

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA
CALIDAD DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE TECNOLOGÍAS UP-GRADING
EN COLOMBIA**

**YEIGMY PAOLA CLARO PEREZ
NADIA MAOLY HERNANDEZ CASTRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA
CALIDAD DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE TECNOLOGÍAS UP-GRADING
EN COLOMBIA**

**YEIGMY PAOLA CLARO PEREZ
NADIA MAOLY HERNANDEZ CASTRO**

Trabajo de Investigación para optar el Título de Ingeniera de Petróleos

**Director:
ING. NICOLAS SANTOS SANTOS M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

Con todo mi Cariño a:

A Dios por iluminar y bendecir cada día de mi vida.

A mi Hermosa Madre y mi Adorado Padre, quienes con su amor, esfuerzo y sacrificio me han hecho una profesional, y de los cuales me siento muy orgullosa y agradecida por haberme dado la vida, pero sobre todo ser mi mayor motivación para lograr mis metas.

A mis hermanos, Nelson y Diego, por su amor y compañía.

A Mama Aura y Papa Miro, por formar la familia tan unida y afectuosa que somos.

A mi Tía Blanca por su cariño, entrega y colaboración. A la Monga por creer tanto en Mí. A mis Tías, Tíos, Primos y demás familiares, que me apoyaron y colaboraron para lograr este reto de mi vida.

A mis amigos Ibeths, Yudith, José, Haroldá, Lucho, Willian por ser mis amigos y compañeros de casa, A mis Amiguis Nidia, Maoly, Roxy, Martha, Rocío, Jaime, Yair, Tasco, Cristian Blanco, Víctor, Nacho, Cristian Mateus, Gustavo, Tato, Mauricio, por compartir tantos momentos maravillosos durante toda la universidad.

A mi Amorcito Cesar López, por complementar y alegrar mi vida durante estos años juntos.

A la Familia Flores, por su colaboración y ayuda durante los cinco años que viví en su casa.

A la familia Díaz Hernández, por su afecto y abrirme las puertas de su caluroso hogar.

YEIGMY PAOLA CLARO PEREZ

Con todo mi cariño,

A Dios por darme la maravillosa oportunidad de compartir mi vida con las personas que hoy están a mí alrededor, por ser mi guía y amigo incondicional en el caminar de la vida,

A mis padres Blanca América y Aureliano por la formación que me dieron como persona a través de sus sabios consejos; por su apoyo incondicional y por la confianza que depositaron en mí. Gracias a su ejemplo de vida aprendí que los sueños sí se logran con esfuerzo y perseverancia,

A mis hermanos Laura, Andrés, Alba, Orlando, Lilitiana y Luz, sobrinos y demás familiares por la confianza que depositaron en mí, por su apoyo moral, por ser mis amigos y compartir mis alegrías y tristezas,

A mis amigas de Oiba, Olga, Lily, Dalía y Paola por ser incondicionales y animarme cada vez que sentía desfallecer,

A mis amigos de la U Nidia, Yeigmy, Roxy, Martha Lilitiana, Silvis y Rocío, Wilmer, Tavo, Jaime, Yair, Cesar, Cristian Mateus, Cristian Blanco, Nacho, Tasco, Harold, Victor, Tato, Contreras y Mauricio por acompañarme, aconsejarme y por compartir tantos momentos maravillosos durante toda la carrera.

NADIA MAOLY HERNÁNDEZ CASTRO

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su valiosa contribución en nuestra formación como profesionales.

Al Ing. Nicolás Santos Santos MSc, Director del proyecto, por haber confiado en nuestras capacidades.

A los Calificadores Aristóbulo Bejarano y Jorge Luis Grosso, por sus recomendaciones.

Al Ing. Fernando Calvete, por sus consejos, su amistad y ayuda incondicional.

Al Ing. Nelson Leonardo Martínez, por su amistad, su constante apoyo, consejos, enseñanzas y orientación, los cuales son parte fundamental en la estructura de este trabajo.

Al Ing. Tobías Ricardo Olmos Torres, por la oportunidad brindada para empezar nuestra carrera profesional y por su amistad incondicional.

A todos los Ingenieros del Departamento de Producción de la Superintendencia de Operaciones Apiay, por su aceptación y apoyo durante la realización de este proyecto.

A Diana Becerra por su amistad, colaboración y gestión realizada.

A todos los Amigos y Compañeros que de una u otra manera nos colaboraron en la realización de este proyecto.

RESUMEN

1. TITULO*

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE TECNOLOGÍAS UP-GRADING EN COLOMBIA.

2. AUTORES**

NADIA MAOLY HERNANDEZ CASTRO
YEIGMY PAOLA CLARO PEREZ

3. PALABRAS CLAVES

Tecnologías Up-grading, Crudo pesado, Rechazo de Carbón, Adición de Hidrógeno, Procesos de Separación

4. DESCRIPCIÓN

La disminución del suministro del petróleo convencional, los altos precios de la Energía y la necesidad de restablecer reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. No obstante, estos crudos presentan dificultades y desafíos a la hora de producirlos pues su alta viscosidad, alto contenido de Azufre y Nitrógeno, metales tales como Níquel y Vanadio, hacen difícil su extracción y tratamientos por medio de métodos convencionales; es por esta razón que la inversión para tratar estos crudos en superficie es considerablemente alta. Las tecnologías existentes para mejorar el crudo pesado pueden dividirse en tres procesos: *Rechazo de Carbón* donde se redistribuye el hidrógeno entre los distintos componentes lo cual da como resultado fracciones con incrementos en la relación atómica H/C y fracciones con baja relación atómica H/C; *Adición de Hidrógeno*, el cual involucra reacciones de crudos pesados con fuentes externas de hidrógeno lo que da como resultado incrementos en la relación H/C y *Procesos de Separación*. Este libro presenta una

apreciación global de las tecnologías up-grading existentes donde se discute la tecnología mas adecuada para mejorar el crudo pesado en Colombia, teniendo en cuenta los costos que genera cada planta según el %Conversión, buscando que todos esos factores sean consecuentes con el comportamiento y las restricciones de orden financiero en los que este proyecto se encuentra enmarcado.¹

^{*} Tesis de Grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Nicolás Santos Santos M.Sc.

ABSTRACT

1. TITLE*

TECHNICAL AND ECONOMICAL PREFEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A IMPROVEMENT PROJECT OF THE QUALITY OF HEAVY OILS THROUGH UPGRADING TECHNOLOGIES IN COLOMBIA

2. AUTHORS**

NADIA MAOLY HERNANDEZ CASTRO
YEIGMY PAOLA CLARO PEREZ

3. KEYWORDS

Up-grading Technology, Heavy Oil , Carbon Rejection, Hydrogen Addition, Separation Processes.

4. DESCRIPCIÓN

Diminution of conventional oil, high prices of power and the need to restoring oil reserves, are incentivizing oil companies to invest on heavy oil reservoirs. But these crude oils come with no easy tasks showing some difficulties and challenges on its production, because of its high viscosity, high content of Sulfur and Nitrogen, presence of metals like Nickel and Vanadium made more difficult its extraction and treatment by conventional means; is for that reason that the investment to treat this crude oils on surface is considerably high. The actual technologies to improve crude oil are ordered on three processes: Carbon rejection where hydrogen is redistributed between different components which give as a result fractions with

increases on the atomic bondage H/C and fractions with lower atomic bondage H/C; Hydrogen addition, which involves reactions of crude oils with external sources of hydrogen, which gives as results increases bondage H/C and separation processes. This book presents a global appreciation of actual upgrading technologies and discuss the matter of which of those technologies could be more suitable to improve Colombian crude oil, having on consideration the costs that every facility will generate according to %conversion, taking in account that all these factors will be consistent with the behavior and financial constraints in which this project is framed.

* Project of Degree.

** Physical – Chemical Engineering Faculty Petroleum Engineering School.

Directors: Eng. Petroleum M.Sc. Nicolás Santos Santos

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS.....	17
1.1 PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	21
1.1.1 Propiedades de los crudos pesados Tipo I.	22
1.1.2 Propiedades de los crudos pesados Tipo II.	23
1.1.3 Propiedades de los crudos pesados Tipo III.	23
1.2 QUIMICA DE LOS CRUDOS PESADOS.....	24
1.2.1 Compuestos de Azufre y Organometálicos en Residuos.....	25
1.2.2 Compuestos Organometálicos en Crudos Pesados y Residuos.....	27
2. RESERVAS	29
2.1 LOS CRUDOS PESADOS EN EL AMBITO MUNDIAL.....	32
2.1.1 Norte América	32
2.1.2 Suramerica	35
2.1.3 Asia.....	35
2.2 LOS CRUDOS PESADOS EN EL AMBITO NACIONAL.....	39
2.1.1 Cuenca del Valle del Magdalena Medio.....	42
2.1.2 Cuenca de los Llanos Orientales	45
3. PROCESOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDOS PESADOS	50
3.1 QUIMICA DE LOS PROCESOS	50
3.1.1 Hidrotratamiento de Residuos de Petróleo.	50
3.1.2 Reacciones Químicas	52
3.1.3 Termodinámica de las HDS..	66
3.1.4 Catalizadores de HDS y HDM.....	67
3.2 TECNOLOGÍAS UP-GRADING	68
3.2.1 Rechazo de Carbón.	70
3.2.1.1 Viscorreduccion.....	70

3.2.1.2 Coquización.....	72
3.2.1.3 Coquización Retardada.....	73
3.2.1.4 Coque Fluido.....	75
3.2.1.5 Flexi Coking	76
3.2.1.6 Craqueo Catalítico en Lecho Fluidizado (FCC).....	79
3.2.2 Adición de Hidrógeno.....	81
3.2.2.1 Hidrotratamiento.	82
3.2.2.2 Hidrocraqueo.	83
3.2.3 Procesos de Separación.....	86
3.2.3.1 Torre de destilación al Vacío.....	86
3.2.3.2 Desasfaltado con Solvente	87
4. ESTUDIO DEL MERCADO.....	88
4.1 AMBITO INTERNACIONAL	90
4.2 AMBITO NACIONAL.....	91
4.2.1 Proyecto de Hidrotratamiento de Combustible de la GCB..	92
4.2.2 Proyecto Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena....	95
4.2.3 Proyecto Cuenca de los Llanos Orientales	99
5. EVALUACION TÉCNICO-ECONÓMICA	101
5.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA.....	101
5.2 TAMAÑO DE LA PLANTA	102
5.3 ANALISIS TÉCNICO.....	102
5.3.1 Usos de los Sub-productos	103
5.4 EVALUACION FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS.....	105
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
BIBLIOGRAFIA.....	115

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Micela de Asfalteno.....	28
Figura 2. Distribución de Reservas de petróleo en el mundo.....	31
Figura 3. Reservas Totales Mundiales.....	36
Figura 4. Reservas Mundiales de Crudo Convencional	36
Figura 5. Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado.....	37
Figura 6. Reservas Arenas Bituminosas	37
Figura 7. Reservas Oil Shales.....	38
Figura 8. Reservas Crudo Convencional de la OPEP.....	38
Figura 9. Producción Mundial de Crudos Pesados... ..	39
Figura 10. Cuenca del Valle del Magdalena Medio.....	42
Figura 11. Pronósticos de Producción del Valle del Magdalena Medio.....	44
Figura 12. Cuenca de los Llanos Orientales.....	45
Figura 13. Pronosticos de Produccion de los Llanos Orientales.....	46
Figura 14. Cambios Cualitativos en los Asfaltenos.....	51
Figura 15. Proceso Viscorreduccion.....	71
Figura 16. Proceso Coquización Retardada.....	74
Figura 17. Proceso Coque Fluido.....	76
Figura 18. Proceso Flexi Coking.....	77
Figura 19. Proceso Craqueo Catalítico en Lecho Fluidizado (FCC).....	79
Figura 20. Proceso Hidrocraqueo.....	84

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Clasificación de los Crudos Pesados.....	20
Tabla 2. Tipos de Crudos Pesados.....	21
Tabla 3. Propiedades y Composición de los Crudos Pesados.....	22
Tabla 4. Características de los yacimientos y los Crudos Pesados Colombianos	41
Tabla 5. Características de los crudo pesados en el VMM.....	43
Tabla 6. Reservas de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	46
Tabla 7. Contratos Principales de la GCB.....	93
Tabla 8. Condiciones de Operación, productos y rendimientos	106
Tabla 9. Resultado del análisis económico.....	109

INTRODUCCION

La disminución del suministro de petróleo convencional, los altos precios de la energía y la necesidad de restablecer las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con las nuevas tecnologías y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados y son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico, por lo tanto las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Los desafíos de la investigación están en áreas clave como pueden ser la extracción (obtener la máxima cantidad de petróleo de los depósitos conocidos), el refinamiento (optimización del proceso de conversión del crudo en productos químicos y un mejor aprovechamiento), y la combustión (obtener más energía del combustible refinado y menos agresiva con el medio ambiente). Este trabajo se centra en la descripción de los distintos procesos necesarios para el mejoramiento de los crudos pesados y con base en esto, se realiza un análisis técnico y económico teniendo en cuenta las expectativas y pronósticos futuros para el desarrollo de los crudos pesados en Colombia.

1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

Los hidrocarburos pesados, son similares en origen a los crudos convencionales, pero ellos son el resultado de una evolución diferente. Si se compara la composición de un crudo convencional con un crudo pesado, se encuentra que las diferencias están en que los crudos pesados son pobres en fracciones livianas y muy ricos en asfaltenos y resinas, a su vez ricos en azufres, oxígeno y metales, especialmente vanadio y níquel y hay naturalmente un cambio en la composición química cualitativa, incluyendo marcadas disminuciones, o completa desaparición de ciertas familias de hidrocarburos, en este caso cadenas lineales parafínicas.

El descenso de masa por la pérdida de las fracciones livianas de crudos ocurre simultáneamente con la biodegradación. La biodegradación es un fenómeno biológico presente en la naturaleza y bajo esta acción, de acuerdo a los entendidos de la materia, han estimado que casi 10% de las reservas en el mundo han sido destruidas por degradación y otro 10% se transformaron en hidrocarburos pesados degradados. Una cantidad mínima como 8 mg por litro de oxígeno disuelto en las aguas subterráneas es más que suficiente para que las bacterias aeróbicas comiencen a oxidar la mayor parte de las acumulaciones de petróleo. Esta condición es necesaria, pero no exclusiva; porque la actividad bacteriana no puede aparecer a la temperatura de pozos que excedan los 80°C. Por otra parte el agua subterránea debe estar en equilibrio dinámico con la superficie de la tierra.

Los crudos pueden perder sus fracciones livianas, cuando la temperatura y presión caen por debajo de los puntos críticos. Esto último causa mezclas bifásicas, las cuales a su vez forman acumulación de los constituyentes menos volátiles en la fase pesada. Las fracciones livianas también se remueven de los yacimientos de crudos mediante lixiviación con aguas meteóricas, por evaporación

o escape a través de sellos naturales defectuosos, o filtración a través de ciertas rocas y naturalmente por segregación física.

Concurrentemente con la pérdida de las fracciones livianas, aumenta el enriquecimiento de hidrocarburos pesados en resinas y asfaltenos debido a los combinados efectos químicos, físicos y factores bacteriales. Los agentes químicos tales como azufre, hidrógeno y oxígeno juegan un papel importante en la formación de crudos pesados, ya sea directamente por oxidación y sulfuración de los constituyentes más polares de los aceites, o en asociación con la actividad bacteriana. Los constituyentes heteroatómicos producen la resina y asfaltenos mediante reacciones de condensación.

El enriquecimiento de azufre y oxígeno en los crudos es el resultado directo de los factores químicos y bacteriológicos y como consecuencia el incremento de resinas y asfaltenos. El aumento en el contenido de metales en los crudos pesados tiene conexión con los procesos hidrodinámicos. El cambio cualitativo de la composición química de los crudos y la desaparición de las parafinas, es atribuida exclusivamente a la acción de bacterias.

Los sedimentos, sólidos disueltos y agua pueden contener una gran cantidad de microorganismos capaces de degradar y oxidar selectivamente los constituyentes de un crudo. Tanto las parafinas, los naftalenos y aromáticos, ya sean en estado gaseoso, líquido o sólido, están sometidos a la degradación microbiana. Las parafinas de cadenas cortas por debajo del C_{15} , degradan con más facilidad que las que tienen cadenas largas; mientras que las estructuras monocíclicas y aromáticas exhiben una alta resistencia a la degradación. En virtud de todo lo anterior, los crudos pesados degradados, carecen no solamente de parafinas de cadenas cortas, sino también de parafinas de mayores cadenas e isoparafinas.

Crudos pesados y bitúmenes son hidrocarburos que pueden ser líquidos, semi-sólidos o sólidos que se encuentran en la naturaleza en un medio poroso. La clasificación de estos crudos, esta basada por lo general en características físicas tales como la densidad; sin embargo, para efecto de precisión, estas propiedades físicas se complementan con otras propiedades tales como la viscosidad, y/o relación carbón-hidrógeno. Los bitúmenes se caracterizan por tener alta viscosidad y alta relación carbón/hidrógeno.

Con el objeto de señalar límites de la gravedad específica en la clasificación de crudos, la densidad del agua se ha tomado como un marcador para diferenciar un crudo extrapesado de uno pesado, debido a que las propiedades del agua son bien conocidas y se ha utilizado en muchos estudios la comparación.

Un gran número de características físicas de crudos pesados y alquitranes arenosos se han analizado, ante los cuales se destacan la densidad-gravedad, viscosidad a las condiciones de pozo en cuanto a temperatura y presión se refiere, relación carbono-hidrógeno, punto de fluidez, porcentaje de residuos, índice de refracción, relación esfuerzo al corte. Estos análisis se realizaron en gran escala para determinar cuál de estas características, o una combinación de éstas podría diferenciar entre un crudo pesado y un alquitrán.

Tabla 1. Clasificación de los Crudos Pesados.

CLASE DE CRUDO	CARACTERISTICAS
CRUDO PESADO	Densidad-gravedad desde 1000 Kg/m ³ (10 °API < 20 °API) Máxima viscosidad de 10000 mPa/s (cp)
CRUDOS	Densidad-gravedad mayor que 1000 Kg/m ³ (<10 °API)
EXTRAPESADOS	Máxima viscosidad de 10000 mPa/s (cp)
BITUMEN	Viscosidad mayor que 10000 mPa/s, (cp)
(BITUMEN NATURAL)	Densidad mayor que 1000 Kg/m ³ (<10 °API)

Fuente: Bestougeff, M, Burolet, P.F and Byramjee, R.J. Heavy Crude Oil and their Classification. Second Conference of Heavy Crude and Tar Sand. Chapter 3.

En muchos países productores de petróleo, los crudos se clasifican con la base de la densidad, para tal efecto se tomó como gravedad de referencia la del agua a 4 °C (1000Kg/m³ ó 10 °API), para diferenciar un crudo pesado de un extrapesado. Como crudos pesados se clasifican aquellos con un API mayor de 10 mientras que los extrapesados tienen la gravedad API menos de 10. Por otra parte, se consideran como hidrocarburo pesado a todos los productos con gravedad por encima de 0.934 a 15°C (20 API), extraídos de los yacimientos sin conversiones químicas, independientemente de su estado físico (líquido-sólido) a las temperaturas ambientales. Los crudos convencionales incluyen todos los productos líquidos cuya gravedad es menor que 0.904 a 15°C (25 API). La categoría de productos cuyas gravedades caen dentro de los límites de 0.904 a 0.934, a 15°C pueden razonablemente clasificarse como intermedios.

Adicionalmente a estas tres divisiones, se deben mencionar algunos tipos de crudos pesados, cuyas propiedades difieren considerablemente, desde líquidos con fluidez relativa a productos semi-sólidos. Después de examinar las propiedades físicas, geológicas y geográficas y otros datos relacionados con los

crudos pesados, algunos autores proponen clasificar estos productos en tres categorías definidas por su gravedad específica o API: Tipo I, II y III.

Tabla 2. Tipos de Crudos Pesados.

TIPO	GRAVEDAD		VISCOSIDAD			COMPOSICION		
	GRAVEDAD	API	CTS a 37.8°C (100°F)	CTS a 100°C (212°F)	Fracciones antes 200°C en % Vol	%Peso Asfaltenos	Conradson metal	% Metal (V+Ni) PPM
I	0.935 - 0.965	19.9 - 14.9	100 - 1200	11.5 - 42.0	0 – 10	2.0 - 7.0	5.0 - 12.0	120 – 260
II	0.966 - 0.993	15.0 - 11.0	800 - 1500	32.0 - 47.0	0 – 6	6.0 - 15.0	5.0 - 12.0	180 – 550
III	0.994 - 1.040	10.9 - 4.5	1300 - 1500	44.0 - 170.0	0 – 4	7.0 - 27.0	10.0 - 20.0	210 - 1300

Fuente: Bestougeff, M, Burolet, P.F and Byramjee, R.J. Heavy Crude Oil and their Classification. Second Conference of Heavy Crude and Tar Sand. Chapter 3.

Algunos autores proponen clasificar los crudos pesados en tres categorías de acuerdo a sus propiedades físicas, geológicas y geográficas.

1.1 PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

La composición y las propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos pesados, varían considerablemente. Las variaciones extremas para cada tipo vienen dadas en la Tabla 3, de acuerdo a análisis realizados a 300 muestras de crudos (Compagnie Francaise Des Petroles, 1981). La viscosidad, el contenido de azufre, los asfaltenos y el coque generalmente tienen la tendencia a aumentar; mientras que el contenido de nitrógeno tiene variaciones significativas en el valor promedio de cada tipo de hidrocarburo pesado.

Tabla 3. Propiedades y Composición de los Crudos Pesados.

PROPIEDADES Y COMPOSICION DE LOS CRUDOS PESADOS			
TIPO	I	II	III
Propiedades en metros	770 - 1600	450 - 1200	120 - 910
Gravedad a 15°C	0.935 - 0.965	0.966 - 0.993	0.994 - 1.040
API°	20.1 - 14.9	15.0 - 11.0	11.1 - 4.5
μ (cts) a 37.8°C	410 - 1200	800 - 1320	1320 - 100000
% Azufre	1.6 - 5	1.6 - 5	3.4 - 6.5
% Nitrogeno	0.22 - 0.9	0.2 - 0.80	0.1 - 0.9
% Asfaltenos	1.0 - 4.0	5.8 - 14.3	7.0 - 27
% Carbon Conradson	4 - 11.1	1.4 - 13.8	8.0 - 21.0
Contenido de Vanadio (ppm)	100 - 228	156 - 413	100 - 1200
Contenido de Niquel (ppm)	18 - 30	24 - 130	40 - 150

Fuente: Bestougeff, M, Burolet, P.F and Byramjee, R.J. Heavy Crude Oil and their Classification. Second Conference of Heavy Crude and Tar Sand. Chapter 3.

1.1.1 Propiedades de los Crudos Pesados Tipo I: En primer lugar los crudos de este tipo no tienen fracciones livianas y si acaso la tienen, están en muy bajas proporciones, menores del 10%. Poseen altos contenidos en azufre y constituyentes heteroatómicos (resinas y asfaltenos) en lugar de aceites intermedios. Sus viscosidades son tan altas, que pueden crear serias dificultades para su producción y venta. Para estos crudos, se utilizan métodos de extracciones térmicas, inyección de vapor y combustión in situ en lugar de extracción primaria.

Se puede decir que la mayor parte de los crudos de este tipo son “pesados, sulfurosos y viscosos”. El contenido de azufre sobrepasa el 2% y usualmente llega a fluctuar entre el 4% al 6%. Estos corresponden a un crudo muy sulfuroso. El contenido de nitrógeno varía entre 0.2 y 0.9%, escasamente sobrepasa los valores correspondientes al tipo de crudo anterior. El contenido metálico es sumamente alto, 100-228 ppm para el vanadio y 18-30 ppm para el níquel.

1.1.2 Propiedades de los Crudos Pesados Tipo II: Se puede observar como una comparación con el tipo I, que los valores extremos de las propiedades permanecen, en la mayoría de los casos, dentro del mismo valor, mientras que los valores promedios son mayores. Estos crudos tipo II se caracteriza también porque son muy sulfurados, viscosos y con alto contenido de asfaltenos, resinas y metales. El contenido de este último varía desde 156-413 ppm para el vanadio, 24-130 ppm para el níquel. Estos valores son grandes y sólo son excedidos por algunos crudos del tipo III.

El contenido de nitrógeno varía desde 0.2-0.8% (0.3-0.4% en promedio) y no difiere notoriamente del tipo anterior. La cantidad de fracciones livianas en la mayoría de los casos es nula. Las propiedades agregadas al tipo II, hacen la producción y proceso del crudo muy difícil.

Debido al elevado porcentaje de azufre, asfaltenos y metales, pero en especial a la alta viscosidad, se hace necesaria la inyección de calor al yacimiento con el objeto de reducir la viscosidad y facilitar la fluidez.

1.1.3 Propiedades de los Crudos Pesados Tipo III

Un aspecto significativo de este crudo son sus valores extremos de sus propiedades físicas y en particular la gravedad y la viscosidad. La gravedad sobrepasa a 1.000 Kg/m³ y llega a 1.038 Kg/m³, y este aspecto cambia la conducta física de los aceites frente al agua. Contrariamente al caso tradicional, el agua flota sobre el crudo pesado.

La viscosidad, que en este tipo de crudo puede variar entre 5 a 8 millones cst, hace que el crudo permanezca en estado semisólido y poco fluido y por lo tanto no puede ser bombeado a las temperaturas normales. El contenido de azufre es alto

(7 - 9%). Naturalmente, existen excepciones de muy bajos contenidos (a veces menos de 1%).

Los porcentajes de coque y asfaltenos son muy elevados alcanzando el 20% y ocasionalmente por encima del 40%. La ausencia de destilados livianos antes de 200°C, es también una característica de estos hidrocarburos. El contenido de metales en los mismos crudos fluctúa entre 45-1200 ppm para el Vanadio y 18-150 ppm para el Níquel. El contenido de nitrógeno forma una excepción porque éste no presenta cambios perceptibles de acuerdo al tipo de hidrocarburos pesados, con valores que fluctúan entre 0.1 – 0.9 % para los tres tipos.

1.2 QUIMICA DE LOS CRUDOS PESADOS

De las fracciones de petróleo obtenidas normalmente en una refinería, el residuo es la parte más compleja, más difícil de procesar y la de menor valor. El residual, como se conoce actualmente representa la fracción del crudo que resulta después de separar las gasolinas, destilados medios y gasóleos. Una de las propiedades de estos residuos es su gran contenido energético, el cual hace que estos sean utilizados como combustibles; sin embargo el contenido de azufre y metales les restringen su uso, por la contaminación ambiental que estos producen, además del problema para su manejo por la alta viscosidad que presentan.

Los residuos de petróleo poseen moléculas con una gran diversidad estructural. Generalmente son moléculas que contienen uno o más heteroátomos tales como azufre, nitrógeno y metales. Estos componentes producen algunos de los principales problemas para el uso y procesamiento de residuos. Los otros componentes altamente perjudiciales para el procesamiento de los crudos pesados son los asfaltenos. Estos son compuestos de mayor peso molecular y

menor contenido de hidrógeno. Puede tener pesos moleculares en el rango de 3000-4000.

La naturaleza de la fuerza atractiva de los componentes de los asfaltenos, puede relacionarse a la existencia de electrones no apareados o radicales libres presentes en los asfaltenos. Existe otro tipo de molécula que tiene propiedades similares a los asfaltenos, pero es más reactiva; son llamadas Resinas, que también contienen electrones no apareados. Un tercer corte encontrado en los residuos es el aceite. Por tanto, en general un residuo está formado por tres cortes: asfaltenos, resinas y aceite.

En muchos casos las resinas representan la mayor fracción, encontrándose hasta 50-75% en un residuo de vacío.

Los tres componentes de un residuo, pueden separarse por tratamiento con parafinas livianas. Desasfaltando con propano se obtiene una fracción líquida aceitosa y una fracción asfáltica que contiene asfaltenos y residuos. Precipitando con pentano esta fracción, resulta una fracción líquida resinosa y una sólida (asfaltenos).

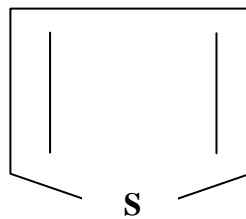
1.2.1 Compuestos de Azufre y Órgano-metálicos en Residuos:

Los compuestos de azufre más abundantes en los crudos pesados corresponden a las siguientes tipos:

Tioles (Mercaptanos)	:	R-SH
Sulfuros	:	R-S-R'
Disulfuros	:	R-S-S-R'

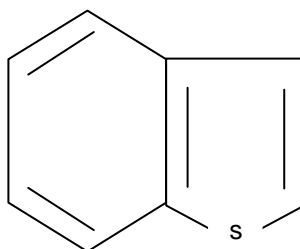
Tiofenos

:



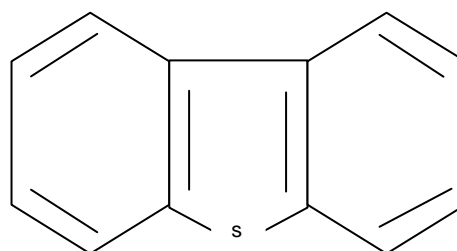
Benzotiofeno

:



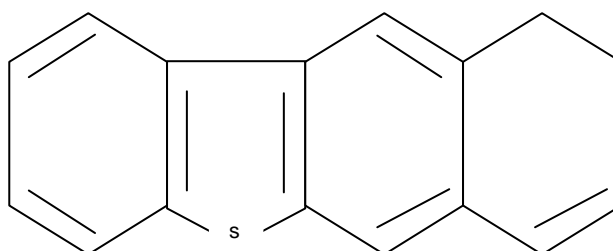
Dibenzotiofeno

:



Benzonaftotiofeno

:



Aproximadamente el 50% del azufre contenido en los residuos está en forma de compuestos tiofénicos y 50% como azufre no tiofénico.

El contenido relativo de las especies sulfuradas varía dependiendo de la fracción considerada; a un aumento del peso molecular de la fracción, corresponde una mayor proporción de compuestos sulfurados.

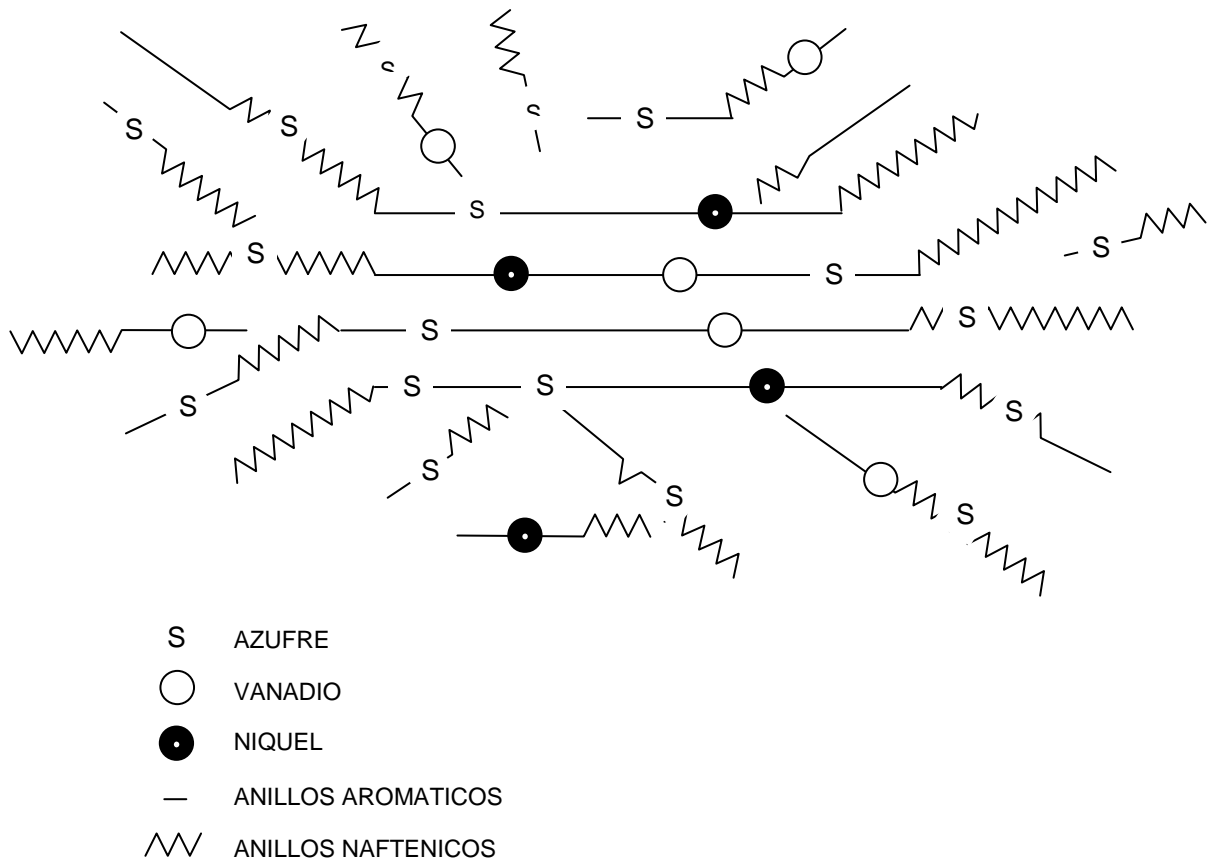
1.2.2 Compuestos Órgano-Metálicos en Crudos Pesados y Residuos:

Los crudos pesados y residuos contienen un gran número de trazas de elementos. Aproximadamente la mitad de los elementos de la tabla periódica han sido identificados. Una gran parte de las trazas metálicas se encuentran en forma de complejos metaloporfirínicos. El porcentaje de metales en forma porfirínica varía entre 12 y 44%.

Los compuestos organometálicos se concentran principalmente en los asfaltenos, ya que cuando éstos son precipitados, la fracción malténica contiene considerablemente menos compuestos metálicos.

La mayor parte del Vanadio presente en el crudo esta en forma de Vanadio V^{+4} . El níquel exclusivamente esta en forma de Ni^{+2} . Los compuestos de Níquel son más resistentes y más difíciles que los compuestos de vanadio para removerlos por medio de hidrotreamiento. En la Figura 1, se presenta un modelo de una micela de asfalteno, mostrándose la distribución de los compuestos organometálicos.

Figura 1. Micela de Asfalteno.



Fuente: Bestougeff, M, Burolet, P.F and Byramjee, R.J. Heavy Crude Oil and their Classification. Second Conference of Heavy Crude and Tar Sand. Chapter 3.

2. RESERVAS

Las reservas de petróleo y gas son el recurso principal de una compañía de petróleo. Estas son determinadas según un conjunto de reglas desarrollado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE). Las Reservas de cualquier compañía listadas en la Bolsa de valores de Nueva York tienen que ser declaradas a la Comisión de Valores y Bolsas americanas. En muchos casos estas reservas reportadas, vuelven a ser estudiadas por los geólogos externos, aunque éste no es un requisito legal. La Comisión de Valores y Bolsas americanas rechaza el concepto de probabilidad y prohíbe a las compañías mencionar las reservas probables y posibles en sus limaduras. Así, siempre se subestimarán apreciaciones oficiales de las reservas probadas comparadas con las que las compañías piensan que realmente existen. Para caso práctico se propuso que las compañías usarán una ventaja en la estimación de las reservas probada probable como (2P), y a largo plazo, se programó que las compañías siguieran replanteando principalmente las posibles reservas.

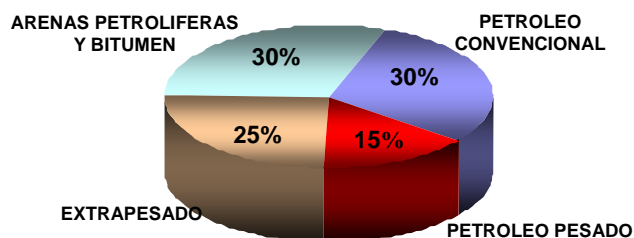
La producción y explotación de petróleo siempre ha estado asociada a riesgos económicos, tecnológicos y políticos. El riesgo Económico es la probabilidad que el petróleo existe pero no puede producirse a los precios y costos corrientes. Hay una inmensa cantidad de crudo en esta categoría. El riesgo Tecnológico es la probabilidad que el crudo existe pero no puede producirse usando la tecnología actual. El riesgo Político es el riesgo que el crudo existe pero no puede producirse porque las condiciones políticas lo impiden. Desde que la mayoría del petróleo del mundo está en los países políticamente inestables, el riesgo político normalmente es el más grande y el más difícil de cuantificar.

De los 8 a 10 trillones de barriles de petróleo convencional, petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, atrapados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos que migran arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo se biodegrada. La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado por medios físicos más que biológicos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176°F); el proceso se limita por lo tanto a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 Km (2.5 millas). La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.46 trillón de barriles [190,000 millones de m³] de petróleo extrapesado de 6 a 12°API. Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 2.58 trillón de bbl. Las fuentes de estos petróleos no se conocen totalmente pero existe acuerdo,

en ambos casos, en cuanto a que provienen de petróleos marinos severamente biodegradados. Los casi 5 trillones de barriles de todos los depósitos del oeste de Canadá y del este de Venezuela representan los restos degradados de los que alguna vez fueron probablemente 18 trillones de barriles [2.9 trillones de m³] de petróleos más livianos. En cualquier ambiente deposicional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. Las acumulaciones de brea existen en muchos yacimientos, cerca del contacto agua-petróleo, donde las condiciones conducen a la actividad microbiana. El ambiente deposicional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

Del total de petróleo existente en el mundo, se puede decir que un 30% pertenece al Petróleo Convencional, y el otro 70% pertenece a las reservas de crudo pesado distribuidas de la siguiente forma: Petróleo pesado (15%), extrapesado (25%) y Arenas Petrolíferas o Bitumen (30%).

Figura 2. Distribución de Reservas de petróleo en el mundo.



Fuente: La importancia del Petróleo Pesado, Otoño 2006. Magazine Oil Field Review, Hussein Alboudwearej, Joao Felix, Shawn Taylor, (Edmonton, Alberta, Canadá).

2.1 CRUDOS PESADOS EN EL AMBITO MUNDIAL

Las reservas mundiales de crudo pesado (aceite original “in situ”) son de alrededor de diez (10) trillones de barriles, casi tres veces el aceite “in situ” de crudos livianos convencionales existentes. Gran parte de las reservas de crudo pesado del mundo se encuentran en las arenas bituminosas de la provincia de Alberta en el Canadá (dos trillones de barriles). La mayor cantidad de reservas de crudo pesado en yacimientos convencionales las tiene Venezuela con alrededor de tres (3) trillones de barriles, de las cuales cerca del 50% se encuentran en la cuenca del río Orinoco. En las Figuras 3, 4, 5, 6, 7 y 9 se puede observar una breve discriminación de las mismas.

2.1.1 Norte América: Las reservas de aceite convencional estimadas de Alberta totales están alrededor de 5 billones de barriles (mil millones de barriles) y se aumentaron alrededor de 180 billones de barriles por la inclusión de los depósitos de arenas petrolíferas de Athabasca según Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) poniendo segundo a Canadá después de Arabia Saudita. Otras estimaciones (BP Statistical Review of World Energy) colocan las reservas de petróleo de Canadá en el rango de los 17 gigabarriles, sólo contando las Oil sands bajo desarrollo. Siendo Alberta el mayor productor, ya que contiene el 75% de las reservas canadienses.

Estimar las reservas de arenas petrolíferas (Oil Sands) puede ser difícil, pues éstas tienen una forma de aceite semisólido conocido como bitumen y las compañías solo aceptan como reserva, a las reservas probadas después de que extraen el bitumen de la mina, con las facilidades térmicas y las plantas de mejoramiento para convertirlo en crudo sintético (Syncrude o SCO). Por otro lado, las bases gubernamentales de Alberta han estimado las reservas con los 19000 pozos perforados, las pruebas y registros realizados. Alberta usa el termino “crudo bitumen” en lugar de petróleo crudo y se refiere a las reservas como “reservas

establecidas” y no como reservas probadas, diferencia instaurada por las compañías petroleras. Estas estimaciones no llamaron mucho la atención hasta que la prestigiosa “Oil and Gas Journal” las agregó a sus estimaciones de reservas probadas, cuadruplicando las reservas norteamericanas.

Cuando los precios del petróleo eran bajos, algunas compañías como la Energía de Suncor y Syncrude utilizó nuevas tecnologías y redujo sus costos a alrededor de \$15/bbl. Sin embargo, como resultado, del incremento del precio de petróleo desde el 2004-2006 en promedio de \$60-70/bbl, hicieron que la producción de las Oil Sands fuera más atractiva, causando un aumento en las ganancias de alrededor de \$100 mil millones de dólares en el valor de los proyectos. La producción de las Oil Sands de Alberta, en el 2005 estaba alrededor de 0.4 Gigabarriles por año. Se espera que suba a 0.7 Gigabarriles por año, a partir del 2006. La producción de crudo en Canadá está proyectada para incrementarse un 10 por ciento para el 2007, mientras que en el 2006 sufrió un aumento del 5 por ciento. Además, según los pronósticos se piensa incrementar la producción por año desde el 2008 hasta el 2011, en promedio un 8.6 por ciento.

Las reservas probadas de petróleo convencional de los Estados Unidos declinaron a un poco más de 30 Gigabarriles al final del año 2004 (Energy Information Administration), disminución del 46 % de los 39 gigabarriles que tenían en 1970 cuando las enormes reservas de Alaska North Slope (ANS) fueron incluidas. A pesar de que se han perforado millones de pozos, no se ha encontrado un yacimiento del tamaño del (ANS), y por tanto los campos se encuentran en el fin de su producción. Consecuentemente, el número de las reservas de US puede ser más aproximado en comparación con otros países. El pico de la producción de petróleo de los Estados Unidos que fue en el año 1970, estuvo alrededor de 4 Gigabarriles por año, pero declinó a 1.8 Gigabarriles por año en el 2006. De hecho, la producción en el otoño del 2005 se redujo a 1.5 Gigabarriles por año

como resultado de los huracanes en el golfo de México, y al mismo tiempo el consumo de petróleo incremento cerca de 7.3 gigabarriles por año. La diferencia fue principalmente hecha por el aumento en las importaciones, con el gran proveedor Canadá, el cual incrementó las exportaciones de crudo y productos refinados hacia los estados unidos cerca de 0.8 Gigabarriles por año al final del 2005.

Los Estados Unidos tienen la concentración conocida más grande de Oil Shale en el mundo, según el Bureau of Land Management y se estima que tiene 900 Gigabarriles de aceite recuperable, suficiente para abastecer la demanda Americana de petróleo a los niveles actuales de consumo durante los próximos 110 años; sin embargo, la desventaja de esto es que la tasa de producción de Oil Shale es considerablemente baja comparada con las proporciones de la producción de aceite convencional. En estos momentos, la producción y explotación de las Oil Shales son económicamente rentables dado los altos precios del petróleo presentados actualmente, y la tecnología existente para convertirlas en petróleo convencional.

El principal problema que presenta la explotación de crudos pesados es su bajo recobro por técnicas convencionales y el alto costo de los métodos de recobro térmico. En las arenas bituminosas de la provincia de Alberta en el Canadá, el recobro está entre el 5 y el 20 % en las mejores áreas (inyección cíclica de vapor). En los yacimientos de crudo pesado de California en los Estados Unidos, se han logrado recobros entre el 50 y el 60% con inyección continua de vapor. Los costos por barril para la extracción de crudo pesado pueden variar entre 3.0 US\$/BBL para inyección cíclica de vapor, hasta 7.0 US \$/BBL, para inyección continua de vapor (California). Para la explotación de arenas bituminosas los costos pueden ser tan altos como 14.0 US \$/BL. (Canadá). Sin embargo, la importancia que ha venido ganando a nivel mundial el crudo pesado, radica en que cerca del 10% de

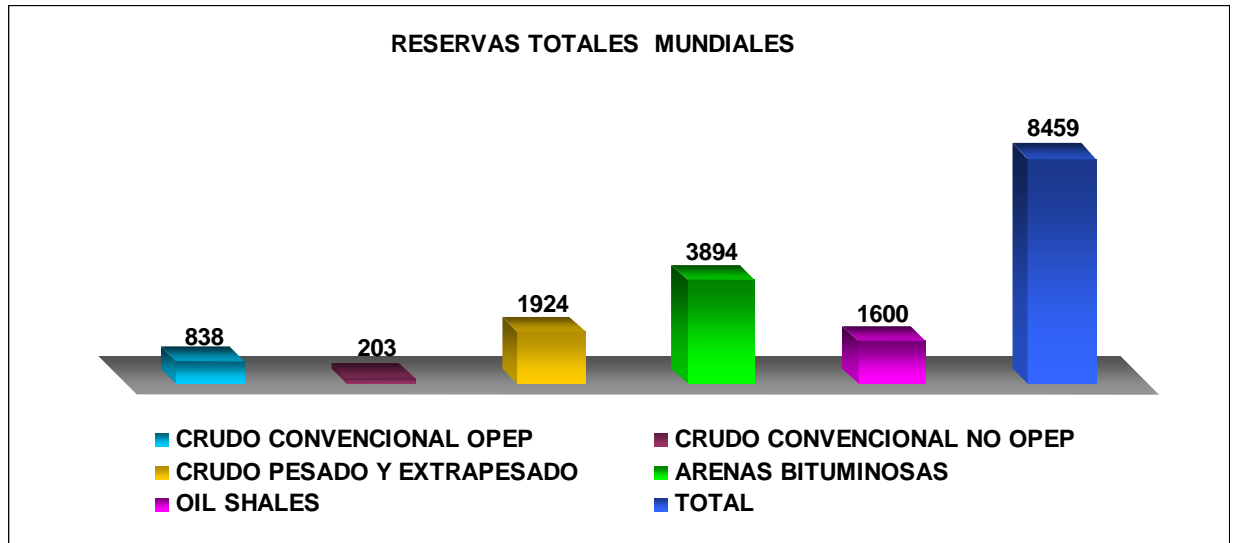
la producción de petróleo de los Estados Unidos y el 20% de la producción de Canadá proviene de esta clase de yacimientos y de arenas bituminosas. Adicionalmente, no es un secreto que las reservas de crudo liviano se están agotando, mientras la gran mayoría de yacimientos de crudo pesado están aún sin explotar.

2.1.2 Suramérica: Según el Periódico de Aceite y de Gas (OGJ), Venezuela tiene 80 mil millones de barriles de reservas de aceite convencional probadas. Además tiene los depósitos de aceite no convencionales, 2400 mil millones de barriles aproximadamente, similares a las de Canadá y mayores a las reservas del mundo de aceite convencional. Aproximadamente 267 mil millones barriles de éstas pueden producirse a los precios corrientes, usando la tecnología actual. Las arenas Bituminosas de Venezuela son menos viscosas y más profundas que las arenas de Athabasca de Canadá, facilitando así la producción por métodos más convencionales, pero no pueden extraerse por explotación minera en superficie como las arenas de Athabasca.

El desarrollo de las reservas de petróleo no convencional de Venezuela está principalmente limitado por la inestabilidad política. La Agencia de Información de Energía Americana estima que la producción de aceite de Venezuela en Diciembre 2006 era sólo 2.5 millones de barriles por día, un 24% por debajo de su máxima producción de 3.3 millones en 1997. No obstante, Venezuela continúa siendo el segundo o tercer proveedor más grande de aceite a los Estados Unidos, exportando aproximadamente 1.5 millones de barriles por día, además de ser uno de los mayores refinadores de petróleo.

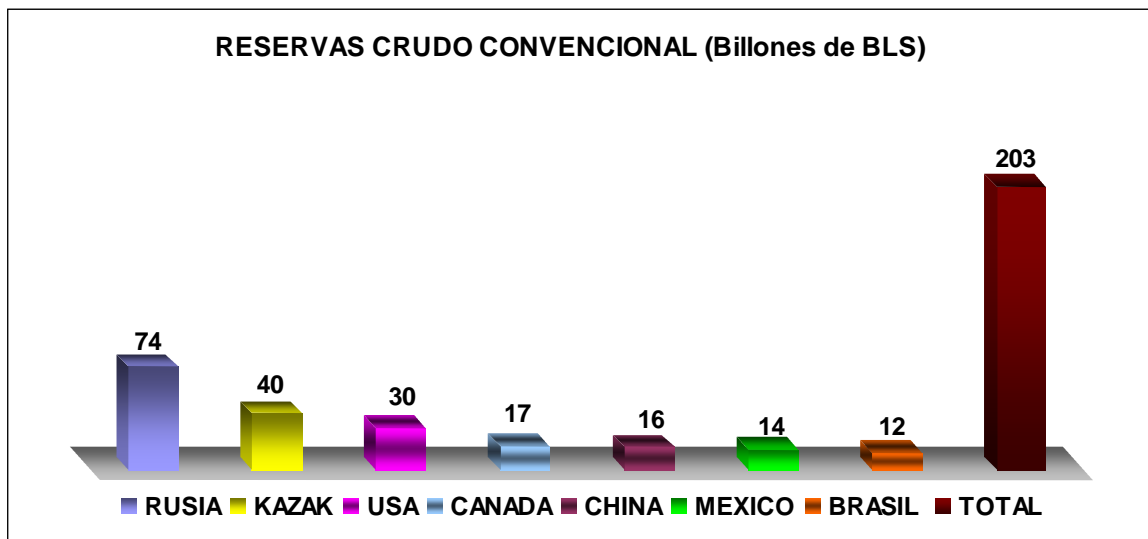
2.1.3 Asia: Rusia y China, también presentan un alto potencial de reservas de crudo pesado, China tiene 16 billones de barriles de petróleo convencional y 80 billones de barriles de Oil Shale, Rusia posee 403 billones de arenas bituminosas.

Figura 3. Reservas Totales Mundiales.



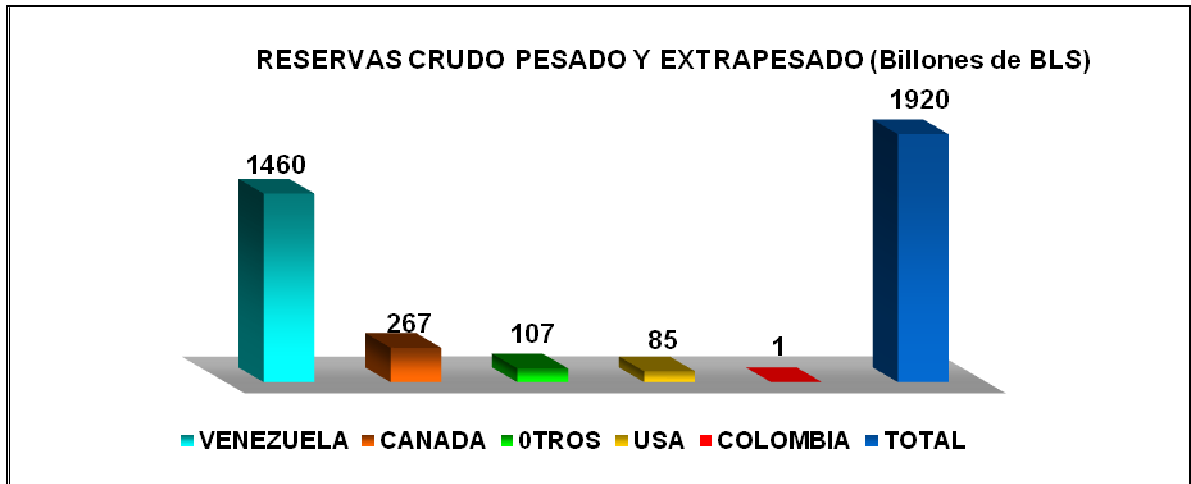
Fuente: BP Statical Review, 2006

Figura 4. Reservas Mundiales de Crudo Convencional.



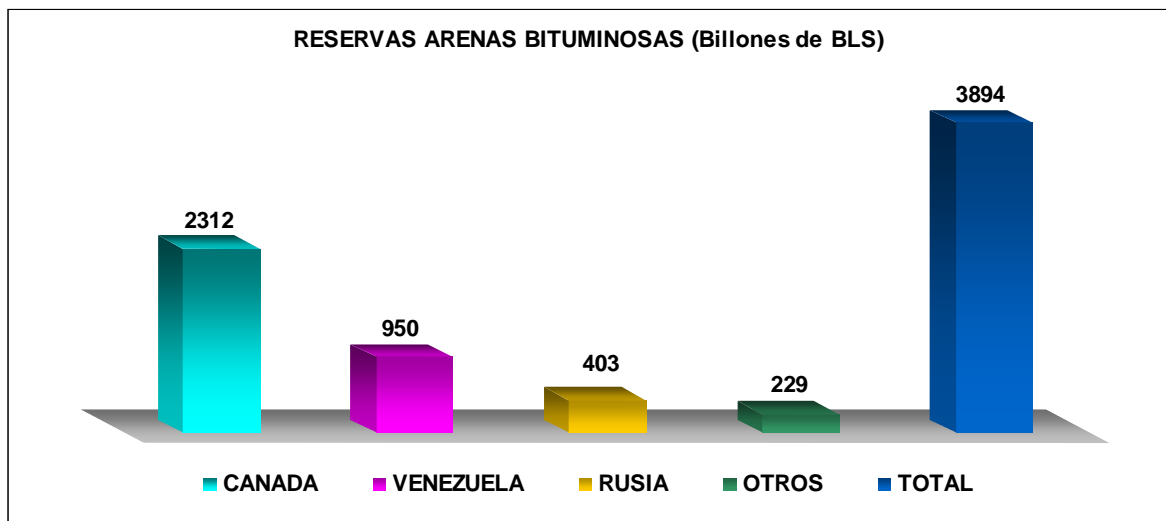
Fuente: BP Statical Review, 2006

Figura 5. Reservas Crudo Pesado y Extrapesado.



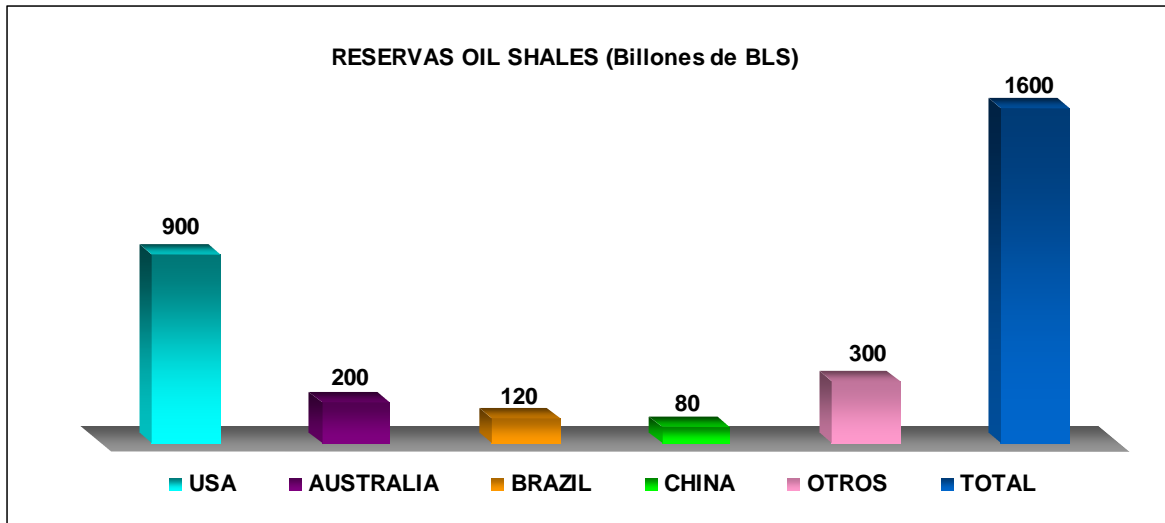
Fuente: BP Statical Review, 2006

Figura 6. Reservas Arenas Bituminosas.



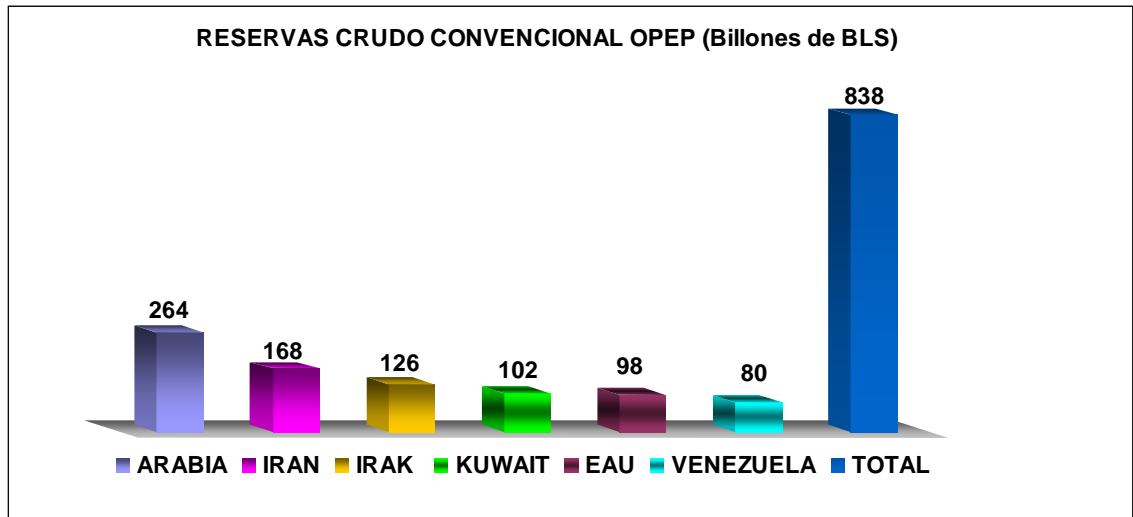
Fuente: BP Statical Review, 2006

Figura 7. Reservas Oil Shales.



Fuente: BP Statical Review, 2006

Figura 8. Reservas Crudo Convencional de la OPEP.



Fuente: BP Statical Review, 2006

Para el año 2020, el 85% de las reservas mundiales serán de la OPEP y solo 7 países tendrán reservas mayores a 50 billones de barriles. Dentro de los 7 países

6 pertenecen a la OPEP (Venezuela, Arabia, Iran, Kuwait, Emiratos Arabes e Iraq) y Canadá.

Teniendo en cuenta que los crudos pesados ya son tomados como reservas, se puede decir que únicamente Venezuela y Canadá han aumentado sus reservas en 20 años.

Figura 9. Producción Mundial de Crudos Pesados.



Fuente: www.heavyoilinfo.com

2.2 CRUDOS PESADOS EN EL AMBITO NACIONAL

El petróleo original “In Situ” descubierto en Colombia asciende a 7000 millones de barriles. Las reservas de crudo pesado remanentes totales a diciembre 31 de 2006, ascienden a más de 939 MBLS distribuidas en todo el territorio Nacional.

En la Cuenca de los Llanos Orientales están distribuidas entre los Campos Castilla, Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Chichimene (Unidad T2) y el Campo Rubiales, (Contrato de Asociación Piriri); ubicados en el Departamento del Meta.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los departamentos de Boyacá, Santander, Antioquia y Cesar. Dentro de esta cuenca se encuentran localizados los Contratos de Asociación Cocorná (Campo Teca), Nare (Campos Nare Sur, Nare Norte, Moriche y Chicalá) y la Asociación Tisquirama donde se encuentra el Campo Los Ángeles. Recientemente se han descubierto reservas de crudo pesado en rocas generadoras del Cretáceo (Formación La Luna), con el Contrato de Asociación Bolívar en el Departamento del Cesar, generando gran interés exploratorio en esta Formación que cubre gran parte del país.

A continuación se presentan algunas especificaciones acerca de los campos existentes con crudos pesados en Colombia, los cuales según estudios desarrollados, abren una gran expectativa en miras al mantenimiento del autoabastecimiento de la nación por unos cuantos años más.

Tabla 4. Características de los yacimientos y los crudos pesados Colombianos.

CAMPO	PROFUNDIDAD	API	VISCOSIDAD	%AZUFRE	CONTENIDO
	PIES	a 60°F	Cp a Tyac	%W	NI+V(ppm)
TECA	2200	12.8	60	1.3	
CASTILLA K2/K1	8000	13.7	60	2.5	250
CASTILLA T2	6800	9	500	3.2	620
CHICHIMENE T2	7400	9	460	3.2	620
APIAY-SURIA T2	9000	11	350	3.2	620
NARE SUR	2200	12.8	60	1.3	
NARE NORTE	1600	12.8	173	1.3	
MORICHE	1600	12.8	173	1.3	
CHICALA	1600	12.8	173	1.3	
UNDER RIVER	2200	12.8	60	1.3	
RUBIALES	2700	12.2	103	1.3	180

Fuente: ECOPETROL S.A

2.2.1 Cuenca Del Valle Del Magdalena Medio

Figura 10. Cuenca del Valle del Magdalena Medio



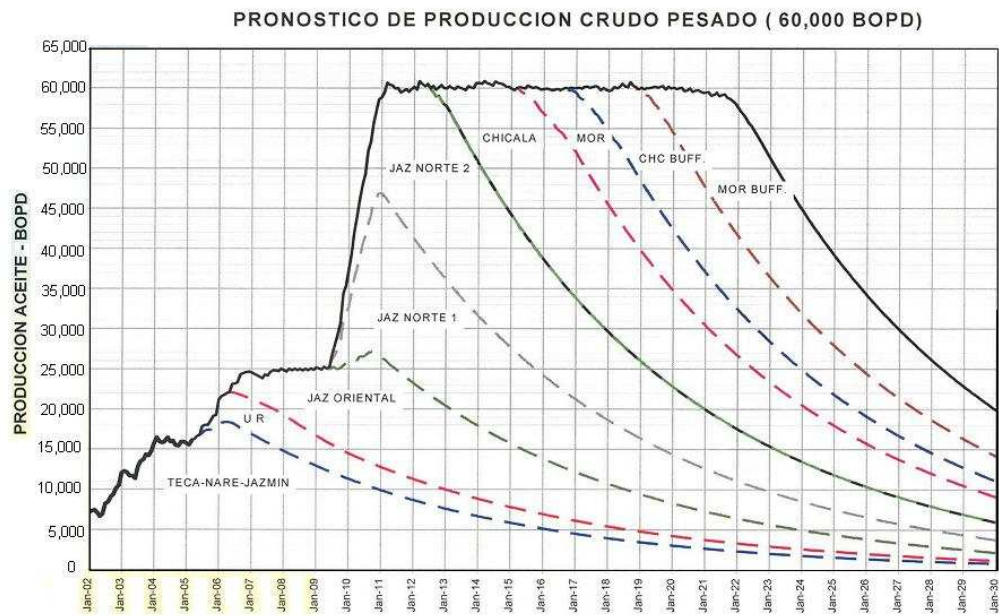
Fuente: ECOPETROL S.A

Tabla 5. Características de los crudos Pesados en el Valle del Magdalena Medio

CRUDOS PESADOS VALLE MEDIO DEL MAGDALENA					
ESTRATEGIAS DE DESARROLLO FUTURO					
CAMPO	AREA	Nº POZOS	PLAN DE PERF	PROD MAX	RESERVAS
	ACRES		PERIODO	BOPD	MMBLS
TECA					20,5
NARE SUR					11
UNDER RIVER					16,5
JAZMIN					40,9
JAZMIN ORIENTAL		168	2006-2010	14000	46,6
GIRASOL	980	175	2009-2010	20400	58,5
ABARCO	1000	200	2009-2012	21500	72
CHICALA	2600	500	2012-2016	18400	67
MORICHE	1090	210	2014-2018	9300	29,5
CHICALA BUF	1830	300	2016-2019	12400	38
MORICHE BUF	2800	400	2018-2022	16000	52

Fuente: ECOPETROL S.A

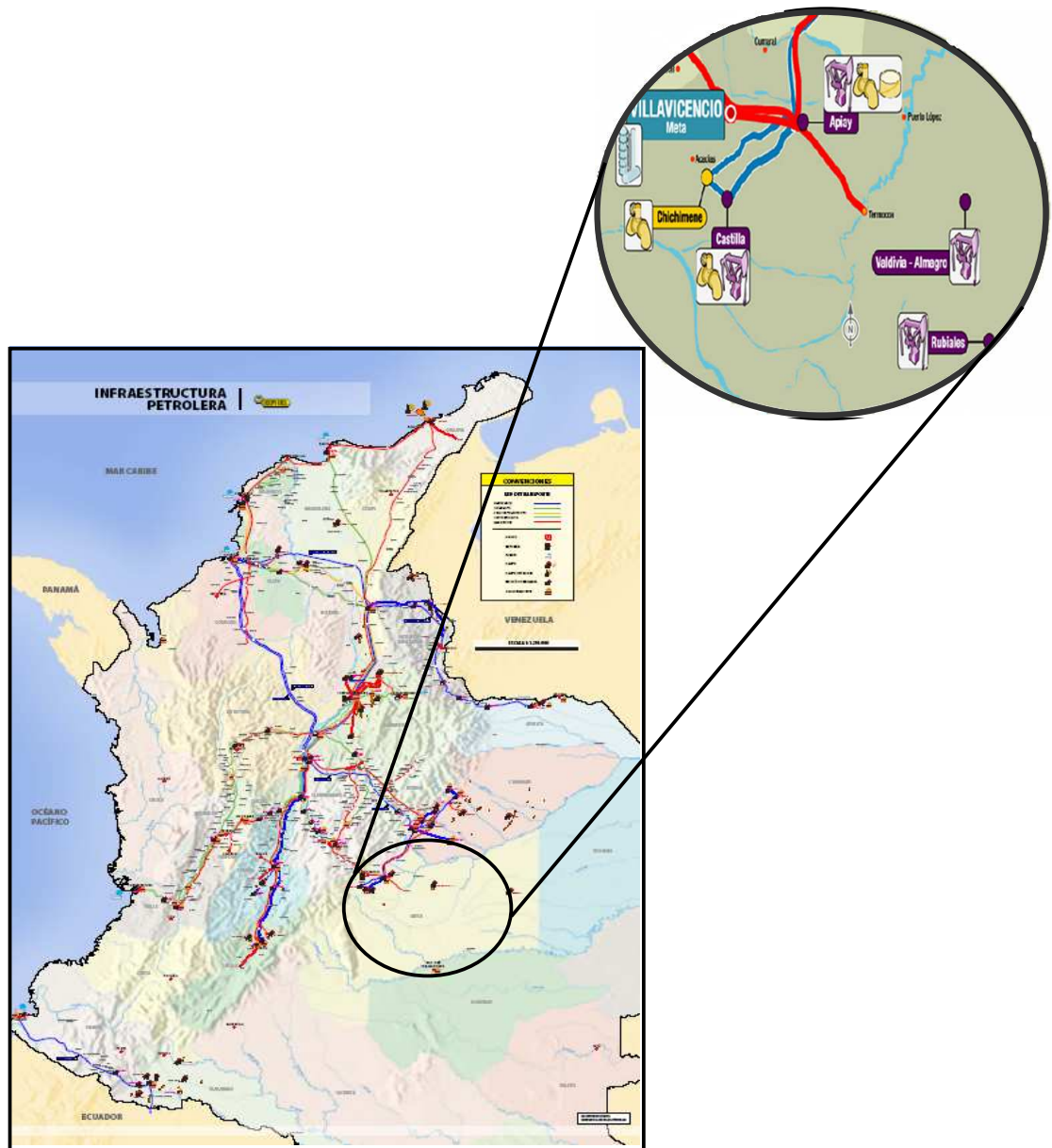
Figura 11. Pronósticos de Producción de Crudo Pesado Valle del Magdalena Medio.



Fuente: ECOPETROL S.A

2.2.2 Cuenca De Los Llanos Orientales

Figura 12. Cuenca de los Llanos Orientales.



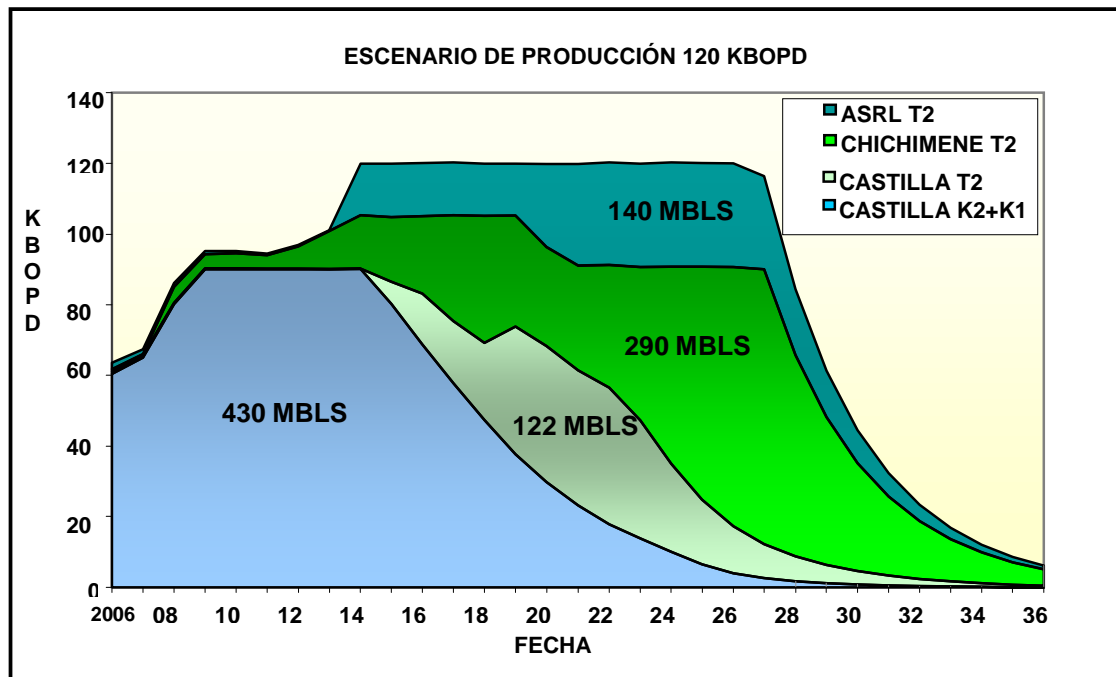
Fuente: ECOPETROL S.A

Tabla 6. Reservas de la Cuenca de los Llanos Orientales

RESERVAS MBLs	UNIDAD K2/K1	UNIDAD T2 SAN FERNANDO			TOTAL
	CASTILLA	CASTILLA	CHICHIMENE	ASRL	
Reservas Probadas Desarrolladas	129	1	4	3	137
Reservas Probadas no Desarrolladas	162	44	65	58	329
Reservas Probables	112	20	100	20	252
Reservas Posibles	26	59	130	57	272
OOIP	2800	830	1700	800	

Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 13. Pronósticos de Producción de Llanos Orientales



Fuente: ECOPETROL S.A

Aunque la explotación de crudos pesados en Colombia data desde mediados del siglo pasado, su producción había sido restringida debido a que en las

refinerías del país no había demanda para este tipo de crudos y la exportación no era muy atractiva por la competencia con crudos Venezolanos. La importancia de aumentar la producción de crudo pesado en Colombia solo se manifestó recientemente con el requerimiento por parte de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, de alrededor de 40,000 barriles por día de crudo pesado adicional para mejorar los procesos de conversión en sus plantas.

La producción actual de crudo pesado en Asociación en el país asciende a 90,000 BPPD (Promedio para el año 2006). En la medida en que se logren implementar técnicas que permitan aumentar el factor de recobro en los yacimientos de crudo pesado, mayores serán las expectativas y el desarrollo tecnológico asociado a su utilización como una fuente energética de mayor interés; por ejemplo, si éste factor de recobro se pudiese llevar a un 15%, las reservas remanentes del país se aumentarían en 251 MBLS. Siendo aún más optimistas, si el factor de recobro de los campos ya existentes lograra llevarse a un 20%, las reservas remanentes del país se incrementarían en 500 MBLS. Para el caso más optimista (pero económicamente poco viable), si el factor de recobro se pudiese llevar a un 35% las reservas remanentes del país se incrementarían en 1200 MBLS aproximadamente.

La gran cantidad de reservas remanentes de crudo pesado y el gran potencial que tiene el país para descubrir reservas adicionales de este tipo de crudo, requiere que se preste gran atención a la exploración y explotación de este recurso, máxime cuando las reservas de crudo liviano son cada vez menores.

El reto está entonces, en implantar las tecnologías que permitan explotar estos yacimientos económicamente viables. De cumplirse este objetivo, el crudo pesado sería la fuente de hidrocarburos que permitiría alejar por unos años el fantasma de la importación de petróleo.

Por otro lado ECOPETROL desarrollará directamente los campos de crudo pesado de los Llanos. El principal campo de dicha región es Castilla, el cual ha duplicado su producción en tres años, hoy produce 60 mil barriles por día y se prevé que llegue a 90 mil barriles por día en 2009, siendo además, actualmente el mayor productor de crudo pesado en Colombia y primer campo de la operación directa de Ecopetrol. La intención es incrementar su producción en un 50% en los próximos tres años. Este resultado ha impulsado la producción directa de Ecopetrol y ha permitido que se detenga la caída de la producción nacional de crudo.

Para el desarrollo adicional del campo Castilla y de la Formación San Fernando, de la que hoy se extrae la mayor cantidad de crudos pesados en los Llanos Orientales, la empresa invertirá cerca de 700 millones de dólares entre el 2007 y el 2009 en facilidades de producción y procesamiento, así como en la ampliación y adecuación de los sistemas de transporte.

La decisión de Ecopetrol se enmarca en el desarrollo del negocio de crudos pesados, una de las principales actividades contempladas en su plan estratégico para los próximos cinco años, que busca que la empresa alcance una producción de 500 mil barriles de petróleo equivalente en 2011.

El proyecto de crudos pesados de Ecopetrol le apunta a que en el año 2009 la producción de este tipo de petróleo ascienda a 160 mil barriles por día. Además de Castilla y San Fernando, el proyecto incluye el campo Rubiales, ubicado en límites de los departamentos de Meta y Vichada, y el desarrollo potencial de los campos Teca, Nare y Jazmín en el Valle Medio del Magdalena.

El desarrollo directo de los campos de los Llanos por parte de Ecopetrol significa que el proceso que este había iniciado para la búsqueda de un socio estratégico para el desarrollo del proyecto de crudos pesados, ahora sólo se realizará para la parte exploratoria.

Para el mejoramiento del crudo pesado, Ecopetrol realizará durante 2007 los estudios tendientes a evaluar diferentes posibilidades para la construcción de una planta de procesamiento que transformará este crudo en uno más liviano, con mayor valor de mercado y la posibilidad de obtener mayores y mejores calidades de productos refinados.

Ante la inminente necesidad de buscar nuevas alternativas para el desarrollo de petróleo pesado en Colombia, La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL ha visualizado la opción que en conjunto con el apoyo de un socio con capacidades económicas y tecnológicas significativas, den inicio a uno de los proyectos con mayores expectativas en el territorio nacional, como es el desarrollo de Crudos Pesados de los Llanos Orientales.

3. PROCESOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

3.1 QUÍMICA DE LOS PROCESOS

3.1.1 Hidrotratamiento de Residuos de Petróleo: El hidrotratamiento de residuos de petróleo con asfaltenos, es uno de los problemas más difíciles en la técnica de la catálisis.

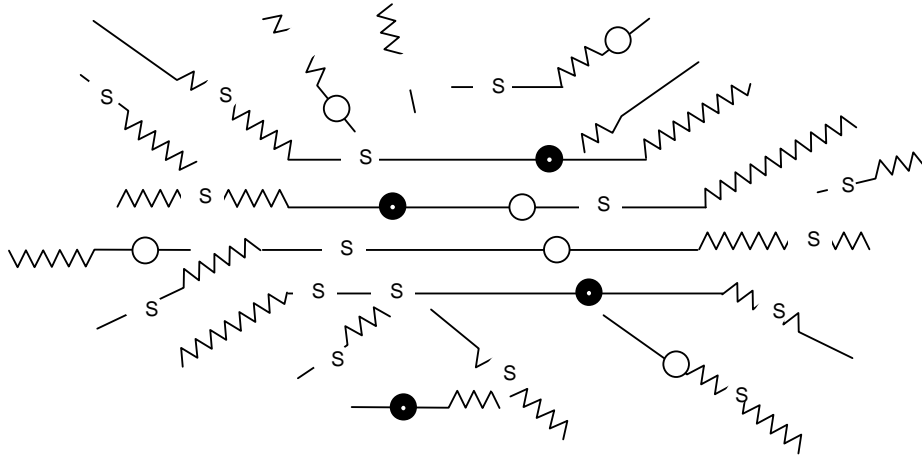
La hidrogenación de residuos con catalizadores en lecho fijo es muy dificultosa por la presencia de resinas y asfaltenos, los cuales contaminan rápidamente la superficie del catalizador, acortándose su ciclo de operación y por lo tanto su vida media.

Los compuestos órgano-metálicos contenidos en la materia prima tratada son depositados sobre el catalizador, aumentando la contaminación del mismo y causando dificultades en la regeneración.

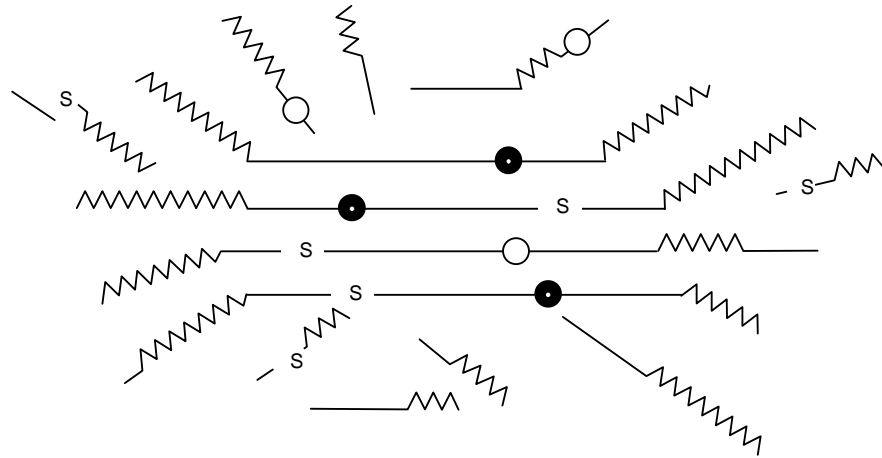
Los asfaltenos de acuerdo a las investigaciones realizadas por estudiosos sobre la materia, presentan gran resistencia a la desulfuración porque los asfaltenos son considerados como aglomerados micelares de moléculas con características diferentes en donde el azufre se encuentra involucrado en el seno formando compuestos con los anillos aromáticos, nafténicos. La Figura 14 proporciona una visión del complejo de una micela de asfaleno.

Figura 14. Cambios Cualitativos en los Asfaltenos.

A. ANTES DE DESULFURACION



B. DESPUES DE



- S AZUFRE
- VANADI
- NIQUEL
- ANILLOS
- ∞

Fuente: Bestougeff, M, Burolet, P.F and Byramjee, R.J. Heavy Crude Oil and their Classification. Second Conference of Heavy Crude and Tar Sand. Chapter 3

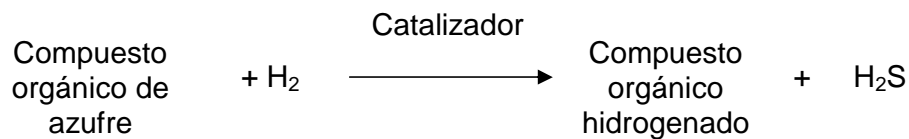
En el crudo, estas micelas asfálticas son estabilizadas por los otros componentes del petróleo. Bajo condiciones de hidrosulfuración las micelas asfálticas son descompuestas mediante las siguientes etapas:

1. La proporción global de las fracciones asfálticas disminuye.
2. Estas fracciones son parcialmente desulfuradas.
3. La naturaleza aromática de las fracciones asfálticas aumenta.
4. Su contenido de metales disminuye.
5. La relación atómica Ni/V aumenta.

La desulfuración de los asfaltenos se caracteriza porque, bajo condiciones moderadas de reacción, el azufre es removido principalmente de la parte externa de las micelas, mientras que el azufre localizado en la parte interna desaparece solamente después de una profunda destrucción de la micela, bajo condiciones de desulfuración muy severas.

3.1.2 Reacciones Químicas: Las reacciones químicas entre el hidrógeno y los componentes de las fracciones de petróleo de las cuales se hablará con mayor amplitud a continuación pueden clasificarse como siguen:

Hidrosulfuración: Se denomina hidrosulfuración (HDS) al proceso más efectivo conocido hasta el presente para eliminar el azufre contenido en el petróleo. Se trata de un proceso catalítico que tiene el siguiente esquema de reacción.



Son varias las razones que hacen necesario preceder a la desulfuración de fracciones de petróleo y crudos pesados y entre las cuales se destacan las siguientes:

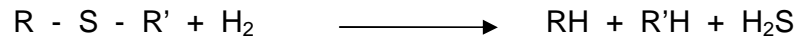
- Reducción o eliminación de los fenómenos de corrosión durante la refinación, almacenamiento, transporte y utilización de la mayor parte de las fracciones de petróleo o sus derivados.
- Los compuestos de azufre envenenan el catalizador de platino utilizado en el reformado de las naftas.
- La combustión de destilados o residuos, con un contenido de azufre superior a 2% en peso, contaminan la atmósfera.

Residuos Y Crudos Pesados: Actualmente hay un gran incentivo para la desulfuración de residuos y crudos pesados, utilizados como combustibles, ya que su combustión en plantas industriales, hogares, etc, es una de las causas de mayor influencia en la contaminación ambiental. Además, la escasez cada vez más creciente de los crudos livianos de bajo contenido de azufre en el mundo, hace más importante la hidrodesulfuración de crudos pesados y residuos con el fin de transformar estos en productos elaborados con un mayor valor comercial. Esto es de gran importancia para países con vastas reservas de crudos pesados.

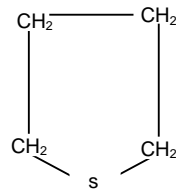
Reacciones de Hidrodesulfuración:

- Tioles
$$\text{RSH} + \text{H}_2 \longrightarrow \text{RH} + \text{H}_2\text{S}$$
- Disulfuros
$$\text{RSSH} + 3\text{H}_2 \longrightarrow 2\text{RH} + 2\text{H}_2\text{S}$$
- Sulfuros

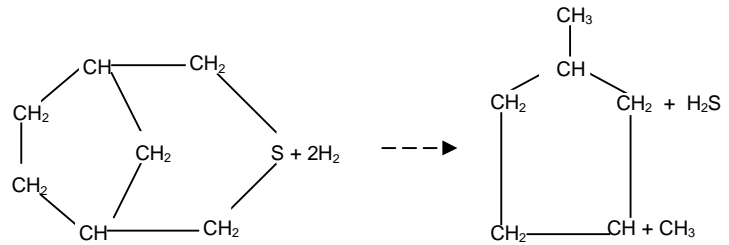
CADENA ABIERTA



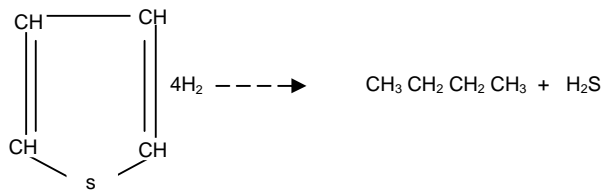
CICLICOS



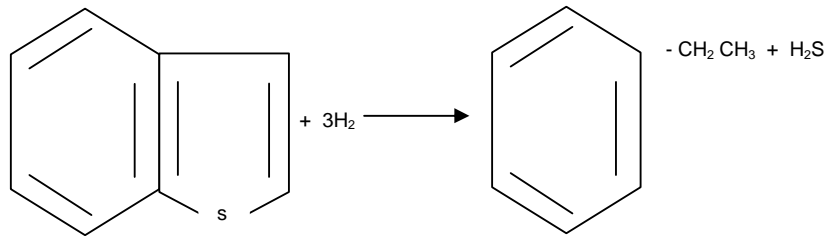
BICICLICOS



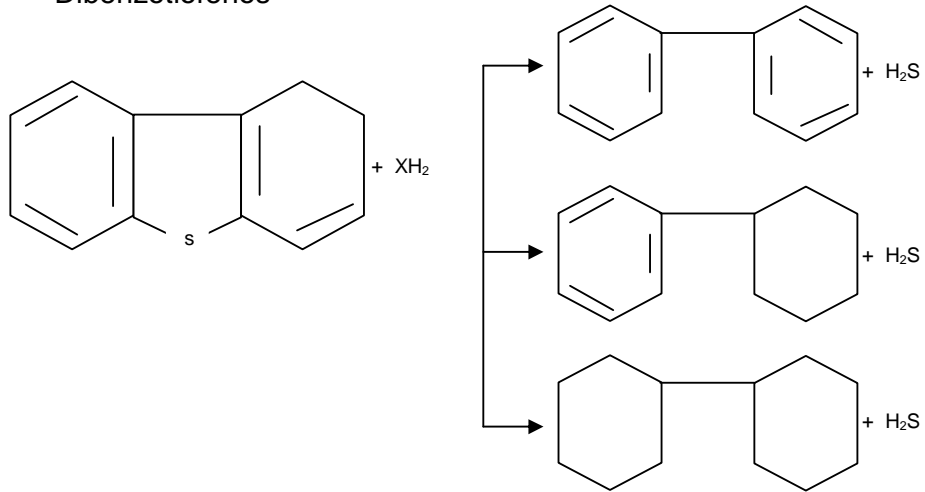
- Tiofenos



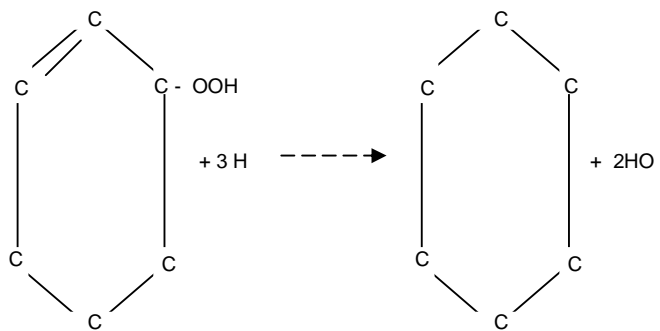
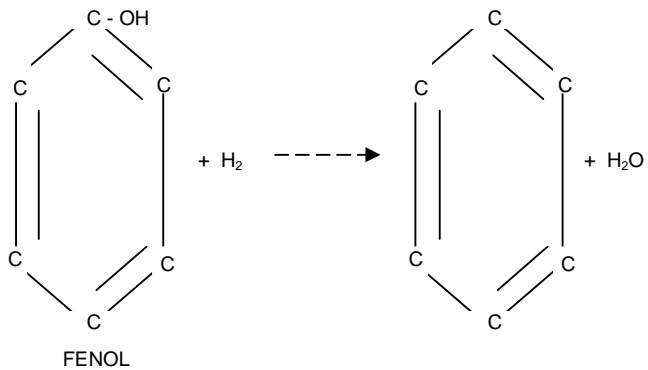
- Benzotiofenos



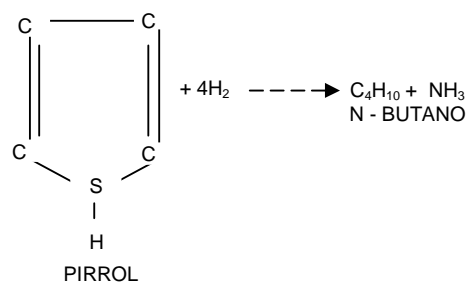
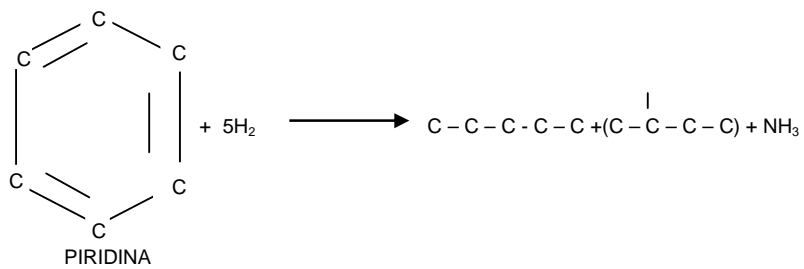
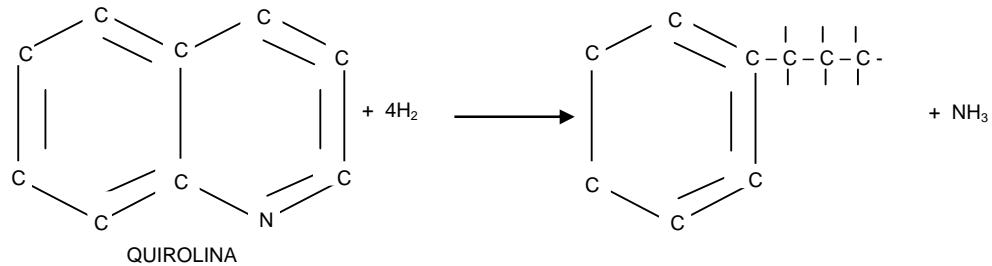
• Dibenzotiofenos



• REACCIONES SECUNDARIAS : Remoción de Oxígeno

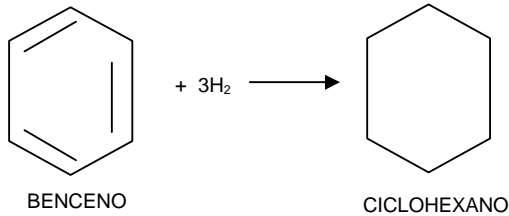


Hidrogenación: La mayoría de las fracciones de petróleo contienen algún compuesto nitrogenado. La hidrogenación de tales moléculas que contienen nitrógeno abre el anillo heterocíclico y rinden alcano, aril alcano y amonio.



Hidrogenación de Aromáticos: Aunque no es deseada en muchos casos, alguna hidrogenación de aromáticos puede ocurrir durante los procesos de hidrotreatment, por ejemplo la hidrogenación de Benceno a Ciclohexano.

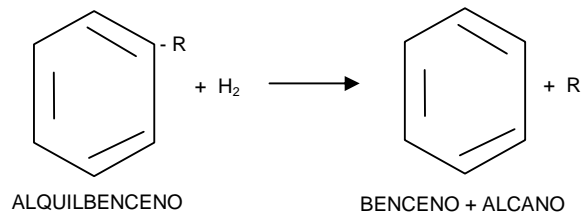
Hidrogenación de Benceno a Hexano

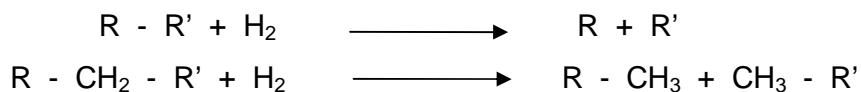


Hidrogenación de Olefinas: Las olefinas normalmente no están presentes en las fracciones de las destilaciones de crudos, las cuales también son llamadas fracciones vírgenes o “straigh run” (SR), pero se encuentran en los productos de las operaciones de ruptura térmica o catalítica, las cuales pueden contener cantidades sustanciales de olefinas y diolefinas. Los procesos de hidrotratamiento, se alimentan con cargas craqueadas y las olefinas presentes se hidrogenan con facilidad.

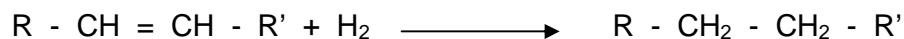
El contenido de olefina en una carga viene representado por su número de Bromo, el cual está directamente relacionado al consumo de hidrógeno. Una reducción de una unidad en el número de Bromo es equivalente a un consumo de 1.4 Nm³H₂/Tonelada de alimento.

Hidrocraqueo: Esta reacción ocurre a alta temperatura (< 275°C), cuando las moléculas complejas de hidrocarburos en presencia de una atmósfera de hidrógeno se rompen en otras más sencillas. Los siguientes tipos de reacciones pueden ocurrir:





Reacciones de hidrogenación de Compuestos no Saturados:



En general, el hidrógeno reduce el peso molecular de los componentes presentes en la carga y por lo tanto disminuye el punto de ebullición, reduce la viscosidad y la densidad de los productos.

Reacciones de Desmetalización: Los componentes organometálicos de Vanadio y Níquel reaccionan en las condiciones de hidrodesulfuración (HDS), formando compuestos que bloquean los poros del catalizador, causando una disminución de su actividad. Son reacciones que ocurren simultáneamente con las de HDS. Cuando el contenido de metales en los residuos es muy alto, puede ser necesario proceder a una desmetalización previa a la HDS, esto significa la utilización de un proceso para desmetalizar mediante solventes.

Reacciones de Coquización: Son reacciones de condensación de grandes moléculas sobre la superficie del catalizador; son hidrocarburos de alto peso molecular y bajo contenido de hidrógeno. Su formación disminuye con el aumento de presión parcial de hidrógeno y se favorece con un aumento de temperatura.

De todo este conjunto de reacciones que ocurren durante la HDS, varias de ellas son indeseables, particularmente aquellas que consumen H_2 sin eliminar azufre. Similarmente, se debe tratar de evitar las reacciones que promocionan la formación de coque, como es el craqueo térmico.

Química de la Ruptura Térmica: Los procesos térmicos son aquellos que descomponen, re-arreglan o combinan moléculas de hidrocarburo mediante la aplicación de calor, sin la ayuda de un catalizador.

Una ruptura térmica convencional se define como la descomposición térmica bajo presión, de moléculas de gran tamaño (con punto de ebullición superior al de la gasolina) para formar otras moléculas de menor tamaño. El proceso de ruptura térmica se diseñó para producir gasolina a partir de cargas con altos puntos de ebullición.

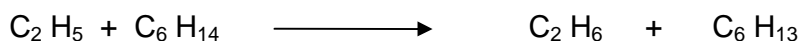
Durante la ruptura térmica, ocurren simultáneamente una gran cantidad de reacciones químicas. En virtud de esta situación es muy difícil establecer una explicación precisa de un mecanismo de reacción. La razón primaria consiste en la descomposición de las cadenas largas en otras de menor tamaño. Esas reacciones proceden por el mecanismo de libre radical.

Bajo las condiciones de ruptura térmica, una molécula de gran tamaño puede descomponerse en radicales libres.

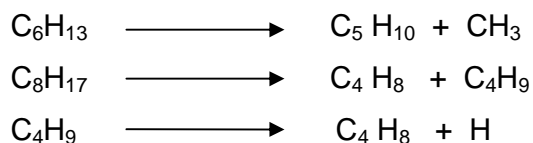


Los radicales libres son de corta vida, altamente reactivos y por lo tanto no aparecen en los productos de la ruptura térmica. Dependiendo de las condiciones del proceso del tamaño del radical libre puede:

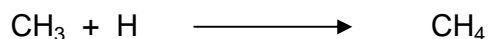
- Reaccionar con otros hidrocarburos: Los radicales más pequeños, hidrógeno, metil y etil, son más estables que los radicales de cadena larga. Ellos tienen la tendencia de capturar un átomo de hidrógeno de un hidrocarburo y así formar un hidrocarburo saturado y un nuevo radical.



- Descomponerse a olefinas y pequeños radicales:



- Combinarse con otros radicales libres para terminar la cadena de reacción:



- Reaccionar con venenos catalíticos o con la superficie de metales los cuales también terminan la cadena de la reacción.

La facilidad relativa para romper varios tipos de hidrocarburos del mismo peso molecular vienen dada en el siguiente orden descendente: Parafinas, Olefinas, Naftenos, Aromáticos.

Dentro de cualquier tipo de hidrocarburos, los pesados tienden a romperse con más facilidad que los livianos. En las parafinas livianas la ruptura ocurre entre el primero y segundo carbón. Cuando el peso molecular de la parafina aumenta, la ruptura se lleva a cabo en la mitad de la molécula.

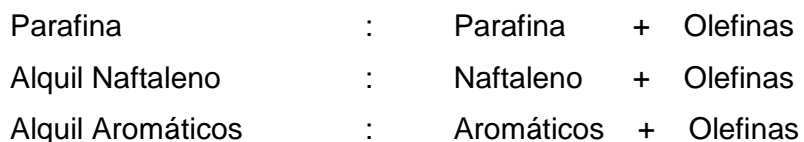
La reacción secundaria que ocurre durante la ruptura térmica son las polimerizaciones y condensaciones. Estas reacciones no son satisfactoriamente explicadas por el mecanismo de radical libre. Otras reacciones, tales como ciclización, alquilación e isomerización, también aparecen durante el curso de la ruptura térmica de los hidrocarburos.

Con base en las relaciones termodinámicas, las siguientes parecen ser las más probables reacciones térmicas para varios tipos de hidrocarburos:

- **PARAFINAS:** descomposición por separación (formando parafinas y olefinas) y deshidrogenación (formando olefinas de la misma longitud de cadena). La probabilidad de deshidrogenación decrece cuando aumenta el peso molecular. La alquilación de parafinas con olefinas puede ocurrir a altas presiones y temperaturas.
- **OLEFINAS:** Polimerización: Bajo ciertas condiciones de severidad térmica, los dienos pueden formarse por deshidrogenación o descomposición de olefinas. Una reacción secundaria entre dienos y olefinas puede producir olefinas cíclicas, las cuales llegan a transformarse en naftenos.
- **NAFTENOS:** De-alquilación (desprende cadenas laterales de parafinas) y se deshidrogenará hacia aromáticos. La ruptura de anillos nafténicos puede suceder a condiciones muy severas de temperatura y presión.
- **AROMÁTICOS:** De-alquilación y condensación. La de-alquilación produce parafinas, olefinas y aromáticos con cadenas laterales cortas. La condensación ocurre entre aromáticos, o entre aromáticos e insaturados para formar hidrocarburos aromáticos polinucleares, los cuales pueden condensar para formar compuestos similares al asfalto.

Química de la Ruptura Catalítica: Las reacciones que suceden durante la ruptura catalítica han sido reconocidas como diferentes a aquellas procedentes de la ruptura térmica. Esas diferencias son particularmente notables en la distribución de los gases livianos; los hidrocarburos C_3 y C_4 son los productos preferidos por la ruptura catalítica, mientras que los C_1 y C_2 lo será para la ruptura térmica. El mecanismo de “Ión Carbonium” es generalmente aceptado como una explicación para las reacciones de ruptura de hidrocarburos catalizados; mientras que mecanismos de “Radical Libre”, han sido postulados para las reacciones de Ruptura Térmica.

Las reacciones de Ruptura Catalizada han sido clasificadas en reacciones primarias y secundarias. Las reacciones primarias tienen que ver con la ruptura inicial de Carbón/Carbón y pueden representarse como:



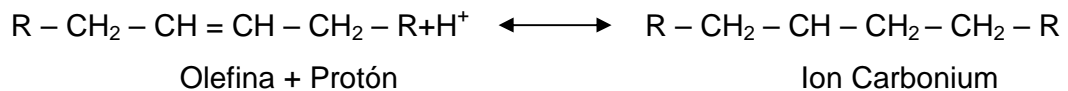
Las reacciones naturalmente no ocurren como una simple ruptura, sino a través del mecanismo del Ion Carbonium en algunos posibles productos. Las reacciones de ruptura catalizada del tipo secundario son reacciones laterales. Ellas incluyen un gran número de reacciones de olefinas y un pequeño número de reacciones independientes, constituyéndose en el factor determinante para calibrar la cantidad y la calidad de los productos finales deseados. Las reacciones secundarias más frecuentes son aquellas olefinas catalizadas o promovidas por algunas propiedades ácidas del catalizador que impulsan las reacciones primarias. Entre las reacciones secundarias se destacan las siguientes:

- Ruptura de Olefinas
- Doble enlace desplazado, isomerización geométrica e isomerización estructural.
- Transferencia de hidrógeno de naftalenos hacia una olefina, para producir olefinas cíclicas.
- Transferencia de hidrógeno de otra olefina, para producir diolefinas.
- Polimerización para producir olefinas de alto peso molecular.
- Aromatización
- Alquilación de aromáticos

Algunas de las anteriores reacciones durante el curso de las reacciones pueden producir depósitos carbonáceos sobre el catalizador. Estas reacciones formadoras de coque, incluyen polimerización de diolefinas u olefinas, aromatización para formar aromáticos tipo policíclicos y ciclización y/o condensación de aromáticos alquilados.

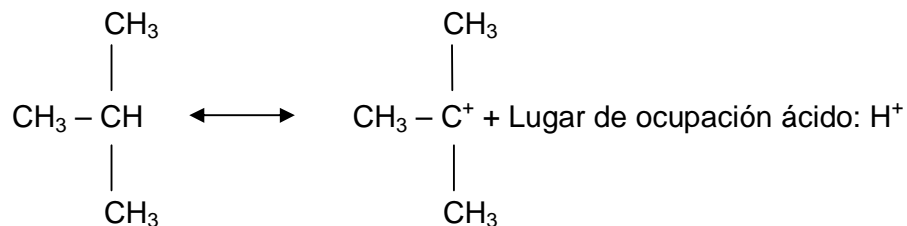
Básicamente, un Ion Carbonium es un ión hidrocarburo con carga positiva sobre el carbón (carbón catión). El ión carbonium se forma mediante tres rutas en las reacciones de ruptura catalítica.

1. Adición reversible de un protón desde un catalizador ácido hacia una olefina para formar el ión carbonium.

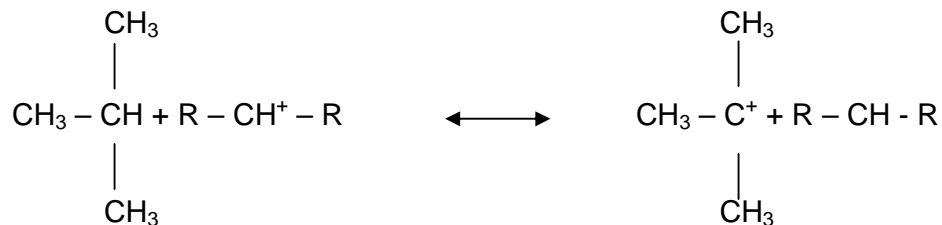


Pequeñas cantidades de olefinas pueden iniciar la cadena de reacciones y se cree que estas pequeñas cantidades pueden venir de la ruptura térmica o de trazas en el alimento carga.

2. Los iones carbonium pueden formarse mediante la captura de un "Ion Hídrido" (H⁻) desde moléculas saturadas por el lado ácido del catalizador.

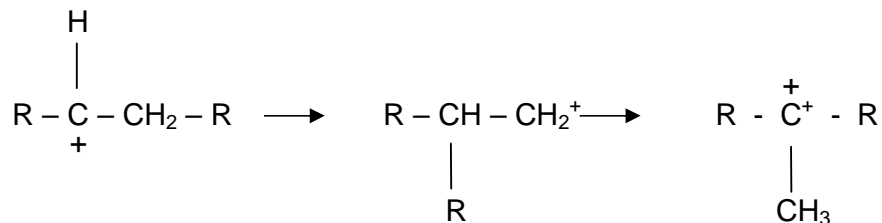


3. Similarmente, el ión carbonio puede formarse mediante la captura de un ion hidruro de una molécula saturada por otro ion carbonio.



El Ion Carbonium es extremadamente activo y puede llevar a cabo una gran variedad de reacciones de acuerdo con las reglas específicas de formación, re-arreglo y reacción. Las principales reglas han sido descritas por Vogge y son las siguientes:

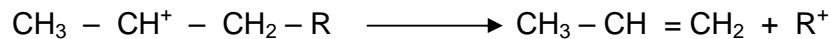
1. Un Ión carbonium fácilmente se re-arregla mediante desplazamiento de metil o hidrógeno para formar iones isomerizados.



2. Un Ión carbonium puede extraer un "Ión hidruro" desde una molécula saturada para formar un nuevo Ión carbonium.
3. Un Ión carbonium puede transferir un protón a una olefina y así formar un nuevo Ión carbonium y una nueva olefina:



4. Si un Ión carbonium es lo suficientemente grande, éste puede dividirse en una unión beta hacia la carga positiva y formar una olefina y un número Ión carbonium.



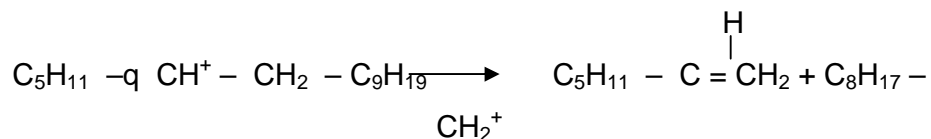
5. La propagación del ión carbonium se determina cuando dona un protón a la superficie del catalizador y produce una olefina del ión carbonium.

La ruptura catalítica del cetano procede de acuerdo con esas reglas mediante los siguientes pasos:

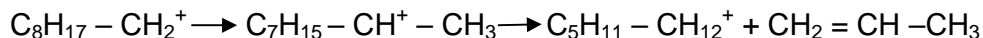
1. Moléculas del cetano reaccionan con otro protón o un ión carbonio pequeño sobre la superficie del catalizador para formar el ión cetil-carbonium; cetil carbonium secundario predomina porque el ión primario es muy lento para formar y re-arreglar como ión secundario.



2. Iones carbonium secundarios se re-arreglan para formar ión terciario.
3. Los iones carbonium se rompen en el enlace beta carbón-carbón hacia el átomo de carbón positivo, formando una alfa olefina y un ión carbonio. Por ejemplo, con ión cetil-carbonium secundario:



4. Iones carbonium primarios pueden arreglarse para formar iones secundarios o terciarios como en los pasos 1 y 2 y luego a una escisión beta, así:



5. Rearreglo y escisión beta continua hasta que el ión carbonium no pueda rendir fragmentos mayores de tres a cuatro átomos de carbón.

6. Finalmente, iones carbonium reaccionan en una molécula de cetano para formar (mediante extracción del “ión hídrido”) un ión cetil-carbonium y una pequeña parafina.

3.1.3 Termodinámica de la HDS: Los datos termodinámicos indican que puede obtenerse una reacción completa, bajo un amplio rango de temperatura, para cualquier compuesto de azufre considerado y a presiones parciales de hidrógeno relativamente bajas.

En el caso de compuestos de azufre saturados, la competencia de las reacciones de descomposición térmica, producen hidrocarburos insaturados y H_2S y es favorecida a altas temperaturas. En el caso de sulfuros alifáticos, éstos pueden producir tioles de menor peso molecular y olefinas. Los disulfuros son extremadamente inestables con respecto a la descomposición térmica, produciendo tioles de menor peso molecular. Ciertas reacciones de condensación tales como la reacción de dos moléculas de tioles para producir un sulfuro de cadena abierta y H_2S , también son termodinámicamente posibles en el rango de temperaturas usadas en hidrodesulfuración. En general, no hay limitación termodinámica para las reacciones del hidrógeno con tioles, sulfuros, disulfuros y tiofenos para producir hidrocarburos saturados y sulfuro de hidrógeno.

Las reacciones de HDS son exotérmicas mientras que las reacciones de desulfuración térmica son endotérmicas. El calor de la reacción oscila entre 50-100 BTU/pe³ STP de hidrógeno consumido.

A pesar de que las reacciones que comúnmente ocurren en la HDS no tienen limitaciones termodinámicas, éstas generalmente se realizan a temperaturas no mayores de 420°C para evitar las reacciones de craqueo, promotoras de la formación de coque. Si emplean este tipo de reacciones de condensación; la formación de coque disminuye a presiones altas.

Las condiciones de operación de la HDS, dependen fundamentalmente del tipo de carga a tratar.

3.1.4 Catalizadores de HDS y HDM: La mayoría de los catalizadores usados comercialmente no son soportados, aunque se conocen ejemplos de catalizadores soportados. El soporte da mayor actividad y estabilidad al catalizador. Los soportes usados tienen una considerable área superficial, del orden de 200 a 300 m²gr⁻¹ siendo comúnmente utilizados γ -alúmina o γ -alúmina estabilizada con sílica.

La naturaleza química del soporte tiene gran importancia en relación con el tipo de catalizador que se desea obtener. En la preparación de un catalizador con actividad hidrocraqueante, por ejemplo, el soporte debe tener una mayor acidez que en el caso de sintetizar uno de actividad principalmente hidrogenante o hidrodesulfurante. Existe una gran diferencia en la actividad de isomerización de un soporte a otro. La sílica-alumina, y en menor grado de alumina, son más activas de la sílica. Para el craqueo la secuencia de actividad es sílica-alumina>alumina>sílica. Mientras la actividad ácida es causada principalmente por el soporte y la hidrogenante por el sulfuro metálico soportado, la actividad desulfurante es producida por ambas partes del catalizador. El soporte modifica el orden de actividad de los sulfuros metálicos.

La porosidad de los catalizadores utilizados en la HDS, depende principalmente del tipo de carga y de los objetivos deseados.

Cualquier catalizador de hidrogenación puede utilizarse en la HDS de fracciones de petróleo. En general, los catalizadores de HDS se componen de una combinación de metales de los grupos VI B y VIII B soportados sobre alumina, siendo más usados comercialmente los óxidos de cobalto y molibdeno. (Co-Mo).

3.2 TECNOLOGÍAS UP-GRADING

Los procesos asociados al mejoramiento de crudos pesados se definen con el término “Up-Grading”, que en síntesis representa un proceso o serie de procesos que convierte crudos pesados y extra pesados en Crudos Sintéticos. Algunos procesos de “Up-Grading” remueven carbón, mientras que otros adicionan hidrógeno o cambian la estructura molecular del crudo original. El principal producto del “Up-Grading” es el crudo sintético que puede posteriormente ser refinado como cualquier crudo convencional.

Teniendo en cuenta que los crudos pesados requieren unidades de mayor grado de conversión respecto a los crudos convencionales, las propiedades requeridas de las fracciones del crudo, determinan los tipos de unidades que se deben seleccionar para el “Up-Grading”.

Como se mencionó en el Capítulo 1, el petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la productibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise cP [0.001 Pa.s] (la viscosidad del agua) y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados

puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta. En general, los crudos pesados están generalmente caracterizados por su baja gravedad API (alta densidad), y alta viscosidad, alto punto de ebullición, alto residuo de carbón y alto contenido de nitrógeno, sulfuros y metales; además su relación hidrógeno/carbón es mas baja de lo que se desea.

Las tecnologías para el mejoramiento de los diferentes tipos de crudos tales como crudo pesado, bitumen y residuos, pueden ser clasificadas de diferentes formas; para este caso se toma una amplia clasificación de acuerdo a las diferentes operaciones requeridas en la industria. Por tanto, las tecnologías Up-grading se pueden clasificar en **Procesos de rechazo de carbón** y **Procesos de adición de hidrógeno**, sin dejar atrás los **Procesos de separación**.

En el proceso de rechazo de carbón se redistribuye el hidrógeno entre los distintos componentes lo cual da como resultado fracciones con incrementos en la relación atómica H/C y fracciones con baja relación atómica H/C. Contrario a esto, los procesos de adición de hidrógeno involucran reacciones de crudos pesados con fuentes externas de hidrógeno lo que da como resultado incrementos en la relación H/C. Dentro de estos rangos podemos clasificar las tecnologías Up-grading de la siguiente forma:

1. **Rechazo de Carbón:** Viscorreducción, Craqueo Catalítico Fluidizado, Coquización (Coque retardado, Coque Fluido y Flexicoking).
2. **Adición de Hidrógeno:** Hidrocraqueo, Hidrogenación.
3. **Procesos de Separación:** Destilación, Desasfaltado.

3.2.1 Rechazo de Carbón: Mediante estos procesos los residuos de vacío son alterados en su estructura química, mediante procesos a elevadas temperaturas. Bajo estas condiciones, se forman productos livianos y pesados, ambos con una relación H/C mayor que la carga al iniciar el proceso.

3.2.1.1 Viscorreducción: La viscorreducción es un tratamiento térmico no-catalítico utilizado para mejorar la viscosidad y el punto de fluidez de los productos. Éste tratamiento procesa residuos atmosféricos o de vacío y los convierte en gas, nafta, destilados y un residuo viscorreducido. El grado de conversión varía entre 10% y 50%, dependiendo de la severidad del proceso y de la caracterización de la carga. La viscorreducción disminuye la producción de combustibles pesados, mientras aumenta la disponibilidad de destilados livianos, para vender o procesar en la refinería.

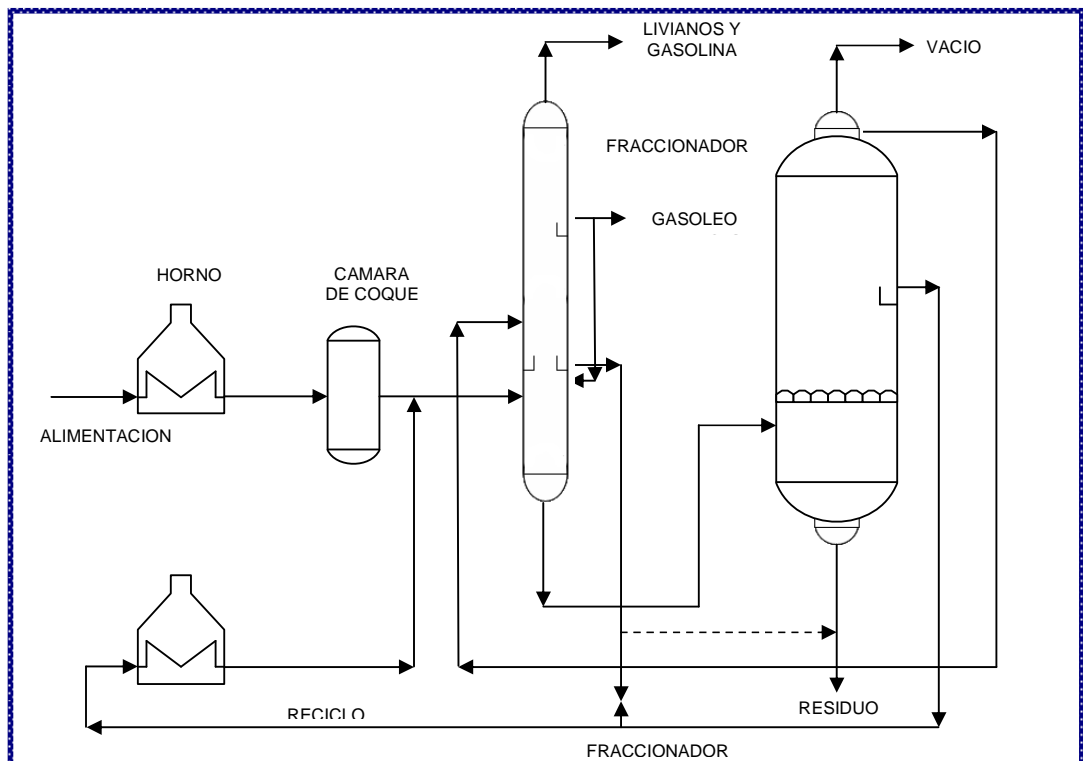
La carga al proceso de viscorreducción es calentada en un horno diseñado específicamente para dar bajos tiempos de residencia y minimizar la generación de coque. El producto que sale del horno es enfriado súbitamente para detener la reacción y después es enviado a una torre fraccionadora donde se separan los gases, nafta, gasóleos y fondo viscorreducido. Algunas veces al proceso se adiciona una torre de destilación al vacío, para obtener un rendimiento adicional de gasóleos de vacío que posteriormente sirven como carga a unidades de FCC o al hidrocraqueador. Otra posibilidad es enviar el residuo de viscorreducción a una unidad de oxidación parcial, con el objeto de generar hidrógeno y monóxido de carbono.

Una limitante del proceso es la estabilidad del fondo viscorreducido, ya que después de la remoción de los productos “livianos” presentes en la carga por medio de la viscorreducción, el equilibrio micelar que mantiene los asfaltenos en suspensión se rompe promoviendo la precipitación de los mismos y generando un producto inestable para su posterior utilización.

Por lo tanto las variables básicas que intervienen en la viscorreducción son la temperatura y tiempo de residencia. De acuerdo con esto, el proceso puede conseguirse, calentando la alimentación a elevadas temperaturas en un horno, con tiempos de residencia bajos y enfriando la corriente a su salida o calentando la alimentación en el horno hasta una temperatura algo mas baja (que el caso anterior) y permitiendo cierto tiempo de residencia en una cámara de reacción situada a la salida del horno con el objeto de finalizar la ruptura térmica y deposición del carbón.

El proceso es relativamente sencillo como se indica en la Figura 15.

Figura 15. Proceso de Viscorreducción.



Fuente: Hydrocarbon Processing, Refining Processes, 2004

Colocando al diagrama anterior un horno adicional para romper el gasóleo pesado de vacío, se maximiza la producción de gasóleo liviano, lo cual

correspondería a una viscorreducción en dos etapas, como se indicó en la Figura 15.

Como se dijo anteriormente, las unidades de viscorreducción normalmente se alimentan con los residuos procedentes de las unidades de destilación atmosférica de crudo o de destilación al vacío. Estos residuos pueden caracterizarse como una mezcla de varias clases de hidrocarburos, incluyendo los saturados, aromáticos y asfaltenos. En los procesos de viscorreducción, la naturaleza y conducta de los asfaltenos determinan la incompatibilidad potencial de un combustible.

Las alimentaciones con alto contenido de asfaltenos limitan su conversión. El contenido de sodio de la alimentación promueve la formación de coque y por lo tanto es importante limitar el sodio a unas cuantas partes por millón. Los altos contenidos de azufre en la alimentación repercuten en los productos. Por lo tanto, si se procesan crudos con gran cantidad de azufre, es muy probable que no cumplan con las especificaciones del fuel oil y sea necesario mezclarlos con fracciones de menor contenido de contaminantes sulfurosos.

En cuanto a los gases de producción en las unidades de viscorreducción, son aproximadamente del orden 2 por 100 en peso con respecto a la carga del crudo; se tratan para eliminar H_2S , y se envían al sistema de gas combustible.

3.2.1.2 Coquización: Es un proceso térmico que convierte fracciones pesadas en coque, gas y destilados. Tres tipos de coquización conocidos y todavía en operación son: coquización retardada, coquización en lecho fluidizado y flexy coking.

El nombre de “coquización retardada” se debe a que en el proceso “se retrasa” la formación de coque en el horno pero se forma en recipientes conocidos como “cámaras de coque”. El proceso de “lecho fluidizado” se denomina así

porque la alimentación se inyecta en un lecho fluidizado con partículas de coque que están a temperaturas elevadas. El proceso "Flexi Coking" es una extensión del Fluid Coking que incluye un gasificador al sistema básico, en donde se puede gasificar entre el 60 y el 97% del coque que se produce en el reactor.

3.2.1.3 Coquización Retardada: El coque retardado es un proceso térmico severo, utilizado para minimizar el rendimiento de combustibles pesados. El residuo pesado es alimentado a una torre de fraccionamiento, donde se pone en contacto con vapores que provienen de los tambores de coquización; las fracciones livianas presentes en la carga fresca se vaporizan y las fracciones pesadas que vienen de los tambores de coquización se condensan. El producto del fondo de esta torre es enviado a un horno de calentamiento donde la temperatura de la carga alcanza la temperatura de ruptura térmica. En este horno la carga tiene un corto tiempo de residencia para evitar la coquización.

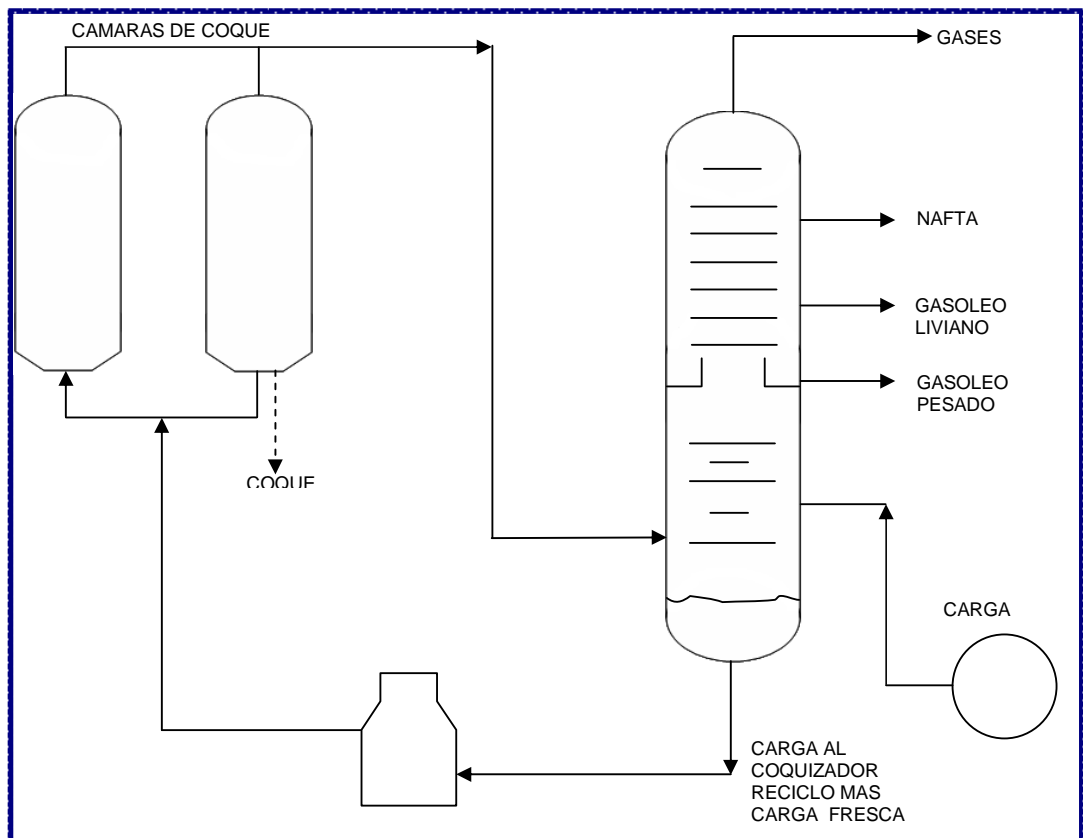
La coquización de la carga es retardada hasta que es bombeada a los tambores de coquización que se encuentran aguas abajo del horno de calentamiento, donde tiene lugar la coquización de la carga previamente. Los vapores que se generan en los tambores de coquización son nuevamente enviados a la torre fraccionadora, donde se obtienen como productos gases, naftas, gasóleos livianos y pesados, productos que se caracterizan por ser altamente olefínicos. Además de coque, se producen cantidades sustanciales de destilados livianos y gases. Cuando los residuos tienen bajos contenidos de azufre y metales, el coque obtenido puede comercializarse para la manufactura de electrodos.

Por otra parte, la coquización retardada es un proceso que opera en un esquema continuo-bache. En el esquema de operación se tienen dos o más tambores de coquización que reciben de manera alterna la carga calentada en el horno. Mientras que un tambor está siendo llenado, los otros están fuera de

línea para el proceso de remoción de coque (ya sea por medio hidráulico o mecánico).

La inyección de vapor de agua (steam) dentro de los tubos del horno permite controlar la velocidad reduciendo a un mínimo la formación de coque, dentro de los tubos del horno. Los vapores se craquean al ascender por la cámara, mientras que el líquido se va transformando, por ruptura, polimerización y condensación, en vapores de fracciones más ligeras y coque.

Figura 16. Proceso de Coquización Retardada.



Fuente: Hydrocarbon Processing, Refining Processes, 2004

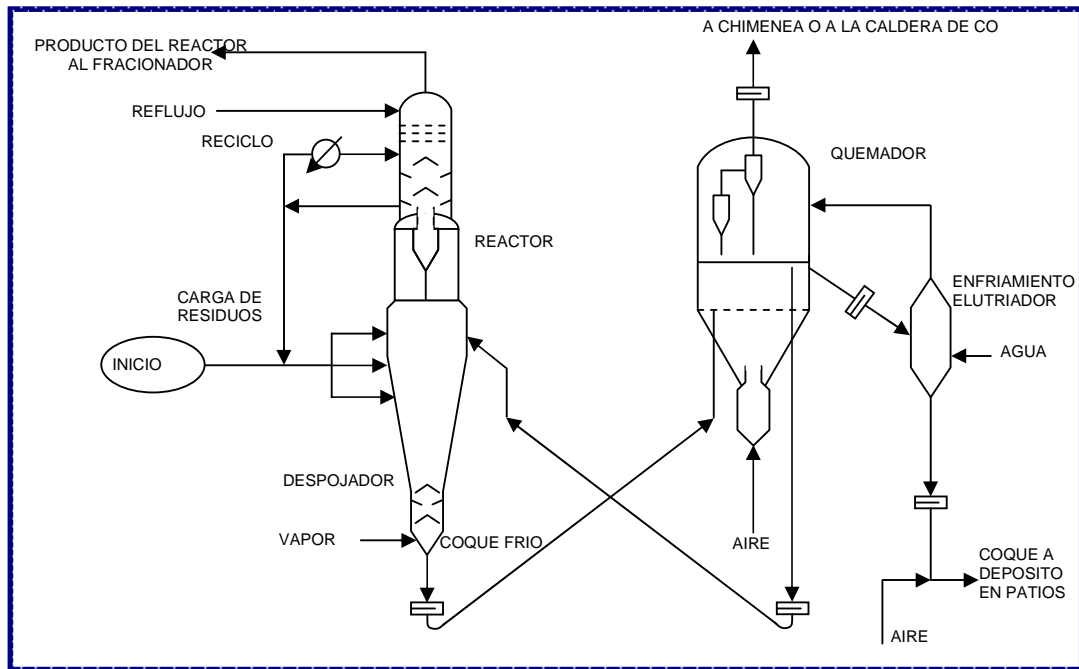
3.2.1.4 Coque fluido: El coque fluido es también un proceso térmico severo con los mismos objetivos de coque retardado, solo que se realiza en continuo. Difiere del anterior, en el uso de un lecho fluidizado, en donde la coquización tiene lugar sobre la superficie de pequeñas partículas calientes de coque. El calor requerido para la coquización se obtiene mediante el traslado de partículas de coque a un recipiente con quemador en donde una porción de coque se quema y otra parte regresa al reactor para proporcionar calor al proceso.

El crudo es cargado a un reactor donde se pone en contacto con una masa de partículas de coque caliente fluidizada dentro del reactor. El coque disperso se encarga de suministrar el calor necesario para promover la ruptura térmica de las moléculas y el área necesaria para la deposición del nuevo carbón que se produce. Las pequeñas partículas de coque circulan del reactor al recipiente de transferencia de calor (quemador). La coquización en el lecho fluido se lleva a cabo en condiciones de presión atmosférica y a temperaturas del orden de los 900 – 1050°F, con tiempos de residencia entre los 15 – 30 segundos. Debido a la alta severidad térmica comparada con el proceso “coque retardado”, los productos son más olefinicos.

Coquización en lecho fluido (Fluid Coking) es un proceso de Exxon Research – Engineering Company y su primera presentación comercial fue en 1954. El equipo es algo similar al utilizado en FCC y sigue los conceptos comparables en diseño, excepto que el catalizador es reemplazado por “coque sólido fluidizado”.

Un flujo esquemático se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Proceso de Coque Fluido.

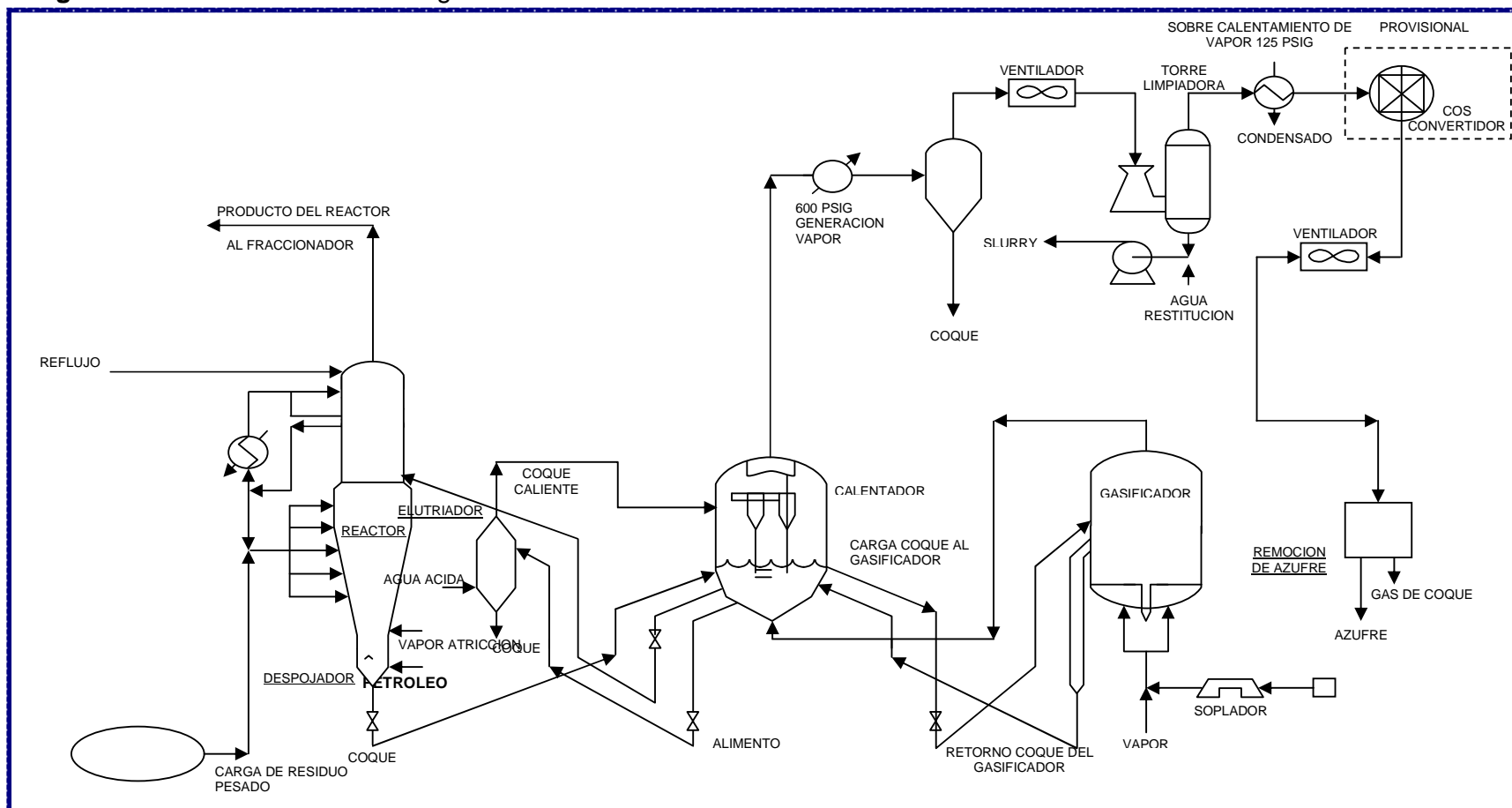


Fuente: Hydrocarbon Processing, Refining Processes, 2004

3.2.1.5 Flexi Coking: El Flexi Coking es una extensión del Fluid Coking que incluye un gasificador al sistema básico, en donde se puede gasificar entre el 60 y el 97% del coque que se produce en el reactor, excepto una pequeña porción que sirve de purga. El producto gaseoso obtenido, una vez purificado es un combustible de un poder calórico muy bajo.

La Figura 18 muestra un esquema del proceso simplificado.

Figura 18. Proceso de Flexi Coking.



Fuente: Hydrocarbon Processing, Refining Processes, 2004

El crudo es cargado a un reactor donde se somete a altas temperaturas y sufre una ruptura térmica con formación de coque y gases. El coque frío del reactor es llevado a un calentador donde se eliminan los hidrocarburos ligeros. La mayor parte de este coque, se traslada al gasificador, para que reaccione en presencia de vapor de agua y aire y gasifique a hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno como productos de la reacción. En el gasificador, se genera el calor requerido para la ruptura térmica, como para la reacción de gasificación. Tanto el coque como los gases del gasificador se envían al calentador, para elevar la temperatura del coque frío que llega del reactor.

El gasificador opera a temperaturas del orden de 1700 – 1800 °F, el coque es gasificado con vapor de agua y aire, produciéndose un gas de bajo poder calorífico que contiene hidrogeno, monóxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrogeno que arrastra alrededor de un 3% de coque fino. Este gas debe ser posteriormente tratado para remover el sulfuro de hidrogeno. Tanto los gases como el coque del gasificador son enviados nuevamente al calentador para fluidizar y calentar el coque frío proveniente del reactor.

El gas deja el calentador a través de dos etapas de ciclones, e intercambia calor para colaborar en la generación de vapor. En los ciclones terciarios se atrapan los finos de coque, y el sulfuro de hidrógeno se remueve del gas mediante procesos tales como Stretford.

El gas de coque producido tiene un poder calórico muy bajo del orden de 120 BTU/SCF y bajas presiones, por tal motivo solamente puede consumirse en lugares cercanos a la unidad.

Como comentario general se puede afirmar que tanto la “coquización fluida” como el “flexicoking” son procesos versátiles, aplicables a una amplia variedad de cargas para suministrar una gran variedad de productos. La carga puede

La fracción pesada una vez calentada, se pone en contacto con el catalizador y asciende por una tubería vertical “elevador” donde tiene lugar la reacción, realizándose al final de la misma la separación del catalizador y productos formados. El recipiente denominado reactor sirve más bien como receptor y separador de los productos de reacción del catalizador. En algunos casos la reacción finaliza en un lecho fluidizado de capacidad variable, localizado en el reactor, que permite una mayor flexibilidad en el tiempo de reacción.

Los productos obtenidos pasan a través de una serie de ciclones, donde se separa el catalizador, que ha sido arrastrado por los gases y el material limpio se envía a una sección de fraccionamiento.

El proceso de ruptura catalítica, produce coque que se deposita sobre el catalizador, haciéndole perder rápidamente su actividad, por lo que es necesario regenerarlo. El catalizador gastado se envía al regenerador donde se quema el coque con aire. El catalizador regenerado se envía al “elevador” cerrándose así el circuito y los gases de combustión se hacen pasar por una serie de ciclones para retener el catalizador gastado.

Muchas han sido las mejoras que se han hecho en el proceso desde sus orígenes. Lo más importante ha sido la utilización de catalizadores de Zeolita porque poseen mayor actividad, selectividad y estabilidad comparadas con los catalizadores amorfos de sílice y alúmina que se utilizaban anteriormente.

Normalmente, la unidad FCC utiliza como carga gasóleo atmosférico o de vacío, aunque a veces se alimenta con fracciones pesadas procedentes de otros procesos como gasóleo de coquización y residuo desasfaltado.

Los asfaltenos que contienen la carga se transforman durante la ruptura catalítica en coque que se deposita sobre el catalizador y lo desactiva. Un alto

contenido en asfalteno implica una gran cantidad de coque a quemar en el regenerador, ocasionando naturalmente en el mismo elevadas temperaturas.

Lo metales presentes en el alimento, sobre todo Níquel y Vanadio, se depositan en el catalizador y afectan la conversión al promover una deposición adicional de coque para bloquear los centros activos del catalizador.

Las unidades de FCC, cuando emplean catalizadores de la reciente generación de Zeolitas, suministran productos líquidos que tienen un contenido de hidrógeno inferior al de las fracciones de crudo del mismo intervalo de ebullición. La fracción de gasolina es de buena calidad por el alto contenido de aromáticos. La naturaleza también aromática de los destilados medios (a veces con alto contenido de azufre), hace necesario someterlo a un tratamiento posterior de hidrogenación.

3.2.2 Adición de Hidrógeno: Los procesos catalíticos se llevan a cabo en presencia de hidrógeno. El tratamiento con hidrogeno comprende un conjunto de reacciones complejas y se define como contacto de una fracción de crudo con el hidrógeno en presencia de un catalizador y en condiciones específicas de presión y temperatura, con el fin de preparar la carga para una posterior conversión y mejorar la calidad de los productos terminados.

Los catalizadores de hidrogenación son Co/Mo o Ni/Mo, los cuales vienen soportados sobre alúmina. Estos catalizadores generalmente se desactivan por el contacto con compuestos metálicos de porfirina, contenidos en todos los residuos pesados. Las reacciones que pueden ocurrir durante la reacción de hidrogenación son:

- Reacción del azufre orgánico para formar H_2S
- Craqueo térmico de enlaces C-C

- Adición de hidrógeno a los asfaltenos y estructuras en forma de anillos, conducentes a un descenso de carbón en el residuo y contenido de asfaltenos.

El resultado neto de estos procesos es la disminución del contenido de azufre en el residuo y mejorar la calidad del material de punto de ebullición por encima de 1000 °F.

En todos los procesos de hidrogenación, la actividad del catalizador se va reduciendo en la medida que el coque y los metales presentes en la carga se adhieren a la superficie del catalizador. Para compensar la desactivación del catalizador, la temperatura del reactor se incrementa gradualmente para alcanzar los productos en las especificaciones requeridas. Después de alcanzar cierta temperatura (límite para el reactor), el reactor se saca de operación para hacer el cambio o la regeneración del catalizador. De esta manera en un reactor de hidrotratamiento se pueden tener condiciones de 400 psi. y 500 °F para tratar naftas y condiciones de 2 000 psi y 800°F para el tratamiento de gasóleos pesados y residuos de vacío.

Generalmente, los procesos de hidrotratamiento son requeridos para obtener los productos finales en un proceso de “Up-Grading”, pero los altos costos de inversión y de operación durante el proceso pueden ser mitigados mediante la introducción previa de procesos de separación al proceso general.

3.2.2.1 Hidrotratamiento: Es un proceso de adición de hidrógeno de baja severidad en el cual el craqueo es mínimo. Se caracteriza por generar una alta remoción de azufre (90%) y de nitrógeno (70%) por vía catalítica.

En el hidrotratamiento tienen lugar reacciones de hidrogenólisis de las moléculas que contienen azufre (en estas reacciones se rompe el enlace C-S), nitrógeno, oxígeno, metales o metaloides, mediante reacciones de

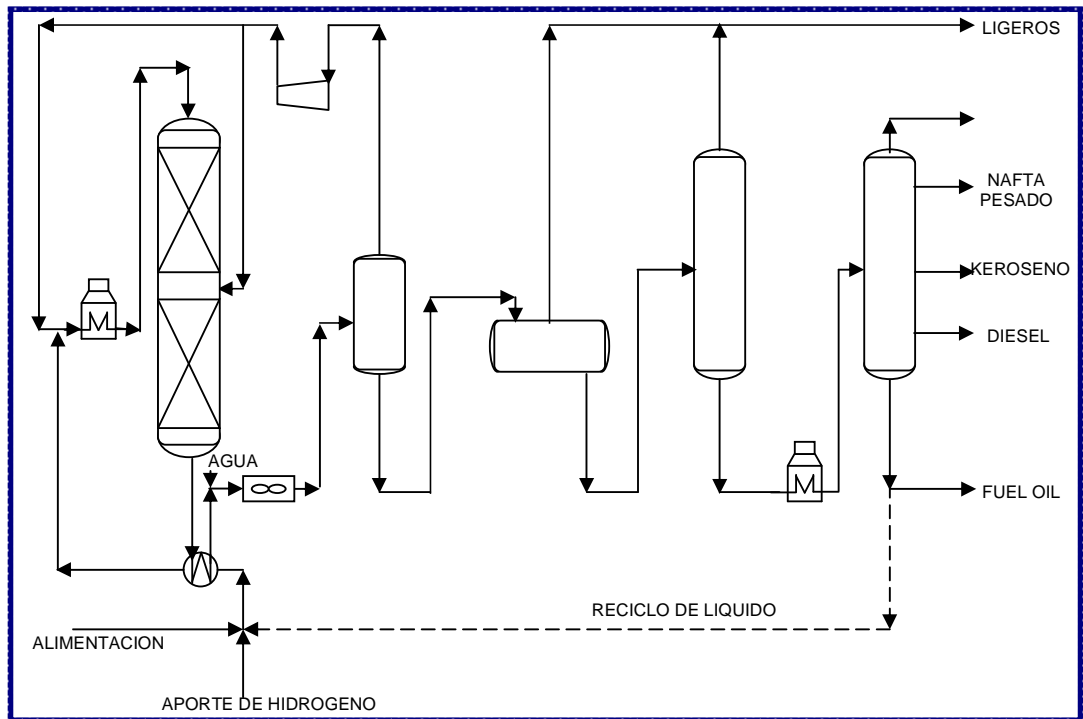
hidrodesulfurización (HDS), hidrodesnitrogenación (HDN), hidrodesoxigenación (HDO) e hidrodesmetalización (HDM).

El hidroprocesamiento de crudos pesados es necesariamente más costoso respecto al procesamiento de cargas livianas, ya que entre mayor sea el rango de ebullición de la carga mayor será el contenido de contaminantes y por consiguiente la severidad del reactor debe ser incrementada para alcanzar los mismos niveles de remoción, esto implica mayores consumos de catalizadores e hidrógeno, e implican fenómenos de desactivación acelerada de los catalizadores por la alta tendencia a la formación de coque y a la alta concentración de metales y azufre en las cargas a procesar.

3.2.2.2 Hidrocraqueo: Las condiciones de hidrocraqueo se llevan a cabo en un ambiente extremadamente rico en hidrógeno, las temperaturas oscilan típicamente entre 650°F y 800°F, y presiones entre las 1500 y 3000 psi, lo cual provee la atmósfera rica en hidrógeno, necesaria para las reacciones de alta severidad del hidrocraqueo, HDS y HDN. El catalizador empleado en este proceso induce tanto la actividad de craqueo como de hidrogenación. Implica mayor consumo de hidrógeno respecto al hidrotratamiento.

En el proceso hidrocraqueo, la ruptura catalítica ocurre en presencia de hidrógeno y por lo tanto los aromáticos y olefinas se saturan a medida que se forman, reduciéndose a un mínimo la formación de coque. Los productos que se obtienen son básicamente saturados (ricos en isoparafinas y compuestos nafténicos), reteniéndose solamente una parte muy pequeña de los compuestos de azufre, nitrógeno u oxígeno presentes en la alimentación.

Figura 20. Proceso de Hidrocraqueo.



Fuente: Hydrocarbon Processing, Refining Processes, 2004

En el proceso, se puede tratar desde naftas (para producir LPG) hasta residuos pesados desasfaltados. Dependiendo de la carga a procesar y el tipo de planta diseñada (simple o dos etapas), se tiene flexibilidad para suministrar una variedad de productos entre los cuales figuran los siguientes:

- LPG
- Gasolina liviana – alto octanaje
- Nafta pesada (carga para reformado catalítico)
- Combustible para aviación (Componentes)
- Destilados medios – diesel/queroseno
- Combustibles con bajos contenidos de azufre para mezclar aceites lubricantes con alto índice de viscosidad para mezcla.

Dentro del proceso de hidrocrackeo, pueden seleccionarse varios esquemas, que se denominan de simple etapa y doble etapa. El primero se caracteriza por tener un solo reactor que a veces puede ir precedido por un reactor para hidrotratar la alimentación. La fracción pesada no convertida puede tomarse como subproducto (simple paso) o reciclarse para su extinción.

Todos los catalizadores actuales del proceso de hidrocrackeo son del tipo "BIFUNCIONAL", al incorporar un componente hidrogenante a un componente de ruptura de gran área superficial. El componente de hidrogenación consta generalmente de uno o varios metales u óxidos de metal (cobalto, níquel, molibdeno, tungsteno, paladio, platino, etc.). El componente de ruptura catalítica suele ser una mezcla de sílice-alúmina amorfa o cristalina (zeolitas).

Debido a las reacciones químicas que se producen en el proceso, los productos obtenidos se caracterizan por ser altamente hidrogenados e isomerizados y con niveles muy bajos de azufre y nitrógeno.

Las diferentes fracciones que se obtienen en el proceso son:

- La fracción gaseosa $C_1 - C_4$. Debido a que la incidencia de la ruptura secundaria es muy pequeña, el rendimiento en gases es más bajo que en el craqueo catalítico.
- Una nafta ligera con buen índice de octano; resulta un componente atractivo para el "pool" de gasolinas.
- Nafta pesada, rica en componentes nafténicos; constituye una alimentación excelente del reformado catalítico.
- Queroseno, con un "punto de humo" alto y bajo punto de congelación.
- ACPM de alto índice de cetano y punto de solidificación bajo.

Las unidades de hidrocrackeo, producen unos destilados medios con una relación H/C y unas calidades que caen dentro de las especificaciones

deseadas. Las naftas ligeras ricas en hidrocarburos ramificados, pueden enviarse al “pool” de gasolinas sin tratamiento, mientras que la nafta pesada, con proporción importante de hidrocarburos nafténicos, debe reformarse para mejorar su índice de octano.

3.2.3 Procesos de Separación: Estos procesos se emplean básicamente para hacer remoción de asfaltenos y sólidos presentes en los crudos pesados. El proceso desarrollado para este objetivo es el desasfaltado con solventes y la destilación atmosférica y al vacío.

3.2.3.1 Torre de destilación al vacío: El primer proceso en una refinería en el que el crudo es cargado es a las torres de destilación atmosférica. El crudo es bombeado a un sistema donde su temperatura es llevada a los 500-550°F aproximadamente por medio de intercambio de calor con diferentes corrientes de producto de la misma torre de destilación. Posteriormente el crudo es calentado aproximadamente a 750°F en un horno de calentamiento directo y alimentado a la torre de destilación. La máxima temperatura de operación de una torre de destilación es de 750°F, a temperaturas superiores se empieza a presentar el craqueo de la carga.

Las fracciones de producto que se obtienen de la destilación atmosférica son naftas, keroseno, gasóleos y el residuo de la torre, que corresponde a la cantidad de producto que no se destila a las condiciones de temperatura de la torre.

La forma más simple de reducir la cantidad de residuos provenientes de la torre de destilación atmosférica es la destilación al vacío. Mediante un sistema de eyectores, la presión de operación de la torre de vacío puede ser llevada a 20 mm Hg o menos, permitiendo la separación de fracciones de gasóleos relativamente libres de metales las cuales pueden ser convertidas en productos más livianos en la unidad de ruptura catalítica, hidrocraqueo o como opción

puede desulfurarse para producir un material con bajo contenido en azufre para mezclar y obtener combustible limpio. El otro producto de la destilación al vacío, es la fracción del punto de ebullición por encima de 900/1000 °F. Este residuo de vacío o asfalto puede venderse como tal, mezclarse con aceite de ciclo o como carga para otros procesos posteriores.

3.2.3.2 Desasfaltado con solvente: Es un proceso de separación en que el residuo es separado por densidad, en lugar del punto de ebullición como ocurre en los procesos de destilación.

El proceso de Desasfaltado con solvente consiste básicamente en contactar una carga pesada y un solvente de propiedades parafínicas y que generalmente corresponde a compuestos entre Propano y Hexano (C3 y C6), donde el solvente de proceso disuelve los productos de mayor parafinicidad (baja relación C/H) presentes en la carga. Como resultado se obtiene un aceite desasfaltado de bajo contenido de contaminantes (DAO) y rico en moléculas de tipo parafínico.

La mezcla DAO-Solvente pasa a una etapa de recuperación del solvente, donde la mezcla se somete a calentamiento para inducir la separación del solvente y del DAO. El DAO puede ser posteriormente procesado mediante unidades de conversión convencional como el hidrocrqueo y el solvente es recirculado al contactor. Esta etapa de recuperación del solvente constituye la de mayor requerimiento energético del proceso y por consiguiente la de mayor costo.

La parte de la carga que resulta insoluble en el solvente se precipita fuera de la solución. El producto residual de este proceso contiene la mayor parte de los contaminantes presentes en la carga: metales, asfaltenos y carbón Conradson

4. ESTUDIO DEL MERCADO

La disponibilidad de grandes cantidades de petróleo y de gas natural a precios relativamente reducidos ha sido uno de los factores que posibilitaron el extraordinario desarrollo económico experimentado por la humanidad en el siglo XX. Ambas materias primas han sido las fuentes de energía más utilizadas en los últimos tiempos en los países industrializados, a la vez que han proporcionado a la industria química unos productos básicos que han servido de materias primas para sintetizar otros sustitutivos de productos naturales, cuya escasez hubiera estrangulado el desarrollo industrial y, en definitiva, la favorable evolución del nivel de vida.

En Febrero de 1999, un barril de petróleo valía 10 dólares. En esos momentos, las principales economías mundiales mostraban síntomas de fuerte crecimiento, así que los países que integran la OPEP redujeron la producción en 1,5 millones de barriles diarios, provocando un aumento de precios. El barril del crudo ha escalado a máximos históricos, en el 2001 el precio del barril alcanzó los 34 dólares, y actualmente se encuentra en promedio a 60 dólares por barril.

Debido a que el suministro de petróleo en el planeta es limitado tendiendo a extinguirse y a los repentinos e importantes aumentos del precio del petróleo y productos derivados, los gobiernos de los países más industrializados se han visto obligados a poner en marcha planes oficiales encaminados, por una parte a fomentar el ahorro energético, y por otra, a conservar y desarrollar cualquier fuente de energía que esté a nuestro alcance. La merma del suministro de petróleo convencional, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado, teniendo en cuenta que la mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos. Por lo general, como se ha expuesto en capítulos anteriores, mientras más pesado o

denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico ya que los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Sin embargo, con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de este petróleo pesado, pues a pesar de que se buscan otras alternativas energéticas, el petróleo sigue siendo la fuente de energía más utilizada actualmente.

Es muy difícil estimar para cuántos años se tendrá petróleo y gas natural ya que este cálculo depende de muchas variables desconocidas. No se sabe cuántos depósitos nuevos se van a descubrir ni tampoco cuál va a ser el ritmo de consumo, porque es probable que cuando vayan escaseando, su ritmo de consumo disminuya y se busque con más tesón otras alternativas energéticas, es por esta razón que las cifras que se suelen dar son muy poco fiables.

Un problema importante relacionado con el petróleo es que tiene una mayor demanda en regiones donde el consumo es mayor que la producción. Así entre Estados Unidos y Europa occidental se consume casi la mitad del petróleo convencional mundial. Los países del Golfo pérsico que sólo consumen el 4,5 % del petróleo mundial producen en cambio, el 26%. Por esta razón los países de mayor consumo y demanda de petróleo que poseen grandes reservas de crudos pesados se han incentivado a realizar investigaciones y desarrollar nuevas tecnologías para optimizar el recobro y el refinamiento y reducir los costos de producción de esta clase de crudo.

4.1 ÁMBITO INTERNACIONAL

Las estrictas regulaciones de calidad de los productos utilizados como combustibles impuestas por las organizaciones internacionales sobre protección del medioambiente y control de la capa de ozono (Como los protocolos de Kyoto y Montreal), y que ya están siendo implementadas en las principales ciudades industrializadas del mundo, han puesto a los empresarios de la refinación de crudo, en la encrucijada del cumplimiento de esas especificaciones debido al alto costo que éstas representan, a la estigmatización de la comunidad internacional o a los efectos negativos de la comercialización de sus productos. Las especificaciones son tales, que las tecnologías de refinación convencional de crudo se han convertido en obsoletas y las refinerías son forzadas a tratar con moléculas en lugar de rangos de ebullición.

La mejor ingeniería utilizada en las instalaciones existentes les ha permitido, a algunas empresas de refinación, cumplir con las especificaciones del año 2000 y las que vendrán para los próximos años, sin una gran inversión. Esto se ha logrado, en la mayoría de las veces, solo con la selección de los crudos, manejo del hidrógeno, y mezclas inteligentes². Pero no en todas las refinerías es posible utilizar un petróleo de alta calidad debido a su escasez y a que cada vez se fomenta más la explotación de yacimientos con crudos pesados, por lo cual se deben realizar grandes inversiones para eliminar al máximo el azufre y los aromáticos de los combustibles.

Para el caso de los Estados Unidos, donde no se ha construido una refinería hace 20 años, se requiere una inversión considerable en la mayoría de las existentes, ya que el 58% de ellas producen combustibles con contenidos de

² RUIZ, Jairo Palacio; ALGORTA, Santiago. Medio ambiente presiona inversión en refinerías. *Petróleo internacional*. Octubre/Noviembre de 2004

azufre por encima de las 500 ppm, el 22% se encuentran entre el 300-500 ppm y solo el 8% con niveles menores a 100 ppm³.

Por su parte, la industria de refinación Europea esta pasando por un proceso de reestructuración, con fusiones de empresas y la desaparición de las menos eficientes. La necesidad de aprovechar las ventajas fiscales ofrecidas por la producción de combustibles (diesel y gasolina) de contenido de azufre inferior a 50 ppm ha llevado a esas industrias a una optimización de sus procesos.

En los próximos años no solo se requerirá de una alta inversión en la refinación mundial, sino también en la expansión de la capacidad de esta, especialmente en países de la OPEP (donde no se ha realizado una inversión apreciable desde 1998)⁶. Además, los yacimientos “fáciles” ya han sido descubiertos, por lo cual los costos de producción se han elevado notoriamente. La necesidad de mayor producción de crudo y más capacidad de refinación, mantendrán el alto precio del petróleo y un elevado margen de refinación en los próximos años, lo cual incentivará la inversión en yacimientos donde el tratamiento del crudo es más difícil de llevar.

4.2 ÁMBITO NACIONAL

Esta problemática es mucho más evidente en países tercermundistas donde las especificaciones de los combustibles son menos estrictas comparadas con las de los países industrializados. Los estudios realizados manifiestan que la gasolina producida en Colombia contiene 1,000 ppm de azufre, el ACPM para motores diesel contiene 4,500 ppm, mientras que el mal denominado “ACPM ecológico” solo contiene 1,500 ppm. Dentro de los proyectos que encabezan el mejoramiento de la Producción de crudo tenemos el del Complejo de Barrancabermeja, la Refinería de Cartagena y el que se desarrollará en la Cuenca de los Llanos Orientales.

³ SCHULT, Christopher; LESEMANN, Markus. *Polution solutions. Hydrocarbon Enginering. Mayo de 2004*

4.2.1 Proyecto De Hidrotratamiento De Combustibles De La Gerencia Complejo Barrancabermeja:

Para el caso de Colombia, la refinería de Barrancabermeja, que opera desde 1922, actualmente se encuentra en su mayoría obsoleta, aunque logra cumplir difícilmente con las condiciones de la demanda de derivados del crudo, no ofrece garantías frente a nuevos retos ambientales, no solo nacionales sino internacionales. Sin embargo, para este caso se está desarrollando un "Proyecto de Hidrotratamiento de Combustibles de la Gerencia Complejo Barrancabermeja" el cual tiene por objeto satisfacer las regulaciones ambientales para los combustibles mediante la reducción del contenido de azufre en la gasolina y el diesel, para cumplir con la Resolución N° 1180 del 21 de junio de 2006 que modificó la Resolución N° 1565 del 27 de Diciembre de 2004, ambas del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y del Ministerio de Minas y Energía, respecto a la calidad de los combustibles líquidos (Gasolinas y Diesel), la cual será de obligatorio cumplimiento de acuerdo con el cronograma indicado en la resolución 1180.

El objetivo es producir combustibles más limpios para el mercado nacional. Al reducir el contenido de azufre, se lograrán menores emisiones de óxidos de azufre por parte de vehículos y motores que utilizarán estos combustibles. De esta forma, podrá reducirse en gran medida la "lluvia ácida" debido a la formación de ácido sulfúrico en la atmósfera por la reacción catalizada del SOx con la humedad y las gotas de agua. Los beneficios del proyecto son: la reducción de emisión de contaminantes tipo SOx a la atmósfera proveniente del parque automotor, estimados en 27.000 Toneladas al año de compuestos de azufre, equivalentes al 75% de las emisiones totales y además garantizar la calidad de la gasolina y el Diesel sin necesidad de acudir a especificaciones de mayor exigencia sobre los procesos y la economía de la refinería, y sin embargo de menor impacto sobre las emisiones.

En julio 26 de 2004 el Proyecto de Hidrotratamiento de Combustibles de la GCB fue declarado de importancia estratégica para el país, mediante documento CONPES 3299, de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 10 de la

Ley 819 de 2003 y en Octubre 24 de 2005 el Proyecto fue ratificado como de importancia estratégica para el país, mediante documento CONPES 3387, el cual modificó el anterior documento 3299.

En diciembre del año 2006 se suscribieron los últimos contratos para la ejecución del proyecto Hidrotratamiento como resultado del proceso VRP-SOC-004-2006. Con lo anterior se completa el grupo de contratos principales del proyecto consiguandolos en la Tabla 7.

Tabla 7. Contratos principales del Proyecto de la GCB.

CONTRATO	OBJETO	CONTRATISTA
VRP-002-2006	Gerencia del Proyecto, la Ingeniería detallada de las plantas principales (ISBL) y gestión de compras de los equipos principales de esas plantas, y la Interventoría (Supervisión del cumplimiento técnico-administrativo) de los contratos de construcción, montaje y puesta en marcha.	UNION TEMPORAL TECHNIP ITALY S.p.A.- TIPIEL S.A.
VRP-003-2006	Ingeniería detallada, compra y suministro de equipos y materiales, construcción, montaje, alistamiento, puesta en marcha y pruebas necesarias para la ejecución del alcance 3 (Infraestructura)	CONSORCIO SANTOS CMI - MORELCO
VRP-004-2006	Ingeniería detallada, compra y suministro de equipos y materiales, construcción, montaje, alistamiento, puesta en marcha y pruebas necesarias para la ejecución del alcance 2 (OSBL - Off Side Battery Limit)	CONSORCIO INELECTRA - SCIA (Schraeder Camargo Ing. Asoc.)
VRP-005-2006	Construcción, compras y suministro de equipos y materiales (No suministrados por ECOPETROL), montaje, alistamiento, puesta en marcha, pruebas de aceptación y comprobación de garantías requeridas para las plantas y facilidades del alcance 1 (ISBL - In Side Battery Limit)	CONSORCIO ITS (Ismocol de Colombia S.A. - Termotécnica Coindustrial S.A. - Sadeven S.A.)

Fuente: www.ecopetrol.com.co

Con estos eventos se concreta la ejecución en firme del proyecto, cumpliendo el programa establecido que busca satisfacer las regulaciones ambientales para los combustibles, mediante la reducción del contenido de azufre en la gasolina y diesel. Las componentes del Proyecto serían:

- Unidad de desulfurización de Diesel - Unidad Prime D -, para remover el azufre (mientras mejora el Índice de Cetano) a niveles tales que el producto de esta planta mezclado con otras corrientes de Diesel no tratadas alcancen 500 ppm de contenido de Azufre en el pool de Diesel.
- Unidad de desulfurización de gasolina - Unidad Prime G -, para remover azufre (mientras minimiza la pérdida de octanaje) a niveles tales que el producto mezclado con otras corrientes de gasolina no tratadas alcance un contenido máximo de Azufre de 300 ppm en el pool de gasolina.
- Unidad de Regeneración de Amina, para recuperar la DEA utilizada para remover los gases ácidos en las Despojadoras de Amina dentro de cada una de las Unidades Hidrotratadoras.
- Unidad de Recuperación de Azufre o Unidad Claus, con una Unidad asociada de Tratamiento de Gases de Cola o Unidad Clauspol®. Estas unidades recuperarán el azufre contenido en los gases de la Unidad de Regeneración de Amina y la Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias. La nueva Unidad Clauspol® también purificará los gases residuales de una Unidad de Recuperación de Azufre existente.
- Planta de Hidrógeno que consiste en una nueva unidad de generación de hidrógeno (vía reformado con vapor) y una Unidad PSA para suministrar hidrógeno de 99.9% de pureza. Estas unidades proveerán el Hidrógeno que se consume en cada una de las Hidrotratadoras.
- Unidad de Despojo de Aguas Agrias, diseñada para separar el H₂S de agua efluentes de las Hidrotratadoras, además de las aguas agrias existentes en la refinería, de forma que la Planta de Aguas Agrias existente operará como Unidad de respaldo de la nueva Unidad.

4.2.2 Proyecto El Plan Maestro De Desarrollo De La Refinería De Cartagena: En cuanto a la Refinería de Cartagena con su Plan Maestro de Desarrollo (PMD) presenta buenos prospectos ya que los compromisos ambientales hacen parte de sus principales objetivos⁴ catalogado como un proyecto estratégico para Colombia y ECOPETROL S.A.

El proyecto pretende ampliar la capacidad de la refinería hasta 140 mil barriles por día, mejorar la calidad de combustibles para que cumplan con las especificaciones ambientales nacionales e internacionales y optimizar los indicadores financieros y operacionales de la segunda refinería más importante de Colombia.

La Junta Directiva de ECOPETROL aprobó recientemente el esquema para llevar a cabo la ampliación de la refinería mediante la vinculación de un socio estratégico, según los lineamientos del Gobierno Nacional (documentos Conpes 3312 y 3336) y el trabajo de un comité interinstitucional conformado por los ministerios de Hacienda y Minas y Energía, El Departamento Nacional de Planeación (DNP) y ECOPETROL S.A.

La búsqueda del socio se realizó mediante un proceso abierto que se inició en el segundo semestre de 2005 y culminó en el primer semestre de 2006.

El esquema contempla la creación de una nueva sociedad en la que ECOPETROL participa hasta con el 49%, con un aporte de capital máximo de US\$250 millones. En la selección del socio se buscará maximizar el valor de los activos actuales y realizar lo más rápido posible la nueva refinería.

ECOPETROL mantendrá las condiciones de operación de la actual refinería al menos hasta que entre en operación la nueva, prevista para 2010.

⁴ *Página de Internet de ECOPETROL. ¿Que es el plan maestro de desarrollo?. Resumen ejecutivo, www.ecopetrol.com.co. 2004*

La nueva sociedad podrá presentar cambios en la configuración inicial de la refinería. La estimación inicial revela que las inversiones podrán ser de aproximadamente US\$800 millones.

El Ministerio de Hacienda definirá el mecanismo para garantizar que la nueva refinería comercializará sus productos en Colombia a precios del mercado internacional.

El esquema propuesto cumple con los objetivos básicos del Gobierno Nacional y de ECOPETROL, entre los que se destacan garantizar la ejecución del proyecto, minimizar la inversión a la luz de la situación fiscal de la nación y lograr una participación significativa de ECOPETROL.

ECOPETROL y el Estructurador financiero del proyecto, una Unión temporal conformadas por los bancos de inversión ABN AMRO y la consultora Sumatoria, iniciaron las presentaciones a los potenciales inversionistas, tanto en Colombia como en otros países, incluyendo un *Road Show* realizado a principios de Noviembre en Nueva York. Adelantaron de Diciembre de 2005 a Febrero de 2006 un proceso de precalificación de posibles inversionistas en el que se determinó que cuatro compañías eran aptas para participar en un eventual proceso de Solicitud de Ofertas Cerradas. Esas compañías fueron la japonesa Marubeni Corporation, la suiza Glencore International AG, la inglesa BP North America y la latinoamericana Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. El correspondiente proceso de Solicitud de Ofertas Cerradas ECP-SOC-001-2006 se inició en Marzo.

El 14 de agosto se realizó la primera audiencia dedicada a la entrega de propuestas de los precalificados. Se recibieron dos ofertas, una por parte de Glencore International AG y la otra de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás. Del 14 al 18 de agosto se realizó la evaluación jurídica de la seriedad de las propuestas.

El 25 de agosto se realizó la segunda audiencia, la de adjudicación. Esta se llevó a cabo en el Metropolitan Club de Bogotá con transmisión en directo para toda Colombia por Canal Institucional. En ella se dio a conocer el Informe del Comité Evaluador que determinó que las dos compañías estaban en capacidad de convertirse en socias de ECOPETROL en la Refinería de Cartagena.

Después se abrió la urna que contenía las primeras 2 ofertas económicas, una de Glencore y la otra de Petrobras y el Presidente de ECOPETROL declaró públicamente que ninguna de las dos ofertas superaba el precio mínimo establecido por ECOPETROL.

Los representantes de las dos empresas deliberaron en sus reservados por dos períodos de una hora y presentaron cada cual un nuevo valor en sobre cerrado. Después de escuchar los valores, el Presidente de ECOPETROL declaró que una de las dos propuestas superaba el precio mínimo dado por ECOPETROL para la Refinería.

Ese precio fue el de Glencore International AG, que valoró el aporte en especie que realizará ECOPETROL a través de la entrega a la nueva sociedad de la mayor parte de los activos de la actual Refinería de Cartagena en US\$630.700 millones.

A continuación el Presidente de ECOPETROL reveló el precio mínimo del aporte en especie de ECOPETROL, que hasta ese momento se había mantenido en reserva: US\$625.000.

Tras un último receso de 15 minutos se leyó la Carta de Adjudicación y con ella se dio cierre al evento que duró de 9 de la mañana a 1 de la tarde.

De conformidad con los términos del negocio, ECOPETROL tendrá una participación del 49% de la nueva sociedad y Glencore de 51%. Como el valor del aporte en especie de ECOPETROL fue tasado por Glencore en \$ 630.7

millones de dólares, Glencore tendrá que aportar a la nueva sociedad \$656.4 millones de dólares en efectivo para mantener su participación del 51%.

La nueva sociedad fue creada el 11 de octubre del año 2006 con domicilio en la Ciudad de Cartagena de Indias, con un aporte de \$ 10.000 millones de pesos por parte de los socios y a finales del año se realizó el aporte en especie de la actual Refinería de Cartagena por parte de ECOPETROL y el aporte en efectivo de Glencore por \$ 656.4 millones de dólares.

Adicionalmente, ECOPETROL tiene aprobado un programa total de aportes de capital entre 2006 y 2010 de máximo \$ 250 millones de dólares aprobado a través de vigencias futuras por el Ministerio de Hacienda. Paralelamente, Glencore deberá efectuar aportes de capital por un máximo de \$ 260 millones de dólares para equiparar el aporte de ECOPETROL.

De conformidad con esas cifras de aportes de los socios desde su inicio la nueva sociedad podrá contar con un máximo de US\$1.167 millones líquidos aportados por sus socios y que se podrán invertir en la ampliación y modernización de sus plantas y en el capital de trabajo que requiere la operación de la refinería como empresa independiente.

En el primer semestre del año 2007, los socios definieron la configuración de la nueva refinería y en ese mismo año se iniciará la construcción de la misma.

ECOPETROL S.A., continuará siendo el operador de la Refinería de Cartagena a través de un contrato de mandato suscrito por la nueva sociedad hasta que entre en operación la ampliación que se estima para finales del año 2010. Soportado en ese contrato, ECOPETROL puede garantizar la continuidad laboral de los 350 empleados que actualmente operan, mantienen y proveen servicios administrativos en la Refinería de Cartagena.

4.2.3 Proyecto Cuenca De Los Llanos Orientales: ECOPETROL S.A. decidió desarrollar directamente los crudos pesados de los campos que opera en los Llanos Orientales.

El principal campo de dicha región es Castilla, mayor productor de crudo pesado en Colombia y primer campo de la operación directa de ECOPETROL.

La intención es incrementar su producción en 50% en los próximos tres años, desde los 60 mil barriles por día que produce hoy hasta 90 mil barriles por día en 2009.

Para el desarrollo adicional del campo Castilla y de la Formación San Fernando, de la que hoy se extrae la mayor cantidad de crudos pesados en los Llanos Orientales, la empresa invertirá cerca de 700 millones de dólares entre el 2007 y el 2009 en facilidades de producción y procesamiento, así como en la ampliación y adecuación de los sistemas de transporte.

La decisión de ECOPETROL se enmarca en el desarrollo del negocio de crudos pesados, una de las principales actividades contempladas en su plan estratégico para los próximos cinco años, que busca que la empresa alcance una producción de 500 mil barriles de petróleo equivalente en 2011.

ECOPETROL duplicó la producción de Castilla en los últimos tres años, al pasar de cerca de 30 mil barriles por día en 2003 a 60 mil barriles por día en 2006. Este resultado ha impulsado la producción directa de ECOPETROL y ha permitido que se detenga la caída de la producción nacional de crudo.

El proyecto de crudos pesados de ECOPETROL le apunta a que en el año 2009 la producción de este tipo de petróleo ascienda a 160 mil barriles por día. Además de Castilla y San Fernando, el proyecto incluye el campo Rubiales, ubicado en límites de los departamentos de Meta y Vichada, y el desarrollo potencial de los campos Teca, Nare y Jazmín en el Valle Medio del Magdalena.

El desarrollo directo de los campos de los Llanos por parte de ECOPETROL significa que el proceso que ECOPETROL había iniciado para la búsqueda de un socio estratégico para el desarrollo del proyecto de crudos pesados, ahora sólo se realizará para la parte exploratoria.

Para el mejoramiento del crudo pesado, ECOPETROL realizará durante 2007 los estudios tendientes a evaluar diferentes posibilidades para la construcción de una planta de procesamiento que transformará este crudo en uno más liviano, con mayor valor de mercado y la posibilidad de obtener mayores y mejores calidades de productos refinados.

5. EVALUACION TÉCNICO – ECONÓMICA

Esta fase del proyecto es la de mayor importancia y la que mas atención requiere. El estudio técnico-económico nos permite determinar aspectos de gran trascendencia en el desarrollo este proyecto, tales como la determinación del tamaño, ubicación y selección de la tecnología mas adecuada para la planta teniendo en cuenta el % de conversión lo cual va ligado a los costos que cada una de ellas representa; buscando que todos estos factores, sean consecuentes con el comportamiento del mercado y las restricciones de orden financiero en los que un proyecto de mejoramiento de crudo pesado se encuentra enmarcado.

5.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA

El transporte de crudos pesados es difícil de manejar debido a su alta viscosidad, por lo tanto, es necesario que la planta este ubicada en donde se encuentran las reservas mas altas de crudos pesados, o de igual forma, en un punto estratégico en el cual se facilite el transporte y los costos de disposición del crudo sean mínimos. Como se menciona en el Capítulo 2, la mayor cantidad de reservas se encuentra en los Llanos Orientales (Campos Castilla, Campo Chichimene, Campo Rubiales, Campo Apiay, Campo Suria y Campo Reforma y Libertad), por lo tanto es recomendable que la Planta se ubique en este sector.

Si se menciona el aspecto Social, se debe tener en cuenta que en los Llanos Orientales se encuentran Institutos Técnicos Petroleros, por lo tanto se tendrán mayores oportunidades de trabajo para la gente de la región lo que conlleva a una economía estable en la parte laboral. Además, el Meta cuenta con la Infraestructura vial en buen estado para el transporte de crudos por carrotanques hasta la Planta de Up-grading y cuenta con una Política de seguridad estable que se ha mantenido durante un largo tiempo.

5.2 TAMAÑO DE LA PLANTA

El tamaño de la planta se refiere a la capacidad en términos de la producción, que para este tipo de proyectos, se expresa en barriles por día (B/D). Para su determinación, se tuvo en cuenta la producción actual y los Pronósticos de producción. Actualmente, la producción de Crudo pesado en la Superintendencia de Operaciones Apiay, la cual incluye los campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay y Reforma y Libertad es de aproximadamente 90,000 B/D, para el Campo Rubiales la producción es de 19,000 B/D. Los Pronósticos de Producción de estos campos se pueden apreciar en las Figuras 11 y 13 en los capítulos anteriores. Las reservas de Crudo pesado en este sector están alrededor de 900 MBLS. Con base en lo anterior, la capacidad de la Planta en términos de producción, pronósticos y reservas podría oscilar entre 40,000 y 90,000 B/D; de esta forma se contará con suficiente crudo para alimentar dicha planta, durante un periodo de tiempo significativo.

5.3 ANÁLISIS TÉCNICO

En esta etapa del proyecto se plantean las ventajas y/o desventajas de cada proceso de acuerdo a las bondades que presenta cada uno de ellos, con el cual se pretende buscar un buen criterio para seleccionar la planta.

- *FLEXI COKING*: Ampliamente continuo. Comercialmente suministra procesos de coking de destilación de fluidos y procesos de gasificación de destilación de fluidos que están internamente cargados con combustible y con calor integrado sin ninguna necesidad de comprar fuel gas. El coque de bajo valor es convertido a fuel gas mediante reemplazo o venta. Procesa un amplio rango de cargas, especialmente metales pesados, sulfuros, CCR y únicas capacidades de serie > 100 Kbpsd. El desarrollo de esta tecnología suministra el mejoramiento en los rendimientos, capacidades, confiabilidad y longitud de corrida.

- *FLUID COKING*: Capacidades de carga únicas >100 KB/SD mayores que en otros procesos. Procesa un amplio rango de crudos, especialmente aquellos que contienen metales pesados, sulfuros, CCR. Posee calor integrado internamente, uso mínimo de combustibles gaseosos; menor producción de coque que el craqueo retardado. Desarrollo de tecnología continua (rendimientos, longitud de corridas, confiabilidad). Menor inversión y mayor economía comparada con el craqueo retardado. Integración eficiente con las calderas de destilación de fluidos por COGEN.
- *DESASFALTADO CON SOLVENTES*: Este es un proceso de retiro de carbón, es económico, flexible para manejar la calidad de los desasfaltados, sin embargo, no convierte productos y libera asfaltenos.
- *HIDROTRATAMIENTO*: Trabaja a altas presiones de hidrógeno y el uso de catalizadores o aditivos conlleva a calidades y % conversión elevados lo cual lo hace muy costoso, ya que el consumo de catalizadores aumenta en proporción a la calidad de la carga. Procesa cargas con contenido limitado de contaminantes (200-500 ppm de metales).
- *VISCORREDUCCION*: Los productos se utilizan principalmente para la preparación de combustóleo. La reacción lateral que más perjudica al proceso de viscoreducción es la condensación de asfaltenos.

5.3.1 Usos de los Subproductos: Los productos secundarios que se obtienen de cada proceso se pueden utilizar de la siguiente forma:

- *GAS*: Se puede consumir internamente en la unidad o enviar a la red de gas combustible de la planta. Los C3-C4 con previa desulfuración se puede enviar como carga alquilación o polimerización por su naturaleza olefínica.

- *NAFTA*: La nafta liviana se puede utilizar como diluyente para transportar el crudo pesado a la planta.
- *COQUE*: Tiene una apariencia física entre esponja y bala, y generalmente son esferas de 0.5-1.5 cm. de diámetro, aglomeradas. Se usa generalmente como combustible en cementeras y plantas térmicas. Sin embargo poseen varias desventajas dentro de las cuales tenemos: baja volatilidad y alta relación C/H (>20), baja velocidad de combustión, alto contenido de azufre que genera emisiones de SO₂, alto contenido de Níquel que genera altas temperaturas produciendo So_x, altos metales que causan problemas de ensuciamiento y corrosión, alta dureza que puede causar problemas con la molienda y los equipos de transporte.
- *ASFALTENOS*: La disposición de los asfaltenos es el principal problema, sin embargo, se puede mezclar para producir Fuel Oil de alto Azufre. Son extremadamente frágiles por tal motivo no sirven para asfalto, pero puede utilizarse para producir gas de síntesis o para generación de energía.
- *GAS DE BAJO PODER CALORÍFICO*: Este gas se puede utilizar en hornos, calderas, turbinas de gas a los cuales se debe realizar algunas modificaciones para obtener eficiencias similares a los convencionales.

5.4 EVALUACION FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS

Para realizar la evaluación financiera se tuvo en cuenta la capacidad de la planta lo que representa la Inversión inicial del proyecto y los costos operacionales por barril.

Teniendo esto como base, se obtuvo el valor que se gasta en procesar 1 barril por medio de las diferentes tecnologías Up-grading y por otra parte teniendo en cuenta los % de conversión promedio de cada planta se obtuvo los ingresos. Con base a un flujo de caja, se halló el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno, y la eficiencia de cada planta.

Las condiciones de operación, productos y rendimientos de cada proceso se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Condiciones de Operación, Productos y Rendimientos de cada Proceso.

PROCESO	VISCORREDUCCION	DESASFALTADO	DELAYED COKING	FLUID COKING	FLEXI COKING	HIDROTRATAMIENTO	HDROCRAQUEO
RENDIMIENTOS PRODUCTOS, VOL%							
GAS	2,5		7,9	25	25		1,1
NAFTA	7		12,6	24,6	24,6	1,7	1,4
CRUDO MEJORADO	15	68	50,8	27,3	27,3	98,3	97,5
RESIDUOS VISCORREDUCCION	75,5						
ASFALTENOS		32					
COQUE			28,7	20			
GAS DE BAJO PODER CALORIFICO					15		
GASTOS OPERACIONALES							
INVERSION US\$/BL	1200	1200	4000	2100	3100	2000	2800
CONSUMO/BL DE ALIMENTO							
COMBUSTIBLE MBTU	119,5	110	145			100	90
POTENCIA KW-H	0,0358	2	3,9	30	30	1,5	7
VAPOR LB	6,4	12	20	85	105		
AGUA BL	1,69		180	80	735		
PERSONAS OPERAR PLANTA	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
CONSUMO DE HIDROGENO						700	660
LICENCIA	Foster Wheeler/ UOP LLC	KBR	ABB LUMMUS GLOBAL INC	Exxon Mobile Research and Engineering Co.	Exxon Mobile Research and Engineering Co.	UOP LLC	UOP LLC

La evaluación económica de la planta se realizó teniendo en cuenta los siguientes criterios:

Variables macroeconómicas:

VARIABLES MACROECONOMICAS	
Tasa de descuento	12%
Tasa de Cambio, Col\$/US\$	2.000
Tasa de Devaluación	5%
Tasa de Impuestos	34%

Precios:

WTI	US\$/BL	80
Castigo Crudo Pesado	%	48
Crudo Pesado	US\$/BL	38,4
Castigo Crudo Mejorado	%	70
Crudo Mejorado	US\$/BL	56
Asfaltenos	US\$/BL	5
Solvente	US\$/BL	29
Gas Natural	US\$/MBTU	2.77
Agua clarificada	US\$/BL	0.05
Nafta	US\$/BL	118
Coque	US\$/Ton	10
Residuos Viscorreducción	US\$/BL	10
Energía eléctrica (Kw-h)	US\$/Kw-H	0.1
Vapor	US\$/Lb	0.2
Salario promedio operador	KUS\$/Mes	2.5

Costos de Transporte:

Costo carrotanques	US\$/BI	10
--------------------	---------	----

Carga a la planta: 10.000 BPD de crudo Pesado

Para realizar el análisis se tomó un crudo con las siguientes especificaciones:

API: 8.7

AZUFRE: 3.4 %w

CCR: 18.87 %w

De acuerdo a los procesos mencionados en los capítulos anteriores, se realizó una evaluación técnica y económica teniendo en cuenta los costos de operación y los ingresos de los productos obtenidos en cada proceso.

El resultado del análisis económico utilizando la información anterior se muestra en la Tabla 9.

Con los datos obtenidos en la tabla, se puede notar que el proyecto más rentable económicamente es el PROCESO DE DESASFALTADO, ya que la Eficiencia del Proyecto que tiene en cuenta el Valor Presente Neto obtenido del Flujo de Caja llevado hasta el año 2022 con relación al Valor Presente Neto de la Inversión Inicial es 3,9.

Este Valor Presente Neto fue calculado con una Tasa de Interés del 12%. La tasa Interna de Retorno calculada al año 2022 fue de 61,9%, con lo cual se puede concluir que financieramente es la *mejor alternativa*, pues para que un proyecto sea económicamente rentable la tasa interna de retorno debe ser mayor a la tasa de interés mínima de rentabilidad.

Tabla 9. Resumen de Modelo Económico

FECHA	ANALISIS ECONOMICO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
VISCORREDUCCION	INVERSION	7200	4800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL INGRESOS	0	0	84078,9	83594,4	82726,6	81858,8	80991,0	80123,2	79255,4	78387,6	77519,9	76652,1	75784,3	74916,5	74048,7	73180,9
	TOTAL EGRESOS	0	0	83085,1	83085,1	81333,1	79581,1	77829,1	76077,1	74325,1	72573,1	70821,1	69069,1	67317,1	65565,1	63813,1	62061,1
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-7200	-4800	993,8	509,3	1393,5	2277,7	3161,9	4046,1	4930,3	5814,5	6698,8	7583,0	8467,2	9351,4	10235,6	11119,8
	IMPUESTOS			-337,9	-173,2	-473,8	-774,4	-1075,0	-1375,7	-1676,3	-1976,9	-2277,6	-2578,2	-2878,8	-3179,5	-3480,1	-3780,7
	FLUJO DE CAJA	-7200	-4800	655,9	336,1	919,7	1503,3	2086,9	2670,4	3254,0	3837,6	4421,2	5004,8	5588,3	6171,9	6755,5	7339,1
	VPN	\$ 4.111															
	TIR	15,8%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	0,3															
DELAYED COKING	INVERSION	24000	16000														
	TOTAL INGRESOS	0	0	157228,9	152534,5	147840,0	143145,6	138451,1	133756,7	129062,2	124367,8	119673,4	114978,9	110284,5	105590,0	100895,6	96201,1
	TOTAL EGRESOS	0	0	146495,8	141239,8	135983,8	130727,8	125471,8	120215,8	114959,8	109703,8	104447,8	99191,8	93935,8	88679,8	83423,8	78167,8
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0	0	10733,1	11294,7	11856,2	12417,8	12979,3	13540,9	14102,4	14664,0	15225,5	15787,1	16348,6	16910,2	17471,7	18033,3
	IMPUESTOS	0	0	-3649,3	-3840,2	-4031,1	-4222,0	-4413,0	-4603,9	-4794,8	-4985,7	-5176,7	-5367,6	-5558,5	-5749,5	-5940,4	-6131,3
	FLUJO DE CAJA	-24000	-16000	7083,8	7454,5	7825,1	8195,7	8566,3	8937,0	9307,6	9678,2	10048,8	10419,5	10790,1	11160,7	11531,3	11902,0
	VPN	\$ 14.015															
	TIR	17,4%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	0,4															
FLUIDCOKING	INVERSION	12600	8400														
	TOTAL INGRESOS	0	0	178730,8	174818,8	170906,7	166994,6	163082,6	159170,5	155258,4	151346,4	147434,3	143522,2	139610,1	135698,1	131786,0	127873,9
	TOTAL EGRESOS	0	0	176228,8	170972,8	165716,8	160460,8	155204,8	149948,8	144692,8	139436,8	134180,8	128924,8	123668,8	118412,8	113156,8	107900,8
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0	0	2502,0	3846,0	5189,9	6533,8	7877,8	9221,7	10565,6	11909,5	13253,5	14597,4	15941,3	17285,3	18629,2	19973,1
	IMPUESTOS	0	0	-850,7	-1307,6	-1764,6	-2221,5	-2678,4	-3135,4	-3592,3	-4049,2	-4506,2	-4963,1	-5420,1	-5877,0	-6333,9	-6790,9
	FLUJO DE CAJA	-12600	-8400	1651,3	2538,3	3425,3	4312,3	5199,3	6086,3	6973,3	7860,3	8747,3	9634,3	10521,3	11408,3	12295,3	13182,3
	VPN	\$ 14.510															
	TIR	19,8%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	0,7															

FECHA	ANALISIS ECONOMICO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DESASFALTADO	INVERSION	7200	4800														
	TOTAL INGRESOS	0	0	133940,4	128494,6	123048,8	117603,0	112157,2	106711,4	101265,6	95819,8	90374,0	84928,2	79482,4	74036,6	68590,8	63145,0
	TOTAL EGRESOS	0	0	118237,7	112921,0	107664,3	102407,5	97150,8	91894,1	86637,4	81380,7	76123,9	70867,2	65610,5	60353,8	55097,1	49840,3
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			15702,7	15573,6	15384,5	15195,5	15006,4	14817,3	14628,2	14439,1	14250,1	14061,0	13871,9	13682,8	13493,7	13304,7
	IMPUESTOS	0	0	-5338,9	-5295,0	-5230,7	-5166,5	-5102,2	-5037,9	-4973,6	-4909,3	-4845,0	-4780,7	-4716,4	-4652,2	-4587,9	-4523,6
	FLUJO DE CAJA	-7200	-4800	10363,8	10278,6	10153,8	10029,0	9904,2	9779,4	9654,6	9529,8	9405,0	9280,2	9155,5	9030,7	8905,9	8781,1
	VPN	\$ 46.556															
	TIR	61,9%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	3,9															
HIDROTRATAMIENTO	INVERSION	12000	8000														
	TOTAL INGRESOS	0	0	205341,7	202740,0	200138,3	197536,5	194934,8	192333,1	189731,4	187129,7	184527,9	181926,2	179324,5	176722,8	174121,1	171519,3
	TOTAL EGRESOS	0	0	203897,9	202145,9	200393,9	198641,9	196889,9	195137,9	193385,9	191633,9	189881,9	188129,9	186377,9	184625,9	182873,9	181121,9
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			1443,8	594,1	-255,6	-1105,3	-1955,0	-2804,8	-3654,5	-4504,2	-5353,9	-6203,6	-7053,4	-7903,1	-8752,8	-9602,5
	IMPUESTOS	0	0	-490,9	-202,0	-86,9	-375,8	-664,7	-953,6	-1242,5	-1531,4	-1820,3	-2109,2	-2398,1	-2687,0	-2976,0	-3264,9
	FLUJO DE CAJA	-12000	-8000	952,9	392,1	-342,5	-1481,1	-2619,8	-3758,4	-4897,0	-6035,6	-7174,3	-8312,9	-9451,5	-10590,1	-11728,8	-12867,4
	VPN	-\$ 40.647															
	TIR	0,0%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	- 2,0															
HIDROCRACKING	INVERSION	16800	11200														
	TOTAL INGRESOS			202171,7	199576,6	196981,4	194386,3	191791,1	189196,0	186600,8	184005,7	181410,5	178815,4	176220,2	173625,1	171029,9	168434,8
	TOTAL EGRESOS			198057,9	196305,9	194553,9	192801,9	191049,9	189297,9	187545,9	185793,9	184041,9	182289,9	180537,9	178785,9	177033,9	175281,9
	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			4113,9	3270,7	2427,6	1584,4	741,3	-101,9	-945,0	-1788,2	-2631,3	-3474,5	-4317,6	-5160,8	-6003,9	-6847,1
	IMPUESTOS			-1398,7	-1112,0	-825,4	-538,7	-252,0	-34,6	-321,3	-608,0	-894,6	-1181,3	-1468,0	-1754,7	-2041,3	-2328,0
	FLUJO DE CAJA	-16800	-11200	2715,2	2158,7	1602,2	1045,7	489,2	-136,5	-1266,3	-2396,1	-3526,0	-4655,8	-5785,6	-6915,4	-8045,2	-9175,1
	VPN	-\$ 31.543															
	TIR	0,0%															
	EFICIENCIA DEL PROYECTO	- 1,1															

Para el resto de procesos, según la Tabla 8, la eficiencia para implementar cualquiera de ellos es menor de 1, por lo tanto, económicamente no son tan atractivos.

En el caso de la Viscorreducción, el proceso pierde rentabilidad debido al bajo % de conversión del crudo mejorado y de los productos livianos. Este proceso sería más rentable si se utilizara para reducir la viscosidad del fluido sin llegar a la obtención de productos finales, pues de esta forma, se disminuyen los costos de operación de la planta en cuanto al consumo de vapor ya que este es un factor importante en el desarrollo del proceso.

Los procesos que incluyen coquización como el delayed coking, fluid coking y flexy coking, a pesar de tener un alto % de conversión, la inversión y los gastos operacionales para obtener productos dentro de las especificaciones son elevados lo que lo hace no atractivo financieramente. Dentro de los gastos operacionales del proceso el consumo de vapor de alta y baja presión es el que causa mayor impacto ya que aumenta considerablemente estos costos, sin dejar atrás que la mayoría de los productos obtenidos requieren un posterior hidrotratamiento.

La comparación económica entre el Fluid coking y el Delayed Coking es muy sensible a los rendimientos de los líquidos favoreciendo al Fluid Coking por mayor producción de productos livianos, mayor producción de destilados y menos producción de coque. Las ventajas se pueden reducir cuando el precio del coque aumenta favoreciendo de esta manera al Delayed Coking.

Con respecto al Flexi Coking y al Fluid Coking los rendimientos para el gas y líquidos son iguales, con la diferencia que en Flexi Coking el 95% del coque es gasificado, haciendo que este proceso sea mas costoso que el Fluid Coking, debido al aumento del consumo de vapor necesario para producir un gas de bajo poder calorífico.

Los procesos que consumen hidrógeno son eficientes con respecto al % conversión, pero gracias a los altos consumos y al elevado costo de éste, pierden rentabilidad al ser comparados con otros procesos. Para aplicar esta tecnología en la Industria se debe contar con una fuente de Hidrógeno económica suficiente para tratar el volumen requerido a un bajo costo.

La capacidad de la planta es muy importante a la hora de escoger el proceso pues este factor se convierte en una limitante en algunos casos.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber analizado la situación actual del petróleo pesado con respecto a la economía nacional y mundial, se ve la necesidad de implementar un proyecto de mejoramiento de crudo pesado de forma que la producción de estos crudos sea económicamente viable, teniendo en cuenta que Colombia posee reservas de aproximadamente 900 MMBLS y al año 2010 se tienen pronósticos de producción de 100,000 BLS/D en la Cuenca de los Llanos Orientales.

Las tecnologías para el mejoramiento de los crudos pesados, pueden ser clasificadas de diferentes formas; pero de acuerdo a las operaciones requeridas en la industria se pueden clasificar en procesos de Rechazo de carbón (Viscorreducción, Delayed Coking, Fluid Coking y Flexi Coking), procesos de Adición de Hidrógeno (Hidrotratamiento, Hidrocraqueo) y Procesos de Separación (Desasfaltado con Solvente).

De acuerdo al análisis técnico y económico de las diferentes tecnologías analizadas se determinó que para este estudio en específico, el proceso de Desasfaltado con Solvente es el más viable para implementar en Colombia, debido a las ventajas que presenta con respecto a los otros procesos.

La ubicación de la planta debe ser en la Cuenca de los Llanos Orientales, teniendo en cuenta la mayor cantidad de reservas existentes en Colombia se encuentran en esta zona.

Para la disposición de los asfaltenos obtenidos del proceso de desasfaltado con solvente, se pueden utilizar como combustible en una estación termoeléctrica, con la cual se pueda suplir la energía eléctrica y el vapor, tanto de las instalaciones de la planta de mejoramiento como de la red eléctrica de la zona. Esta estación estará determinada finalmente por el volumen de

combustible disponible proveniente de esta planta mejoradora y su capacidad calorífica dependerá del esquema de operación.

Entre las alternativas de selección de solvente para la planta de Desasfaltado se recomienda el uso de Apiasol, puesto que en la actualidad se cuenta con una Planta de Gas que lo produce, ubicada en la Superintendencia de Operaciones Apiay y que facilitando así su disponibilidad, lo que reduciría los costos de operación del Proceso De Desasfaltado Con Solvente.

La evaluación económica fue realizada bajo un escenario pesimista, sin embargo se recomienda tomar este trabajo como base para seguir realizando sensibilidades y de esta manera tomar otros escenarios.

Teniendo en cuenta la situación en la que se encuentra la Industria, es necesario e inaplazable que la Escuela aborde de una u otra forma temas relacionados con los crudos pesados y con el tratamiento que se le debe dar, ya que se ha vuelto un reto para los Ingenieros tratar este crudo desde su extracción hasta su refinamiento.

Por otra parte, si logramos entender como se trata el crudo en superficie y la forma de refinarlo, quizás podríamos transformar alguna tecnología de superficie a tecnología de subsuelo realizando algunas modificaciones, pero esto no lo podemos lograr hasta que no se forme al Ingeniero de Petróleos con conocimientos básicos de Procesos.

BIBLIOGRAFIA

ACOSTA, EZEQUIEL, Procesos de refinación, Curso ECOPETROL, Septiembre 2007.

SPEIGHT, JAMES G, Petroleum Chemistry and Refining, Western Research Institute Laramie, Wyoming, U.S.A., Published Taylor & Francis, 1998.

LE PAGE, JEAN-FRANCOIS. CHATILA, SAMI G. DAVIDSON, MICHEL, Resid and Heavy Oil Processing, Institut Francais du Pétrole, Edición Technip Paris, 1992.

GILES, KEVIN A. Fundamentals of Petroleum Refining, Course

LOTT, R. AND LEE LK, Up-grading of Heavy crude oil sand residues with (HC)₃, Hydrocracking Technology, Hydrocarbon Technologies, Inc. Lawrenceville, New Jersey, 1998

CHAPARRO, BELTRAN MANUEL, Mejoramiento de Crudos Pesados, Instituto Colombiano del Petróleo, 2001.

CARRILLO, JESUS ALIRIO, PANTOJA, EDGAR FRANCISCO, Procesamiento del fondo del barril, (Sic) Editorial Ltda, Bucaramanga, 1999

K. W. McHENRY, H. TOMINAGA, UPGRADING OF PETROLEUM RESIDUES, BITUMEN AND SHALES OIL, Simposio que comprende los siguientes temas: Upgrading Through Asphaltenic Bottom Conversion (Japan), The HDH Process for Upgrading of Heavy Venezuelan Crudes (Intevp S.A, Venezuela), Shales Oil Upgrading (Petrobras, Brazil),

Upgrading of Petroleum Residues, bitumen and Shales Oil: Comparison of Chemistry and Process Technology (Union Oil Company of California, USA).
ELLIS, PAUL J, PAUL, CHRISTOPHER A, Delayed Coking Fundamentals, Great Lakes Carbon Corporation, New Orleans, Marzo 1998

HOHNHOLT, J. F., FAUSTO C. Y., Upgrading Residual Oil By fixed Bed Hydroprocessing, Texas, Junio 1985.

SCHUETZE, B., HOFMANN, H., How to upgrade heavy feeds, Hydrocarbon Processing, Febrero 1984

TREVIÑO, REVERT ALEJANDRO, Posibilidades Técnicas para la Conversión de Fracciones Pesadas de Crudo en Fracciones Ligeras: Presente y Futuro, Ingeniería Química, Mayo 1982

ZACHGO, LYNKH KELLY, HOOD, RICHARD L., ROSE A Flexible Process For Upgrading Heavy Crude, Atmospheric Residue, Or Vacuum Residue, 2001.

FWUSA/UOP Visbreaking Process, Process Technology and equipment, 1993.

HAMMOND, D. G., Review og Fluid bed Coking Technologies, ExxonMobil Research and Engineering Company, 2003

LAYRISEE, I. Heavy Oil Production in Venezuela: Historical recap and scenarios for next century, PDVSA FAJA, SPE 53464, 1999

GIPSON, LARRY J. Hamaca Heavy Oil Proyect- Lessons learned and an Evolving Development Strategy, Ameriven/Phillips Petroleum Company, SPE 78990, 2002

IQBAL, R., PATEL, V., Process integration for Residues Upgrading Optimization, The M.W. Kellogg Company, Houston, USA, 2003

PRATT, ROY EARL, NONGBRI, GOVANNON, Heavy Oil Hydroprocessing, Texaco R&D, Texas, USA, 2001

URQUHART, R.D., Heavy oil transportation- present and future, Murphy Oil Company Ltd., JCPT 86-02-05,

SLOAN, DAVID H., Solvent Deasphalting and Gasification to Reduce Fuel Oil, European Oil Refining Conference 1996.

HYDROCARBON PROCESSING, Refining Processes, refining articles, Revista 2006.

ALBOUDWAREJ, HUSSEIN, La importancia del Petróleo Pesado, Oilfield Review, Otoño 2006.

PAEZ CAMACHO, RUTH. Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados Campo Castilla, Monografía, Trabajo de grado para optar el título de Master en Ingeniería de Hidrocarburos, UIS, 2003.

ACIPET, Memorias, XI Congreso Colombiano del Petróleo y Gas Santa Fe de Bogota, 2005.

<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications.asp>

<http://elpais-cali.terra.com.co>

http://www.pemex.com/files/dcpe/memo_cap4.pdf

www.ecopetrol.com.co

www.anh.gov.co

www.epis.com

www.doe.com

www.wti.com

www.uop.com

www.bpstaticalreview.com

www.bbcmundo.com

www.iea.com

www.usgs.gov

www.mpra.ub.uni-muenchen.de/431/, Octobre 16, 2006