dicho análisis hacia la ubicación de la planta ICL y el potencial de producción de combustibles líquidos a partir de los pozos CBM.
- Desarrollar un estudio sobre la ubicación exacta de la planta en la zona seleccionada de Cundinamarca-Boyacá, desarrollando un análisis técnico y económico en detalle para determinar las inversiones y costos operacionales de la construcción de la planta ICL.
- Se recomienda hacer un análisis sobre los impactos sociales, ambientales y económicos que significaría la construcción y operación de la planta ICL en la zona seleccionada.
- Se recomienda desarrollar un estudio en detalle sobre el potencial carbonífero de la zona de Santander, como alternativa para la ubicación de la planta ya que fue la segunda región que obtuvo el mayor índice.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS A PARTIR DE CARBÓN PARA EL CASO COLOMBIANO,UPME-AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS(ANH),Informe publicado en septiembre, 2007.
- Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial Scale Fischer-Tropsch Liquids Facility, Department of energy USA (DOE), 2007.
- BRITISH PETROLEUM, 2012. Stastical Review of World Energy, www.bp.com/worldenergy.
- HESTER, R.E. & R.M. HARRISON (De), 1994. Issiues In Enviromental Science and Technology. Vol. I.
- Informe: Ministerio de Minas y Energía Servicio Geológico Colombiano, Áreas con potencial mineral para definir reservas estratégica del estado, 2012
- LA CADENA DEL CARBON, Articulo desarrollado por la Unidad de planeación minero energetica UPME 2004
- MUDGE, Lee. THE GASIFICATION OF COAL, Pacific Northwest Laboratories, PenWell Publishing Company, 1974.
- Siderurgia Latinoamericana N° 210, Página 35, Octubre 1977.
- SPEIGHT, James G, THE RENINERY OF THE FUTURE, PenWel Publishing Company, 2008