

**PERSPECTIVAS DEL MERCADO Y ALGUNAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS  
EN EL NEGOCIO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

**JOSE LUIS VILLOTA CHAMORRO  
EDWIN FERNEY GONZÁLEZ GIL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2010**

**PERSPECTIVAS DEL MERCADO Y ALGUNAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS  
EN EL NEGOCIO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

**JOSE LUIS VILLOTA CHAMORRO  
EDWIN FERNEY GONZÁLEZ GIL**

Monografía para Optar al Título de  
**Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director:  
**Msc. RUTH PÁEZ CAPACHO**  
**Master en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2010**

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> . . . . .	<b>12</b>
<b>1. CONCEPTOS BÁSICOS</b> . . . . .	<b>13</b>
1.1. Yacimientos no Convencionales . . . . .	13
1.2. Crudos Pesados y Extrapesados . . . . .	14
1.3. Emulsiones . . . . .	17
<b>2. PERSPECTIVAS DEL NEGOCIO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS</b> . . . . .	<b>21</b>
2.1. Producción de Crudo en el Mundo . . . . .	21
2.2. Consumo Energético de Crudo en el Mundo . . . . .	24
2.3. Reservas de Hidrocarburos en el Mundo . . . . .	26
2.4. Crudo Pesado y Extrapesado en el Mundo . . . . .	29
2.5. <i>Reservas y Producción de Petróleo en Suramérica</i> . . . . .	32
2.6. Producción de Crudo en Colombia . . . . .	34
2.7. Reservas de Petróleo en Colombia . . . . .	36
2.8. Perspectiva de los Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia . . . . .	37
2.8.1. Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia . . . . .	38
2.8.2. Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia . . . . .	39
2.8.3. Potencial de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia . . . . .	41
2.8.4. Proyección de Producción de Crudos Pesados y Extrapesados . . . . .	42
2.8.5. Oportunidades para Asegurar y Optimizar la Explotación . . . . .	45
<b>3. ALGUNAS TECNOLOGÍAS Y MEJORES PRÁCTICAS EN EL MERCADO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS</b> . . . . .	<b>50</b>
3.1. Recobro . . . . .	51
3.1.1. Perforación de Pozos Horizontales . . . . .	51
3.1.2. Completamiento de Pozos . . . . .	52
3.1.3. Completamientos Especiales . . . . .	54
3.1.4. Técnicas de Recuperación . . . . .	54
3.1.4.1. Recuperación Primaria . . . . .	55
3.1.4.2. Recuperación Mejorada de Petróleo en Frío . . . . .	55
3.1.4.3. Recuperación Térmica . . . . .	57

3.2. Extracción . . . . .	61
3.2.1. Bombeo Mecánico . . . . .	61
3.2.2. Bombeo Electrosumergible . . . . .	62
3.2.3. Bombeo por Cavidades Progresivas . . . . .	63
3.2.4. Sistema de Levantamiento por Gas . . . . .	65
3.2.5. Bomba de Cavidades Progresivas Electro-Sumergible . . . . .	66
3.3. Procesamiento . . . . .	66
3.4. Manejo y Mejoramiento . . . . .	67
3.4.1. Proceso EUREKA . . . . .	68
3.4.2. Proceso HOT . . . . .	69
3.4.3. Proceso ABC . . . . .	69
3.5. Transporte . . . . .	69
3.5.1. Calentamiento . . . . .	70
3.5.2. Dilución . . . . .	70
3.5.3. Mejoramiento . . . . .	70
3.5.4. Emulsificación . . . . .	70
3.5.5. Flujo Anular . . . . .	71
<b>4. CONCLUSIONES . . . . .</b>	<b>72</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA . . . . .</b>	<b>73</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Clasificación de Yacimientos . . . . .	14
<b>Figura 2.</b> Clasificación de los Crudos según su Gravedad API . . . . .	15
<b>Figura 3.</b> Gravedad API y Viscosidad de los Crudos . . . . .	16
<b>Figura 4.</b> Producción Histórica de Petróleo en el Mundo . . . . .	22
<b>Figura 5.</b> Consumo Energético de Petróleo en el Mundo . . . . .	25
<b>Figura 6.</b> Consumo Per Cápita en el Mundo . . . . .	25
<b>Figura 7.</b> Distribución de Recursos de Hidrocarburos en el Mundo . . . . .	26
<b>Figura 8.</b> Reservas Probadas de Hidrocarburos en el Mundo a 2009 . . . . .	27
<b>Figura 9.</b> Distribución de Reservas Probadas en 1989, 1999 y 2009 . . . . .	28
<b>Figura 10.</b> Reservas y Producción de Petróleo en Suramérica . . . . .	33
<b>Figura 11.</b> Producción de Petróleo en Colombia . . . . .	35
<b>Figura 12.</b> Producción en las Cuencas de Colombia 2010 . . . . .	36
<b>Figura 13.</b> Reservas de Petróleo en Colombia . . . . .	37
<b>Figura 14.</b> Campos de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia . . . . .	41
<b>Figura 15.</b> Bloques de la Cuenca de los Llanos Orientales . . . . .	42
<b>Figura 16.</b> Proyección de Producción de Crudo Pesado en Colombia . . . . .	43
<b>Figura 17.</b> Esquema del Oleoducto Bicentenario de Colombia . . . . .	47
<b>Figura 18.</b> Pozos Horizontales . . . . .	52
<b>Figura 19.</b> Completamiento en Hueco Abierto . . . . .	52
<b>Figura 20.</b> Liner Ranurado . . . . .	53
<b>Figura 21.</b> Empaquetamiento con Grava . . . . .	53
<b>Figura 22.</b> Ensanchamiento de Pozos . . . . .	54
<b>Figura 23.</b> Esquema de Waterflooding . . . . .	56
<b>Figura 24.</b> Esquema de VAPEX . . . . .	57
<b>Figura 25.</b> Esquema del Sistema SAGD . . . . .	58
<b>Figura 26.</b> Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor . . . . .	58
<b>Figura 27.</b> Esquema de la Inyección Continua de Vapor . . . . .	59
<b>Figura 28.</b> Esquema de Combustión In Situ . . . . .	60
<b>Figura 29.</b> Esquema de Superficie del Bombeo Mecánico . . . . .	62
<b>Figura 30.</b> Esquema del Bombeo Electrosumergible . . . . .	63
<b>Figura 31.</b> Esquema del Bombeo por Cavidades Progresivas . . . . .	64

**Figura 32.** Esquema del Sistema de Levantamiento por Gas . . . . . **65**  
**Figura 33.** Coalescedor Electrostático . . . . . **67**

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Producción Histórica de América de Norte, del Sur y Central . . .	<b>22</b>
<b>Tabla 2.</b> Producción Histórica de Europa & Eurasia y Oriente Medio . . . .	<b>23</b>
<b>Tabla 3.</b> Producción Histórica de África y Asia . . . . .	<b>23</b>
<b>Tabla 4.</b> Distribución de Reservas Probadas en 1989, 1999 y 2009 . . . .	<b>28</b>
<b>Tabla 5.</b> Producción de Crudo por Departamento en Colombia . . . . .	<b>35</b>
<b>Tabla 6.</b> Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia . . . . .	<b>38</b>
<b>Tabla 7.</b> Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia . . . .	<b>39</b>

## RESUMEN

**TITULO:** PERSPECTIVAS DEL MERCADO Y ALGUNAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN EL NEGOCIO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS \*

**AUTORES:** JOSE LUIS VILLOTA CHAMORRO \*\*  
EDWIN FERNEY GONZÁLEZ GIL \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Crudo Pesado, Crudo Extrapesado, Mercado, Producción, Reservas, Perspectivas, Tecnologías, Yacimientos no Convencionales, Explotación.

### DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de Monografía es un documento de consulta en lo concerniente al mercado de los Crudos Pesados y Extrapesados, a las tendencias mundiales y locales de este mismo y a algunas de las tecnologías y mejores prácticas que actualmente se conocen en la industria petrolera para la explotación de estos crudos.

En este, se realiza un análisis Global del Mercado y de las tendencias del Negocio de los Crudos Pesados y Extrapesados, enmarcando la situación específica de Colombia dentro del espectro latinoamericano y mundial que apalanca este mercado; mostrando las oportunidades de crecimiento y mejora y las proyecciones para el desarrollo de estos Crudos en nuestro país. Así mismo, se presenta un análisis del importante rol que alcanzará Colombia en este mercado, mediante la exploración y explotación de los Crudos Pesados y Extrapesados de la Cuenca de los Llanos Orientales y de los desafíos que se deben superar para asegurar estas metas.

De otra parte, y como complemento al primero de los tópicos, en este documento se presenta una recopilación resumida de algunas de las mejores prácticas y de las últimas tecnologías utilizadas a nivel mundial en el Desarrollo, Extracción, Procesamiento, Manejo y Transporte de los Crudos Pesados y Extrapesados; esto con el objeto de contar con un documento que sirva como un soporte, desde el ámbito gerencial, al negocio y al desarrollo de este nuevo Mercado en Colombia.

---

\* Monografía.

\*\* Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Director: Msc. Ruth Páez Capacho.

## SUMMARY

**TITLE:** MARKET OUTLOOK AND SOME TECHNOLOGIES USED IN THE BUSINESS OF DEVELOPING HEAVY OIL AND EXTRA HEAVY OIL \*

**AUTHORS:** JOSE LUIS VILLOTA CHAMORRO \*\*  
EDWIN FERNEY GONZÁLEZ GIL \*\*

**KEY WORDS:** Heavy Oil, Extra Heavy Oil, Market, Production, Reserves, Outlook, Technologies, Unconventional Reservoirs, Exploitation.

### DESCRIPTION:

This Monograph is a consultation document related with the market of heavy oil and extra heavy oil, with the global and local trends, and some of the technologies and best practices that are currently known and used in the oil industry for the exploitation of these resources.

In this document, a global analysis of the market and trends of the heavy and extra heavy oil business is presented, framing the specific situation of Colombia in the Latin American and Global spectrum that support this market; showing growth and improvement opportunities and projections for the development of these resources in our country. It also presents an analysis of the important role that will reach Colombia in this market, through the exploration and exploitation of the heavy oil and extra heavy Oil of the “Llanos Orientales” basin and the challenges that must be overcome to ensure these goals.

Also, and in addition to the first topic, this document presents a summary compilation of some of the best practices and latest technologies used in the development, extraction, processing, handling and transport of heavy and extra heavy oil; in order to have a document that could be used as a support to the business and development of this new market in Colombia, in a managerial level.

---

\* *Monograph.*

\*\* *Specialization in Management of Hydrocarbons, Petroleum Engineering School. Industrial University of Santander. Director: Msc. Ruth Páez Capacho.*

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, desde el entorno Global y desde la perspectiva Latinoamericana, las Reservas de Petróleos Livianos y Medios y/o Petróleos Convencionales, muestran una tendencia de decrecimiento fuerte.

De la misma manera, y dados los últimos descubrimientos y hallazgos en el mundo, se avecina el alza y un gran desarrollo del mercado de los Crudos Pesados y Extrapesados, como un peldaño de suma importancia para el sostenimiento a la demanda energética global.

Dada la importancia de estos nuevos recursos, se identificó la oportunidad de realizar un análisis Global del Mercado y de las tendencias del Negocio de los Crudos Pesados y Extrapesados, enmarcando la situación específica de Colombia dentro del espectro latinoamericano y mundial que apalanca este mercado, mostrando las oportunidades y proyecciones y el importante rol de nuestro país dentro del mismo. Este análisis se presenta en el presente trabajo de monografía.

Así mismo, y como complemento al primero de los tópicos, se investigó y se realizó una recopilación resumida de algunas de las mejores prácticas y de las últimas tecnologías utilizadas a nivel mundial en el Recobro, Extracción, Procesamiento, Manejo y Transporte de los Crudos Pesados y Extrapesados; esto con el objeto de contar con un documento que sirva como un soporte, desde el ámbito gerencial, al negocio y al desarrollo de este nuevo Mercado en Colombia.

# 1. CONCEPTOS BÁSICOS

## 1.1. Yacimientos no Convencionales

Para hablar de los Yacimientos no Convencionales, antes que nada se debe aclarar el concepto de Yacimiento Convencional, el cual es simplemente todo aquel Yacimiento que se puede desarrollar de una manera sencilla, fácil y económica, sin la necesidad de recurrir a la aplicación de tecnologías de punta ni procesos especiales de recuperación.

Contrario al tipo de Yacimiento anteriormente descrito, los Yacimientos no Convencionales son aquellos que requieren de un mayor entendimiento y análisis y cuya explotación no sería rentable y optimizada sin la aplicación de procesos especiales de recuperación y sin la utilización de tecnologías novedosas y actualizadas.

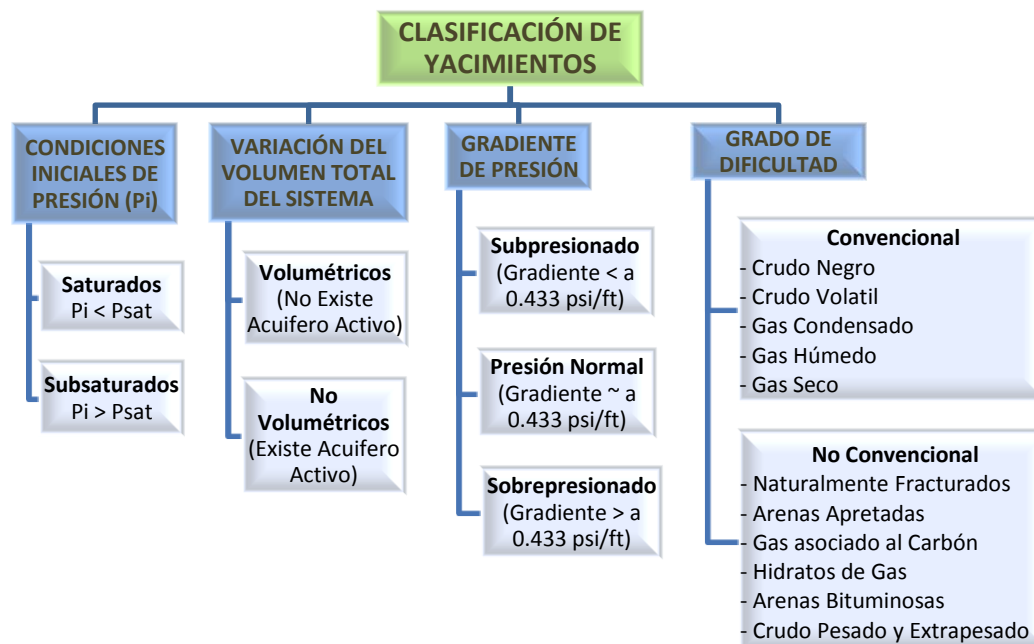
Dentro de los Yacimientos no Convencionales más conocidos en el mundo, podemos encontrar los siguientes:

- a) Yacimientos Naturalmente Fracturados
- b) Yacimientos de Arenas Apretadas
- c) Yacimientos de Gas asociado al Carbón
- d) Yacimientos de Hidratos de Gas
- e) Yacimientos de Arenas Bituminosas
- f) Yacimientos de Crudo Pesado y Extrapesado

Tal como se define, el resultado de la explotación del tipo de Yacimientos ubicado en el último lugar del listado anterior, son los Crudos Pesados y Extrapesados, los cuales son el objeto de discusión y análisis en el presente escrito.

No obstante en el presente documento se resalta la clasificación de Convencionales y no Convencionales para los Yacimientos de Hidrocarburos, de acuerdo en la literatura existente y con el conocimiento en general de los reservorios en la Industria de los Hidrocarburos, los Yacimientos se pueden clasificar de muchas maneras y bajo diversos criterios. En la Figura 1 se puede apreciar algunas de las diferentes clasificaciones que se conocen y utilizan normalmente en la industria del Petróleo.

**Figura 1. Clasificación de Yacimientos<sup>1</sup>**



Fuente: Trabajo de Grado de Wilberg Mora e Ivan Lopez. 2007.

## 1.2. Crudos Pesados y Extrapesados

El Crudo Pesado o Crudo Extrapesado es cualquier tipo de Crudo que no fluye con facilidad. Se le conoce como "Pesado" debido a que su Densidad y/o Gravedad Específica es superior a la del Crudo Liviano ó Ligero. En la literatura, se habla de que este resultado del Crudo Pesado y Extrapesado es producto de un efecto de degradación del Crudo Liviano, por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire; que como consecuencia produjo la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando solamente sus fracciones más pesadas.

La definición de los Crudos Pesados y Extrapesados, naturalmente conocidos como Crudos no Convencionales, está ligada a muchos factores y se puede clasificar de varias maneras.

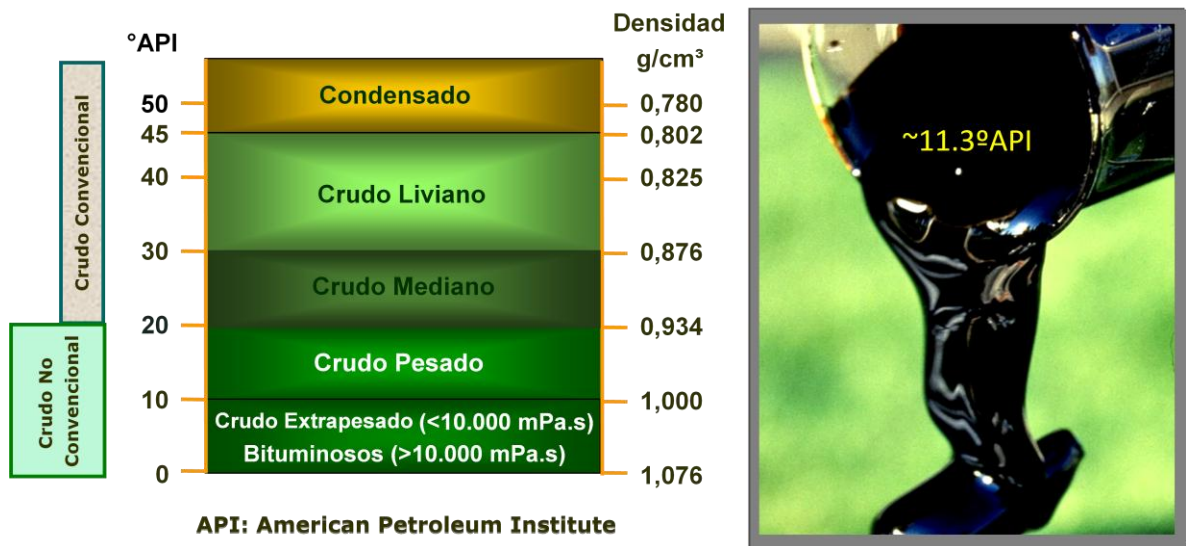
Una forma de definir estos crudos está asociada principalmente a la cantidad y proporción de componentes de la cadena de los Hidrocarburos, siendo los Crudos Pesados y Extrapesados los Crudos que contienen una mayor proporción de hidrocarburos de alto peso; lo que indica que a mayor proporción de

<sup>1</sup> Clasificación de Yacimientos de Petróleo de acuerdo con los criterios más utilizados en la Industria Petrolera.

componentes pesados en el Crudo, mayor será la categorización de Crudo Pesado, hasta ubicarse como un Crudo Extrapesado.

Otra manera de describir y clasificar los Crudos Pesados y Extrapesados, y que es la más utilizada a nivel de la industria de los hidrocarburos, es a través del concepto de la gravedad API ( $^{\circ}$ API), que no es más que una escala adimensional arbitraria asociada a la gravedad específica del Crudo y que es utilizada para clasificar los Crudos según su calidad. De acuerdo con esta escala de medida, los límites para la clasificación de los Crudos en general se definen de la siguiente manera: Condensado aquel que tiene una gravedad mayor a los 45  $^{\circ}$ API, Crudo Liviano con una gravedad entre los 30 y 45  $^{\circ}$ API, Crudo Mediano con una gravedad entre los 20 y 30  $^{\circ}$ API, Crudo Pesado con una gravedad entre los 10 y 20  $^{\circ}$ API y Crudo Extrapesado con una gravedad menor a los 10  $^{\circ}$ API. En la Figura 2 se puede apreciar la relación de esta clasificación directamente con la densidad.

**Figura 2. Clasificación de los Crudos según su Gravedad API<sup>2</sup>**



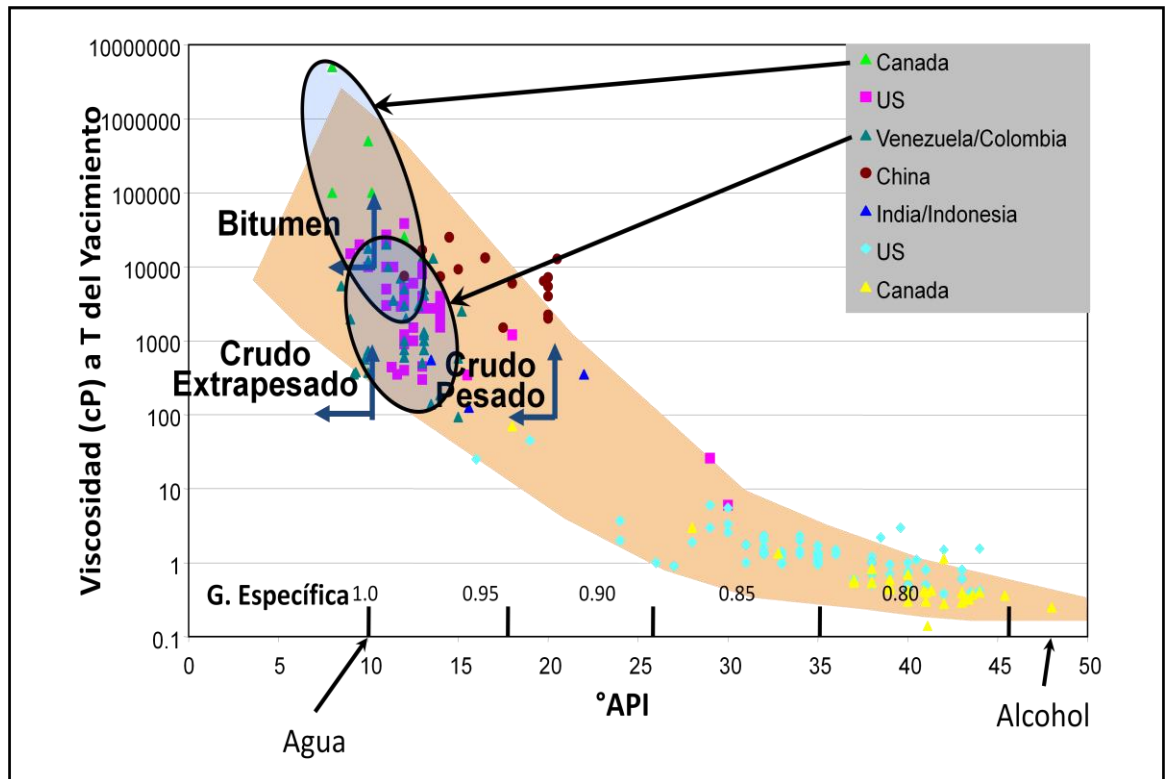
Fuente: Carlos Alberto Arce, VPR, Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

Un último criterio o medida que se utiliza para la clasificación de los Crudos, es la viscosidad, que equivale a la propiedad de fluidez del mismo y/o a la resistencia que presenta este para moverse. En la actualidad, algunos expertos coinciden en que la mejor manera para definir la categorización de un Crudo como Pesado ó

<sup>2</sup> La Gravedad API ( $^{\circ}$ API) de una Sustancia se relaciona directamente con su Gravedad Específica (GE), de acuerdo con la siguiente relación: [ $^{\circ}$ API = (141.5/GE) - 131.5].

Extrapesado es mediante la combinación de la medida de la gravedad API y la Viscosidad del mismo. En la Figura 3 se puede apreciar la relación que se tiene entre la gravedad API y la Viscosidad, con la Clasificación de los Crudos Pesados y Extrapesados.

**Figura 3. Gravedad API y Viscosidad de los Crudos**



Fuente: OGJ EOR Survey. 2007.

Como generalidades de los Crudos Pesados y Extrapesados, a continuación se listan algunas de las Características principales:

- Una de las principales características de este tipo de fluidos son las altas Viscosidades.
- Normalmente, los Crudos Pesados y Extrapesados vienen asociados a altos contenidos de contaminantes, lo que afecta directamente el precio de los mismos ó los convierte en Crudos técnicamente no comercializables; es por esto que en muchas ocasiones estos Crudos son diluidos y/o mezclados con Crudos Livianos para reducir la relación de contaminantes y mejorar las propiedades del mismo.

- Presentan regularmente bajas relaciones de Gas/Petróleo.
- Presentan bajas relaciones Hidrógeno/Carbono (H/C).
- Comúnmente se caracterizan por los altos contenidos de Asfaltenos.
- Vienen acompañados regularmente con la presencia de Metales Pesados, Sulfuro y Nitrógeno.
- Estos Crudos presentan una gran cantidad de residuos después de un proceso de destilación ó después de un proceso normal de combustión.
- Regularmente generan Emulsiones de difícil separación.

### **1.3. Emulsiones**

La Emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido desintegrado en glóbulos. El líquido circundante es la fase continua o externa. Las emulsiones de aceite y agua (oleoacuosas) tienen el aceite como fase dispersa en el agua, que es la fase continua. En las emulsiones hidrooleosas o de agua en aceite, el agua está dispersa en aceite, que es la fase externa. Hay ocasiones en que no está claramente definido el tipo de emulsión, pues la fase interna y externa, en lugar de ser homogénea, contiene porciones de la fase contraria; una emulsión de esta clase se llama emulsión dual.

#### **Condiciones necesarias para la formación de la emulsión**

Se necesitan tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

- I. Dos líquidos inmiscibles. En este caso agua y petróleo.
- II. La agitación y turbulencia. Las emulsiones no se forman espontáneamente, debe haber algún trabajo sobre el sistema. La agitación debe ser suficiente para dispersar un líquido en diminutas gotitas dentro del otro. En un pozo en flujo, la turbulencia puede ser la generada por el flujo del petróleo crudo a través de la sarta de producción. Para un pozo de bombeo, además del flujo se tiene la turbulencia generada por el bombeo.

- III. Agente emulsificante. Este es algún componente orgánico presente en el petróleo crudo que estabiliza la fase dispersada formando una dura y elástica película sobre la superficie de los glóbulos. Esta película es delgada y fácilmente visible bajo el microscopio. Su presencia dificulta la coalescencia de los glóbulos; ayudando a que los glóbulos salten o reboten alejándose unos de otros con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas más pequeñas.

En cualquier sistema de tratamiento el reto es destruir la película protectora por neutralización del efecto del agente emulsificante.

### **Tipos de emulsiones**

En la industria se conocen 4 tipos diferentes de emulsiones, las cuales se describen de la siguiente manera:

- Emulsión Agua en Petróleo. Comprende cerca del 98% de las emulsiones de los campos de Petróleo. El contenido de agua puede variar de 0% a 80%, pero usualmente se encuentra en el rango de 10% a 40%.
- Petróleo en Agua o emulsión inversa. Está compuesta de glóbulos de petróleo dispersados en una fase de continua de agua. Este tipo ocurre aproximadamente en el 2% de las emulsiones producidas, estando el petróleo muy diluido, conteniendo bajas cantidades de Petróleo.
- Petróleo en Agua dentro de otra fase de Petróleo. Raramente encontrado en la producción de petróleo. En las áreas donde se les encuentra, el petróleo es altamente viscoso y de alta gravedad específica, o el agua es relativamente blanda y dulce. La forma de este es algo complicado: los glóbulos de petróleo están dispersos en glóbulos más grandes de agua, los cuales vuelven a estar dispersados en una fase continua de petróleo.
- Agua en Petróleo dentro de otra fase de agua: Todavía no ha sido encontrado en un campo petrolero en producción; sin embargo este tipo puede ser experimentalmente preparado. En su estructura es exactamente el inverso del tercer tipo. El método más simple para la identificación de una emulsión es por la examinación microscópica.

### **Estabilidad de las emulsiones**

La estabilidad de las emulsiones, es decir la resistencia a fracturarse, depende de varios factores que también influyen en la facilidad con la que una mezcla de

petróleo y agua determinados se emulsificarán. Así mismo, esta estabilidad tendrá una incidencia directa sobre la facilidad de separación de los líquidos.

Algunos de estos factores son el Tipo de petróleo, la Temperatura, la Edad de la emulsión, el Porcentaje de agua, el Agente emulsificante, la Carga eléctrica, la Exposición al aire, el Tamaño de la partícula, la viscosidad y la Gravedad específica.

### **Métodos de Tratamiento de emulsiones**

Las materias extrañas que contienen el petróleo pueden incluir agua, arena, sedimentos, y otras impurezas. El término tratamiento alude a cualquier procedimiento diseñado para separar las materias extrañas del petróleo crudo.

La operación del tratamiento puede incluir uno o más de los procedimientos que se indican a continuación:

- Dar tiempo para el asentamiento y drenar el agua que se separa.
- Aplicación de calor.
- Aplicación de compuestos químicos.
- Adición de diluyentes para reducir la viscosidad.
- Aplicación de principios eléctricos.

Generalmente, estos tratamientos se pueden clasificar como sistemas de tratamiento y se pueden realizar a través de sistemas mecánicos, sistemas Eléctricos ó sistemas Químicos.

### **Factores que influyen en el tratamiento**

El objetivo primario de un tratamiento de emulsión es impedir el efecto emulsificante ó cualquier atracción eléctrica, que mantenga los glóbulos en suspensión, buscando que ellos puedan coagular y sedimentarse.

Los factores envueltos en el tratamiento de emulsiones de petróleo crudo incluyen rompimiento de las películas que rodean las pequeñas partículas de agua, y fusión de las pequeñas gotitas en gotas más grandes.

Teóricamente, todas las emulsiones se separarían en petróleo y agua si se dejan asentar por un tiempo ilimitado. Alguna cantidad del agua producida se separa sin ayuda del calor, de compuestos químicos o de dispositivos mecánicos; sin embargo, esto depende principalmente de la viscosidad y de la densidad de los componentes de la emulsión.

No obstante, las pequeñas partículas de agua en las emulsiones están rodeadas por películas de una materia que las hace tan duras y estables que resisten la ruptura y evitan la fusión o reunión de gotas de agua por un periodo razonable de tiempo. Por lo tanto el calor, los compuestos químicos los dispositivos mecánicos o eléctricos, ó varias combinaciones de ellos, comúnmente se requieren para acelerar la separación.

Mientras más alta sea la viscosidad del Crudo, que es el caso de los Crudos Pesados y Extrapesados, más lento será el asentamiento del agua. Cuanto más baja sea la temperatura del agua más alta será la viscosidad y más lenta la separación. Mientras más pequeñas sean las gotas de agua, más lenta será su separación. Por esto, los diferentes procedimientos de tratamiento tienen por propósito aumentar el tamaño de las gotitas de agua, y, si es necesario, la diferencia de gravedad entre el agua y el petróleo, o disminuir la viscosidad del petróleo para que el periodo de asentamiento del agua llegue a un valor aceptable. El calor reduce la viscosidad y aumenta la gravedad diferencial. Los compuestos químicos promueven un aumento en el tamaño de las partículas de agua. Los diluyentes, que generalmente se usan con petróleos crudos más pesados, reducen la viscosidad y aumentan la gravedad diferencial. La acción centrífuga es una forma acelerada de asentamiento, puede producir una separación completa del agua pero, por lo general arrojará la emulsión concentrada. La separación del agua por destilación implica altos costos de combustibles y otras dificultades, y no resulta económico.

En un capítulo posterior, se mencionan las dificultades propias de los Crudos Pesados y Extrapesados, de acuerdo con las emulsiones generadas, y algunas técnicas utilizadas para el tratamiento y manejo de estos fluidos.

## **2. PERSPECTIVAS DEL NEGOCIO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

Los Crudos Pesados y Extrapesados representan hoy día más del doble de los recursos de Crudos Convencionales en el mundo. Se sabe qué es el Petróleo Pesado y también que se necesita de éste para satisfacer la demanda de Petróleo actual y futura, pues las reservas de Crudos Convencionales son cada vez más escasas y las actuales se están agotando.

Por esta razón, estos recursos no convencionales se han convertido prácticamente en el foco de la industria petrolera, con un número creciente de países y operadores interesados en involucrarse o ampliar sus planes en este mercado en el mundo. Así mismo, es innegable el afán de las compañías de servicios petroleros, especialmente las de investigación, por encontrar soluciones tecnológicas a tantos interrogantes e inconvenientes que aún existen en la adaptación de los procedimientos convencionales para ser implementados en la explotación de estos nuevos recursos.

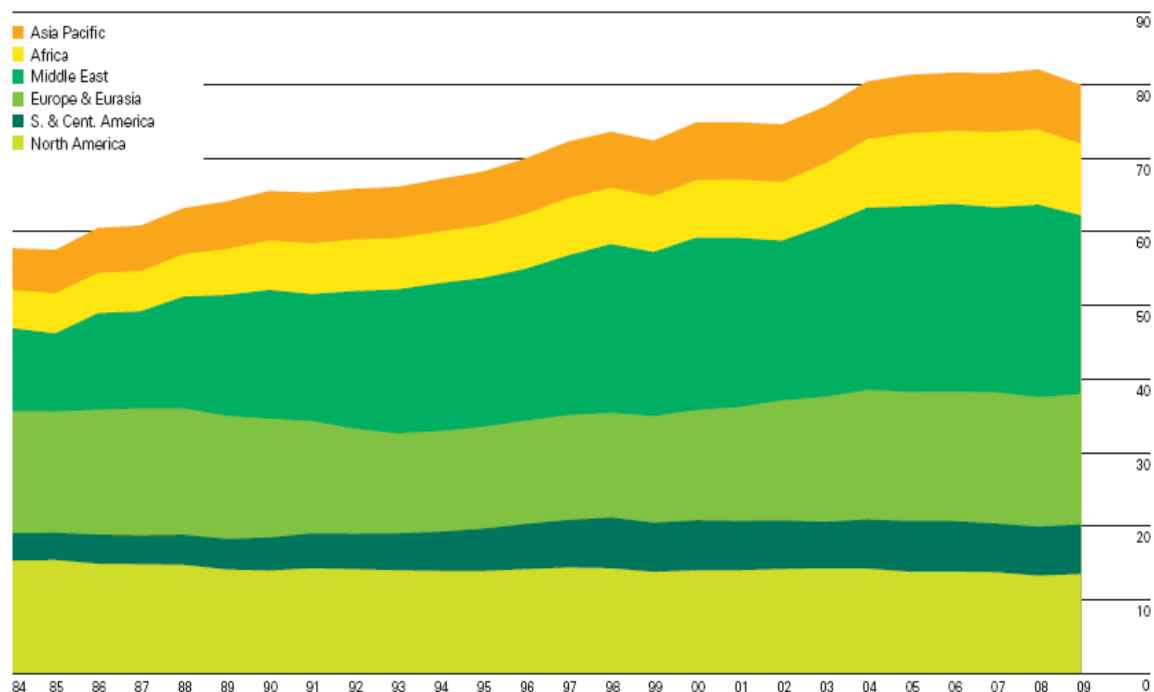
En este Capítulo, se hablará sobre la situación actual del Mundo y de Colombia en la Explotación de Crudos Pesados y Extra Pesados, la tendencia de este mercado a nivel Mundial y Nacional, y las oportunidades que se tienen para apalancar el crecimiento de este mercado.

### **2.1. Producción de Crudo en el Mundo**

De acuerdo con los últimos informes oficiales, la producción total de Petróleo a nivel Mundial se encuentra muy cercana a los 80.000 Miles de Barriles de Petróleo por Día (KBPPD); es decir, muy cercana a los 80 Millones de Barriles por Día (MBPPD).

Esta cifra está apalancada en más de la mitad por las producciones de Oriente Medio y Europa & Eurasia con el 30% y 22% respectivamente. Seguidamente se encuentra América del Norte con un 17%, continúa África con el 12% y por último están Asia con el 10% y América del Sur y Central con el 8%. En la Figura 4 se puede apreciar el histórico de producción en cada una de estas regiones.

**Figura 4. Producción Histórica de Petróleo en el Mundo (MBPPD)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

Esta información se presenta de manera tabulada en las Tablas 1, 2 y 3, en las cuales se puede apreciar un desglose de los países productores de Petróleo en cada región del mundo.

**Tabla 1. Producción Histórica de América de Norte, del Sur y Central (KBPPD)**

Producción									
Miles de Barriles diarios	Año 2001	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
US	7,669	7,626	7,400	7,228	6,895	6,841	6,847	6,734	<b>7,196</b>
Canada	2,677	2,858	3,004	3,085	3,041	3,208	3,320	3,268	<b>3,212</b>
Mexico	3,560	3,585	3,789	3,824	3,760	3,683	3,471	3,167	<b>2,979</b>
<b>Total Norte America</b>	<b>13,906</b>	<b>14,069</b>	<b>14,193</b>	<b>14,137</b>	<b>13,696</b>	<b>13,732</b>	<b>13,638</b>	<b>13,169</b>	<b>13,388</b>
Argentina	830	818	806	754	725	716	699	682	<b>676</b>
Brazil	1,337	1,499	1,555	1,542	1,716	1,809	1,833	1,899	<b>2,029</b>
Colombia	627	601	564	551	554	559	561	616	<b>685</b>
Ecuador	416	401	427	535	541	545	520	514	<b>495</b>
Peru	98	98	92	94	111	116	114	120	<b>145</b>
Trinidad & Tobago	135	155	164	152	171	174	154	149	<b>151</b>
Venezuela	3,142	2,895	2,554	2,907	2,937	2,808	2,613	2,558	<b>2,437</b>
Other S. & Cent. America	137	152	153	144	143	141	143	140	<b>141</b>
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>6,722</b>	<b>6,619</b>	<b>6,314</b>	<b>6,680</b>	<b>6,899</b>	<b>6,866</b>	<b>6,636</b>	<b>6,678</b>	<b>6,760</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

**Tabla 2. Producción Histórica de Europa & Eurasia y Oriente Medio (KBPPD)**

<b>Producción</b>									
	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
Miles de Barriles diarios	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Año 2009
Azerbaijan	301	311	313	315	452	654	869	915	<b>1,033</b>
Denmark	348	371	368	390	377	342	311	287	<b>265</b>
Italy	86	115	116	113	127	120	122	108	<b>95</b>
Kazakhstan	836	1,018	1,111	1,297	1,356	1,426	1,484	1,554	<b>1,682</b>
Norway	3,418	3,333	3,264	3,189	2,969	2,779	2,550	2,451	<b>2,342</b>
Romania	130	127	123	119	114	105	99	98	<b>93</b>
Russian Federation	7,056	7,698	8,544	9,287	9,552	9,769	9,978	9,888	<b>10,032</b>
Turkmenistan	162	182	202	193	192	186	198	205	<b>206</b>
United Kingdom	2,476	2,463	2,257	2,028	1,809	1,636	1,638	1,526	<b>1,448</b>
Uzbekistan	171	171	166	152	126	125	114	114	<b>107</b>
Other Europe & Eurasia	465	501	509	496	468	455	448	425	<b>400</b>
<b>Total Europa &amp; Eurasia</b>	<b>15,450</b>	<b>16,289</b>	<b>16,973</b>	<b>17,579</b>	<b>17,541</b>	<b>17,595</b>	<b>17,810</b>	<b>17,572</b>	<b>17,702</b>
Iran	3,892	3,709	4,183	4,248	4,234	4,286	4,322	4,327	<b>4,216</b>
Iraq	2,523	2,116	1,344	2,030	1,833	1,999	2,143	2,423	<b>2,482</b>
Kuwait	2,148	1,995	2,329	2,475	2,618	2,690	2,636	2,782	<b>2,481</b>
Oman	960	904	824	786	778	742	715	754	<b>810</b>
Qatar	754	764	879	992	1,028	1,110	1,197	1,378	<b>1,345</b>
Saudi Arabia	9,209	8,928	10,164	10,638	11,114	10,853	10,449	10,846	<b>9,713</b>
Syria	581	548	527	495	450	435	415	398	<b>376</b>
United Arab Emirates	2,455	2,260	2,553	2,664	2,753	2,971	2,900	2,936	<b>2,599</b>
Yemen	455	457	448	420	416	380	345	304	<b>298</b>
Other Middle East	47	48	48	48	34	32	35	33	<b>37</b>
<b>Total Oriente Medio</b>	<b>23,025</b>	<b>21,729</b>	<b>23,299</b>	<b>24,797</b>	<b>25,258</b>	<b>25,497</b>	<b>25,156</b>	<b>26,182</b>	<b>24,357</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

**Tabla 3. Producción Histórica de África y Asia (KBPPD)**

<b>Producción</b>									
	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
Miles de Barriles diarios	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Año 2009
Algeria	1,562	1,680	1,852	1,946	2,015	2,003	2,016	1,993	<b>1,811</b>
Angola	742	905	870	1,103	1,405	1,421	1,684	1,875	<b>1,784</b>
Cameroon	81	72	67	89	87	82	84	84	<b>73</b>
Chad	-	-	24	168	173	153	144	127	<b>118</b>
Republic of Congo (Brazzaville)	234	231	215	216	246	262	222	249	<b>274</b>
Egypt	758	751	749	721	696	697	710	722	<b>742</b>
Equatorial Guinea	177	200	244	346	376	364	376	350	<b>307</b>
Gabon	301	295	240	235	234	235	230	235	<b>229</b>
Libya	1,427	1,375	1,485	1,623	1,745	1,815	1,820	1,820	<b>1,652</b>
Nigeria	2,274	2,103	2,238	2,431	2,499	2,420	2,305	2,116	<b>2,061</b>
Sudan	217	241	265	301	305	331	468	480	<b>490</b>
Tunisia	71	74	68	71	73	70	97	89	<b>86</b>
Other Africa	53	63	71	75	72	66	84	79	<b>79</b>
<b>Total Africa</b>	<b>7,897</b>	<b>7,990</b>	<b>8,386</b>	<b>9,324</b>	<b>9,921</b>	<b>9,925</b>	<b>10,238</b>	<b>10,219</b>	<b>9,705</b>
Australia	733	730	624	582	580	554	567	556	<b>559</b>
Brunei	203	210	214	210	206	221	194	175	<b>168</b>
China	3,306	3,346	3,401	3,481	3,627	3,684	3,743	3,901	<b>3,790</b>
India	727	753	756	773	738	762	769	768	<b>754</b>
Indonesia	1,389	1,289	1,183	1,129	1,087	1,017	969	1,031	<b>1,021</b>
Malaysia	719	757	776	793	759	747	763	768	<b>740</b>
Thailand	191	204	236	223	265	286	305	321	<b>330</b>
Vietnam	350	354	364	427	398	367	337	317	<b>345</b>
Other Asia Pacific	195	193	195	235	286	305	320	340	<b>328</b>
<b>Total Asia</b>	<b>7,813</b>	<b>7,836</b>	<b>7,750</b>	<b>7,853</b>	<b>7,946</b>	<b>7,942</b>	<b>7,968</b>	<b>8,175</b>	<b>8,036</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

Si se analiza la tendencia de producción global, del gráfico se observa como ha sido el crecimiento desde los años 80's hasta aproximadamente la primera mitad de la década 2001-2010, evidenciando también como en esta década se ha marcado la máxima producción histórica en el mundo (82 MBPPD aproximadamente).

Después de la primera mitad de esta década, se evidencia como, hasta la fecha, se han mantenido estables los niveles de producción, e incluso se observa como en el último año se insinúa una tendencia decreciente con respecto al anterior, bajando los niveles de 82 a 80 MBPPD aproximadamente.

De acuerdo con lo anterior, y teniendo en cuenta la tendencia que se muestra en el decrecimiento de la producción total a nivel mundial, que en su gran mayoría se compone de Hidrocarburos ó Crudos Convencionales, es inminente la necesidad que se evidencia de desarrollar otros tipos de recursos para poder mantener la sostenibilidad de la demanda energética que el mundo requiere. Estos nuevos recursos, muy seguramente son los Crudos Pesados y Extrapesados, que por muchos años fueron relevados por los recursos de "fácil consecución", dados sus altos costos de explotación; pero que hoy día tienden a proyectarse como la oferta a la demanda de energía.

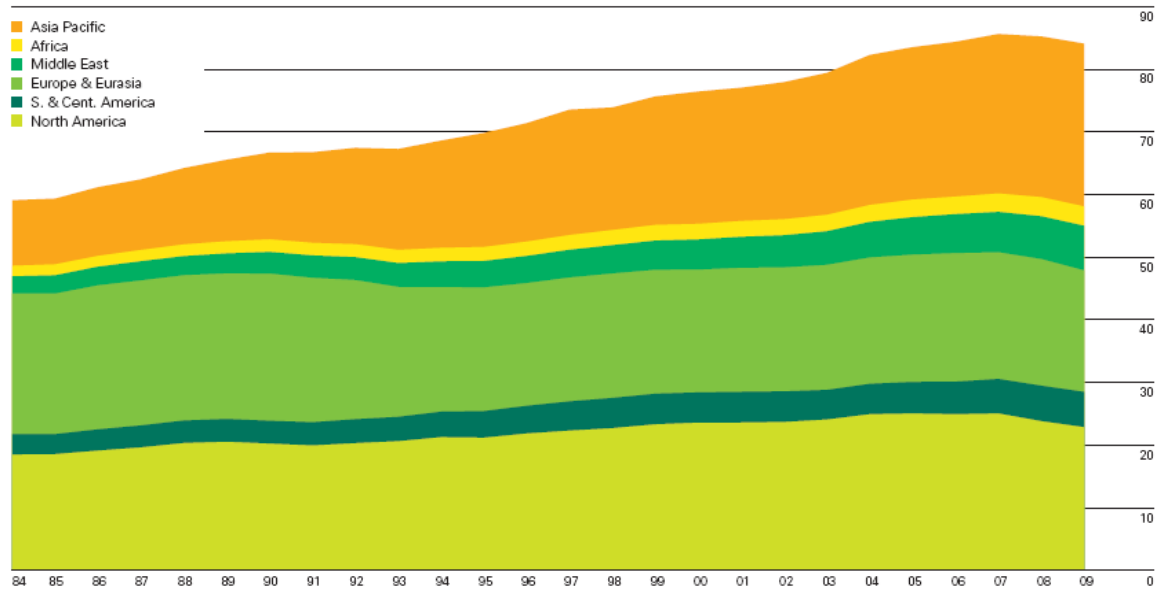
## **2.2. Consumo Energético de Crudo en el Mundo**

Ya se ha hablado de la creciente demanda energética del mundo entero y de cómo requiere ser apalancada por la producción de las reservas de hidrocarburos existentes actualmente, e inclusive suplida en una pequeña proporción por algunos combustibles renovables como lo son los biocombustibles y el etanol; pero, no siendo suficiente con estos para dar sostenibilidad a estos requerimientos, es necesario también que se sumen esfuerzos para incrementar la explotación de los recursos no convencionales, como lo son los Crudos Pesados y Extrapesados.

En la Figura 5 se puede observar el detalle del consumo energético de petróleo históricamente hasta la fecha, separándolo por cada región del mundo.

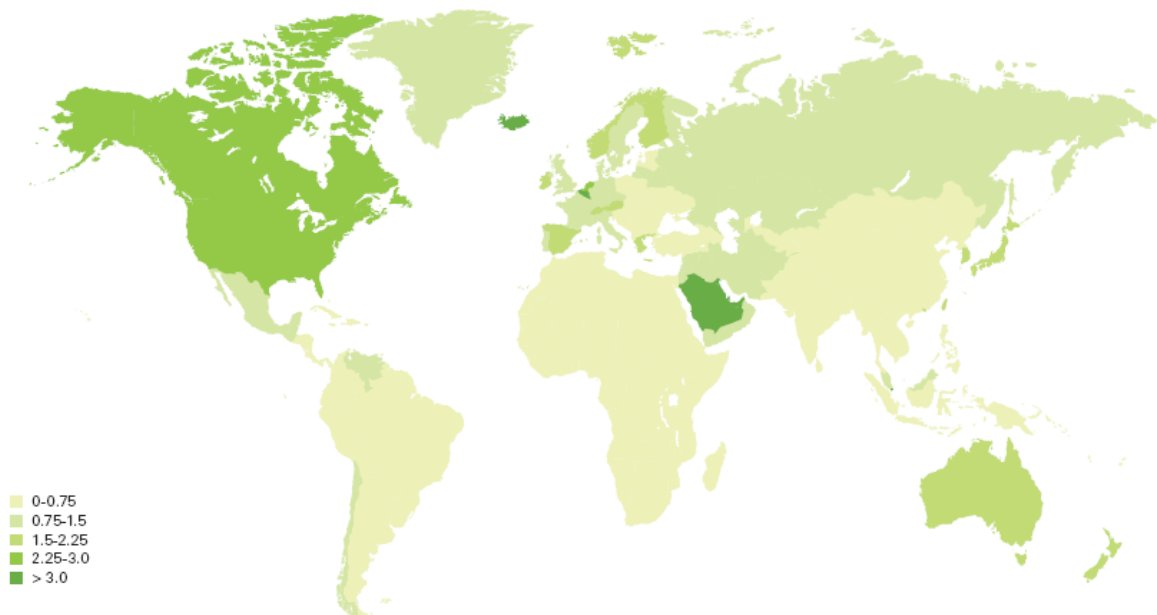
Así mismo, en la Figura 6 se muestra como se distribuyó este consumo per cápita para el año 2009, alrededor del mundo.

**Figura 5. Consumo Energético de Petróleo en el Mundo (MBPPD)<sup>3</sup>**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

**Figura 6. Consumo Per Cápita en el Mundo (Toneladas)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

<sup>3</sup> Este consumo energético de Petróleo en el Mundo incluye la proporción de consumo de Etanol y Biocombustibles. Por esta razón se presenta levemente mayor a la Producción de Petróleo.

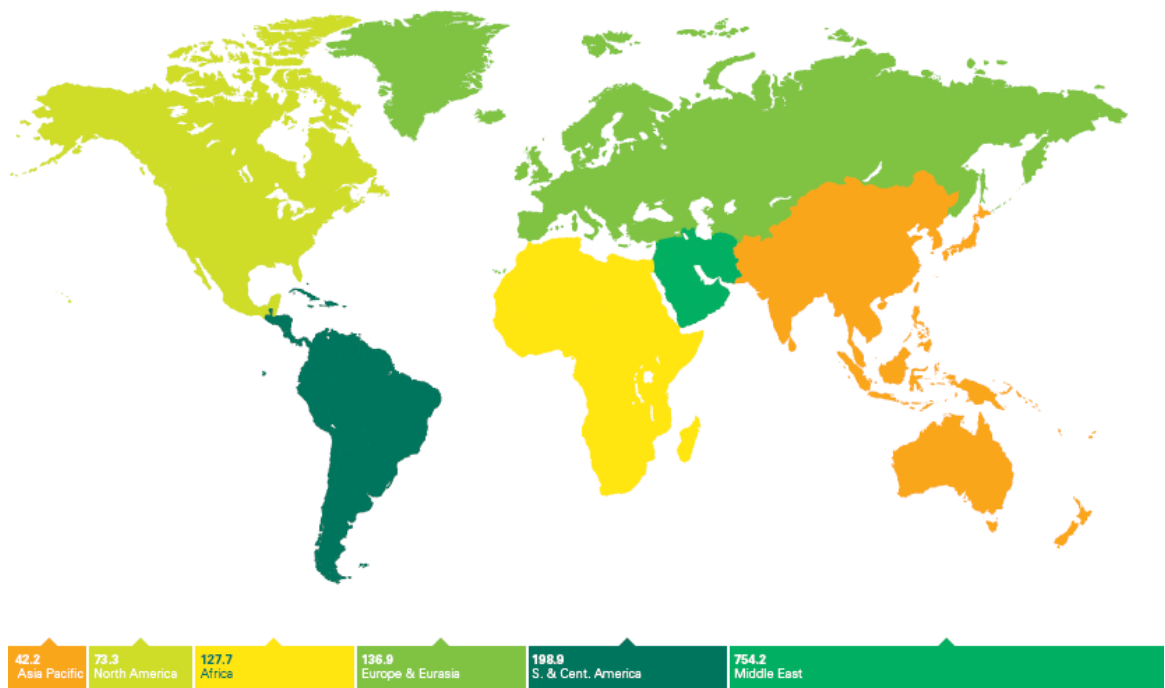


Así mismo, a finales de 2009 se han calculado unas Reservas Probadas a nivel mundial del orden de los 1.300 Miles de MBbls, de las cuales el 57% se encuentran ubicadas en el Oriente Medio, el 15% en América Central y Sur América, un 10% en Europa & Eurasia, a igual que un 10% en África, un 5% en Norte América y un 3% en Asia.

De igual manera, se estima que del total de estas Reservas, un 30% corresponde a Crudos Convencionales, un 40% a Crudos Pesados y Extrapesados y el 30% restante a Arenas impregnadas con Crudo y Bitumen.

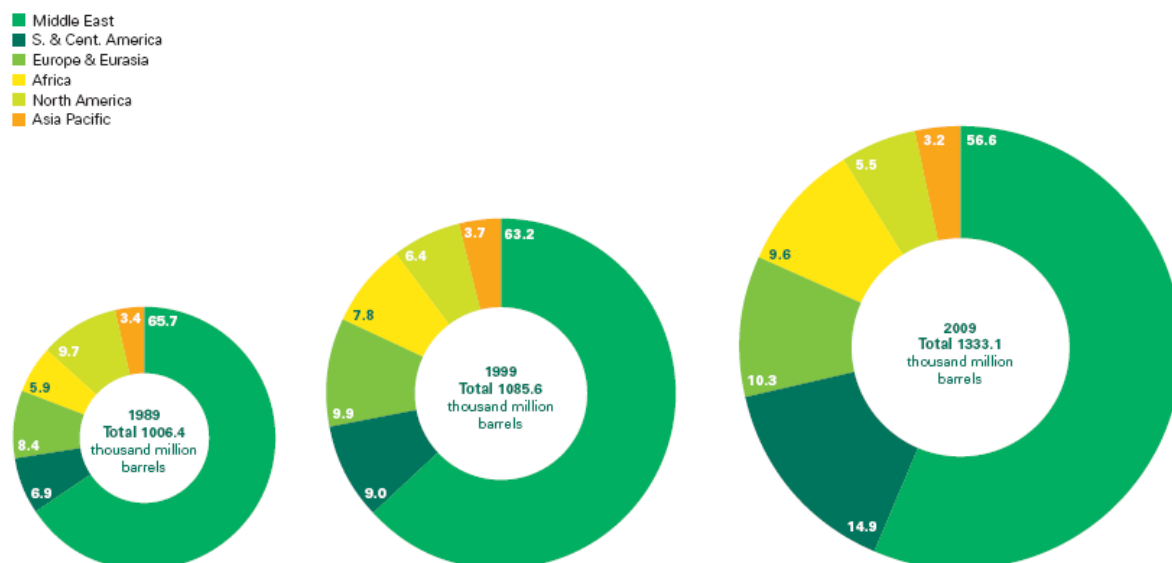
En la Figura 8 se presenta gráficamente esta distribución de la Reservas Probadas en los diferentes continentes del mundo, en la Figura 9 se presenta el crecimiento y la distribución de estas Reservas en las últimas tres décadas y en la Tabla 4 se presenta en forma tabulada esta misma distribución regional para las últimas tres décadas.

**Figura 8. Reservas Probadas de Hidrocarburos en el Mundo a 2009 (Miles de MBbls)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

**Figura 9. Distribución de Reservas Probadas en 1989, 1999 y 2009 (%)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

**Tabla 4. Distribución de Reservas Probadas en 1989, 1999 y 2009 (Miles de MBbIs)**

#### Reservas Probadas de Petróleo

	A 1989 Miles de Millones de Barriles	A 1999 Miles de Millones de Barriles	A 2009 Miles de Millones de Barriles
Total Norte America	98	70	<b>73</b>
Total S. & Cent. America	70	98	<b>199</b>
Total Europa & Eurasia	84	108	<b>137</b>
Total Oriente Medio	661	686	<b>754</b>
Total Africa	59	85	<b>128</b>
Total Asia	35	40	<b>42</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>1,006</b>	<b>1,086</b>	<b>1,333</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio 2010.

Comparativamente, las Reservas Probadas representan una pequeña fracción de los Recursos de Hidrocarburos que se estiman hoy día. De acuerdo con esto, es evidente la oportunidad de elevar los factores de recobro en los Campos del Mundo y de incorporar Reservas adicionales que incrementen la recuperación de Petróleo en el Mundo.

## **2.4. Crudo Pesado y Extrapesado en el Mundo**

Las experiencias de los pasados cinco años de crecimiento en la explotación de Crudos Pesados en el Mundo, muestran que se requiere de un trabajo interdisciplinario constante y sincronizado, además de la necesidad de adquirir las diferentes competencias desde el punto de vista técnico y comercial para los futuros desarrollos de Crudos Pesados.

De cara al futuro, para los próximos 10 a 20 años, la producción mundial de Crudos Ligeros y Medianos se muestra como decreciente, mientras que la perspectiva para los recursos no convencionales como Crudos Pesados y Extrapesados, muestra un crecimiento en el tiempo. La demanda indudablemente continuará aumentando. El equilibrio entre la demanda y la oferta energética será suplida en su gran mayoría por la producción de Petróleo, que se mantendrá relativamente estable, dado el crecimiento en la explotación de Crudos Pesados y Extrapesados; sin embargo, la demanda se deberá ayudar en parte por la industria de gas y algunas contribuciones de biocombustibles.

A continuación se presentará una descripción breve de la actualidad de las diferentes regiones del mundo en la producción de Crudos Pesados y Extrapesados y las tendencias generales en el proceso de explotación de estos recursos en un futuro.

### **América del Norte**

En América del Norte, desde el año 2007 una serie de proyectos importantes para la explotación de Crudos Pesados, Extrapesados y Bitúmenes se han retrasado. Esto ha sido ocasionado debido a los aumentos en los costos, el cambio de los impuestos y cuestiones de regulaciones ambientales, tales como las emisiones de gases de efecto invernadero, que son las razones más comunes para estos retrasos y que representan un desafío importante para la explotación de estos Crudos con componentes altamente Pesados.

El interés en los Crudos Pesados y Extrapesados en Canadá sigue siendo elevado y su tendencia se incrementa con el tiempo. Canadá es ampliamente visto como el líder de tecnología global en el desarrollo de estos Crudos y varias tecnologías canadienses están empezando a ser aplicadas en otras partes del mundo, como por ejemplo los proyectos pilotos de SAGD en Rusia. Adicionalmente, Canadá tiene el reto de proporcionar los mayores aumentos en las tasas de producción para apalancar la industria Petrolera en América del Norte, teniendo en cuenta que es el primer país en importancia de Reservas en esta Región.

Existen indicios de un renovado interés en el desarrollo de depósitos de betún en los Estados Unidos. Estos son más pesados y más dispersos que los depósitos

canadienses, por lo que requerirán de tecnologías de punta para su explotación. Así mismo, las compañías operadoras en Alaska planean incrementar la producción de Crudos Pesado de la vertiente del norte.

A su vez, México ha sido el principal proveedor de Petróleo Pesado en América del Norte durante muchos años. Esta producción está disminuyendo rápidamente y continuará a menos que se descubren más Reservas. Sin embargo, México seguirá siendo un productor importante de Crudo Pesado durante varios años.

### **América del Sur**

Para abordar y explotar sus recursos offshore de Petróleo Pesado, en Brasil será necesaria la aplicación de estrategias muy diferentes a las que se aplican en Canadá. Estos Crudos de Brasil son algo más ligeros ó “Menos Pesados” que las Arenas impregnadas de Crudo y los Bitúmenes de Canadá, pero todavía pueden considerarse como Petróleo Pesado.

En la Cuenca del Orinoco, Venezuela, la recuperación primaria inicialmente se considera suficiente para la producción de la mayoría de su Petróleo Pesado, el cual representa una de las mayores acumulaciones a nivel mundial, aunque los niveles más altos de recuperación podrían lograrse mediante métodos térmicos. Actualmente, allí el esfuerzo se centra más en la actualización de tecnologías para las refinerías, dejando atrasados proyectos que involucren el incremento de producción, a pesar de la cantidad tan importante de Reservas con las que cuenta este País. Este será un tema que deberá cobrar importancia en la segunda década del tercer milenio.

En Colombia por su parte, se encuentran hoy día varios y muy importantes proyectos de explotación de Crudos Pesados y Extrapesados y la tendencia en el desarrollo de este tipo de proyectos es creciente y se proyecta como un brazo fuerte para apalancar este mercado en América Latina. En Perú también se proyecta un crecimiento importante en la explotación de este tipo de recursos, aunque apenas se están haciendo descubrimientos de Reservorios de Crudos Pesados.

En Ecuador se han encontrado acumulaciones de Crudo Pesado en un sitio de la reserva de la Biosfera de las Naciones Unidas; lo que significa que si se decide desarrollar, se requerirá una atención adicional para la preservación del medio ambiente.

Algunas Reservas de Petróleo Pesado se encuentran ubicadas en Argentina, sin embargo, en esta primera década del tercer milenio se ha mostrado muy poco esfuerzo para su desarrollo, con una tendencia similar para los próximos años.

## **Asia**

China, representando la más importante acumulación de Reservas de Crudo Pesado en Asia, ha mostrado un alto nivel de interés en el desarrollo de todos los depósitos disponibles. Alrededor del 70% de las Reservas en China corresponden a Petróleos Pesados, aunque hoy día solo representan un 15% aproximado de la producción total en este país. La mayoría de las Reservas se encuentran poco profundas y en ambientes terrestres.

De otra parte, Indonesia e India están empezando a mostrar interés en desarrollar proyectos pequeños de Crudos Pesados, aunque no se proyectan como protagonistas de este mercado.

Australia produce petróleo pesado de dos pequeños Campos. La mayoría de los nuevos proyectos son de crudo ligero o gas natural y es poco Probable que se convierta en un productor importante de estos recursos en la zona.

## **África**

En África, la mayor parte de la actividad actual de Petróleo Pesado es las operaciones offshore en Angola, donde están siendo descubiertas nuevas reservas y puestas en producción. Grandes depósitos de Crudos Extrapesados y Bituminosos se encuentran en Egipto, Nigeria y Angola, pero no hay firmes planes para desarrollarlas en este momento.

Madagascar tiene importantes depósitos de Petróleo Pesado y Bitumen y se ha mostrado un alto interés en el desarrollo de estos, especialmente ya que se cuenta con muy pocas Reservas de otros tipos de hidrocarburos.

## **Oriente Medio**

El Oriente Medio tiene más de 900 Millones de Barriles de Recursos descubiertos de Petróleos Pesados y Extrapesados, la mayoría de los cuales son subdesarrollados.

Kuwait está particularmente interesada en la explotación de estos recursos y se ha fijado metas cercanas al Millón de Barriles de producción diaria de Crudo Pesado para el año 2020. En esta zona, la inyección de vapor es la tecnología preferida, pero existe una falta de medios de agua dulce y el costo de la desalinización significativamente afecta la economía operacional y aumenta las necesidades de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

De igual manera, y acorde con la importante acumulación de Reservas de Crudos Pesados y Extrapesados en Arabia Saudita, allí se están considerando la ejecución de proyectos importantes para explotar este tipo de recursos.

## **Europa & Eurasia**

En el mar del Norte en zonas como el oeste de Shetland, los altos precios del Petróleo están animando a las compañías operadoras a plantear proyectos de Crudos Pesados en varios Campos pequeños que fueron descubiertos desde hace varios años.

Noruega está produciendo el Campo de Petróleo Pesado, Grane, convirtiéndolo actualmente en uno de los más grandes productores de Crudo Pesado entre los países de Europa.

Rusia se centra principalmente en la explotación del Crudo Ligero y Mediano; y, aunque actualmente no hay proyectos importantes de Petróleo Pesado, se espera que para la segunda década de este tercer milenio, se presenten proyectos de gran tamaño para explotar su importante acumulación de Crudos Pesados.

### **2.5. Reservas y Producción de Petróleo en Suramérica**

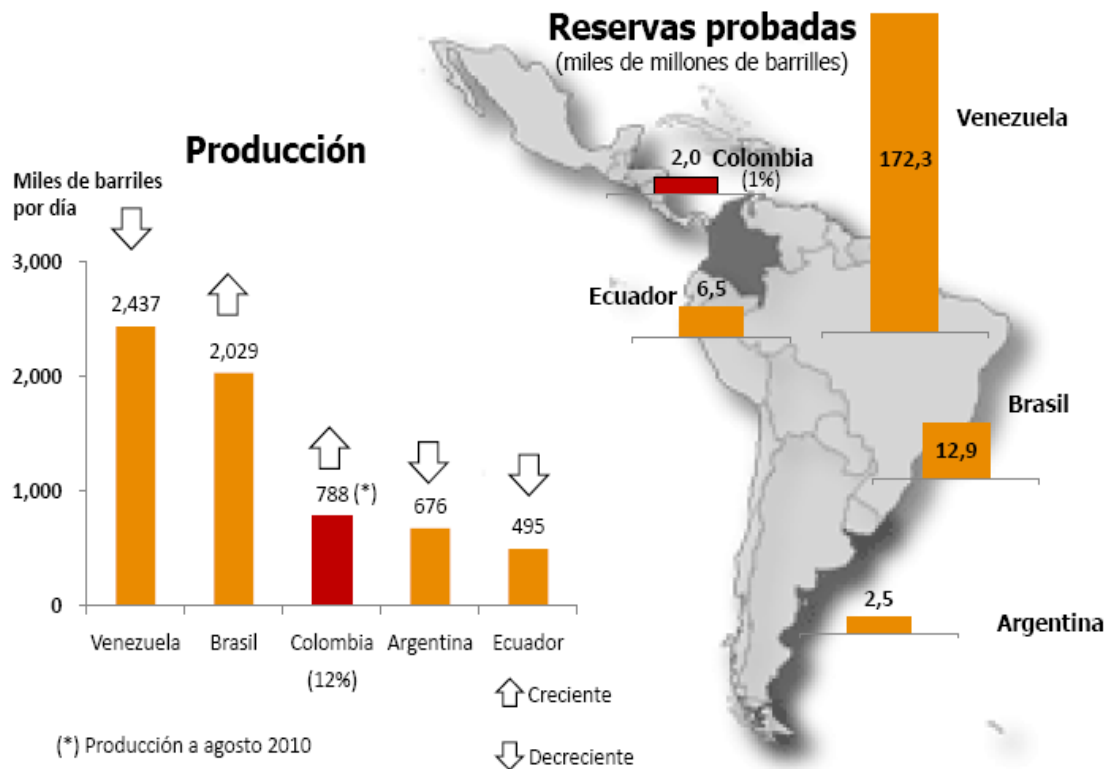
Suramérica hoy día se encuentra situado como el segundo en Reservas de Petróleo a nivel mundial, siendo primero el Oriente Medio.

Teniendo en cuenta los últimos informes oficiales de Reservas para los principales países productores de Crudo en Suramérica, a 2009 se cuenta con unas Reservas Probadas cercanas a los 200.000 Millones de Barriles de Petróleo (MBbls) para esta zona, los cuales en su gran mayoría corresponden a Crudos Pesados y Extrapesados, provenientes principalmente de Venezuela y una pequeña parte de Brasil, Ecuador y Colombia; Argentina y Perú aportan muy poco a estas estadísticas de Crudos no Convencionales.

Así mismo, los últimos datos de producción reportados para Suramérica ascienden a una cifra aproximada de 6.700 KBPPD (Miles de Barriles de Petróleo por Día), en donde Venezuela aporta aproximadamente 2.437 KBPPD, Brasil aporta 2.029 KBPPD, Colombia aproximadamente 788 KBPPD, Argentina 676 KBPPD, Ecuador Casi los 500 KBPPD y Perú y Trinidad y Tobago aportan cerca de los 300 KBPPD.

En la Figura 10 el resumen de las estadísticas de Producción y Reservas de los principales Países de América del Sur, indicando en esta la tendencia en los niveles de producción futuros de cada País.

**Figura 10. Reservas y Producción de Petróleo en Suramérica<sup>4</sup>**



Fuente: Ecopetrol S.A. 2010.

Las reservas de Crudo Pesado y Extrapesado en Venezuela se concentran principalmente en la Faja Petrolífera del Orinoco, y en menor proporción en el Campo Boscán (Cuenca de Maracaibo) y en el Lago Guanoco (Costa del Caribe). La Faja Petrolífera del Orinoco es la reserva más importante de Crudo Extrapesado del mundo, con una extensión de 54,000 km<sup>2</sup>. Se dice que la Faja contiene alrededor de 500.000 MBbbls de Recursos de Crudo Pesado y Extrapesado, de los cuales alrededor de 170.000 MBbbls se clasifican como Reservas Probadas.

Brasil posee alrededor de 13.000 MBbbls de Petróleo en Reservas Probadas, de las cuales el 50% corresponden a Crudo Pesado, mayormente costa afuera, en las Cuencas de Campos, Santos y Espírito Santo. En Brasil, nuevas áreas interesantes se encuentran en exploración y evaluación, y pudieran catapultar a este País como uno de los mayores productores del área.

<sup>4</sup> Se incluye la Producción y Reservas de los principales Países productores de América del Sur. No se incluye en estas estadísticas los datos de Perú y Trinidad y Tobago.

Las Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado en el Ecuador están ubicadas en el área Noreste del Amazonas Ecuatoriano y se encuentran en el orden de los 3.000 a 4.000 MBbls de Crudo.

Colombia posee una Reservas Probadas aproximadas de Crudo Pesado y Extrapesado de poco más de 1.200 MBbls. De este total, aproximadamente el 75% está ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, principalmente en las áreas de Castilla, Chichimene y Rubiales. El 25% restante se encuentra ubicado en su mayoría en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

## **2.6. Producción de Crudo en Colombia**

De acuerdo con los últimos informes de producción, la producción total de Petróleo reportada para Colombia se encuentra muy cercana a los 800 Mil Barriles de Petróleo por Día (KBPPD). Si se tiene en cuenta la producción de Gas, la cifra de producción total se acerca al Millón de Barriles de Petróleo Equivalente por Día (MBPEPD); es decir, el gas representa aproximadamente 200 Mil Barriles de Petróleo Equivalentes por Día (KBPEPD). Del Total de la Producción de Petróleo, los Crudos Pesados y Extrapesados representan aproximadamente 310 KBPPD a Octubre de 2010 y se proyecta que para finales de este mismo año la Producción de estos Crudos esté cercana a los 400 KBPPD.

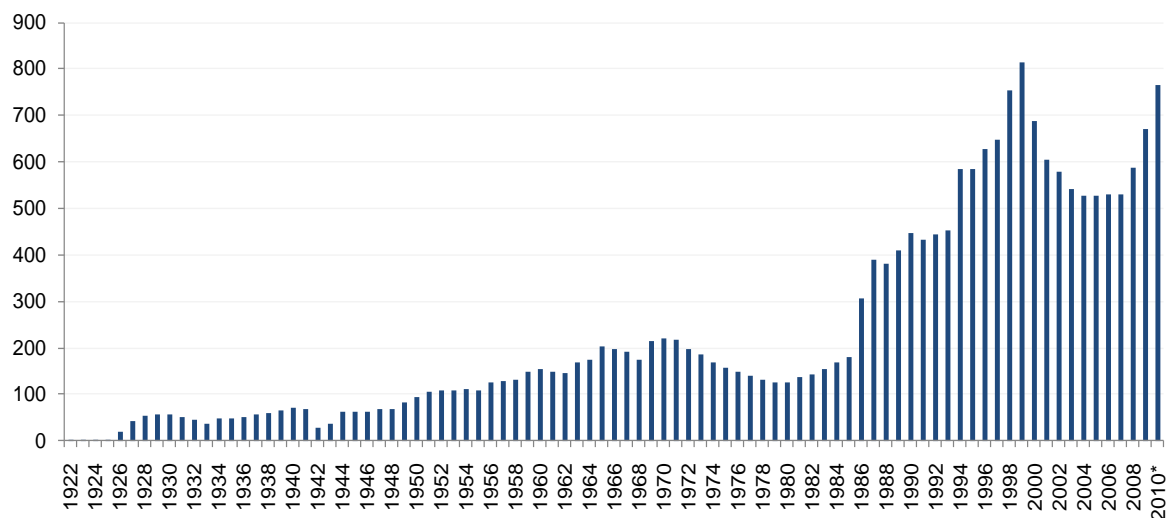
Esta producción se distribuye en los diferentes Departamentos Colombianos así: el Departamento del Meta tiene un aporte del 42% aproximadamente, Casanare aporta un 17%, Arauca un 11%, Santander un 6% al igual que Huila también con un 6%, Tolima y Putumayo aportan un 5% cada uno, el restante 10% se distribuyen entre los Departamentos Boyacá, Antioquia, Bolívar, Norte de Santander, Cesar, Cauca, Cundinamarca, Nariño, Vichada y Sucre<sup>5</sup>.

En la Figura 11 se puede observar la historia del comportamiento de Producción de Petróleo en Colombia desde su inicio y en la Tabla 5 se presenta el histórico de esta distribución de Producción por Departamentos, desde el año 2005.

---

<sup>5</sup> Esta distribución no incluye la producción de Gas; el cual es producido en su gran mayoría por los Departamentos de la Guajira (56%) y Casanare (28%).

**Figura 11. Producción de Petróleo en Colombia (KBPPD)**



Fuente: Los Autores.

**Tabla 5. Producción de Crudo por Departamento en Colombia (KBPPD)<sup>6</sup>**

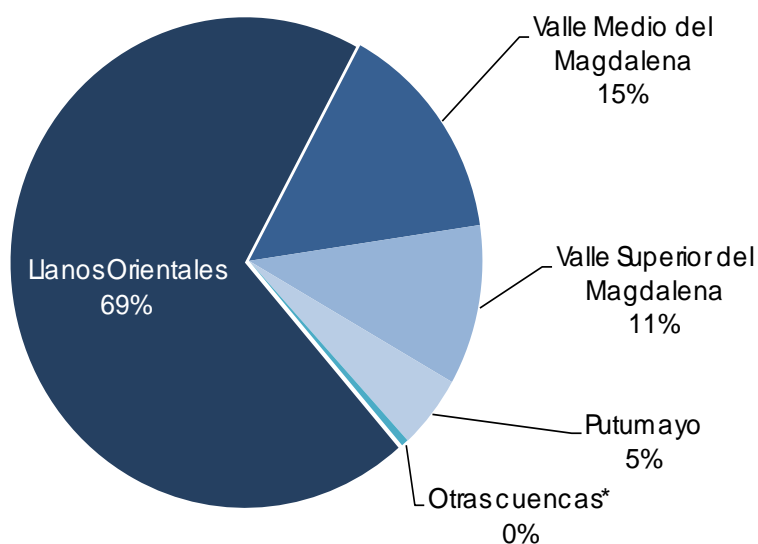
Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (Jun)
Meta	96	111	121	166	229	319
Casanare	174	153	131	123	124	127
Arauca	92	93	100	98	95	85
Santander	19	20	26	35	45	47
Huila	50	48	43	44	45	44
Tolima	38	42	46	44	41	37
Putumayo	11	13	14	19	28	36
Boyacá	5	6	20	26	28	33
Antioquia	24	24	12	14	16	19
Bolívar	9	12	13	13	12	12
Norte de Santander	3	3	3	3	3	3
Cesar	1	1	1	2	3	3
Cauca	1	1	1	1	1	1
Cundinamarca	2	2	1	1	1	1
Nariño	0	0	0	0	0	1
Vichada	0	0	0	0	0	1
N.D.	0	0.00	0	0	0	0
Sucre	0	0.00	0	0	0	0
<b>Total general</b>	<b>526</b>	<b>527</b>	<b>531</b>	<b>588</b>	<b>671</b>	<b>768</b>

Fuente: Los Autores.

<sup>6</sup> La producción del año 2010 corresponde al promedio anual a Junio de 2010.

Así mismo, la Producción total de Petróleo se encuentra distribuida en las diferentes Cuencas del País, siendo la Cuenca de los Llanos Orientales la que mayor aporte en producción tiene y la que mayor proyección presenta en Producción de Crudos Pesados y Extrapesados. En la Figura 12 se puede apreciar la distribución de esta producción en las diferentes Cuencas de Colombia.

**Figura 12. Producción en las Cuencas de Colombia 2010 (%)**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, ANH y Ecopetrol. Tomado del IEP – ACP. Octubre 2010.

De otra parte, si se tienen en cuenta los niveles de consumo energético en Colombia, los cuales actualmente no sobrepasan los 450 Mil Barriles de Petróleo por Día<sup>7</sup>, la producción actual de Petróleo y su proyección para la próxima década prácticamente asegura la autosuficiencia energética para Colombia, hecho que hoy se ve reflejado en la exportación de Crudos hacia varios lugares en otros Continentes.

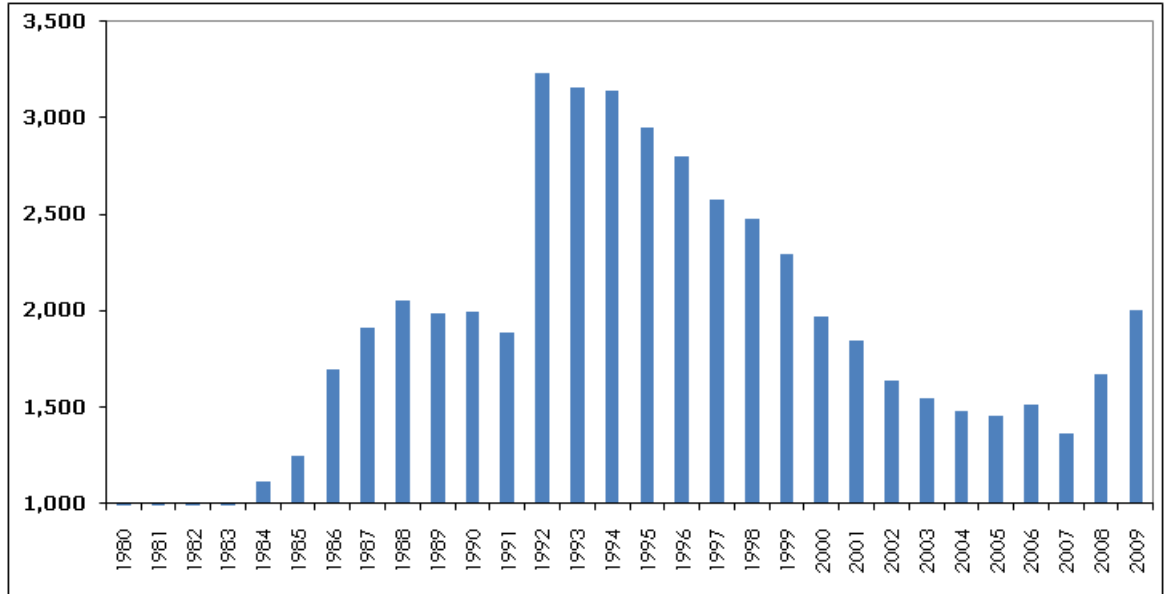
## 2.7. Reservas de Petróleo en Colombia

Teniendo en cuenta los últimos informes oficiales de Reservas para Colombia, a 2009 se cuenta con unas Reservas Probadas cercanas a los 2.000 Millones de Barriles de Petróleo (MBbls), los cuales en un gran porcentaje corresponden a Crudos Pesados y Extrapesados. En la Figura 13 se presenta el historial de las

<sup>7</sup> Consumo promedio reportado en el último informe del “Statistical Review of World Energy” elaborado por la British Petroleum en Junio 2010.

Reservas Probadas Remanentes de Petróleo en Colombia al final de cada año, iniciando desde los años 80's.

**Figura 13. Reservas de Petróleo en Colombia (MBbls)**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. Tomado del IEP – ACP. Octubre 2010.

## 2.8. Perspectiva de los Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia

Acorde con el crecimiento mundial en la búsqueda de estos recursos no convencionales, en los últimos años se han triplicado las operaciones de las empresas que realizan actividades de perforación y desarrollo en Colombia. Esta fuerte alza en las actividades del sector está encabezada por la compañía petrolera estatal ó “Mixta”, Ecopetrol, quien ha incrementado ampliamente su proyección de inversiones hasta el año 2020.

Ha sido tanto el aumento de las actividades relacionadas con servicios petroleros en Colombia, especialmente en la explotación de los Crudos Pesados y Extrapesados, que las compañías petroleras operadoras han tenido que salir al extranjero a buscar proveedores de servicios (especialmente en tecnologías de perforación y tratamiento) para poder cumplir con los retos, dado que las empresas nacionales de servicios no han podido cubrir la gran demanda, acorde con el aumento de la actividad.

Este aumento en las actividades del sector también ha originado una fuerte migración de profesionales capacitados hacia Colombia, muchos de ellos

provenientes del vecino país Venezuela, quienes tienen bastante experiencia en la explotación de Crudos Pesados y Extrapesados. Así mismo, las actividades relacionadas con capacitación y adiestramiento de personal han aumentado considerablemente.

Las empresas del sector están desarrollando actividades estratégicas con miras a un aumento en las actividades petroleras, por lo tanto se espera que el panorama para los próximos años sea de un crecimiento sostenido.

### 2.8.1. Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado

No obstante el balance oficial de Reservas llega a los 2.000 MBbls a 2009, de acuerdo con los últimos descubrimientos de Petróleo y con base en algunos estudios que se han realizado, algunos expertos aseguran que solamente en la Cuenca de los Llanos Orientales pueden existir unos recursos explotables del orden de los 4.000 MBbls<sup>8</sup>, únicamente en Crudos Pesados y Extrapesados.

De hecho, basados en los últimos estudios preliminares de Reservas, sin que sean datos oficiales, y teniendo en cuenta las proyecciones de producción para el año 2010, se puede asegurar que las Reservas, en su mayoría Probadas, de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia ascienden por sí solas a casi los 2.000 MBbls de Petróleo, con corte al primero de Enero de 2010. En la Tabla 6 se presenta una distribución de las Reservas en los principales Campos de Crudos Pesados en Colombia, de acuerdo con el análisis realizado por los autores.

**Tabla 6. Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia (MBbls)**

<b>CAMPO</b>	<b>Reservas @ 01/01/10 (MBbls)</b>
Rubiales	600
Castilla	570
Chichimene	210
Quifa	330
Jazmin	30
Girasol	20
Moriche	55
Apiay	10
Suria	13
Otros	100
<b>TOTAL</b>	<b>1,938</b>

*Fuente: Los Autores.*

<sup>8</sup> Dato aproximado, que fue tomado de la presentación de la ANH en el "Heavy Oil Workshop 2010 - Villavicencio Meta". Septiembre de 2010.

## 2.8.2. Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia

A Octubre del año 2010, la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia ha alcanzado los 310 KBPPD, proyectándose hacia los 400 KBPPD para finales de este mismo año.

En Colombia se pueden encontrar Crudos Extrapesados, cómo el Crudo del Campo Chichimene por ejemplo, el cual tiene 8 °API aproximadamente. De igual manera, se encuentran Crudos Pesados de diferentes calidades, como por Ejemplo el Crudo de 12 °API del Campo Rubiales, el Crudo de 13 °API del Campo Castilla y el Crudo de 14 °API del Campo Quifa.

En la Tabla 7 se muestra la producción histórica, desde el año 2005, de los principales Campos de Crudo Pesado y Crudo Extrapesado, actualmente existentes en Colombia.

**Tabla 7. Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia (KBPPD)**

<b>Campo</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010 (Oct)</b>
Rubiales	7.81	11.69	18.72	36.82	68.83	128.40
Castilla	24.78	21.42	20.93	31.51	38.75	66.99
Castilla norte	20.36	35.80	37.08	35.29	39.70	36.88
Jazmin	12.30	11.23	12.19	15.80	12.90	12.28
Chichimene	5.81	5.80	5.92	7.79	12.11	20.86
Girasol	0.00	0.05	0.01	1.12	3.61	7.81
Apiay	6.32	5.15	5.77	7.03	7.18	5.11
Moriche	0.00	0.00	0.04	0.58	3.31	6.00
Suria sur	0.00	5.35	3.05	3.21	4.62	4.92
Suria	11.09	4.15	3.01	3.49	4.04	4.33
Chichimene Sw	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	4.56
Quifa	0.00	0.00	0.00	0.01	0.31	6.54
Bonanza	0.61	0.55	0.83	1.05	1.14	2.00
Valdivia?Almagro	2.88	2.31	1.67	1.40	1.30	1.11
Los angeles	0.51	0.49	0.47	0.44	0.64	0.71
Castilla este	0.85	0.74	0.82	0.81	0.81	0.75
Nare	0.97	0.82	0.76	0.71	0.63	0.43
Apiay este	0.90	1.33	0.77	0.81	0.56	0.34
Capella	0.00	0.00	0.00	0.01	0.24	0.42
Camoa	0.06	0.11	0.10	0.12	0.18	0.13
Cocorná	0.34	0.32	0.30	0.29	0.27	0.22
Saurio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.19
Oliv o ? Catalina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04
Acacia este	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03	0.03
Arce	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00
Boral	0.00	0.00	0.00	0.09	0.08	0.00
<b>Subtotal</b>	<b>96</b>	<b>107</b>	<b>112</b>	<b>148</b>	<b>201</b>	<b>311</b>

Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en la anterior Tabla, los principales Campos que soportan la producción de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia son el Campo Rubiales, operado por la Compañía Metapetroleum, y los Campos Castilla y Chichimene, los cuales son operados directamente por Ecopetrol. Estos tres Campos representan una producción aproximada de 260 KBPPD a Octubre de 2010 (Rubiales con 130, Castilla con 105 y Chichimene con 25 KBPPD); y se proyectan hacia futuro con producciones mucho más elevadas que las actuales.

Otros Campos importantes en aporte de Producción, son los Campos Jazmín y Girasol, operados por la Compañía Mansarovar, y Quifa, operado por Metapetroleum, los cuales producen alrededor de los 12, 8 y 7 KBPPD respectivamente, a Octubre de 2010.

De los primeros dos Campos se conocen pocas iniciativas de crecimiento, más bien mostrándose un sostenimiento de su producción; sin embargo, en el mismo bloque donde se ubican estos dos Campos, el Bloque Nare operado en su totalidad por Mansarovar, se están madurando planes para desarrollar algunos campos con importantes acumulaciones de petróleo Pesado, como lo es el Campo Moriche, que se proyecta cercano a los 20 KBPPD para el año 2012.

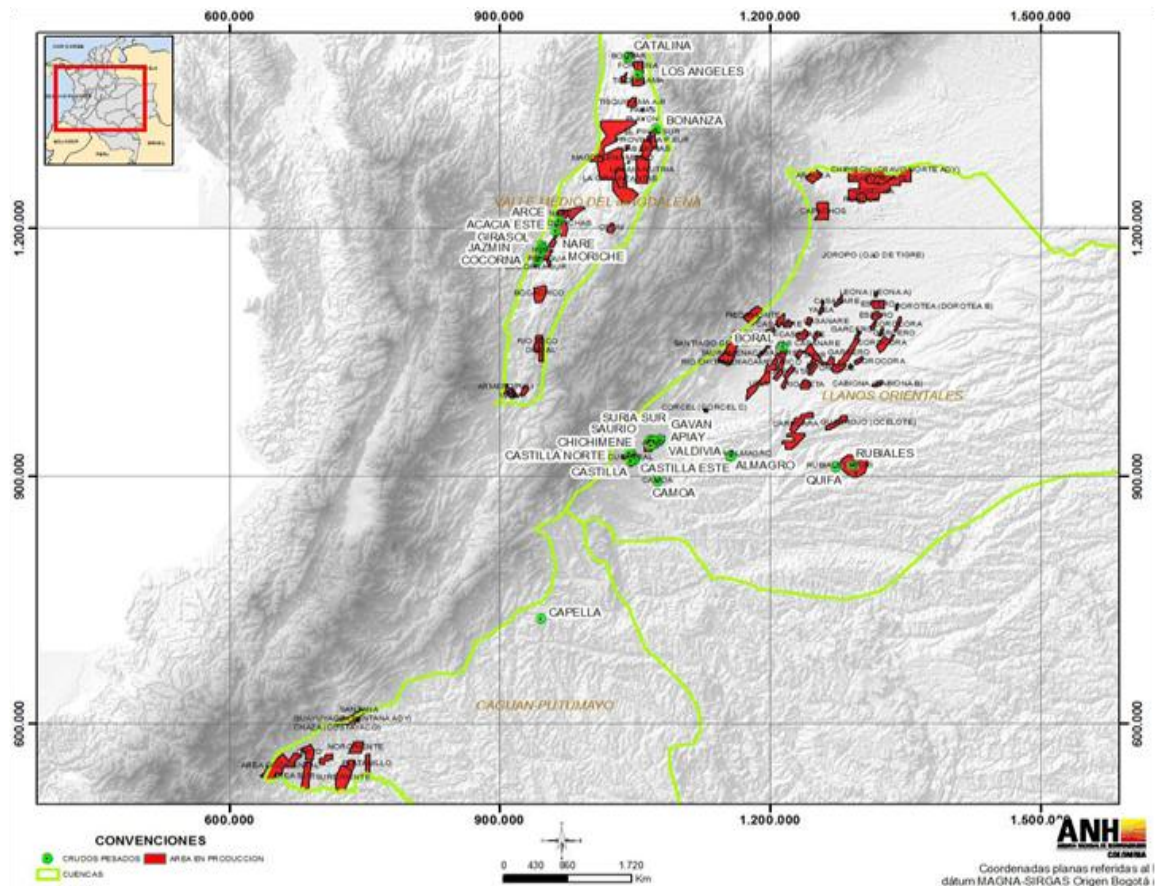
De otra parte, el Campo Quifa que se encuentra ubicado contiguo al Campo Rubiales, se proyecta a muy corto plazo con producciones por encima de los 30 KBPPD, esto aproximadamente para Diciembre del mismo año 2010; e incluso algunos han insinuado que este Campo se puede proyectar dentro de los niveles cercanos a los 50 KBPPD, afirmación con la cual los autores del presente documento están plenamente de acuerdo.

A excepción de los Campos Jazmín, Girasol y Moriche, los cuales se encuentran ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los Campos anteriormente nombrados (Rubiales, Castilla, Chichimene y Quifa) se encuentran ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta algunas teorías que pretenden definir parte de ésta Cuenca como una especie de extensión ó espejo de la Faja del Orinoco de Venezuela, la Cuenca de los Llanos orientales se sitúa como una de las Cuencas más importantes a nivel Mundial en términos de potencial para la explotación de Crudos Pesados y Extrapesados. Es decir, el desarrollo y el futuro de Colombia como un productor potencial de estos Crudos no Convencionales, se debe apalancar principalmente en el desarrollo y la búsqueda de nuevos recursos en esta Cuenca.

En la Figura 14 se presenta la distribución de los Campos de Crudo Pesado y Extrapesado en Colombia y la ubicación de las Cuencas más importantes en la producción de este tipo de Crudos.

**Figura 14. Campos de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia<sup>9</sup>**



Fuente: ANH. "Heavy Oil Workshop 2010 - Villavicencio Meta". Septiembre de 2010.

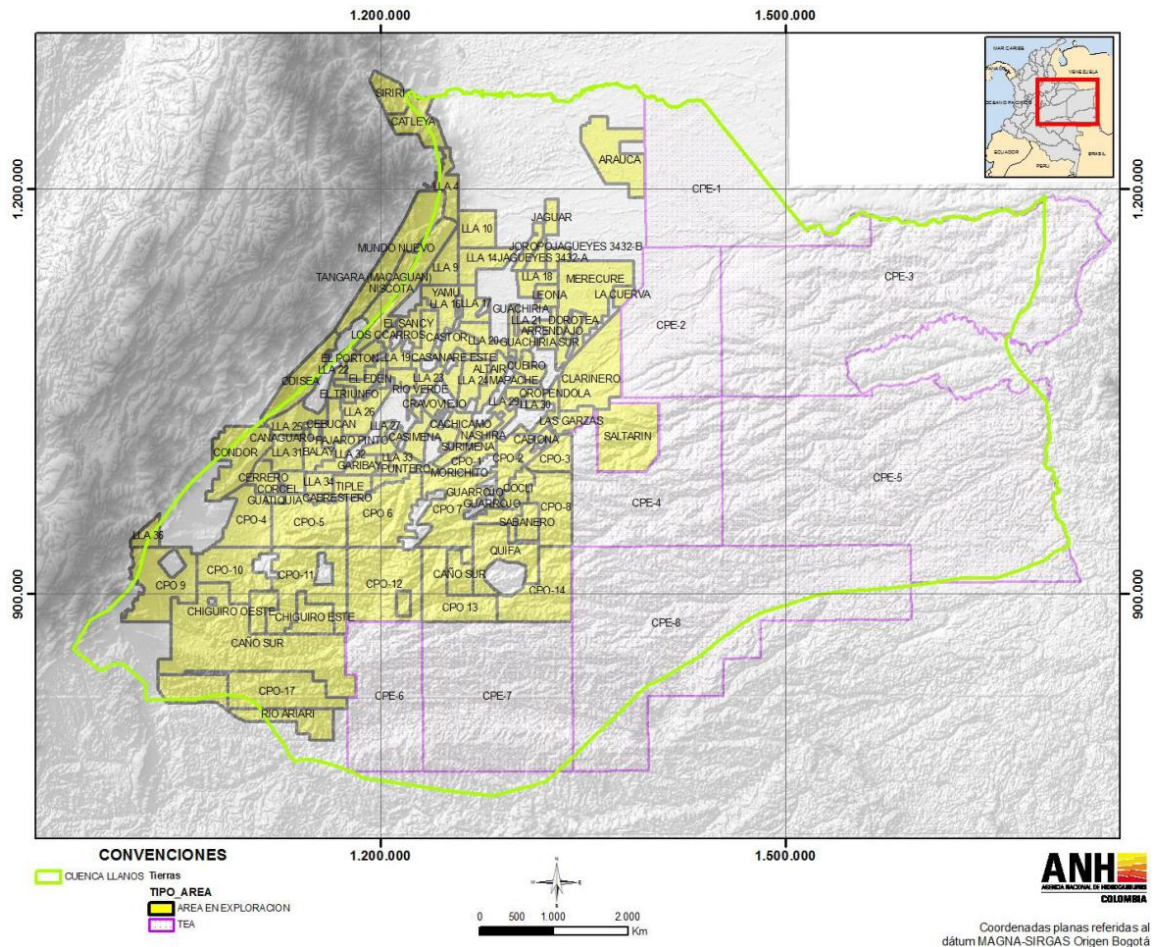
### 2.8.3. Potencial de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia

Acorde con lo anterior, y después de haber identificado el potencial de la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, actual administradora de los recursos del Estado en materia de Hidrocarburos, ha montado un intenso plan e implementado una política petrolera llamativa para atraer la inversión extranjera y de multinacionales Colombianas, abriendo rondas en donde se está ofreciendo a competencia, la adjudicación de varios bloques exploratorios en todo el País y principalmente en la Cuenca de los Llanos Orientales. Es así como hoy día varias compañías operadoras están realizando grandes inversiones exploratorias en sendos bloques que se les ha adjudicado, en especial en la cuenca de los Llanos Orientales.

<sup>9</sup> Los Campos resaltados y que se encuentran señalados en color Verde, corresponden a los Campos de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia.

El principal actor actualmente es Ecopetrol, quien después de cambiar su rol en Colombia, hoy día es una compañía Operadora Multinacional con un plan de inversiones agresivo y ha sido adjudicatario de varios de los bloques que se encuentran actualmente en exploración. A continuación, en la Figura 15 se puede apreciar la cantidad de Bloques que actualmente se encuentran en exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**Figura 15. Bloques de la Cuenca de los Llanos Orientales**



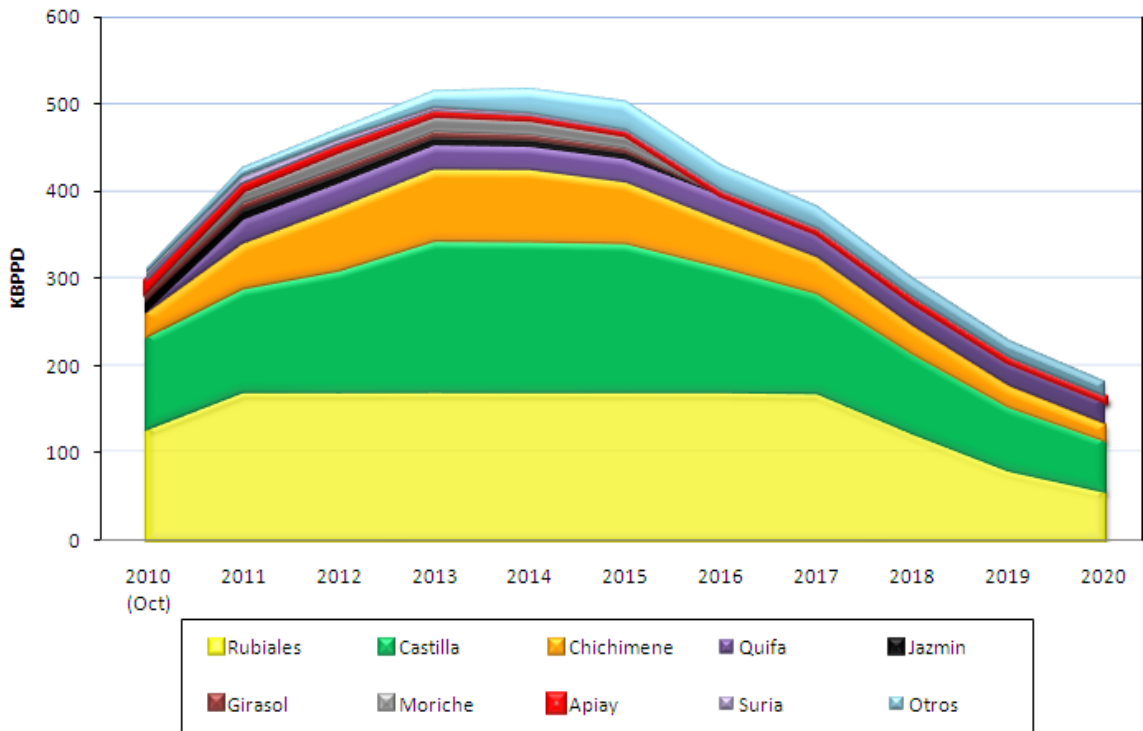
Fuente: ANH. "Heavy Oil Workshop 2010 - Villavicencio Meta". Septiembre de 2010.

### 2.8.4. Proyección de Producción de Crudos Pesados y Extrapesados

Basados en las oportunidades de desarrollo para los principales Campos de Crudos Pesados que actualmente se encuentran en producción en Colombia, y después de haber mostrado un poco de la actualidad en la producción y las

oportunidades de Colombia en la Exploración de Crudos Pesados y Extrapesados; a continuación, en la Figura 16, se presenta la proyección de producción de Crudo Pesado y Extrapesado hasta el año 2020, de acuerdo con los análisis realizados por los Autores del presente documento.

**Figura 16. Proyección de Producción de Crudo Pesado en Colombia (KBPPD)**



Fuente: Autores.

En términos generales, los Campos Rubiales y Castilla se proyectan como los Campos más importantes para estos retos de producción, alcanzando cada uno niveles de producciones hasta los 170 KBPPD.

El Campo Chichimene se proyecta alcanzando los 80 KBPPD. El campo Quifa se pretende sostener sobre los 30 KBPPD, aunque se tiene la posibilidad de incrementar este tope de producción posiblemente hasta los 50 KBPPD, lo que se deberá analizar técnica y económicamente para determinar su viabilidad.

Los demás Campos se proyectan con producciones inferiores, pero igual importantes. Es el caso de los Campos Moriche, Jazmin y Girasol, ubicados en el Bloque Nare, los cuales sumados a los demás campos descubiertos en este Bloque, se proyectan dentro de los niveles cercanos a los 50 KBPPD; siendo el

Campo Moriche el que presenta una mayor proyección de desarrollo y genera más expectativas hacia esta área del País.

Si se analiza la anterior gráfica, se observa la tendencia de crecimiento en la producción de Crudos Pesados y Extrapesados al 2015, seguida de un decrecimiento leve hasta el año 2020.

Este decrecimiento muy seguramente no se hará efectivo en la medida que el esfuerzo exploratorio que se avecina en la Cuenca de los Llanos Orientales, muestre resultados positivos; hecho que resulta bastante probable, mostrando un futuro alentador para el desarrollo del mercado de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia.

De hecho, si se observa la Figura 15, en la Cuenca de los Llanos Orientales actualmente se encuentran en Exploración más de 40 Bloques con altas expectativas de resultar productores.

Hoy día por ejemplo, ya se han anunciado descubrimientos en el Bloque Caño Sur, del cual son socios Ecopetrol S.A. y Shell, siendo Ecopetrol S.A. el encargado de Operar esta área. Este Bloque se encuentra contiguo a los Campos Rubiales y Quifa, y de acuerdo con los anuncios, el Crudo que se ha encontrado es de características similares a los Crudos de estos dos Campos, lo que permite pensar que estos yacimientos de Crudos Pesados en esta área se extienden ampliamente a lo largo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Así mismo, entre tantos Bloques que actualmente se encuentran en Exploración y que auguran resultados positivos, se destacan los Bloques Guaruro, con Pacific Rubiales y Talisman como Socios, y el Bloque CPO-09, en el cual se encuentran como Socios Ecopetrol S.A. y Talisman. En este último por ejemplo, se prevén muy buenos resultados de acuerdo con los resultados recientes de los Campos aledaños que se encuentran en etapa de explotación, como los resultados en el Campo Chichimene por ejemplo.

De acuerdo con esto, y después de mostrar cómo esta Cuenca de los Llanos Orientales se presenta como una Cuenca con altas posibilidades de desarrollo de estos Crudos no Convencionales, es muy probable que la tendencia en la producción de Crudos Pesados y Extrapesados en Colombia no se vea en decrecimiento. Es decir, si al año 2015 se muestra un tope de producción cercano a los 500 KBPPD, muy seguramente se puedan sostener estos niveles a futuro, adicionando y desarrollando las reservas que se prevén encontrar en estos bloques en exploración.

Adicionalmente, dependiendo de los resultados en la exploración de estos Bloques ya adjudicados en la Cuenca de los Llanos orientales, en un futuro cercano muy seguramente será factible la exploración en áreas más alejadas y de difícil acceso en esta misma Cuenca, como son las zonas del Departamento

del Vichada, en el cual muy seguramente se pueden encontrar acumulaciones importantes de Crudo.

Este Departamento no ha sido Explorado como se debiera, principalmente por razones de dificultades en el acceso e inconvenientes de orden público; sin embargo, una vez solucionados estos inconvenientes, sería interesante ampliar los planes de Exploración en Colombia hacia estas zonas.

### **2.8.5. Oportunidades para Asegurar y Optimizar la Explotación**

En Colombia, para asegurar los niveles de producción planteados anteriormente y para garantizar una explotación optimizada de estos recursos de Crudos Pesados y Extrapesados, es necesario tener en cuenta algunos factores propios de la industria del petróleo y asegurar, aparte de las tecnologías requeridas para el recobro, extracción y procesamiento de estos Crudos, la infraestructura de transporte y los recursos y sistemas para la evacuación de estos mismos; y por qué no su posiblemente refinamiento; es decir, asegurar la cadena de valor desde el Midstream y Downstream.

### **Análisis de Precios en los Proyectos de Crudos Pesados**

Los incrementos en la producción de Crudo Pesado y Extrapesado hacen que las empresas del sector estén anunciando en medios de comunicación sobre inversiones en oleoductos y que paralelo a esto se incluyen también inversiones para modernizar y expandir la capacidad de las refinerías y los sistemas de transporte, en línea con los incrementos esperados de la producción.

Esto hace que inicialmente las empresas basen sus análisis básicos en el cálculo del Break-even, el cual es una medida del dinero necesario para extraer, procesar y transportar un barril de petróleo, sin perder ni ganar; esto es el punto de equilibrio.

El análisis Break-even es un proceso usado para determinar cuando un negocio podrá cubrir todos sus costos y comenzar a producir un beneficio. El análisis inicial del negocio en producción de Crudo Pesado y Extrapesado es extremadamente importante y debe tener en cuenta muy detalladamente este análisis, basado también en una buena proyección de los indicadores de los precios internacionales.

Antes de preparar un plan de negocio, se debe acoger a la mejor proyección de precio que se tenga en el mercado, para realizar las sensibilizaciones correspondientes. Producir, tratar y transportar crudo de estas especificaciones consideran costos elevados en sistemas de levantamiento, en procesos de

separación y en sistemas de evacuación; por lo que todos estos nuevos estándares deben analizarse muy concienzudamente para asegurar una eficiente y rentable explotación de estos Crudos.

## **Evacuación de Crudos en Colombia**

Ante el crecimiento del consumo energético a nivel mundial, la producción y el transporte de petróleo y de gas siguen siendo una necesidad como la fuente de energía más importante del planeta. Las empresas productoras de petróleo requieren utilizar tecnología de punta con la finalidad de mejorar los costos de producción y transporte y utilizar procesos que permitan minimizar el impacto ambiental.

La mayoría de las Reservas de Petróleo, hoy en día aún sin explotar, se encuentran en áreas remotas de difícil acceso con limitaciones para la construcción de infraestructura e instalaciones de tratamiento.

Cuando la oferta de petróleo en Colombia pasó de los crudos livianos a los Pesados, se planteó el desafío de optimizar el uso de la infraestructura de transporte, debido a la alta viscosidad que presentan estos crudos. En este marco, aparte de la necesidad de crecer en infraestructura, se formuló la tecnología de dilución con diferentes diluyentes (nafta, gasolina natural, crudos livianos), la cual fue implementada para el transporte de estos crudos desde los Llanos Orientales hacia los puertos de exportación ó hacia las Refinerías.

Dentro de los planes de sostenimiento de la producción de Crudo, en Ecopetrol S.A. se estableció el Proyecto Nacional de Crudos Pesados con el fin de encontrar reservas adicionales y aumentar la participación en la producción nacional de este tipo de crudos. Este proyecto responde por la Infraestructura de transporte de los crudos y de los refinados y tiene como responsabilidad garantizar el transporte de la producción de Crudos Pesados que podrá tener como destinos internos las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y como externos el puerto de exportación de Coveñas; y por lo tanto, también debe proveer la infraestructura que garantice el suministro de diluyente necesario para el transporte de los crudos pesados, utilizando sus poliductos y oleoductos.

Hablando de la infraestructura de evacuación como tal, definitivamente en Colombia se evidencia la necesidad de construir nuevos Oleoductos y Poliductos para asegurar un adecuado transporte de los Crudos y derivados, que van en un crecimiento altamente ascendente, especialmente para los Crudos Pesados y Extrapesados. Es por esto que recientemente se ha anunciado la construcción de un nuevo oleoducto que une la Estación Araganey con el Puerto de Exportación en Coveñas, el cual venía siendo evaluado y planeado desde hace algún tiempo.

Este nuevo oleoducto, que se le ha denominado el Oleoducto Bicentenario de Colombia (OBC), será pieza fundamental para la evacuación de la creciente producción de crudo en los Llanos Orientales y se proyecta para estar en funcionamiento a finales del año 2012, con una capacidad para 450.000 Barriles diarios.

**Figura 17. Esquema del Oleoducto Bicentenario de Colombia**



*Fuente: Autores.*

De otra parte, y para ayudar al transporte de estos Crudos de altas Viscosidades, en Colombia se ha optado por el uso de diluyentes para la mezcla con los Crudos Pesados, cuyo objetivo es ubicar los valores de viscosidad en el rango permitido por la infraestructura de oleoductos existente para su transporte. Para los crudos de la cuenca de los Llanos, cuyo medio de transporte hoy día hacia su destino final para la exportación o la refinería de Barrancabermeja, es el Oleoducto Central de Ocesa S.A., el valor máximo de viscosidad de la mezcla permitido por limitaciones del sistema de bombeo de Ocesa, es de 300 Centistokes (cSt), obtenible con mezclas entre el 20% y el 35% de nafta virgen con un 80% al 65% de Crudo Pesado.

De acuerdo con los estudios de la demanda, se tiene que para el transporte de la producción de crudos de Castilla y Rubiales por oleoducto, se requiere suministrar diluyente en una capacidad inicial del sistema de 28 KBPD de nafta hasta alcanzar rápidamente los 42 KBPD en un escenario bajo, 48 KBPD en un escenario de demanda medio, 52 KBPD en un escenario Alto-1, 74 KBPD en un

escenario Alto-2 y 86 KBPD en un escenario de demanda Alto-3. Los escenarios Alto-2 y Alto-3 se plantearon respectivamente como escenarios de simulación en los que se incluyen pronósticos de producción de los crudos procedentes de los Campos Rubiales, Quifa, Caño Sur, y los Bloques ya asignados y los que están por asignar en la Ronda de Crudos Pesados de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

No obstante, estos procesos de dilución afectan sustancialmente los resultados de las compañías, reduciendo considerablemente su margen operacional. Lo anterior, dado el costo elevado del diluyente y de su transporte.

Adicional a esto, la creciente demanda de diluyentes como la nafta, que es el más utilizado hoy día, ha generado que la oferta nacional no sea suficiente para suplir la necesidad interna, por lo que en algunas ocasiones se ha debido importar estos derivados para poder soportar la actividad de transporte de estos Crudos de alta viscosidad. Esto incrementa aún más los costos y en algunas ocasiones dificulta la obtención de estos diluyentes, a tal punto que hoy día se han generado restricciones en el transporte de estos Crudos por falta de diluyentes.

Por esta razón, y por la disminución en los márgenes de ganancia al utilizar este sistema de dilución, se hace necesario que las compañías empiecen a realizar análisis de otros sistemas de apoyo a la evacuación, los cuales sean menos costosos.

Algunos de estos podrían ser los sistemas de emulsionado o desasfaltado; ó incluso el mismo sistema de dilución, pero utilizando otros tipos de diluyentes. Esto es algo que se puede evaluar, por ejemplo con Gas Licuado del Petróleo (GLP) como diluyente, tal como se ha aplicado en otras partes del Mundo con muy buenos resultados y costos considerablemente más bajos.

Dada esta problemática, en Colombia actualmente se está evaluando el proyecto de emulsión, que permitirá llevar la corriente de crudo emulsionada en agua, desde el Campo Rubiales hasta la infraestructura del Campo Cusiana, donde se dará el proceso de separación y disposición del agua, para luego continuar el proceso de transporte del Crudo Pesado, diluido con Crudo Liviano. Este proyecto aún está en investigación y evaluación, pero parece ser una buena solución a la baja oferta de nafta y para la reducción de costos de dilución directamente desde el Campo Rubiales.

### **Opción de Ampliar la infraestructura de Refinamiento en Colombia**

Dado el potencial de producción que se proyecta en Colombia, y específicamente hacia el Departamento del Meta y otros aledaños a éste, que es donde se ubica

la Cuenca de los Llanos Orientales, muy seguramente se contarán con volúmenes que aseguren y viabilicen proyectos de ampliación de la infraestructura de refinamiento de Crudos en Colombia.

Una opción que se puede analizar, es la posibilidad de construir una nueva Refinería en el área entre el Departamento del Casanare y el Departamento del Meta, en donde se producen y confluyen hoy día la mayoría de los Crudos Pesados y Extrapesados producidos en el País.

Esta sería una excelente opción de inversión, dados los volúmenes de producción que hoy se prevén hacia esta zona del País y que muy seguramente se continuarán apalancando con los descubrimientos que se realicen en los próximos años en el mismo Departamento del Meta e inclusive en el Departamento del Vichada, si se llegase a explorar.

De las refinerías existentes en Colombia, la refinería de Barrancabermeja actualmente maneja una carga del orden de los 240.000 Bbls diarios y la refinería de Cartagena maneja casi los 80.000 Bbls diarios; existen otras dos refinerías de tamaño menor, que son la refinería de Apiay y la refinería de Orito, las cuales manejan 2.500 y 2.000 Bbls diarios, respectivamente. Con estas, se tiene un total de carga para refinamiento del orden de los 324.500 Bbls diarios en Colombia.

Analizando estas capacidades en comparación con las proyecciones de producción total de crudo en el País, las cuales están por encima del millón de barriles de petróleo diarios a partir del año 2012, de los cuales casi la mitad corresponden a Crudos Pesados, se visualiza la posibilidad de desarrollar un proyecto para construir esta refinería en el área de los Llanos Orientales, con una posible capacidad del orden de los 300.000 a los 400.000 Bbls de carga de crudo, la cual podría pensarse como una refinería exclusivamente para procesar Crudos Pesados y Extrapesados, que abundan en esta zona y que tienden a incrementar sostenidamente.

Para viabilizar este proyecto, obviamente se deberán realizar los estudios de mercado pertinentes; la demanda interna de derivados, y la externa, pensando en exportar productos refinados; las proyecciones de producción a largo plazo; los márgenes de refinamiento; y todas las demás variables propias del negocio del refinamiento.

De hecho, como parte de la viabilidad de este proyecto, se pueden tener en cuenta otros aspectos como el poder suplir a través del refinamiento de los propios Crudos Pesados, los diluyentes requeridos para el transporte de los Crudos Pesados y Extrapesados que se utilicen para exportación, eliminando así la necesidad de incurrir en altos costos de transporte y de pagar los altos costos de importación de estos derivados.

### **3. ALGUNAS TECNOLOGÍAS Y MEJORES PRÁCTICAS EN EL MERCADO DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

Hoy día, en la industria petrolera en general y en Colombia particularmente, se tiene la consciencia de la importancia de desarrollar las Reservas existentes de Crudos Pesados y Extrapesados y de la necesidad de continuar la búsqueda de nuevas Reservas para continuar asegurando la demanda energética que va en constante crecimiento.

También es plenamente conocida la diferencia entre los Crudos Convencionales, como lo son los Crudos Livianos y Medios, y estos Crudos no Convencionales; siendo estos últimos, fluidos de altas viscosidades y poca relación de movilidad, lo que los convierte en fluidos más complejos para ser movidos desde el yacimiento hasta el Pozo, también al momento de extraerlos del fondo del Pozo; y una vez en superficie, para su procesamiento deben someterse a procesos adicionales y luego para su transporte se deben utilizar técnicas especiales para tratar de reducir su viscosidad y mantenerlos en los límites de fluidez requeridos para desplazarlos por los oleoductos. Así mismo, en los procesos de refinamiento, se requiere del uso de nuevas tecnologías, equipos y tratamientos electro - químicos especiales para optimizar su rendimiento y procesamiento.

Para esto, será necesario contar con tecnologías de punta acorde con la complejidad que trae consigo la explotación de estos recursos no convencionales. En este sentido, el gran reto para poder desarrollar plenamente estos crudos es romper el paradigma tecnológico y atreverse a adoptar técnicas innovadoras que aseguren una explotación eficiente de estos recursos y que optimicen las operaciones de explotación de estos mismos, para garantizar rentabilidades en este tipo de proyectos, que al final es el objetivo primario de las compañías operadoras y de la industria petrolera.

Mundialmente, la estrategia para la explotación de Crudos Pesados y Extrapesados está orientada a incrementar la productividad de los pozos y el factor de recobro mediante la aplicación de nuevas tecnologías. Así mismo se está enfocando en la valorización de las reservas de Crudos Pesados y Extrapesados, usando procesos de mejoramiento in situ y en superficie.

En este Capítulo, se presenta de una manera muy resumida, algunas de las tecnologías que se utilizan alrededor del mundo y algunas de las mejores prácticas, que en algunas ocasiones solo se conocen de manera empírica, utilizadas en la explotación de los Crudos Pesados y Extrapesados.

Sin embargo, se advierte al lector que todas estas tecnologías aquí presentadas no son aplicables a todos los yacimientos, todas tienen particularidades y usos específicos. Solo se pretende dar a conocer de una manera general, para el conocimiento de muchos, parte del abanico de técnicas y buenas prácticas que existen en el mundo; y, si el lector requiere profundizar sobre alguna en particular, está bajo su responsabilidad y criterio realizar las consultas e investigaciones pertinentes, para lo cual se está compartiendo bastante material bibliográfico en las referencias listadas al final del presente documento.

A continuación se presentan algunas de las mejores prácticas y tecnologías utilizadas para el recobro, extracción, procesamiento, manejo y transporte de estos Crudos no Convencionales.

### **3.1. Recobro**

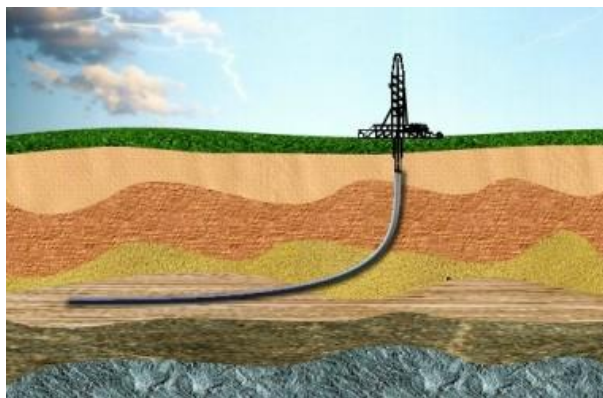
En este punto se mencionan las técnicas utilizadas en la perforación, completamiento y métodos de recobro, cuya finalidad principal es la de mejorar la eficiencia en la movilidad del Crudo hacia el Pozo.

#### **3.1.1. Perforación de Pozos Horizontales**

No todos los yacimientos son apropiados para ser drenados por medio de pozos perforados verticalmente. En el caso de los Crudos Pesados y Extrapesados, se ha utilizado la perforación de pozos horizontales para aumentar la productividad de los estos yacimientos, mejorando la recuperación del crudo, dado que con este tipo de pozos se facilita el drenaje por medio de la fuerza gravitacional, que se ejerce a lo largo del pozo.

La perforación de pozos horizontales en yacimientos de Crudos Pesados tienen como ventaja principal la exposición del pozo a una mayor área de drenaje sobre el yacimiento, lo cual genera la obtención de mayores tasas de producción de petróleo y factores de recobro mayores que los alcanzados con pozos verticales. Esto ayuda a contrarrestar un poco el efecto de la poca movilidad de estos crudos.

**Figura 18. Pozos Horizontales**



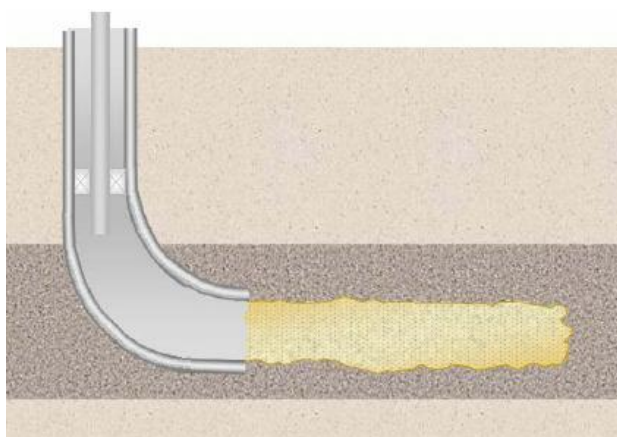
Fuente: [http://www.amerexco.com/images/Horizontal\\_Example](http://www.amerexco.com/images/Horizontal_Example).

### **3.1.2. Completamientos de Pozos**

Para el completamiento de pozos, especialmente en pozos horizontales para Crudos Pesados y Extrapesados, las alternativas más usadas son las siguientes:

- El completamiento a hueco abierto, que es utilizado cuando la roca del yacimiento está bien consolidada y no hay riesgo de colapso de las paredes del hueco, pudiendo evitarse el recubrimiento del pozo y dejando completamente abierta el área de flujo hacia el pozo, mejorando la productividad del mismo.

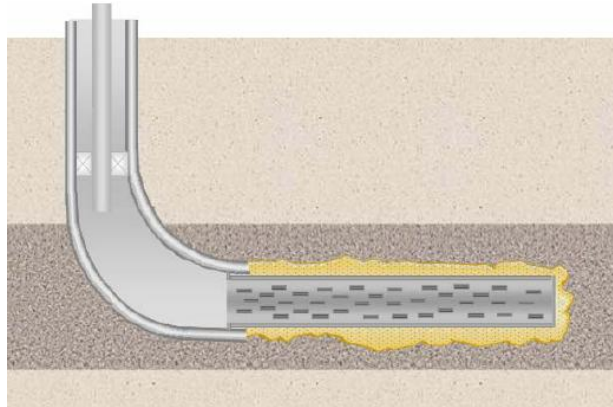
**Figura 19. Completamiento en Hueco Abierto**



Fuente: "Perforación Horizontal". Nelson Jaimes y Jorge Mantilla.

- Otra técnica muy utilizada es el uso de Liner Ranurado, que no es más que tubería de revestimiento con pequeñas ranuras y/o aberturas, la cual no se cementa sino que es colgada por medio de un hanger ó colgador en la parte inferior del revestimiento cementado inmediatamente anterior y cuya ventaja adicional es el control de la producción de arena.

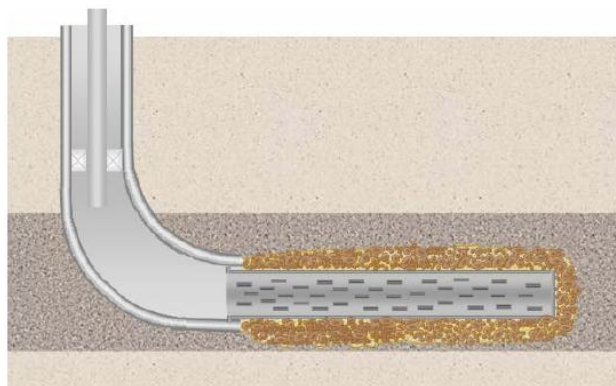
**Figura 20. Liner Ranurado**



Fuente: "Perforación Horizontal". Nelson Jaimes y Jorge Mantilla.

- El empaquetamiento con grava, que consiste en un liner ranurado forrado en una malla y empaquetado con grava en el anular, para asegurar una mejor reducción y control de producción de arenas que no pueden ser controladas con el liner ranurado.

**Figura 21. Empaquetamiento con Grava**



Fuente: "Perforación Horizontal". Nelson Jaimes y Jorge Mantilla.

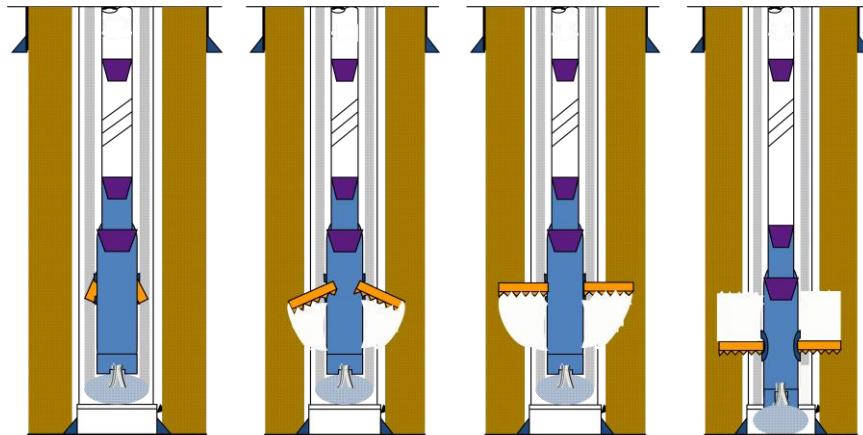
Para la elección de un método de completamiento se requiere de un gran conocimiento del yacimiento, naturaleza de las rocas, fluidos encontrados y heterogeneidades en el yacimiento, para asegurar el éxito de la técnica aplicada para el recobro de aceite.

### 3.1.3. Completamientos Especiales

Cuando por diferentes circunstancias, los yacimientos no permiten la perforación de pozos horizontales y/o cuando se prefiere la perforación de pozos verticales, existe una técnica que se ha aplicado ya en varios Campos de Colombia, la cual consiste en intervenir el pozo vertical ya perforado y revestido, utilizando unas herramientas especiales para romper la tubería de Casing después de instalada y cementada, realizando una conexión directa con el intervalo, yacimiento y/o formación de interés, con el objeto de ampliar el área de flujo del Pozo e incrementar la productividad del mismo.

Esta técnica es conocida como Ensanchamiento de Pozos y existe poca literatura en donde se documente la misma.

**Figura 22. Ensanchamiento de Pozos**



*Fuente: Grupo Administrador del Activo Rubiales. Ecopetrol S.A.*

### 3.1.4. Técnicas de Recuperación

Los métodos de recuperación de Crudo Pesado y Extrapesado incluyen la producción primaria, la recuperación mejorada del petróleo en frío y la producción térmica. La selección de cualquiera de estos métodos dependerá de muchos factores, incluyendo la etapa de producción del yacimiento, las

propiedades del fluido y de la formación, geología del yacimiento, reservas disponibles, facilidades de transporte y la economía subyacente de Petróleo Pesado en una determinada región. A continuación se describirá muy brevemente cuales son las técnicas más conocidas y utilizadas y en qué consisten.

#### **3.1.4.1. Recuperación Primaria**

La recuperación primaria es la primera etapa de la producción de Petróleo Pesado y de cualquier crudo en producción, en el cual se utiliza la energía natural del yacimiento, así como el drenaje gravitacional, desplazando los hidrocarburos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo y hasta la superficie en algunos casos cuando el yacimiento posee la suficiente energía (presión) para ello; sin embargo, como la presión del yacimiento en muchos de los casos no es tan alta ó disminuye debido a la producción, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial para poder llevar los fluidos del pozo hacia superficie.

En los Crudos Pesados y Extrapesados un ejemplo de recuperación primaria es la producción a través de pozos horizontales convencionales así como por medio de pozos verticales. También existe la Producción en frío de Crudo Pesado con Arena, también conocida como CHOPS - Cold Heavy Oil Production with Sand, que es una técnica de recuperación primaria que implica la producción continua de arena para mejorar la recuperación de Petróleo Pesado del yacimiento.

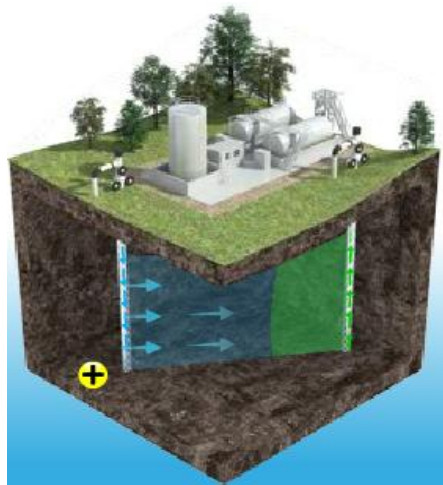
CHOPS pueden ser una técnica muy efectiva, incluso en yacimientos de capas finas, en donde otros métodos son ineficientes. Sin embargo, el diseño del sistema CHOPS requiere una buena comprensión de los mecanismos de producción, basada en la experiencia operacional; y, este entendimiento debe incluir las consecuencias de los altos niveles de producción de arena y el manejo de esta.

#### **3.1.4.2. Recuperación Mejorada de Petróleo en Frío**

La recuperación mejorada de petróleo en frío es la recuperación de Crudo Pesado, utilizando métodos no térmicos para ello, incluyendo la producción de los pozos horizontales y multilaterales con la inyección de gas, agua y solvente. Las técnicas de recuperación mejorada de Petróleo en frío son la inyección de agua (Waterflooding) y la técnica de Extracción de Vapor (VAPEX), las cuales se describen a continuación.

- **Inyección de Agua (Waterflooding):** Es el sistema más común de los procesos no térmicos de recuperación de Crudo Pesado, que consiste en la inyección de agua caliente para desplazar inmisciblemente el Petróleo Pesado. El proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos especiales para optimizar el proceso. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente básicamente son la reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

**Figura 23. Esquema de Waterflooding**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

- **Extracción de Vapor (VAPEX):** Otro proceso no térmico conocido como extracción de vapor consiste en la inyección de un vapor solvente para reducir la viscosidad y mejorar la movilidad de los Crudos Pesados. El diseño básico del sistema VAPEX es similar a SAGD, que consiste en dos pozos horizontales espaciados entre sí aproximadamente a 5 metros de distancia. Una mezcla de Gas/Disolvente se inyecta en el yacimiento a través del pozo superior para estimular la producción del pozo inferior. Este método todavía tiene que considerarse prácticamente como investigativo, pero representa un emocionante desarrollo tecnológico en la producción de Crudos Pesados y Extrapesados.

**Figura 24. Esquema de VAPEX**



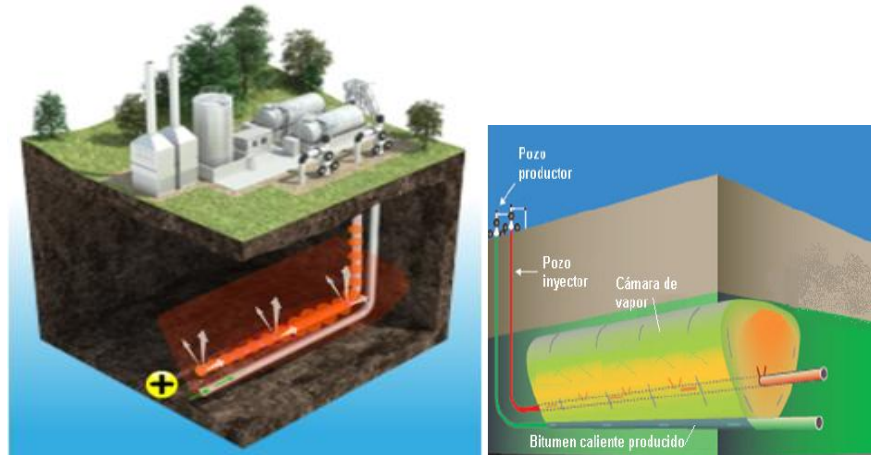
Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

### **3.1.4.3. Recuperación Térmica**

Los métodos térmicos por lo general incluyen la utilización de mecanismos para generar calor en el yacimiento con el objeto de mejorar la movilidad de los Crudos Pesados y Extrapesados, proporcionando así un mecanismo de desplazamiento. Algunos métodos térmicos utilizan la inyección de vapor, otros se ejecutan a través de la combustión del mismo crudo en el yacimiento y existen otras técnicas para el calentamiento de los fluidos del yacimiento a través de procesos eléctricos. A continuación se describen algunas de estas técnicas.

- **Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD):** El sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos, ubicados uno encima del otro; y, debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos Crudos Pesados y Extrapesados, se utiliza una distancia de unos pocos pies entre los pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior. Para el funcionamiento de este sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el crudo y reducir su viscosidad haciendo que, por gravedad, fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. Una limitación que presenta el sistema SAGD es que no puede ser aplicado a grandes profundidades debido a la pérdida de calor que ocurre durante el flujo del vapor desde la superficie hasta la formación de interés, siendo este el gran obstáculo que impide aplicar este sistema en yacimientos profundos.

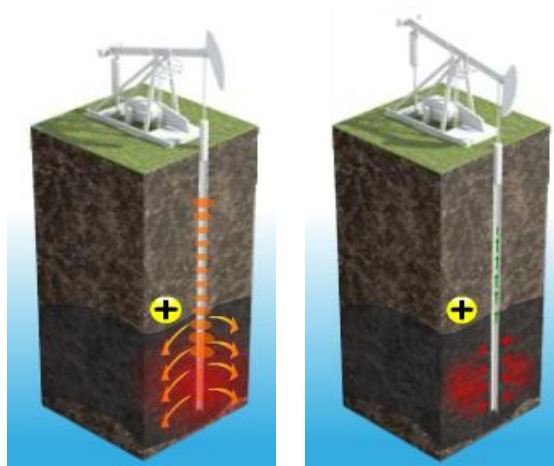
**Figura 25. Esquema del Sistema SAGD**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

- **Inyección Cíclica de Vapor (CSS):** En esta técnica, un pozo sencillo es usado para inyectar vapor dentro del yacimiento para calentar el aceite y para reducir su viscosidad. Después el pozo se cierra y el yacimiento se deja en fase de remojo. Luego, la operación del pozo inyector se invierte para producir el Crudo por un periodo de tiempo, hasta cuando se vaya perdiendo nuevamente la temperatura y la movilidad del Crudo, donde nuevamente el pozo es usado como inyector y se repite este proceso de manera cíclica. Esta técnica también es conocida como huff' n' puff.

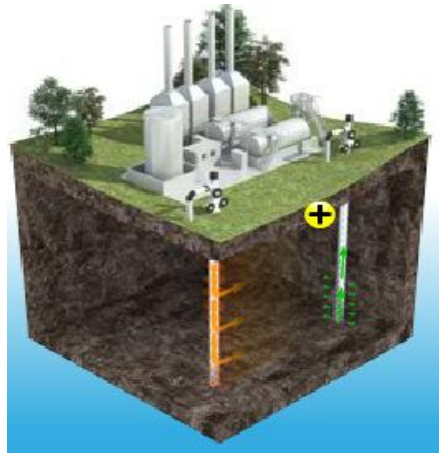
**Figura 26. Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

- **Inyección Continua de Vapor:** Proceso de desplazamiento que consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos inyector y productores se perforan en arreglos especiales para optimizar el proceso. Normalmente se utilizan dos pozos verticales de vapor. Uno inyecta vapor en el yacimiento, creando un frente de vapor que barre el aceite dentro del pozo productor.

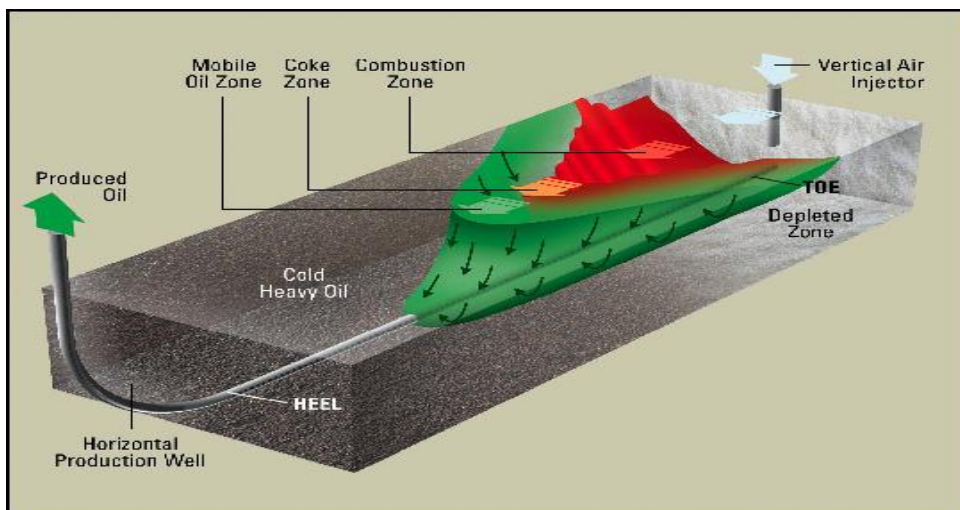
**Figura 27. Esquema de la Inyección Continua de Vapor**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

- **Combustión In Situ (Fireflooding):** Es el método más común para la producción de Crudos Pesados y Extrapesados. La Combustión In Situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante la ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas que contribuyen a mecanismos de empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores. En esta técnica, también conocida como “Fireflooding”, se inicia la inyección del aire desde un pozo vertical, mientras que el petróleo se produce a partir de un pozo horizontal que se encuentra a una gran proximidad del pozo vertical inyector de aire.

**Figura 28. Esquema de Combustión In Situ**



*Fuente: "Heavy Oil Workshop 2010 - Villavicencio Meta". Septiembre de 2010.*

Los procesos de inyección de vapor pueden llegar a ser bastante eficientes, no obstante su aplicabilidad se limita en muchas ocasiones; como en los casos donde el pozo es muy profundo, en donde la pérdida de calor es significativa y la calidad del alcance del vapor inyectado es muy baja.

Existen algunos métodos alternativos de calentamiento para yacimientos de Crudo Pesado y Extrapesado para aplicar cuando la inyección de vapor no da resultado ó cuando la Combustión In Situ no es efectiva. Estos son los métodos de Calentamiento Eléctrico, que se resumen principalmente en dos; el calentamiento eléctrico resistivo a baja frecuencia y el calentamiento por microondas.

- **Calentamiento Eléctrico Resistivo a Baja Frecuencia:** Dos pozos productores vecinos actúan uno como cátodo y el otro como ánodo. La diferencia de potencial se aplica a través de dos electrodos y la trayectoria que sigue la corriente eléctrica es trazada por la capa continua de agua. Por esto, para mantener el circuito eléctrico, la temperatura de la formación deberá mantenerse cerca al punto de ebullición del agua (a la presión in situ) sin sobrepasarla.
- **Calentamiento por Microondas:** El calentamiento por alta frecuencia se realiza utilizando una antena que envía señales de microondas, ubicada en una parte baja del pozo, cerca de la formación. Este proceso se puede hacer en un pozo simple, el cual se puede utilizar para emitir las ondas y para producir el Petróleo al mismo tiempo.

## **3.2. Extracción**

La función principal de los sistemas de levantamiento artificial es proporcionarle al yacimiento la energía suficiente para poder llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie y/o realizar el proceso de extracción.

Entre los métodos de levantamiento artificial más aplicados para la extracción de Crudos Pesados y Extrapesados se encuentran el Bombeo Mecánico (BM), el Bombeo Electrosumergible (BES) y las Bombas de Cavidades Progresivas (BCP). En algunos campos se ha intentado utilizar el Bombeo Hidráulico, sin tener resultados de altos desempeño, aunque actualmente se encuentra en investigación la aplicabilidad eficiente de este tipo de levantamiento en los Crudos Pesados. A continuación se presenta de forma muy breve una descripción de cada uno de estos métodos.

### **3.2.1. Bombeo Mecánico (BM)**

Este sistema consiste en un ensamble de un equipo de superficie y de fondo, el cual eleva el fluido del fondo del pozo hacia superficie por la acción recíproca de una unidad de bombeo que levanta y baja una sarta de varillas y una bomba tipo pistón de fondo. Este sistema maneja bajas tasas de líquido, trabaja a bajas relaciones Gas Líquido (RGL), la profundidad es limitada (5.000 pies máximo), presenta problemas en pozos con presencia de arena, solo se puede utilizar en pozos verticales ó con poca inclinación y no es aplicable en operaciones costa afuera.

Este sistema es muy utilizado para la extracción de Crudos Pesados, entre otras razones porque puede ser combinado con la inyección cíclica de vapor sin que el sistema se deteriore, dado la bomba permite trabajar a las altas temperaturas.

En Venezuela se ha implementado el recobro de Crudo Pesado por medio del bombeo mecánico, el cual se ha combinado con las técnicas de inyección cíclica de vapor, debido a las altas viscosidades manejadas. Allí este sistema combinado ha resultado altamente eficiente.

En Canadá, para la producción de crudos de alta viscosidad, este sistema de levantamiento ha dado excelentes resultados y se desarrolló un software para el diseño de bombeo mecánico en Crudos Pesados específicamente.

En Colombia, en el Campo Cocorná, se encuentra instalado el sistema de bombeo mecánico, produciendo un crudo de 13 °API con muy buenos resultados. Para lograr esto, se ha combinado también con la técnica de inyección de vapor como método de recobro mejorado.

**Figura 29. Esquema de Superficie del Bombeo Mecánico**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

### **3.2.2. Bombeo Electrosumergible (BES)**

Este sistema basa su funcionamiento en el uso de una bomba centrífuga multietapas. La potencia que requiere la bomba es administrada por un motor eléctrico que está localizado en el fondo del pozo, conectado por medio de unos cables de potencia que vienen desde la superficie y por medio de este recibe la corriente eléctrica necesaria para su operación.

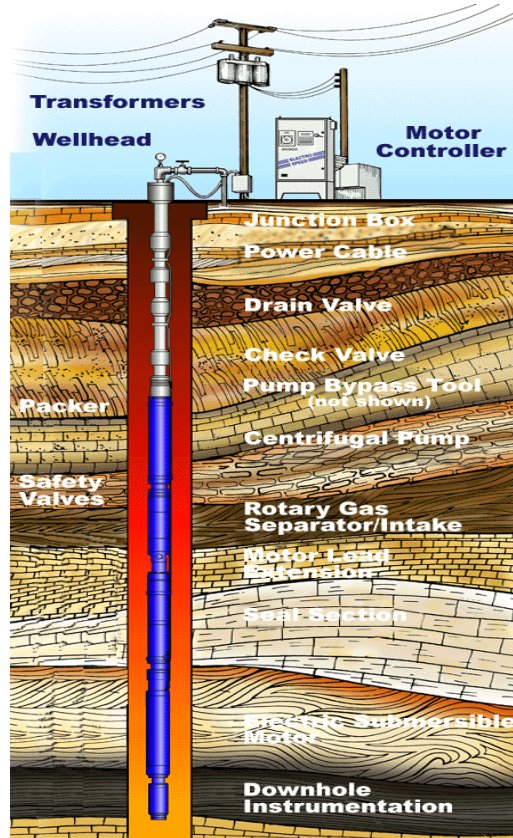
Maneja altas tasas de líquido, trabaja a bajas RGL, la profundidad no es limitada, presenta problemas con la producción de arena, es adaptable para distintas inclinaciones en los pozos, el costo de inversión y reparación es relativamente alto (directamente proporcional con la profundidad), la producción de gas disminuye la eficiencia e incrementa los costos.

El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible ha sido ampliamente usado en la producción de Crudos Pesados y Extrapesados, debido a que es económico y lo suficientemente efectivo como para bombear altas cantidades de fluido, que en algunos casos se encuentran a grandes profundidades. Adicionalmente, al igual que en la mayoría de los sistemas de levantamiento, es apropiado realizar un estudio previo de emulsiones al fluido, para su correcto manejo y con el fin de no generar altos consumos de energía.

Este sistema ha sido utilizado en algunos campos de Venezuela, en donde se ha optimizado su rendimiento aplicando la inyección de diluyentes en el fondo del pozo, a través de capilares instalados junto con el cable de potencia de la bomba.

En Colombia, en los Campos Rubiales y Castilla, este sistema ha sido implementado con excelentes resultados. En el Campo Rubiales por ejemplo, casi la totalidad de los pozos utilizan este sistema y particularmente en pozos los horizontales, que son mayoría en este campo, el sistema ha mostrado altos desempeños.

**Figura 30. Esquema del Bombeo Electrosumergible**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

### **3.2.3. Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP)**

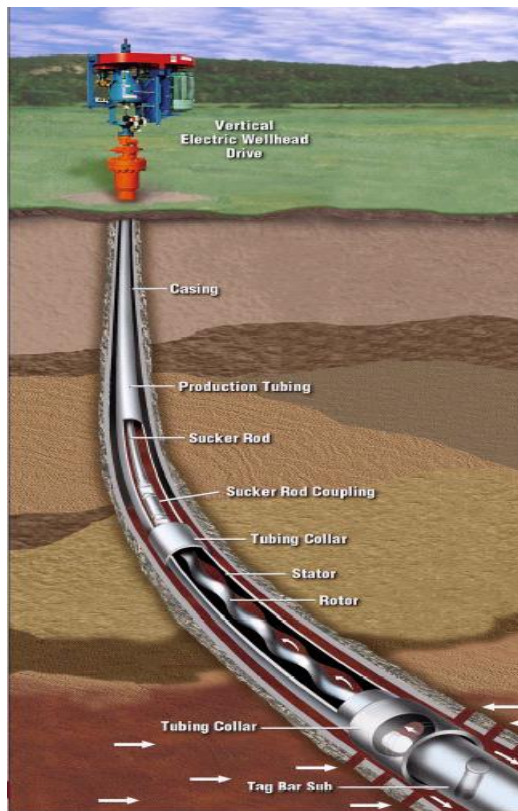
La bomba de cavidades progresivas crea un desplazamiento positivo que se genera por la formación de cavidades selladas hidráulicamente y separadas entre sí, las cuales se presentan cuando el rotor gira dentro del estator, lo que hace que estas tengan un desplazamiento axial hacia superficie. Las BCP están compuestas principalmente por dos piezas longitudinales en forma de hélice, que a su vez forman un engranaje helicoidal, lo que hace que una de las partes gire en contacto permanente dentro de la otra que se encuentra completamente fija.

Este sistema de bombeo maneja rangos medianos de tasas de líquido, trabaja a RGL bajas, es adaptable hasta medianas profundidades, puede manejar arena, permite solo cierta inclinación en el pozo, la producción de gas afecta su eficiencia y duración. En su aplicación anterior, existía la complejidad en la selección del elastómero (material interno del estator), dado que se debía verificar la compatibilidad de éste con el crudo, lo que para los Crudos Pesados era un inconveniente por su alto contenido de contaminantes. Sin embargo, en la actualidad se ha creado, todavía en fase de investigación y con algunos casos exitosos, la BCP con el rotor y el estator de metal; es decir, metal - metal. Esto pretende darle una muy buena aplicabilidad para los Crudos Pesados.

Este sistema se ha utilizado en Canadá y Venezuela con muy buenos resultados en pozos de bajas ratas de producción.

En Colombia se ha instalado este tipo de bombeo por cavidades progresivas en algunos pozos verticales del Campo Rubiales con bajas productividades, en los cuales se han obtenido resultados satisfactorios.

**Figura 31. Esquema del Bombeo por Cavidades Progresivas**



Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com>. 2010.

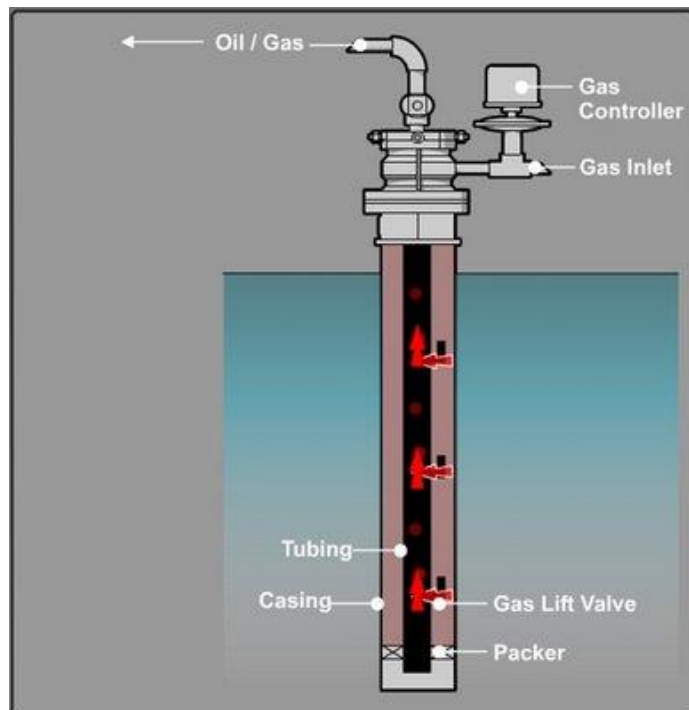
### 3.2.4. Sistema de Levantamiento por Gas (Gas Lift)

El principio fundamental del levantamiento por gas consiste en la inyección de gas a través de una serie de válvulas ubicadas a lo largo de la tubería de producción, las cuales se activan por presión, desde la más profunda hacia la más somera. La finalidad del gas inyectado es el de airear el fluido de producción, disminuyendo la densidad del mismo, hasta lograr que el peso de la columna hidrostática sea tan bajo que el fluido sea capaz de llegar hasta superficie; es por esto que este sistema es conocido como una prolongación del flujo natural del Pozo.

Este sistema puede darse mediante la inyección continua de gas ó mediante la inyección intermitente, basándose siempre en el mismo principio de reducir el peso de la columna de fluido.

En las aplicaciones para la extracción de Crudos Pesados, se ha utilizado la inyección del gas con un disolvente ó diluyente, logrando reducir su viscosidad además de la densidad, lo que facilita el levantamiento de este tipo de fluidos. Este sistema combinado ha sido altamente aplicado en algunos Campos de Venezuela, obteniendo resultados muy positivos.

**Figura 32. Esquema del Sistema de Levantamiento por Gas**



*Fuente: Autores.*

### **3.2.5. Bomba de Cavidades Progresivas Electro-Sumergible (BES-BCP)**

Este sistema consiste en la combinación de la bomba de cavidades progresivas (BCP) conducida con el motor de la bomba Electrosumergible (BES) y se ha destacado como un sistema de levantamiento de fluidos de fondo de pozo, ideal para usarlo en pozos horizontales, manejando una alta eficiencia de producción incluso para fluidos viscosos y con alto contenido de sólidos.

En Canadá, se ha optado por utilizar este sistema BES-PCP, para algunos pozos desviados de algunos Campos, obteniendo resultados muy favorables.

### **3.3. Procesamiento**

La separación entre el agua y los Crudos Pesados y Extrapesados, representa una operación más laboriosa y compleja que con los Crudos Livianos y Medios, debido a la poca diferencia de densidades que tienen ambos líquidos; de la misma manera, por este mismo motivo los tiempos requeridos para el proceso de separación se hacen más extensos que los tiempos utilizados para los crudos convencionales, y se pueden demorar aún más si las emulsiones existentes son de una naturaleza muy fuerte.

No obstante, y especialmente para el procesamiento de los Crudos Pesados y Extrapesados, desde hace algunos años se ha venido investigando y mejorando los sistemas y equipos de tratamiento actuales, lo que ha permitido optimizar los tratamientos para estos Crudos.

#### **Coalescedor Electrostático**

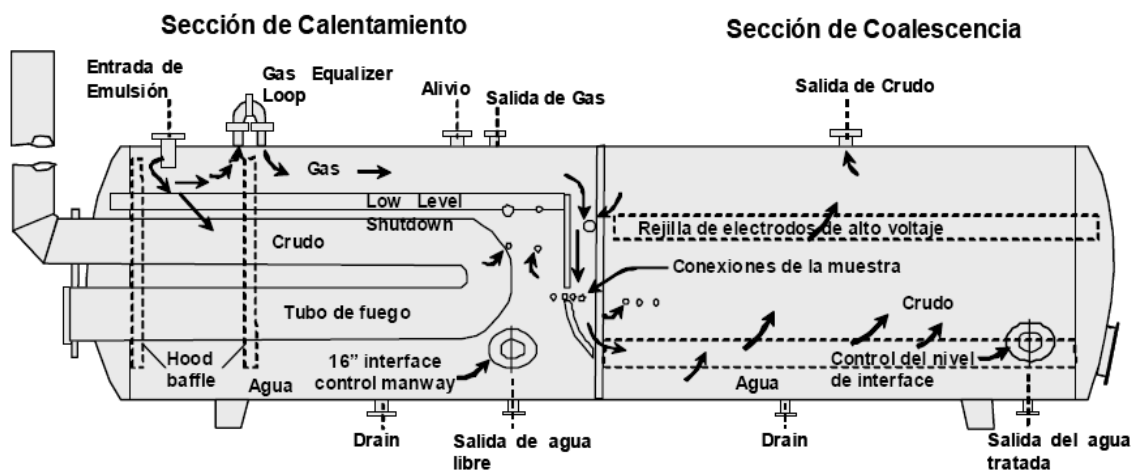
Este es el caso de los procesos de deshidratación electrostática, los cuales consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Las principales ventajas que se tienen con el tratamiento electrostático son las siguientes:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por debajo de las que requieren los tratadores – calentadores convencionales

- Debido a que los deshidratadores electrostáticos son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y Gun Barrels, estos son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento generan menores problemas de corrosión e incrustación.
- Se pueden utilizar para tratar grandes volúmenes de fluido con un requerimiento mínimo de recipientes.

**Figura 33. Coalescedor Electrostático**



Fuente: "Deshidratación de Crudo". Shirley Marfisi y Jean Salager.

### 3.4. Manejo y Mejoramiento

En el caso de la producción de Crudos Pesados y Extrapesados, siempre hay requerimientos especiales en las facilidades de superficie, a los necesarios para los Crudos Convencionales. Para las técnicas de producción térmica se requieren importantes instalaciones adicionales y procesos necesarios para el manejo del agua y/o generación de vapor y su transporte. Además, los procesos térmicos pueden crear emulsiones y arena, que son elementos que requieren un manejo más demorado y complejo.

Adicional a esto, la materia prima generada de estos procesos de tratamiento y manejo, el Crudo Pesado y Extrapesado, no son crudos de muy buena calidad y no siempre son de fácil y eficiente comercialización. Para esto, existen los procedimientos de mejoramiento de estos Crudos, que buscan maximizar los beneficios de un barril de crudo, para extraer la mayor cantidad de recursos posibles de estos hidrocarburos.

En la actualidad su beneficio se aprecia en factores de materia económica, dada la alta demanda de derivados medianos utilizados en el transporte y de manera industrial como combustible para calderas y otros equipos de calentamiento empleados en la elaboración de productos como el plástico, fundición de metales, entre otros.

Realmente, lo que se denomina mejoramiento del petróleo es la conversión de un Crudo Pesado o Extrapesado, en uno mediano o liviano. Actualmente existen en el mercado más de 50 procesos de mejoramiento de petróleo en la superficie, todos ellos patentados y algunos de ellos con plantas de operación en varios países; otros están en etapa de laboratorio, esperando un financiamiento que permita su desarrollo final.

El proceso de mejoramiento de petróleo puede ser en superficie, en plantas o en el yacimiento; entre ellos están los siguientes:

- Procesos Térmicos de ruptura (Cracking).
- Procesos de Ruptura por residuos catalíticos.
- Procesos de Hidrotratamiento e Hidroconversión residual.
- Procesos de Ruptura por Hidrógeno.
- Procesos por Gasificación.
- Procesos de desasfaltificación por solventes.

Para el mejoramiento de los Crudos Pesados y Extrapesados en plantas de superficie, se destacan los procesos EUREKA, el proceso HOT y el proceso ABC, de los cuales se hace una breve descripción a continuación.

#### **3.4.1. Proceso EUREKA**

Es un proceso comercialmente probado, el cual genera petróleo liviano, petróleos aromáticos y un residuo pesado de hidrocarburos. La reacción de este proceso ocurre a baja presión inyectando vapor en un reactor, manteniendo al petróleo en un estado líquido y homogéneo. El petróleo es estabilizado al igual que el gas que es tratado para eliminar los productos ácidos.

La alimentación del sistema pasa por un precalentador para luego entrar en el fondo de un fraccionador donde es mezclado con petróleo residual. La mezcla es bombeada a un calentador que alimenta al sistema de reactores. Este sistema consiste en dos reactores que operan alternadamente en un periodo de dos horas cada uno.

En el reactor, la reacción térmica de ruptura de las moléculas ocurre en presencia de vapor súper calentado que se inyecta al mismo. La función del

vapor es eliminar los productos muy pesados que se generan y aportar el calor requerido para la reacción. Al final, los productos de fondo son extraídos y enviados a la fosa de petróleo residual, mientras los otros productos son enviados a un fraccionador y las partes más livianas a un estabilizador.

La parte de Crudo Pesado se puede utilizar para generar vapor y por sus cualidades puede ser usada para generar monóxido de Carbono e Hidrógeno, así como aditivos para la industria metalúrgica.

### **3.4.2. Proceso HOT**

Este proceso permite mejorar Petróleos Extrapesados o residuos de otros procesos.

El petróleo es fraccionado catalíticamente en un fraccionador (Cracker) para petróleos medianos y livianos. El óxido ferroso ( $\text{FeO}$ ) es convertido por el catalizador en Tetraóxido triferroso  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  por reacción con el vapor para, generar Hidrógeno. El producto carbónico depositado en la superficie del catalizador es quemado en el regenerador formando monóxido de carbono y produciendo calor, el cual es necesario para romper el petróleo alimentado.

### **3.4.3. Proceso ABC**

El petróleo es bombeado en un reactor a presión y mezclado con hidrógeno. La mezcla es calentada a temperatura de reacción en un calentador. Esta es enviada a un reactor donde es hidrodeshmetalizada y posteriormente fraccionada con una desulfurización moderada.

La mezcla es luego separada en gases, productos livianos, destilados y medianos. El residuo es enviado a un calentador. De allí pasa a un extractor donde es mezclado con un diluyente. Pasa a otro separador donde el diluyente es recuperado y se extraen las partes más livianas de esa fracción pesada. El remanente puede ser enviado a la fosa o al reciclado.

## **3.5. Transporte**

Gracias a las altas viscosidades de los Crudos Pesados y Extrapesados, su transporte, sea por oleoductos ó por carro tanques, se hace más complicado. Por ejemplo, para el transporte por oleoductos, la alta viscosidad le resta capacidad de fluidez, por lo que se requeriría demasiada energía para hacer fluir estos Crudos por un oleoducto de una longitud considerable. Para solucionar este inconveniente, se han utilizado a nivel mundial algunas técnicas, cuyo objetivo consiste primordialmente en reducir la viscosidad de los fluidos a transportar y/o

en bajar la fricción en la tubería. Las técnicas más conocidas a nivel mundial para conseguir esto, son el calentamiento, la dilución, el mejoramiento, la emulsificación y el flujo anular, cuyos principios se explicarán de forma muy resumida a continuación.

### **3.5.1. Calentamiento**

Como la viscosidad del crudo decrece drásticamente con el aumento de la temperatura, este método es atractivo para mejorar las propiedades de flujo del crudo. Entre las desventajas del calentamiento están los problemas de corrosión, el consumo energético (se consume alrededor del 15% del crudo que se transporta) y los cambios en la estructura coloidal del petróleo, lo que puede generar inestabilidad en los centros de almacenamiento o refinamiento.

### **3.5.2. Dilución**

Otro método para ayudar al flujo de Crudos Pesados y Extrapesados es mezclarlos con hidrocarburos livianos como la nafta o el keroseno. En Colombia se transportan cerca de 100 KBPD de crudo pesado Castilla, diluido con nafta y otros hidrocarburos livianos, reduciendo la viscosidad de los 8.000 cp a los 300 cp a 86 °F. El principal problema de la dilución es la disponibilidad de los diluyentes y la necesidad de sistemas de inyección, recuperación y reciclaje del diluyente.

### **3.5.3. Mejoramiento**

Este método consiste en modificar la composición del crudo para hacerlo más liviano y menos viscoso. Las tecnologías de mejoramiento tales como hidrotratamiento, tradicionalmente usada en las refinerías y/o en plantas, pueden ser consideradas para esta aplicación.

### **3.5.4. Emulsificación**

Con la adición de un surfactante se puede formar una dispersión de gotas de crudo en agua la cual posee menor viscosidad que el crudo puro. En Venezuela se desarrolló la Orimulsión, que permite reducir la viscosidad del Crudo Extrapesado de 10.000 cp a 600 cp a 30°C para poder transportar unos 600 KBPPD de una emulsión de 70% de Crudo Extrapesado y 30% de Agua.

### **3.5.5. Flujo Anular**

El flujo anular puede llegar a ser un método atractivo para el transporte de crudos viscosos. En este método, una fina capa de agua "lubrica" la pared de la tubería, disminuyendo la pérdida de energía por fricción. Si el flujo anular es perfecto o ideal, las pérdidas por fricción serían equivalentes a las ocasionadas por el transporte de agua pura. Poca aplicabilidad se ha encontrado a este método a nivel de la industria, pues en realidad el crudo tiende a adherirse a la pared interna de la tubería, pero esta técnica aún continúa en estudio, tratando de perfeccionar su aplicabilidad en la industria petrolera.

## 4. CONCLUSIONES

A nivel mundial, el crudo convencional ha alcanzado ya su pico de producción y está comenzando a declinar rápidamente. Si esta tendencia se mantiene, en unos pocos años la producción de Crudo no será suficiente para suplir la demanda energética mundial, la cual actualmente ya se ha tenido que completar con otras fuentes de energía diferentes. De acuerdo con esto, y para asegurar en parte el equilibrio entre la oferta y la demanda de consumo energético, la industria petrolera debe centrar su atención en la búsqueda y explotación de recursos de Hidrocarburos no convencionales, como los son los Crudos Pesados y Extrapesados.

En Colombia, se evidencia la importancia que se le ha dado al desarrollo de los Crudos Pesados y Extrapesados. En la continua búsqueda y la estrategia agresiva para el crecimiento en este mercado, se ha identificado la Cuenca de los Llanos Orientales como la de mayor apalancamiento al desarrollo y al futuro de Colombia como un productor potencial de estos Crudos no Convencionales. Es así como la Cuenca de los Llanos Orientales se sitúa como una de las Cuencas más importantes a nivel Mundial en términos de potencial para la explotación de Crudos Pesados y Extrapesados.

Para asegurar los niveles de producción que se proyectan para Colombia y para garantizar una explotación optimizada de estos recursos de Crudos Pesados y Extrapesados, es necesario asegurar la infraestructura de transporte y los recursos y sistemas para la evacuación de estos mismos. Para esto, se resalta la necesidad de ampliar la infraestructura de oleoductos y se identifica y plantea la posibilidad de ampliar también la infraestructura de refinamiento en el País.

En algunas partes del mundo, se ha venido avanzando en la investigación y desarrollo de tecnologías que apalanquen el crecimiento en la explotación de estos crudos no convencionales. En este documento se recopiló algunas de las mejores prácticas y tecnologías que se utilizan para ello a nivel mundial. Sin embargo, aunque muchas de estas tecnologías han funcionado en la explotación de estos crudos, la industria debe continuar con la investigación y desarrollo de tecnologías que permitan apalancar el crecimiento en el desarrollo y explotación de los Crudos Pesados y Extrapesados, asegurando y optimizando las rentabilidades de estos proyectos de crudos no convencionales.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

ARCILA Erwin, Evaluación integral de los Yacimientos de la Formación Carbonera en el Campo Rubiales, Colombia, 2006.

BRITISH PETROLEUM, Statistical Review of World Energy Report, Inglaterra, 2010.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast 2006-2020, Canadá, 2006.

CINCO LEY Héber, Situación Actual y Futura de la Tecnología en la Industria de Hidrocarburos, México, 2008.

CLARK Brian, GRAVES W. Gordon, GURFINKEL Mariano E., LOPEZ Jorge E. and PEATS Allan W., Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study – “Heavy Oil, Extra-Heavy Oil and Bitumen”, Schlumberger, 2007.

FLINT Len, Bitumen and Very Heavy Crude Upgrading Technology, Canadá, 2004.

FLINT Len, Bitumen Recovery Technology: “A Review of Long Term R&D Opportunities”, Canadá, 2005.

GOMEZ PRADA Luis Gonzalo, Recuperación mejorada por inyección de fluidos calientes al yacimiento, Bogotá, 1987.

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO, Exploration & Production Activities and Markets, Francia, 2008.

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO, Oil Supply and Demand, Francia, 2008.

IRASTORZA TREJO Verónica, Informe de la Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, México, 2008.

JOHNSON F. Sam and WALKER C.J., Oil Vaporization During Steam Flooding, SPE AIME, 1971.

MANSILLA Diana, Evaluación del potencial petrolífero en la franja de Crudos Pesados para los Bloques APiay, Pachanquiario y Cubarral, Colombia, 2006.

MATTHEWS Cam, Siri Pilot Project - First Offshore Extraheavy and Viscous Oil, SPE Paper, 2010.

MEYER R.F. and ATTANASI E.D., Heavy Oil and Natural Bitumen - Strategic Petroleum Resources, 2003.

MONTES Erik and PACHECO Héctor, Aplicación de Nuevas Tecnologías para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Colombia, 2006.

PÁEZ CAPACHO Ruth, Diseño de un Sistema Simulador de Alternativas para Levantamiento Artificial de Crudos Pesados Campo Castilla, Colombia, 2003.

RAMÍREZ Jonathan, RINCÓN Yenny and RODRÍGUEZ Liz, Análisis de exploración y desarrollo de los bloques CPE-1 A CPE-8 de Crudo Pesado con implementación de métodos de producción de frío en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, Colombia, 2010.

SCHLUMBERGER, Heavy Oil Reservoirs, 2002.

SPE ASOCIATION, Memorias del Heavy Oil Workshop, Villavicencio, 2010.

VEIL J.A. and QUINN J.J., Water Issues Associated with Heavy Oil Production, USA, 2008.

VIVIESCAS Geoffrey and BARRIOS Ernesto, Alternativa de Transporte no Convencional de Crudo Pesado Castilla mediante la Inyección de Gases de Combustión, Colombia, 2008.

WWW.OPEC.ORG. Octubre 2010.

WWW.HEAVYOILINFO.COM. Octubre 2010.