

CADENA DEL PETRÓLEO 2009



CADENA DEL PETRÓLEO 2009

ISBN

978-958-8363-05-9

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

Director General

Alirio Delmar Fonseca Mejía

Subdirector de Energía

Jairo Ovidio Pedraza Castañeda (E)

Subdirector de Información

Mauricio Molano Yáñez

GRUPO DE TRABAJO

Beatriz Herrera Jaime

Dora Liliam Castaño Ramírez

Juan Felipe Cárdenas Valderrama

Sandra Johanna Leyva Rolón

Verónica Ortiz Cerón

Coordinación Editorial

Luz Ángela Enríquez López

Bogotá, mayo de 2009

Impreso por

Gráficas Ducal Ltda.

Contenido

Presentación	7
Entorno Internacional	9
Entorno Nacional	39
Industria del Petróleo en Colombia	51
Situación en el “Down Stream”	67
Comercio Exterior	99
Biocombustibles en Colombia	105
Anexos	123

Presentación

El petróleo se ha convertido en una fuente energética imprescindible para la sociedad y su importancia no ha dejado de aumentar desde el siglo XIX, cuando se realizaron sus primeras aplicaciones a nivel industrial. Su transformación en productos de alto valor agregado lo erige como uno de los factores esenciales de desarrollo económico y social en todo el planeta. Prácticamente todas las actividades económicas, se sustentan en el petróleo como fuente energética y hoy representa cerca del 35% de las necesidades energéticas mundiales.

A lo largo del siglo XX y lo corrido del nuevo milenio, desde lo más básico hasta los últimos avances de la tecnología se fundamentan en materiales procedentes del petróleo o sus derivados, convirtiéndose en el protagonista de los últimos tiempos. Es difícil imaginar la vida sin las comodidades que brinda esta fuente, cuyas ventajas siguen siendo grandes.

La presencia de este recurso ha causado guerras, ha determinado victorias o derrotas y de acuerdo con su abundancia o escasez ha hecho a unos países más ricos que a otros. Su utilización a lo largo del tiempo ha traído un complejo impacto medioambiental, con un incremento sustancial de los gases de efecto invernadero. Así pues, su importancia no se restringe a un concepto meramente económico sino que impacta en otros ámbitos como el social, político y ambiental.

Colombia ocupa el cuarto lugar en cuanto a producción de petróleo en América Latina y el Caribe, aunque no se considera un país petrolero, forma parte de aquellos que disponen de los recursos necesarios para atender los requerimientos internos, como pocos en el mundo. La relevancia de este recurso, radica en la seguridad energética y su aporte al desarrollo económico nacional, ya que este sector contribuyó en la balanza comercial con un 34%, es decir, con más de 12 mil millones de dólares del total de exportaciones, que durante el 2008 ascendieron a 36 mil millones, lo que ha permitido aliviar la situación fiscal del país. Son éstos hechos, los que señalan la importancia para Colombia, de mantener la autosuficiencia petrolera y la capacidad exportadora.

El panorama que caracteriza al país en materia de prospectiva de la producción petrolera futura, a corto, mediano o largo plazo, es el de una elevada incertidumbre, sin embargo, se requiere proyectar el futuro para inferir las posibles necesidades colombianas en materia de petróleo, no solo en cuanto a disponibilidad, sino también en cuanto a impactos macroeconómicos ante potenciales escenarios desfavorables.

Los niveles de reservas que se vienen manteniendo desde los inicios de este siglo, hacen que la adición de éstas sea una prioridad del Gobierno. En buena medida la mayor parte de su incorporación en los últimos cinco años es consecuencia del proceso de revaluación de las mismas reservas, así como del desarrollo de

campos existentes. No obstante, esta tendencia no es sostenible en el largo plazo y es necesario disponer de un nivel de reservas mínimo que permita la reposición de la producción de hidrocarburos.

En estos años, han sido record los esfuerzos no solo en la maximización de campos maduros, sino en la evaluación y calentamiento de áreas de frontera con la esperanza de poder agregar nuevas reservas de hidrocarburos de importante magnitud.

Ante un panorama inminente de declinación de la producción en los campos existentes y donde existe una tendencia de caída de precios comparados con los niveles alcanzados durante los años 2007 y 2008 en el entorno internacional, es un reto para el sector alcanzar los mejores resultados tendientes a un equilibrio, de cara a incrementar las reservas y mantener los niveles de producción. Para ello, es preciso tomar las mejores decisiones de modo que se continúe, por lo menos con los niveles de inversión observados desde el 2004 y se apliquen las mejores prácticas operativas y de gestión con el propósito de dar viabilidad a los proyectos requeridos.

Bajo este contexto, es esencial la realización de actividades de planificación que conduzcan al logro de una industria petrolera eficiente, competitiva, capaz de cubrir las necesidades futuras de nuestro país y que siga siendo motor de desarrollo.

Este documento pretende servir de herramienta al Estado, a los agentes del sector, a analistas, investigadores y empresarios, para la toma de decisiones aportando información veraz, confiable y objetiva del sector. En él se analiza la evolución de cada una de las actividades que componen la cadena del petróleo, tras las nuevas condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en concordancia con el nuevo rol que desempeñan la ANH y Ecopetrol S.A para la administración del recurso petrolero y el mejoramiento de su participación en la industria petrolera nacional e internacional a fin de maximizar su beneficio.

Alirio Delmar Fonseca Mejía
Director General UPME



Entorno Internacional



Entorno Internacional

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

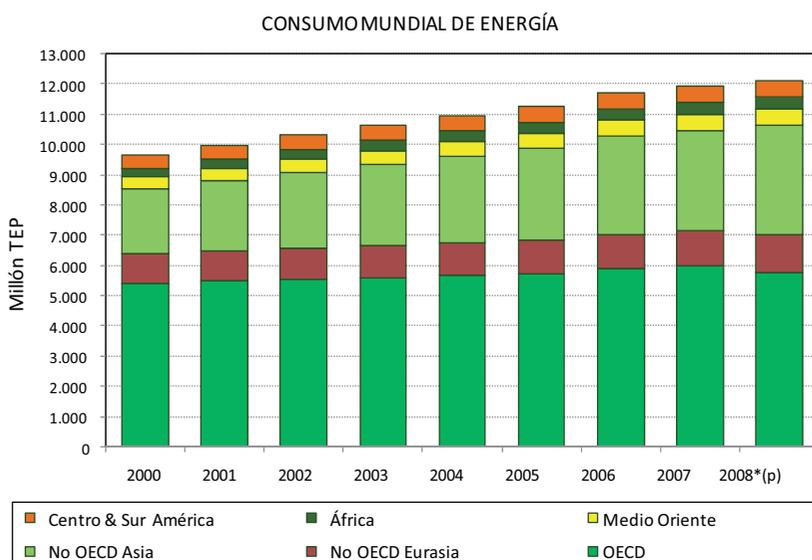
El bienestar, la salud, la duración de la vida del ser humano y el desarrollo económico de los países, están fuertemente ligados a la disponibilidad de energía. En realidad, la sociedad es dependiente de este recurso, que como la vida misma con su continua actividad, siempre está en acción, la energía también se mantiene en movimiento, desarrollándose, transformándose, cambiando con el mismo propósito de suplir las necesidades de los seres humanos.

En la actualidad, los países más pobres muestran los consumos más bajos de energía, mientras que los países ricos utilizan grandes cantidades de la misma. No obstante, este escenario se está modificando de forma categórica, y se prevé que se acentuará en los próximos años, en donde serán precisamente los países en vías de desarrollo quienes propicien con mayor rapidez, un aumento en su consumo de energía debido al incremento que tendrán en su población y en sus actividades económicas.

Uno de los factores que ha desacelerado las altas tasas de crecimiento del consumo mundial de energía, es el precio del petróleo, cuyo impacto se ha materializado en una menor utilización entre los países importadores de energía y por consiguiente una disminución en la tasa de crecimiento en los países exportadores.

El consumo global de energía en 2007 aumentó 2.4% con respecto a 2006, mostrando una desaceleración en comparación con 2005 cuando el incremento fue de 2.7%, pese al alto crecimiento económico mundial. La tasa de crecimiento de 2007, apenas estuvo por encima del promedio de los 10 años recientes, y el consumo de todas las fuentes de energía aumentó, con excepción de la nuclear, que mostró una ligera desaceleración, de acuerdo con la información presentada por *British Petroleum en su informe Statistical Review of World Energy 2008*.

El 2008, año de altísima inestabilidad económica, evidenciada por la gran volatilidad de los precios, influyó notablemente los mercados mundiales de la energía, plasmándose en una reducción del consumo energético mundial por la desaceleración económica, liderada por Norte América que observó un crecimiento negativo cercano al 6%, al tiempo que la Unión Europea con crecimiento también negativo registró una menor caída que llegó al 2%. Por su parte, la China conservó la tendencia mostrada en los últimos años y su consumo energético creció cerca del 3.4%, inferior a lo mostrado en 2007, cuando el aumento se aproximó al 7.7%. La India fue otra de las economías con buen desempeño en el 2008, mostrando una de las mayores tasas de crecimiento en el consumo con valores cercanos al 4%.



Gráfica No. 2.1

Fuente: IEA-DOE y *Statistical review of world energy 2008*

Indudablemente, la recesión económica se sintió con gran intensidad en los países de la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo - OECD lo que originó una reducción notable del consumo energético en el 2008, acercándose a los niveles de consumo ocurridos en el 2005, como consecuencia de la suspensión parcial de las actividades industriales, siendo más notable en éstos países, que en aquellos en vías de desarrollo y que en las economías emergentes, pese a la drástica caída de los precios de la energía en los últimos meses de 2008.

Es la tercera vez en casi cuarenta años que las economías más prósperas del mundo se perturban ante los altos precios del petróleo, lo cual demuestra de alguna forma la dependencia de éste recurso para lograr un crecimiento económico dado, dependencia que puede ser mayor debida al proceso de globalización.

A este respecto, analistas internacionales señalan que la recesión económica debe ser vista como una oportunidad de solución al problema energético mundial, por su papel clave en la lucha contra el cambio climático. En tal sentido, proponen que los gobiernos actúen mediante políticas de desarrollo que eviten los subsidios y que permitan el desarrollo de infraestructura energética amigable con el medio ambiente, sin que ello constituya un obstáculo para que se realicen las inversiones que garanticen el abastecimiento energético en el largo plazo, principalmente para la búsqueda de petróleo y gas natural.

La Gráfica No. 2.1, muestra la evolución del consumo mundial de energía en forma regional, y una vez más la región de Europa-Asia cuyos países no hacen parte de la OECD mostraron el mayor dinamismo durante el 2008, con una tasa de incremento cercana al 3.5

por ciento; destacándose Asia, cuyo crecimiento fue superior al 7%, seguido de Medio Oriente y de la región de Centro y Suramérica. Por su parte, los países de la zona Europea redujeron su consumo energético un 0.2 por ciento con respecto a 2007, debido a una caída del consumo en la gran mayoría de sus asociados.

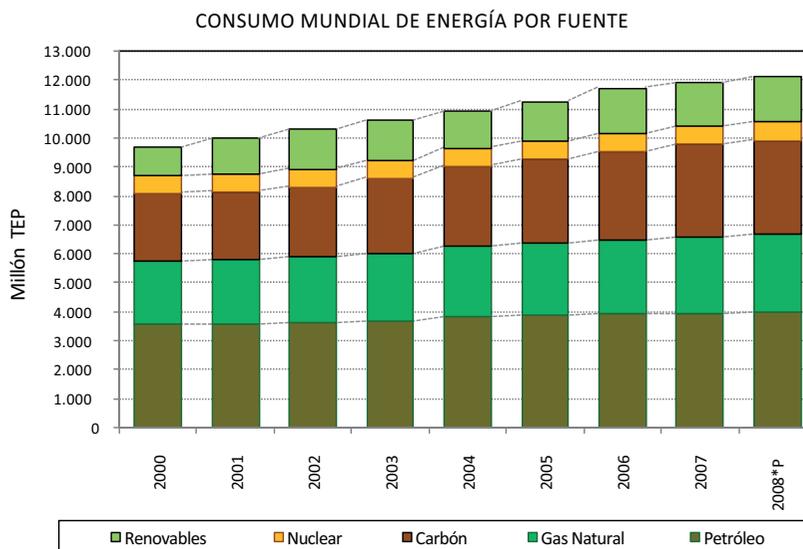
De nuevo, la mayor parte del aumento en el consumo total de energía durante el 2008 se debió al comportamiento de China e India con tasas de incremento superiores a 3%, frente a lo mostrado en 2007, sin dejar de lado que la crisis también alcanzó éstas economías, las cuales evidenciaron desaceleración, manifestada por una menor actividad industrial y caída de su demanda interna. Es de anotar, que la disminución del consumo energético en China no solo no solo fue generada por la crisis sino por la implementación de programas de ahorro y eficiencia energética.

En Centro y Suramérica, el dinamismo en el consumo fue menor al mostrado durante el 2007 y disminuyó con respecto al promedio de los últimos cinco años un 1.3%. Así las cosas, el crecimiento del consumo energético en el continente Latinoamericano durante el 2008, aún cuando no fue negativo alcanzó un poco más del 1.4%, cifra que se ubica ligeramente por debajo del consumo alcanzado durante el 2002.

La crisis económica mundial también tuvo sus repercusiones en África, donde se presentó una reducción del consumo final de energía, situación que se agudizó en los últimos meses del 2008, en razón a los altos precios. Los niveles de utilización de la energía en 2008 se aproximaron a los observados en la década de los 90, lo cual da una señal de situación de escasez de recursos en los países Africanos.

Gráfica No. 2.2

Fuente: IEA 2008 y Statistical review of world energy 2008



Como se aprecia en la gráfica No. 2.2, en términos de fuentes, el petróleo continúa siendo el energético de mayor consumo, seguido del carbón y el gas natural. Durante el 2008, el carbón fue la fuente de mayor tasa crecimiento con 2%, aunque moderada con respecto a la media mostrada en los últimos ocho años (4.1% promedio año).

El consumo mundial de petróleo durante el 2008, registró una disminución frente al 2007, impulsado por el comportamiento de la región Norteamericana, cuya reducción alcanzó una tasa de -4.5% al pasar de 25.5 millones de barriles día a 24.3. Igual suerte corrieron los países del Oeste Europeo donde la reducción del consumo fue de medio punto porcentual, lo mismo que las economías desarrolladas del Pacífico en la cuales la tasa promedio llegó al -2.7%.

En general, durante el año 2008 el consumo mundial de petróleo se redujo cerca de 50,000 barriles por día, situación que no ocurría desde hace 25 años y que advierte sobre la trascendencia de la crisis económica en los países industrializados, donde la pérdida fue de 1.45 millones de barriles por día, compensados en parte por el aumento de 1.4 millones de barriles por día en los países No OECD.

En total los países No OECD aumentaron su consumo 3.8% frente al logrado en 2007, destacándose las economías emergentes como China e India que impulsaron el aumento en cerca de ochocientos mil barriles por día. Le siguen el Medio Oriente con cerca de 330,000 barriles por día y la zona de Centro y Suramérica con 220,000 barriles por día, según lo informado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

En cuanto al consumo mundial de gas durante el 2008, éste aumentó un 1.8%, presentando un comportamiento menos dinámico que el alcanzado en los últimos años cuyo promedio se sitúa en 2.8%. Los principales países consumidores en 2008 fueron Estados Unidos, con 22.5% del consumo total y la Federación de Rusia, con el 15%. Entre América del Norte y dicha Federación, el consumo totalizó el 37.5% del gas producido, en tanto que Europa consumió el 24.4% de la producción total. Solamente estas tres zonas consumieron casi dos terceras partes de la producción mundial, no obstante, el consumo en China creció de manera moderada, convirtiéndose en el país con la mayor tasa de crecimiento de consumo de gas del mundo.

El consumo en la Unión Europea disminuyó en cerca del 1.6%, igual a lo ocurrido en el año anterior debido

en forma particular al precio "spot" en el mercado europeo, lo que originó que buena cantidad del gas procedente de Qatar y Nigeria fuera desplazado a otros mercados.

La producción de electricidad a partir de uranio creció durante el 2008 de forma marginal, debido en gran parte a los precios y los problemas de carácter geopolítico; solo Estados Unidos, China, India y Taiwán mostraron crecimientos positivos que representan cerca del 35% del total consumido. Sin embargo, la crisis del gas en Europa ha puesto a los países importadores a manifestar su intención de reabrir las plantas nucleares y a planificar la construcción de nuevas centrales, como medida para asegurar el abastecimiento de energía.

La generación hidroeléctrica se incrementó particularmente en los países en vía de desarrollo, aunque su tasa de crecimiento es inferior con respecto a la última década. Los países del Continente Americano y los del Asia Pacífico, consumen cerca de las dos terceras partes de la producción mundial, mientras que en muchas de las economías europeas el consumo de electricidad con base hídrica viene disminuyendo. En cuanto a la capacidad instalada, se destaca el incremento en China y Brasil, cuyos aumentos fueron importantes por los proyectos desarrollados como el de Tres Gargantas en China.

El consumo del resto de los recursos renovables experimentó un significativo crecimiento en 2008. Si bien, su participación en la canasta energética mundial es pequeña, son muchos los gobiernos que han empezado a implementar políticas de fomento para el desarrollo de tecnologías que permitan extender su uso y mejorar su aprovechamiento, principalmente en la Unión Europea. Tal es el caso de los biocombustibles como el Etanol cuyo incremento alcanzó el 27.8%, y la capacidad global para generar electricidad a partir de la energía eólica y solar creció al 28.5% y al 37% respectivamente.

Existe en el ámbito internacional un indicador que asocia el consumo de energía y el crecimiento económico de los países, indicador denominado intensidad energética, que no es otra cosa que la relación entre la energía demandada para producir una unidad de producto interno bruto (PIB), éste es catalogado como uno de los fundamentos de los análisis energéticos de las economías mundiales. El grado de industrialización y desarrollo de cada uno de los países ha sido variable y en consecuencia la evolución de la intensidad energética es particular.

Así, los países industrializados hoy ostentan indicadores bajos respecto de las naciones en vía de desarrollo, por cuanto son países que cuentan con recursos más caros al no disponer de la energía suficiente, lo que obliga a muchos a realizar mayores esfuerzos para mejorar sus niveles de eficiencia, propiciando el ahorro energético. No es el caso de los Estados Unidos, que aunque adelanta programas para la mejora de la eficiencia y ha disminuido el indicador, siempre ha gozado de suficiencia energética, fundamentalmente en lo que a petróleo se refiere. La gráfica 2.3 presenta la evolución de la intensidad energética de algunos países.

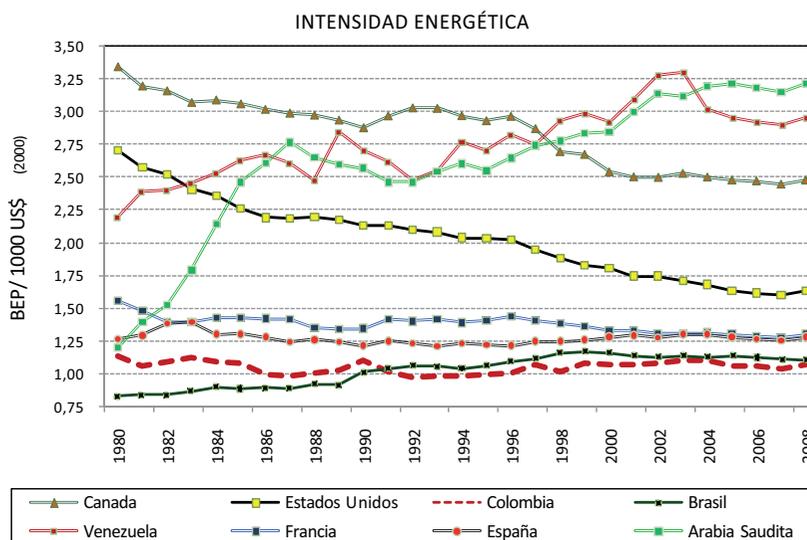
En la gráfica se aprecian dos tipos de comportamiento, el de los países exportadores de petróleo y el de economías industrializadas con valores similares

a países en vía de desarrollo. Salvo el último año, la intensidad energética de Estados Unidos, ha venido disminuyendo en forma sostenida, lo que sugiere un buen comportamiento económico, sin embargo, aun es evidente la ineficiencia en el uso de la energía en el sector transporte de ese país. Es de esperar que en el futuro las economías en vía de desarrollo no lleguen a los máximos niveles alcanzados de intensidad energética de los países industrializados, debido a los avances tecnológicos.

Con lo ocurrido durante el 2008, la tendencia de la intensidad energética en algunos de los países incluidos dentro de la gráfica es ascendente, debido a que la tasa de reducción del PIB fue mayor que la tasa de crecimiento del consumo energético.

Gráfica No. 2.3

Fuente: IEA-DOE



PROSPECTIVA MUNDIAL DE ENERGÍA

Como la población mundial aumenta, se estima que el consumo de energía también, aunque no en la misma proporción. Los expertos prevén que la crisis financiera del 2008 afectará la demanda energética por un breve periodo, sin embargo la recuperación económica prevista por el Fondo Monetario Internacional indica que la demanda se recobrar paulatinamente en el 2009, sin que se alcancen los niveles de consumo que se venían presentando en los últimos años.

No obstante, por su importancia en la vida de los seres humanos y aun cuando el mercado continúe inestable por la alta volatilidad de los precios, el consumo de

este recurso seguirá creciendo quizá no en la misma proporción que se venía presentado en los últimos cinco años, pero si con tasas que preocupan desde la óptica ambiental por la cantidad de emisiones de carbono que pueden llegar a la atmósfera.

En tal sentido, la Agencia Internacional de Energía señala que la demanda mundial de energía primaria crecerá a una tasa media anual de 1.6% hasta el 2030 en el escenario de referencia, según lo presentado en su World Energy Outlook del 2008. Las estimaciones energéticas incluidas en este informe muestran un leve descenso respecto de anteriores ejercicios de prospectiva, por cuanto la

mayoría de las economías en el mundo han tomado medidas por sus altos precios, lo que ha generado disminución del consumo, pero a expensas del crecimiento económico.

Otro punto que llama la atención en el informe de esta Agencia son las predicciones en el escenario de referencia, que indican que entre el 2008 y el 2030 el aumento del consumo será de 4,900 millones de toneladas equivalentes de petróleo al pasar de 12,100 a 17,000 Millones de Toneladas equivalentes de petróleo - MTEP, lo que representa un aumento superior al 40%. Más de dos tercios de ese crecimiento recaerá sobre los países en desarrollo, con la gran preocupación que serán los energéticos fósiles los que sigan sustentando el crecimiento y las emisiones de CO₂ se elevarán por encima del doble del nivel actual en el año 2050.

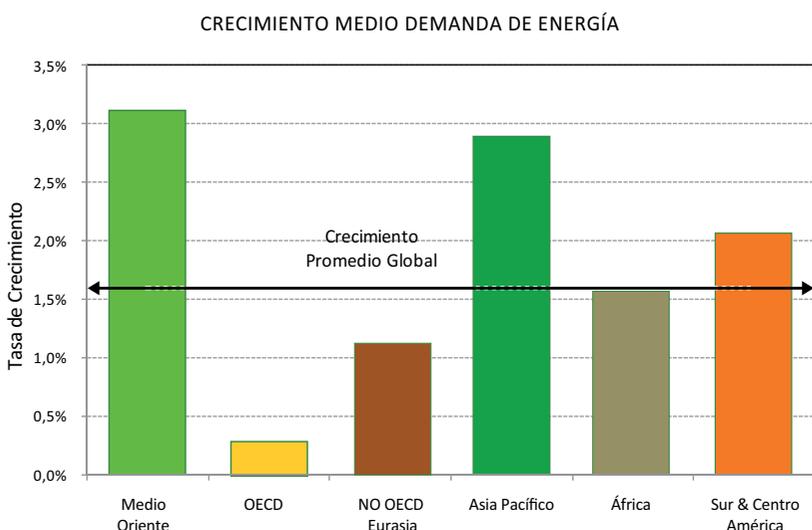
Regionalmente, el aumento de la demanda será jalonado por China e India en razón a que mantendrán en forma sostenida altos crecimientos económicos, pese a la desaceleración sufrida en el 2008. Le siguen en importancia los países del Medio Oriente, quienes se constituirán en importante punto de consumo contribuyendo con un 11% a la demanda mundial incremental, por la dinámica poblacional y los crecimientos a que obligarán las nuevas inversiones. En suma, la AIE estima que las economías No OECD representan más del 80% del aumento de demanda, razón por la cual su participación en la canasta energética mundial llegará al 64% en 2030.

Mientras tanto, los países de la OECD muestran un cambio importante en sus perfiles de demanda

disminuyendo el consumo de petróleo, reflejo de los precios altos y del lento crecimiento del PIB, lo cual se atribuye a la disminución de la demanda de petróleo no asociada al sector transporte. En resumen, en cuanto a la demanda energética de las economías industrializadas se espera un aumento solo un 6% en el horizonte de análisis (2008-2030), siendo los países OCDE del Pacífico, los de mayor tasa de crecimiento con un 10.6%, seguidos de América del Norte, cuyo incremento se estima en 7% y finalmente Europa con 2.5%.

La gráfica No.2.4 indica que en los países miembros de la OECD la tasa de crecimiento será del 0.27% por año, hasta el 2030, mientras que las economías emergentes de Asia lo efectuarán al 3.1%. En cambio, el análisis considera que en África, Centro y Sur América, la demanda energética aumentará al 1.5% y 2.1% respectivamente, mientras que los países europeos y asiáticos ajenos a la OECD lo harán al 1.1% promedio año. Así las cosas, durante este periodo (2009-2030), los países del Medio Oriente y los No OECD de Asia Pacífico muestran las mayores tasas de crecimiento en el horizonte analizado como se expresó anteriormente.

En cuanto a las fuentes primarias estima IEA, que el carbón será la fuente de mayor crecimiento en el periodo y continuará siendo después del petróleo, la segunda fuente de energía primaria en importancia. La demanda de carbón experimentará un crecimiento del 55% al pasar de 3,178 MTEP a 4,910 MTEP, en el horizonte de análisis hasta el año



Gráfica No. 2.4

Fuente: IEA

2020 el incremento medio del consumo será del 2.2%, crecimiento que se verá disminuido hasta el 1.9% en el periodo 2020-2030.

El petróleo sigue siendo el energético dominante dentro de la canasta mundial por su importancia para los sectores de transporte e industria. En cuanto a su consumo se espera que aumente algo más de 990 MTEP, al pasar de 4,111 en 2008 a 5,110 MTEP en 2030, lo que significa un paso de 85.4 millones de barriles día a 106 millones de barriles día en 2030. Esto presupone un crecimiento medio anual de 1% y una menor participación relativa en la estructura de consumo energético, cediendo 4 puntos porcentuales al variar del 34% al 30% en el periodo 2009-2030. Ver gráfica No. 2.5.

Estima también IEA, que la demanda global de petróleo crecerá cerca del 1% entre 2009 y 2020 y a partir de este año disminuirá gradualmente hasta llegar a un 0.89% en el 2030, como consecuencia del incremento mayor en la demanda de gas natural y carbón, y de las medidas tomadas por los países para diversificar la canasta energética y velar por la protección contra las fluctuaciones del mercado petrolero.

En términos absolutos, el carbón será el energético de mayor crecimiento y su contribución al consumo total de energía pasará de 26.5% en 2008 a 29% en 2030, resultado de los fuertes incrementos en los precios y la monumental demanda de países como China e India. Los análisis efectuados por la AIE indican que el carbón tendrá un crecimiento medio anual del 2%

entre 2009 y 2030, con una tasa de 2.05% entre 2009-2020 y de 1.95% para el resto del horizonte de estudio. Serán los países en vía de desarrollo los responsables del 85% del aumento, ya que en las economías avanzadas, el carbón continúa siendo sustituido por el gas natural y las energías renovables.

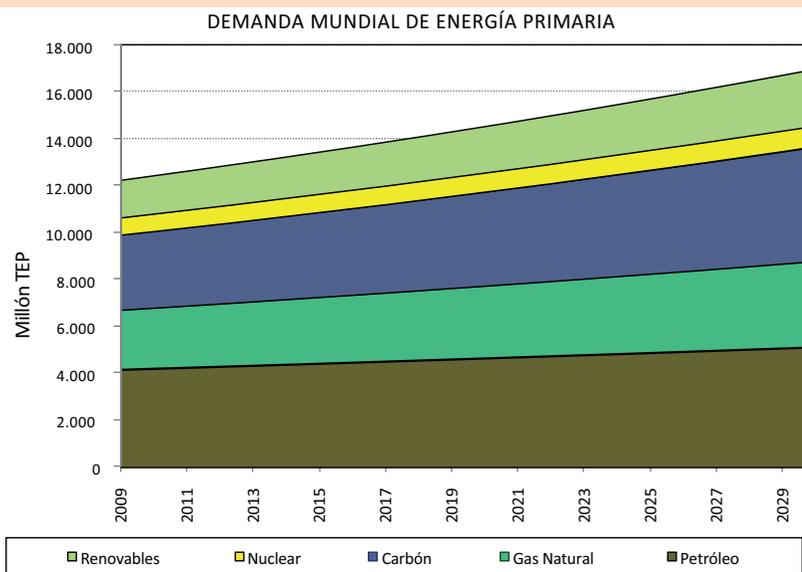
Respecto al gas natural, las estimaciones indican que la tasa de crecimiento medio anual entre 2009 y 2030 será mayor que la mostrada por toda la energía primaria en conjunto, pero menor en 0.2% a la que presenta el carbón, en tanto que su participación relativa alcanzará el 22% frente al 20% que hoy representa. En el escenario de referencia los requerimientos de gas natural pasarán de 2,495 MTEP a 3,670 en 2030 con un aumento del 47% en el horizonte de proyección y un tasa promedio año de 1.8%, equivalente a pasar de 311 Giga Pie Cúbico Día (GPCD) a 450 GPCD. Los estudios realizados por AIE revelan que la mayor parte del crecimiento proviene de la generación de electricidad y serán las economías no desarrolladas las que experimentarán un crecimiento en el consumo de gas mucho mayor que los países de la OCDE.

Los altos precios del petróleo también han impactado los precios del gas natural, razón por la cual se observa una reducción en las tasas de crecimiento del consumo de éste último frente a anteriores pronósticos. Sin embargo, la necesidad de sustituir petróleo y sus derivados, así como de reducir la cantidad de emisiones han alentado su uso.

En lo relativo a la energía nuclear, sus perspectivas

Gráfica No. 2.5

Fuente: IEA





futuras han mejorado notoriamente, debido al incremento en los precios de los combustibles fósiles, al cambio climático generado por el uso de energéticos que producen gases efecto invernadero y a la reciente crisis del gas natural en Europa. Los análisis efectuados por IEA-DOE, indican que el uso de este recurso tendrá un aumento total del 20% entre 2008 y 2030, con una tasa media anual del 0.8%, disminuyendo su participación relativa al pasar de 6% en 2008 a un 5% en 2030, puesto que continúa la polémica sobre la seguridad de las plantas, la disposición de residuos radiactivos y la proliferación de armas.

El incremento de la capacidad, se dará en los países en desarrollo del continente Asiático, ya que los miembros de la OECD como Alemania y Bélgica tienen planes de eliminación de la energía nuclear y otros retirarán sus reactores por la edad de éstos. Igualmente las autoridades Estadounidenses manifiestan que la energía nuclear debe ser parte del "mix" para asegurar el abastecimiento de energía con energías limpias.

Se espera también que la hidroelectricidad y las fuentes renovables de energía a partir del viento, el sol, los mares y la biomasa continúen propagándose gracias al progreso de la tecnología, pues los altos precios de los combustibles fósiles y las políticas y programas de los gobiernos para apoyar energías renovables permiten que estos combustibles compitan económicamente. Según AIE, a partir del 2010 los recursos renovables constituirán la segunda fuente primaria para generación de electricidad desplazando al gas natural. Las fuentes de energía renovable no hidráulica (energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, excluyendo la biomasa) crecen en conjunto en todo el mundo más que ninguna otra fuente, a una tasa promedio año del 7.2% en el periodo de estudio.

La participación relativa de las fuentes renovables no hidráulicas en la generación de electricidad se estima que crece del 1.1% en 2008 al 4% en 2030 y la

hidroelectricidad aumenta, aunque su contribución al total de la generación de electricidad cae en dos puntos porcentuales, al 14%. En los países de la OCDE, la producción de electricidad a partir de energías renovables aumenta más que la producción eléctrica de origen fósil y nuclear conjuntamente.

Respecto a los biocombustibles, IEA estima que su participación en favor de la diversificación de la canasta energética mundial ha comenzado a ser importante, alcanzando durante 2008 una participación del 0.3% del consumo final de energía, equivalente a 27.8 MTEP y superior en 17.5 MTEP a lo demandado en 2000. Los biocombustibles representaron aproximadamente 1.53% de los requerimientos en el sector transporte y se espera que conserven tasas de crecimiento promedio año próximas al 6.8% en el periodo 2008-2030, lo que equivaldría a alcanzar demandas de 118.3 MTEP.

El estudio del IEA también advierte de un crecimiento en la demanda de biocombustibles superior al crecimiento de la demanda de combustibles líquidos convencionales, no obstante, globalmente se han reconsiderado las políticas sobre la utilización de éstas fuentes y se han redimensionado sus planes de abastecimiento, por la incertidumbre generada en torno al beneficio ambiental de su producción.

Es importante anotar que las proyecciones efectuadas por AIE se fundamentan en un precio del petróleo de 100 US\$/BI de 2007, entre 2008 y 2015 y superior a 120 US\$/BI en 2030, que en términos nominales puede ser del orden US\$ 200 hacia el final del horizonte de proyección, con buena probabilidad de presentarse importantes fluctuaciones, particularmente en el corto plazo.

De otra parte, se prevé que la dependencia mundial de combustibles no convencionales como GNL y combustibles líquidos a partir de carbón CTL, se incremente progresivamente.



RESERVAS, SUMINISTRO Y DEMANDA DE PETRÓLEO EN EL MUNDO

Como consecuencia de la crisis económica mundial se desplomó la actividad industrial y se redujo drásticamente el consumo, confirmando la recesión de las economías industrializadas y la desaceleración de las emergentes, lo mismo que en los países en vía de desarrollo. A la par, la escalada del precio del petróleo que alcanzó un techo de 145.1 US\$/Bl en julio de 2008, que luego se redujo rápidamente, finalizó el 2008 a un tercio del máximo alcanzado, pese a las acciones emprendidas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo recortando su cuota de producción en cerca de 4.2 millones de barriles diarios, no logró la deseada recuperación del precio.

El encarecimiento del crudo y sus derivados, sumado a los factores antes citados frenaron el consumo de petróleo, al punto que en 2008 la tasa de crecimiento fue negativa con respecto a la observada en 2007, a pesar de la vertiginosa caída del precio en el segundo semestre, el cual llegó a su nivel más bajo en cuatro años, tampoco logró mantener el consumo.

El comportamiento observado de producción y consumo durante 2008, hace que disminuya ligeramente la tasa de extracción de crudo influyendo directamente sobre las reservas probadas totales las cuales se sitúan en cerca de 164.7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TOE) o 1,212 miles de millones de barriles. De éstas el 78% se hallan en los países de la OPEP, mientras que los miembros de la OCDE cuentan con el 7.1% y las restantes economías disponen de 14.9%.

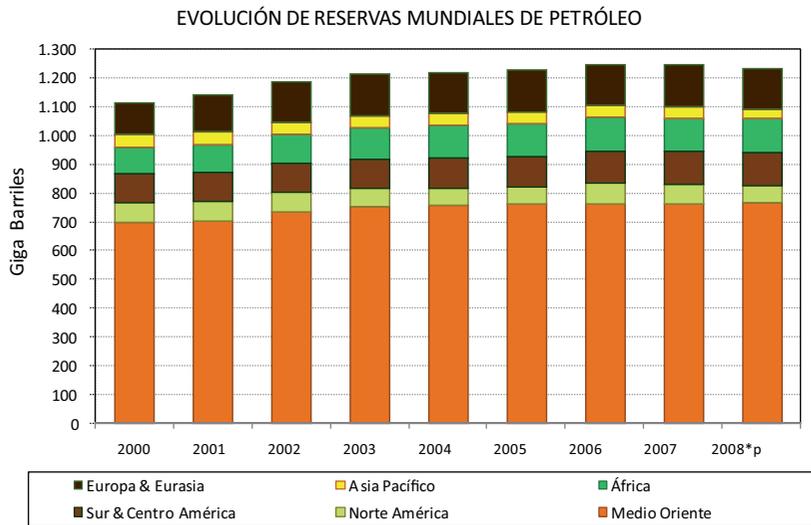
Las reservas mundiales se incrementaron en 108.1 miles de millones de barriles durante el periodo 2000-2008, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.1%. La mayoría de las regiones aumentaron sus reservas, salvo Norteamérica, cuyos resultados

fueron negativos con una tasa media de -1.6% anual y Asia Pacífico con -2.7%, en el periodo observado.

África y Eurasia han sido las regiones con mayor tasa de crecimiento en los últimos 8 años, las cuales superan la media anual de 3%, aunque Medio Oriente viene presentando el mayor incremento en volumen con 67 miles de millones de nuevos barriles. Estos resultados muestran que existe equilibrio entre la tasa de incorporación de reservas y la de consumo, pues entre 2000 y 2008 se incorporaron 418.2 miles de millones de barriles y el consumo en el mismo periodo fue de 240.5 miles de millones de barriles. Sin embargo, durante el 2008 se consumieron 12.3 millones de barriles más que los descubiertos, es decir, que el nivel mundial de reservas recuperables disminuyó el 1% con respecto a 2007.

Actualmente, la mayor cantidad de reservas se encuentra en Medio Oriente con un 62% de las reservas mundiales, seguido de la región de Eurásica (Europa Oriental y Federación Rusa) la cual alcanza el 11.4% del volumen total. África, Centro y Suramérica cuentan con el 20% mientras Norte América y los países del Asia Pacífico concentran el restante 6.6%. De manera individual, Arabia Saudita dispone del 21.3% del total de reservas probadas, sucedido de Irán con 11.3%, Iraq con 9.3%, Kuwait con 8.2% y Emiratos Árabes con 7.9%, todos ellos localizados en el Medio Oriente.

Los países pertenecientes a OPEP (Organización de Países Productores de Petróleo), Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela agrupan el 78% de las reservas totales, que equivalen a 955 miles de millones de barriles. Lo anterior significa que cerca de las tres cuartas partes del petróleo del mundo están en 11 países.



Gráfica No. 2.6

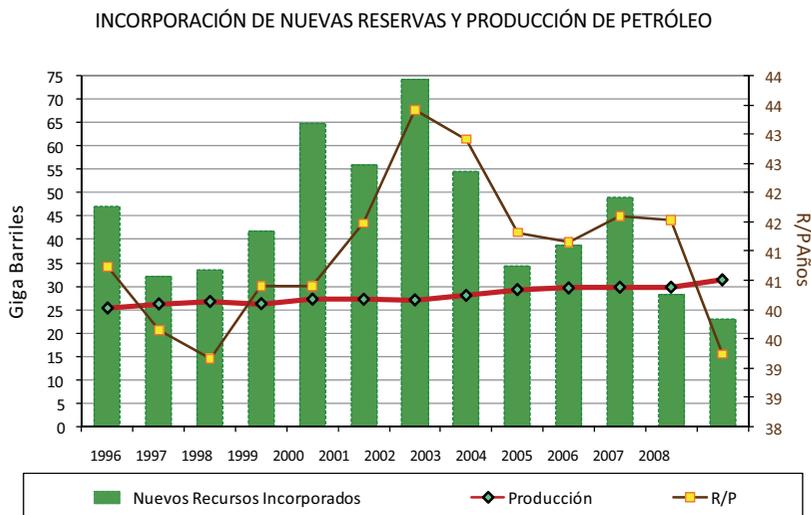
Fuente: BP Statistical Review 2008, Oil Market Report Dic. 2008

La gráfica No. 2.6 presenta la evolución de las reservas de petróleo en el presente milenio, distribuida por áreas geográficas. Una mirada rápida permite concluir que cada área ha mantenido casi el mismo nivel de reservas, es decir que han sido reemplazados los recursos usados.

Uno de los propósitos primordiales de la política energética de los gobiernos es la de mantener los niveles de reservas petroleras e incorporar nuevas, a través de distintos esquemas de exploración y desarrollo, así como de utilización de nuevas tecnologías para aumentar la cantidad de reservas recuperables de los campos ya descubiertos. Sin

embargo, durante el 2008, por primera vez en mucho tiempo, la tasa es inferior al consumo, aún cuando los altos precios del petróleo dieron señales de incremento en la actividad exploratoria mundial.

En los últimos años, el volumen de crudo descubierto en nuevos campos ha disminuido de forma drástica, debido a que la actividad exploratoria se ha concentrado en cuencas ya conocidas y los hallazgos se remontan a zonas con campos maduros, lo cual ocasiona que el tamaño de los descubrimientos sea reducido y no precisamente en regiones como Medio Oriente, donde se estima que existe alrededor del 30% de petróleo no descubierto.



Gráfica No. 2.7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008, Oil Market Report 2008



En la gráfica 2.7 se presenta el comportamiento de las reservas incorporadas frente a la evolución de la producción mundial, notándose una reducción continua desde 2002, aunque en términos absolutos superan los niveles de producción. Respecto a la relación de las reservas y la producción, ésta se ha sostenido entre 39 y 43 años, en la última década.

Muchos analistas, en particular los geólogos (Conferencia sobre el Cenit del Petróleo en Mayo del 2003), sugieren que la era actual del petróleo corresponde al cenit en lo concerniente a producción, aun cuando no se puede conocer con exactitud la fecha, ya que no se sabrá cuando se alcance el máximo de producción, solo hasta unos 3 o 4 años después de superado el momento, pues las reservas reales existentes pueden ser menores que las publicadas por las grandes multinacionales y los gobiernos, y cabe la posibilidad de que ya se haya alcanzado.

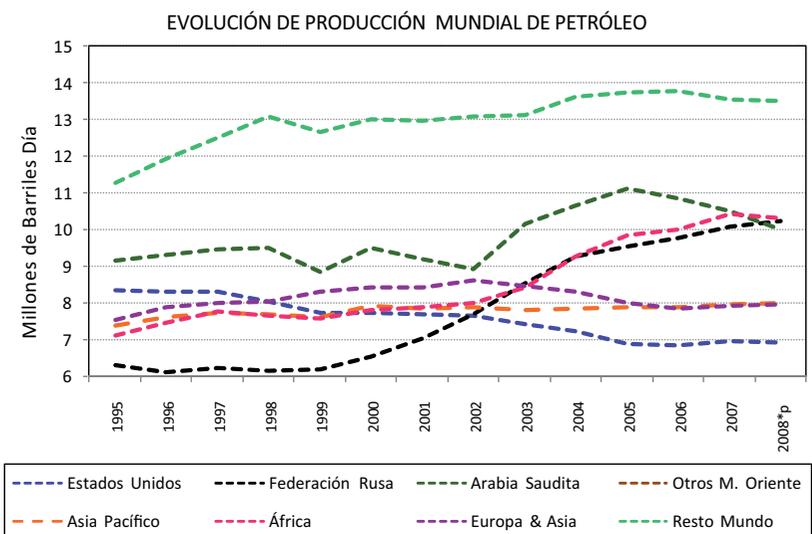
A nivel global, el envejecimiento de los yacimientos petrolíferos es notorio y la producción de estos

campos está cayendo de forma importante, sin que exista compensación de la declinación con nuevos descubrimientos o con tecnologías de extracción más avanzadas. Este evento, aunado a que ningún país, exceptuando Rusia, ha logrado incrementar su producción de manera significativa en los años recientes, y que los descubrimientos de nuevos yacimientos son cada día más pequeños, son señales del acercamiento al pico de petróleo, esta afirmación es confirmada por estudiosos del tema, como Colin Campbell y Kenneth Deffeyes.

En forma individual, países con alta tradición en producción, parece que ya iniciaron su curva descendente, es el caso de Estados Unidos, que alcanzó su máximo en 9.6 MBPD en 1970, cayendo a 6.8 MBPD en 2008; Venezuela, donde la producción también llegó a su pico en 1970; y los dos productores de petróleo del Mar del Norte, el Reino Unido y Noruega, que llegaron a su producción máxima en 1999 y 2000, están en un periodo post pico, de acuerdo con lo presentado en la gráfica No. 2.8.

Gráfica No. 2.8

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008, IEA World Energy Outlook 2008



Otro grupo de países, entre los cuales se cuenta Arabia Saudita, México y China, parece que pueden estar alcanzando su máxima producción por el comportamiento de sus principales campos productores de petróleo presentado el último año. Tal es el caso del yacimiento más grande del mundo ubicado en Arabia Saudita y que ha suministrado la mitad del petróleo Saudí durante décadas, tiene 57 años y está en proceso de declinación. Otro caso es México, que se considera logró su producción máxima en 2004 con 3.8 MBPD, según lo manifiesta la Fundación Tierra y Earth Policy Institute. En cambio, la IEA proyecta que la producción de petróleo del mundo en 2015 será 92 MBPD y en 2030 de 103.8 MBPD.

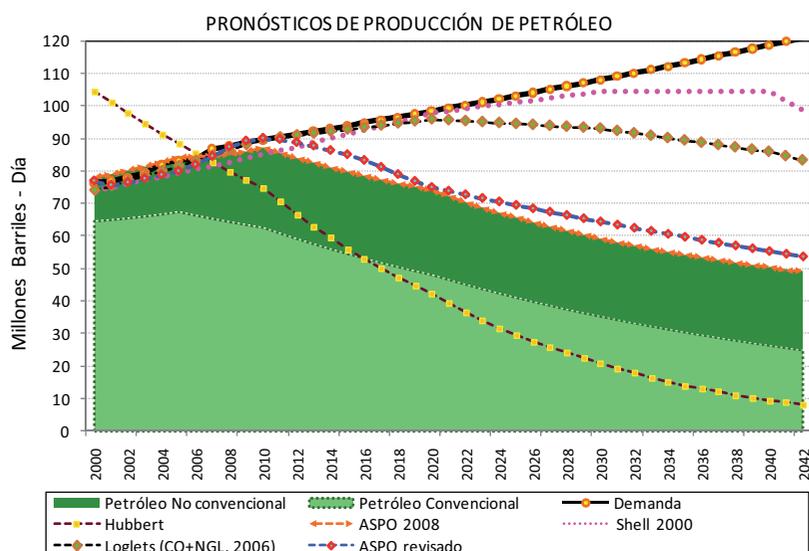
Otros expertos como Cambridge “Energy Research Associates” señalan que el pico máximo de producción mundial se alcanzará en el año 2020 y los investigadores y geólogos de la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas, (ASPO por sus siglas en inglés), advierten que la fecha puede ser el año 2010, coincidiendo con los pronósticos del “World Energy Council”. En lo que sí concuerdan los distintos investigadores es que en una o dos décadas como máximo, será necesario que el mundo afronte esta realidad. La gráfica No. 2.9 presenta un estimado de la producción mundial de petróleo, elaborada por la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas (ASPO).

Lo cierto es que la llegada del pico del petróleo provocaría una escasez de dicho recurso, que sería diferente a todas las sucedidas en el pasado

ya que sus causas serían muy distintas. Los anteriores períodos de escasez fueron originados por razones políticas o económicas y ésta vez, el motivo fundamental sería la carencia de crudo suficiente para abastecer toda la demanda. Los efectos y la gravedad de ésta situación dependerá de lo rápido que decrezca la producción y de si los gobiernos adoptaron medidas preventivas para adaptar la sociedad al uso de energías alternativas.

Las estimaciones realizadas por la ASPO incluyen los recursos convencionales de petróleo, el LNG (gas natural licuado), la producción en las aguas más profundas, la que se pueda conseguir en los polos y los crudos pesados no convencionales como las Arenas Bituminosas de Atabasca, la Faja Petrolífera del Orinoco y las Lutitas petrolíferas que existen en los Estados Unidos.

Desarrollar éstos recursos no convencionales (estimados en más de 2,000 Giga Barriles) y convertirlos en comerciales, implica en primer lugar, superar todos los problemas ambientales y ecológicos relacionados con su explotación; en segundo lugar, el balance energético negativo para producirlos y de agua potable (en forma de vapor) para mejorar dichos petróleos y en tercer lugar, su transporte a plantas de mejoramiento, ya sea por tubería, diluidos o por tanqueros y finalmente, la ubicación física de las plantas mejoradoras (en los países productores o en los países consumidores), de acuerdo con lo señalado por los expertos.



Gráfica No. 2.9

Fuente: BOLETÍN ASPO
Nº 90 – Junio 2008

La gráfica 2.9, también incluye unas curvas sobre la declinación de la producción, realizadas por distintos estudiosos como Shell y en particular la realizada por King M. Hubbert, quien en 1956, predijo mediante modelos matemáticos que la cumbre de la producción petrolífera en los Estados Unidos llegaría a su punto máximo alrededor del año 1970. Esta misma metodología la aplicó en el ámbito mundial y el resultado señala que el pico de producción mundial de petróleo ya fue alcanzado. Sin embargo, ASPO ha continuado profundizando la metodología de Hubbert y los resultados señalan que cerca del 2010 se alcanzará la máxima producción mundial de petróleo.

Otros expertos consideran que el pico de producción podrá llegar hacia el 2020, una consideración más conservadora fue efectuada por Shell, quien consideró que el momento llegará hacia el 2030. Es claro que existe una total incertidumbre respecto al tiempo exacto de la llegada del pico, por cuanto la información base para los cálculos son los valores de las reservas petrolíferas, información compleja de manejar, en razón a la gran cantidad de datos con varios orígenes y procedencia, sin hablar de los grandes intereses políticos y económicos que los rodean.

Normalmente, se manejan datos técnicos (aquellos que utilizan las compañías petrolíferas para decidir sus inversiones, y que generalmente son altamente confidenciales y cuestan mucho dinero) y los datos “políticos” (de organismos y agencias) que permiten tomar decisiones, como aumentar cuotas de producción. Sin duda, la discusión continúa, aunque parece que empieza a verse una especie de consenso en los especialistas y casi todos admiten que las estimaciones de la demanda en aumento regenerarán un agotamiento vertiginoso de las reservas y la relación entre consumo y descubrimientos es más del doble y la tendencia en ese sentido es creciente.

Ante ésta realidad, muchos Gobiernos están adoptando políticas que favorecen el ahorro energético, una mayor eficiencia, y el uso de energías alternativas en todos los sectores de consumo. No obstante, las compañías petroleras afirmaron recientemente que el mundo dispone de recursos energéticos suficientes para atender la demanda petrolera en los próximos cuarenta años y de sesenta para el caso de gas, lo que permitirá tanto a las naciones como a la sociedad contar con energía suficiente para continuar el crecimiento económico de los próximos cien años.

Una de las maneras de analizar las perspectivas futuras petrolíferas, es mirar la relación entre los descubrimientos realizados y la tasa de producción, por cuanto se están consumiendo más recursos de lo que se dispone. Si bien es cierto que el mundo contará con producción de petróleo por los próximos 39 años, también es cierto que estos niveles de producción no permitirán abastecer la demanda en su totalidad por cuanto según expertos como Hubbert, ASPO y otros investigadores, la producción mundial iniciará su declinación en esta década o en la siguiente. De ahí la importancia de una efectiva interpretación a la hora de utilizar el indicador de relación reservas producción (R/P).

Visto el indicador así, Norte América cuenta con un indicador R/P de 13.8 años, mientras Sur América alcanza los 45.9 años. Para los países de Medio Oriente la relación reservas producción es de 82.1 años, 11 años para los países de la OECD y 27 años para la Federación Rusa.

En 2008, el consumo de petróleo alcanzó cifras del orden de 85.8 MBPD, lo que significa cerca de 31.3 miles de millones de barriles anuales. Estas cifras de consumo podrían igualarse por primera vez en máximo dos años, con los valores de producción global por lo que no quedaría margen para acumular excedentes. Incluso, con suficientes reservas de crudo para satisfacer la creciente demanda, existe un límite indeterminado a partir del cual el incremento de la capacidad de producción se hace inviable.

Pese a la problemática presentada por los altos precios en 2008, según el Short-Term Energy Outlook de enero de 2009 del Departamento de Energía de los Estados Unidos, la producción mundial de petróleo durante el 2008 se incrementó un 1.2% frente a lo observado en 2007, siendo los países de la OPEP los que contribuyeron al aumento, pues su aporte fue superior en 1.36 MBPD, es decir la tasa de crecimiento se aproximó al 4% respecto del año inmediatamente anterior. Entre tanto, la producción de la región Norteamericana disminuyó en cerca de 350,000 BPD, destacándose México que redujo su aporte en 315,000 BPD y Canadá en 70,000 BPD.

También descendió la producción de crudo de la región del Mar del Norte en aproximadamente 280,000 BPD, lo cual representa una tasa de -6.2% respecto a 2007, resaltándose Noruega como el país de mayor declinación, en la región. Por su parte Latinoamérica presentó un leve descenso, pese al incremento de producción de Brasil que aumentó en

158,000 BPD y Colombia en cerca de 50,000 BPD. En el caso del continente Africano, donde la producción tuvo un incremento de 1.2% correspondiente a 80,000 BPD en comparación con 2007.

En resumen, los países No OPEP disminuyeron la producción en 342,000 BPD, y el mundo aumentó en 1.02 MBPD, compensando los OPEP la pérdida de capacidad de producción en Norteamérica, la región del Caspio y del Mar del Norte.

Respecto a la producción esperada para el 2009, el informe señala que ésta decrecerá en aproximadamente medio millón de barriles por día, que se traduce en un crecimiento negativo de medio punto porcentual, respecto del 2008. Paradójicamente, los países pertenecientes a OPEC disminuirán su participación en 700,000 BPD, y Norteamérica que venía declinando, aumentará su producción en 0.7%, es decir acrecentará en 200,000 BPD, destacándose la recuperación en Canadá, cuyo aporte será cercano a los 135,000 BPD.

El análisis de IEA nuevamente establece la hipótesis de incremento de producción en la región Latinoamericana, con un volumen adicional de 193,000 BPD frente a 2008, siendo Brasil el encargado de aumentar la producción en 241,000 BPD, contrarrestando el comportamiento de Colombia y Ecuador que disminuirán en conjunto 61,000 BPD. Entre tanto, la región del Mar del Norte seguirá perdiendo espacio dentro de los productores mundiales de crudo retrayendo su capacidad en 350,000 BPD, en el que sobresale el comportamiento del Reino Unido que estima se reducirá en 200,000 BPD.

Los pronósticos de producción mundial de crudo para el 2010, suponen un aumento de 1.9% frente a 2009, lo cual representa una disponibilidad adicional de 1.67 MBPD, donde se resalta el aumento de producción en Brasil, Rusia y países del Caspio, en lo que corresponde al grupo No OPEC, que en conjunto incrementan el aporte el cerca de 100,000 BPD, en tanto que los OPEC aumentan producción en 1.5 MBPD lo cual corresponde a una tasa de crecimiento de 4.5%.

Los estudios de prospectiva señalan la importancia de los hidrocarburos no convencionales, teniendo en cuenta que estos recursos serán la base del abastecimiento futuro y serán los países No OPEC los encargados de realizar esta contribución. Se espera que el aporte de los "Crudos Extra pesados" llegue a cerca de 7.5 MBPD en 2030, de los cuales Canadá

con sus arenas petrolíferas contribuirá con cerca del 70%. Otro de los recursos no convencionales considerados son los "Esquistos Bituminosos", de los que se presume una menor contribución en el horizonte de proyección debido al alto costo de producción, estando ubicados en el continente Latinoamericano.

Dentro de los recursos no convencionales se consideran los subproductos de los procesos GTL (conversión de gas a líquido) y CTL (conversión carbón a líquido). Del primero se estima, que la producción de líquidos alcanzará en 2030 los 3.7 MBPD, provenientes en un 90% de los países OPEC. En cuanto al segundo proceso se estima una producción de 1.5 MBPD, originada en plantas instaladas presumiblemente en Sudáfrica, China y los EE.UU. Bajo consideraciones antes descritas con recursos no convencionales se abastecerá más del 10% de la demanda en 2030.

Según el ejercicio de prospectiva realizado por AIE, el mundo contará con el crudo suficiente para abastecer la demanda en el largo plazo, por cuanto la Agencia estima que las reservas probadas de petróleo y de líquidos provenientes del gas natural se acercan a los 1.3 billones (109) de barriles de recursos convencional, lo cual es considerado suficiente para abastecer la demanda durante más de 40 años al actual ritmo de producción.

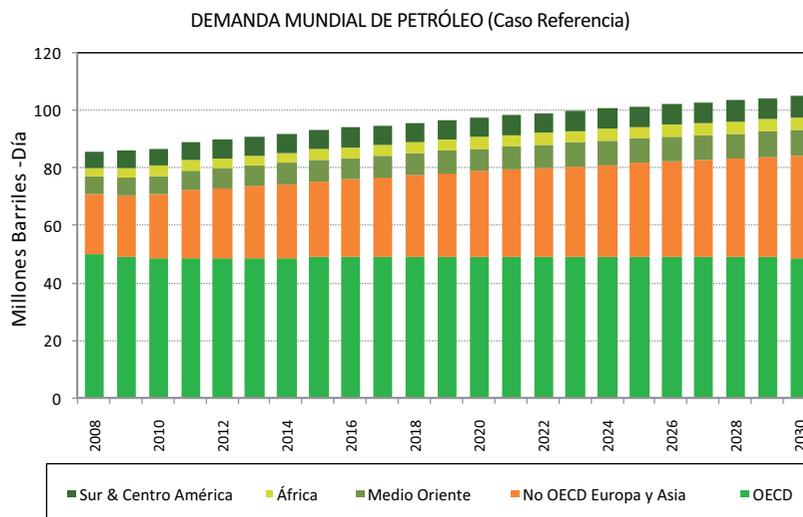
Igualmente señala que los recursos recuperables de petróleo en el mundo, los aumentos en las reservas y los yacimientos por descubrir son del orden de 3.5 billones (109) de barriles y hasta ahora se han extraído solo 1.1 billones. Entonces los recursos no descubiertos son aproximadamente una tercera parte los cuales se consideran están ubicados en los países de Medio Oriente, Rusia y en los alrededores del Mar Caspio.

En lo que sí es clara la Agencia, es en la incertidumbre de la tasa de agotamiento de los recursos petrolíferos, estimando que se viene acelerando la caída de producción en razón a la declinación natural de los campos maduros, al tamaño de los nuevos yacimientos y a la alta proporción de producción de campos ubicados en alta mar (los cuales tienen una declinación más acelerada que los terrestres).

Respecto a la demanda de crudo, IEA estima que en el corto plazo ésta seguirá disminuyendo y los requerimientos de 2009 serán cercanos a los 85.1 MBPD, es decir 740,000 BPD menos que lo consumido durante 2008. Sin embargo, el estudio considera

Gráfica No. 2.10

Fuente IEA World Energy Outlook 2008



que habrá un repunte de la economía mundial lo cual impulsará la demanda en 2010 calculando un incremento del 1.03% en relación con 2009, lo cual sugiere un aumento de cerca de 900,000 BPD.

A partir de 2011 se prevé un crecimiento moderado de la demanda que alcanza los 106 MBPD en 2030, mostrando un aumento del 24.1% equivalente a un consumo adicional de 20.6 MBPD con respecto a 2008. Al mismo tiempo, este escenario de demanda corresponde a un crecimiento medio anual del 1%, evolución que se aprecia en la gráfica No. 2.10, en la cual se puede observar un comportamiento dominado por los países desarrollados, seguidos por las economías emergentes.

El escenario de referencia señala sin embargo, que los países desarrollados en 2030 disminuirán su demanda de petróleo en cerca de un millón de barriles día frente al consumo alcanzado en 2008, es decir una tasa de crecimiento promedio año de -0.12%, mientras que los países No OECD de Europa y Asia en el horizonte de proyección, crecerán en promedio anual al 2.41%, no obstante, en 2030 las economías industrializadas consumirán casi la mitad del petróleo total mundial.

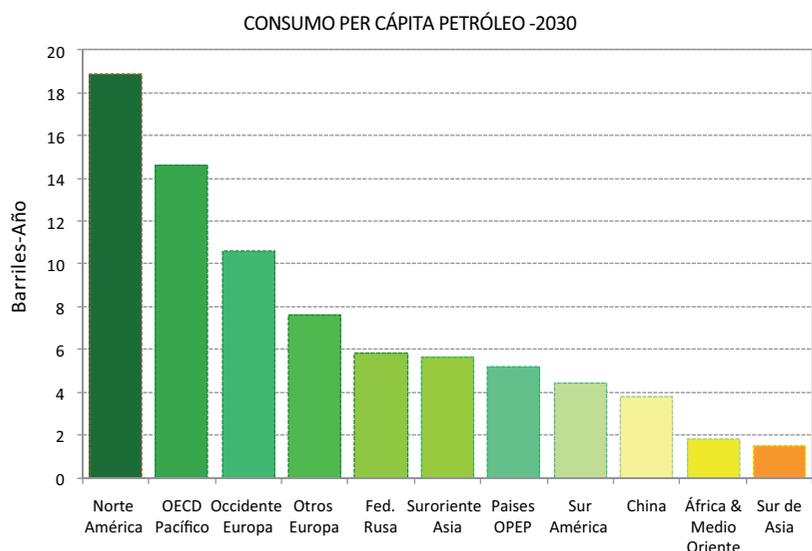
Los países que conforman la región del Medio Oriente también muestran un crecimiento importante que se acerca al 1.8% promedio año, equivalente a un aumento de 2.9 MBPD frente a 2008. Igual situación ocurre en África, región que registra un crecimiento interanual de 1.5% a lo largo del periodo de análisis, que significa un aumento en volumen de 1.5 MBPD para el año 2030. Respecto a Suramérica, el análisis señala también, una

demanda creciente que supone aumentar el consumo en 2030 en cerca de 1.7 MBPD totalizando una demanda de 7.37 MBPD que corresponde a un crecimiento promedio año de 1.2%, con Brasil a la cabeza, representando más del 40% de la demanda en la región.

En síntesis, el escenario de referencia de IEA recalca que el aumento del consumo correrá por cuenta de las economías emergentes asiáticas y los países en vía de desarrollo, siendo China, el país con la mayor tasa de crecimiento y de manera regional el Medio Oriente.

Como la mayor parte del incremento de la demanda mundial proviene de China y de India, gracias a su crecimiento económico sostenido, es de suponer que China sea el país con la mayor tasa de crecimiento en el consumo per cápita, al pasar de 1.9 barriles en 2008 a 3.8 barriles año en el 2030, lo que representa un aumento del 95%, seguido del Sur Asiático con una tasa de 92%. Estos aumentos obedecen al incremento de la renta per cápita y por ende al fenómeno de motorización de la población

Los países de la OECD presentan una retracción del 5.26% en el consumo per cápita entre 2008 y 2030 al pasar de 15.2 a 14.4 barriles año, lo cual puede significar mayor eficiencia en el consumo final y/o procesos de sustitución. No obstante, en promedio estos países consumirán alrededor de cinco veces más petróleo por persona que los países en desarrollo, aunque las naciones industrializadas contarán tan solo con el 16% de la población mundial en el 2030. En la gráfica No.2.11 se presenta una



Gráfica No. 2.11

Fuente Organización de Países Exportadores de Petróleo

estimación del consumo per cápita regional en el 2030, según los pronósticos realizados por la OPEP.

Otro indicador clave en el consumo futuro de petróleo es la intensidad, indicador que como se mencionó anteriormente está relacionado con el consumo de energía y el crecimiento económico. El incremento de la actividad económica y de la población no tiene necesariamente que provocar un aumento equivalente de la demanda. La reducción de la intensidad energética es un objetivo prioritario para cualquier economía, siempre que su consecución no afecte negativamente al PIB. Existe aún un gran

potencial para explotar medidas de eficiencia en materia de energía, que permitan reducir el consumo de petróleo por cada unidad de PIB.

En tal sentido, se espera que hacia el 2030 los países industrializados presenten altas tasas de reducción de la intensidad energética, frente a las mismas de las economías en desarrollo, debido particularmente al crecimiento sostenido de consumo del sector transporte, de acuerdo con las proyecciones realizadas por OPEP y el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Almacenamiento y Reservas Estratégicas

La importancia del almacenamiento se fundamenta en la necesidad de garantizar el abastecimiento permanente a consumidores finales frente a una eventual deficiencia en la producción de crudo o en los procesos de transformación (refinación), imprevistos naturales o incertidumbres de cualquier índole, es decir, los almacenamientos son necesarios para mantener el funcionamiento del sistema de suministro global de hidrocarburos. Durante el 2008, el papel del almacenamiento de petróleo y derivados fue de gran importancia por cuanto se constituyó en un factor determinante en la variación de la cotización del barril de crudo, el cual alcanzó niveles inesperados, superando la barrera de los 145 US\$/Bbl durante el mes de julio del año mencionado.

Algunas de las economías industrializadas han adquirido importantes volúmenes de crudo los

cuales denominan “reservas estratégicas” y se refieren a aquellas cantidades de petróleo que pueden emplearse en tiempos de crisis para abastecer sus demandas.

Ciertos países de OCDE, cuentan con estas reservas, por cuanto en su mayoría son importadores de petróleo, destacándose Estados Unidos, país que dispone de las mayores reservas en esta categoría, con aproximadamente 706 millones de barriles almacenados en depósitos subterráneos.

En 2005, las existencias norteamericanas fueron usadas por última vez luego de que el huracán Katrina provocó el cierre de la producción en el Golfo de México. Durante el paso por Estados Unidos del huracán Ike en septiembre de 2008, los impactos en producción de petróleo y gas no fueron

tan devastadores, por lo que no fue necesaria la utilización de los almacenamientos estratégicos.

Los países exportadores no tienen reservas estratégicas y los almacenamientos que manejan son muy pequeños. Sólo Arabia Saudita tiene depósitos móviles, representados en buques y tanqueros, localizados estratégicamente para abastecer alguna suspensión de la oferta o para aprovechar alguna posibilidad de arbitraje en el precio. El objetivo es mantener la oferta cerca de la demanda. En el caso de los países exportadores, se puede manifestar que los volúmenes almacenados hacen referencia a la capacidad excedente de producción.

Los inventarios también describen la cantidad de producto almacenado por los consumidores de crudo, fundamentalmente por las empresas refinadoras y las petroleras internacionales. Estos inventarios mitigan los precios y volúmenes en caso de fluctuaciones de la producción y aseguran abastecimiento de las refinерías.

De otra parte, como el consumo de productos derivados de petróleo es estacional debido a las necesidades de calefacción, los consumos en estos periodos son altos y en consecuencia se reducen los inventarios, los cuales son recuperados rápidamente en la primavera, esto significa que los inventarios tienen unos comportamientos mucho más variables que la producción, generando una influencia importante transcrita en variaciones de precios.

Otra de las causas de la reducción de los inventarios de crudo se debe a las fusiones entre grandes empresas petroleras, lo que en últimas reduce el nivel de disponibilidad del recurso por decisiones de carácter comercial. Al mismo tiempo, la actual oferta petrolera no termina de ajustarse al comportamiento de los precios, y en muchos de los países, los niveles de las existencias se han aumentado como consecuencia de la drástica caída de los precios del crudo. La variación mundial de los inventarios en un

cierto periodo de tiempo se determina a partir de la diferencia entre la cantidad de crudo producido y el crudo refinado en el mismo periodo.

Es difícil conocer las verdaderas existencias mundiales y hacer un seguimiento estrecho de estos comportamientos ya que Estados Unidos es el único país que publica un balance semanal completo de datos. En la Costa del Golfo de México se encuentra la mayor parte de las reservas de petróleo crudo, mientras que la Costa Oriental debido al alto consumo dispone de los mayores inventarios de producto final.

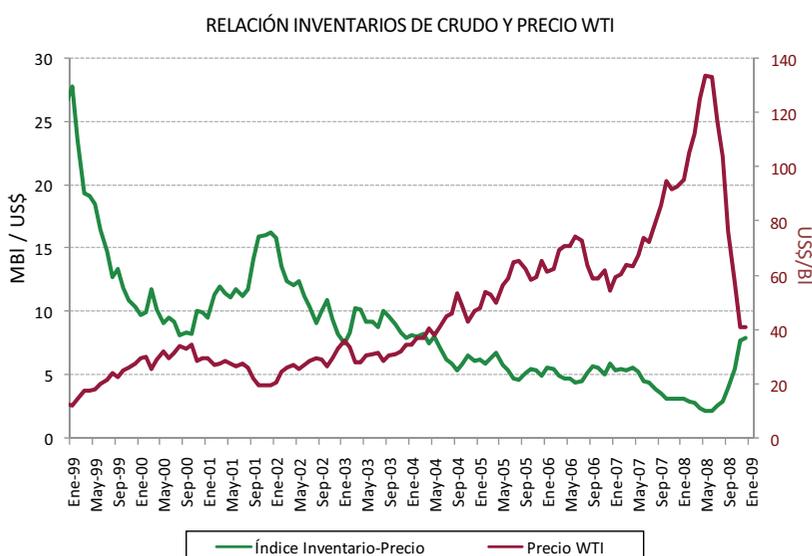
Teniendo en cuenta que el costo de almacenamiento puede llegar a ser importante desde la óptica de la propiedad, esta actividad se puede tornar en una actividad muy rentable que eventualmente puede llegar a competir con los márgenes de refinación o de distribución. En la gráfica No. 2.12, se aprecia la evolución de la relación entre los volúmenes de crudo americano almacenados y los precios de crudo, sin incluir las reservas estratégicas.

Como los precios del petróleo varían de acuerdo con los inventarios y éstos fluctúan conforme a los precios, existe una relación en doble vía. Es de esperar que una reducción de inventarios, genere un incremento en los precios y viceversa. Con esto, los refinadores buscan influir en la demanda y la oferta mundial de crudo. En los últimos años, se ha visto una predisposición a conservar niveles de inventario bajos con el propósito de reducir los costos en la producción y mantener las reservas.

En la gráfica se puede apreciar que el índice de inventario disminuyó de manera notable en los últimos 10 años, mostrando una correlación concurrente con el comportamiento del precio spot. Sin embargo, a partir de enero de 2007, la correlación presentó una desviación que se intensificó a partir del mes de abril, alcanzando un mínimo en julio del mismo año y cambiando abruptamente desde agosto cuando empezó a crecer, logrando el máximo en enero de 2009 acercándose a los niveles de 2004.

Lo anterior, permite afirmar que existió un importante componente de especulación en el precio spot, dado que la pendiente observada en la línea de inventarios es bastante menor que la del precio y que la acumulación de inventarios pareciera determinar el precio del crudo en el corto plazo. También es cierto que la reducción del suministro procedente de Oriente Medio y el record de la demanda China de petróleo, durante el primer semestre de 2008 contribuyeron al alza de los precios.





Gráfica No. 2.12

Fuente: IEA-DOE

En general, la política de inventarios de los países varía de acuerdo con los movimientos del precio spot y del precio de futuros de crudo. Cuando el precio del petróleo se incrementa sus inventarios se reducen con el fin de disminuir costos y se espera que los mismos puedan restaurarse en el corto plazo, en caso de que esto no ocurra, se espera a futuro una disminución de

los precios, para que el ciclo finalice.

Al final de 2008 y comienzos de 2009 los inventarios de crudo y de productos refinados se incrementaron más de lo esperado, según los expertos esto se debió a mayores importaciones de crudo motivadas por los bajos precios y a la débil demanda de destilados por parte de la industria norteamericana.

CAPACIDAD DE REFINACIÓN

En términos generales, la refinación petrolera se desarrolla en zonas cercanas a áreas de consumo teniendo en cuenta el costo de transporte, por cuanto es más barato movilizar el crudo que los subproductos de su transformación. Además, la proximidad a los centros de consumo facilita la respuesta a fenómenos climáticos que inducen picos de la demanda o permiten contrarrestar los cambios estacionales. Así pues, mientras que el Oriente Medio es la mayor región productora de crudo, la mayor parte de la refinación se lleva a cabo en los Estados Unidos, Europa o Asia.

No obstante, existen centros de refinación cuyo destino son los mercados de exportación, con los cuales se trata equilibrar la oferta y la demanda, como el caso de las refinerías en el Caribe.

La mayor infraestructura de refinación se encuentra en Estados Unidos, representando aproximadamente una cuarta parte de la capacidad de destilación de crudo en todo el mundo, con la empresa Exxon Mobil

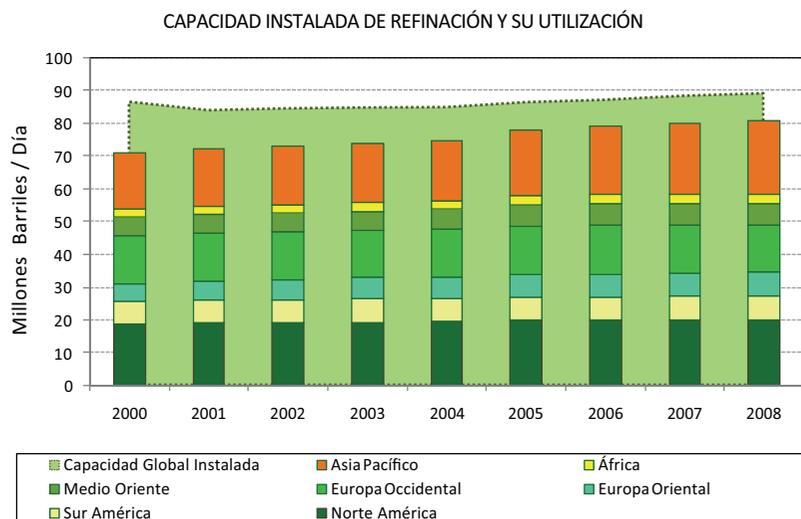
al frente, cuya infraestructura de destilación primaria representa el 7.3% del global seguida de China.

La capacidad mundial de refinación ha tenido incrementos mínimos en los últimos años, concentrándose este crecimiento en la región Asia Pacífico. En 2000, se situaba en 86.3 millones de barriles diarios, mientras que en 2008 fue de 88.9 millones, cifra cercana a la producción mundial, lo cual indica una estrecha reserva ante eventos fortuitos o de mantenimiento de las instalaciones. La gráfica 2.13 presenta la evolución de la capacidad total de refinación y la capacidad efectivamente utilizada en los distintos territorios, durante los primeros años del milenio.

La capacidad instalada ha crecido el 3% en los últimos ocho años, destacándose Asia Pacífico con un aumento del 14%, lo que significa reducción en otras regiones. Además, catástrofes naturales como el huracán Katrina, dejaron al descubierto la vulnerabilidad del sistema mundial de refinación.

Gráfica No. 2.13

Fuente OPEP Boletín Anual Estadístico y Oil Market Report Medium Term 2008



La industria ha invertido en expandir la capacidad y aumentar la productividad del parque refinador existente, más no en construir nuevas instalaciones, a pesar del aumento del consumo en los últimos años, con excepción de lo ocurrido en 2008. La utilización de la capacidad de refinación, que alcanzó un 86% a finales de los noventa, se situó en 2008, en más de 95% en Estados Unidos y Europa Occidental, mientras Asia Pacífico lo hizo al 92%. Ello realmente significa que las refinerías están operando a plena capacidad debido a que las mismas requieren de paradas anuales que oscilan entre las dos y las seis semanas por mantenimiento.

La industria de refinación recientemente ha tenido cambios importantes particularmente en Estados Unidos, éstos han sido ocasionados en gran parte por la disminución significativa en la calidad del crudo, así como por las restricciones medioambientales relativas a la calidad de los combustibles líquidos. Todas estas exigencias de alta calidad en los derivados señalan cuantiosas inversiones en la reconfiguración de los procesos de refinación para adaptarse a los nuevos requerimientos, constituyéndose en uno de los factores para la expansión en capacidad y modernización tecnológica, pero con abandono de nuevos proyectos de instalación.

Las consideraciones antes mencionadas, establecen grandes retos al interior de la actividad de refinación, para poder suplir la demanda mundial de derivados y la incertidumbre acerca de la rentabilidad futura de las inversiones, por nuevas exigencias, así como los actuales precios del crudo, los cuales desalientan

los flujos de capital necesarios para la industria de la refinación. Sin embargo, se requiere aumentar la capacidad de refinación mundial, no solo para evitar el desabastecimiento, sino para esquivar posibles aumentos en los precios del crudo.

Estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de Energía, señalan que la capacidad mundial de destilación deberá aumentar a 8.8 MBPD en 2013 y a 118 MBPD en 2030. Las adiciones en la capacidad de refinación de mediano plazo se concentrarán en los países en desarrollo debido a las dificultades asociadas a la construcción de nuevas refinerías o a la expansión de capacidad en las ya existentes dentro de los países que conforman la OCDE.

En el mediano plazo, es decir hacia el 2013, los expertos señalan que la capacidad de refinación mundial llegará a 97.6 MBPD, es decir un incremento de 9.9% con respecto a 2008, de los cuales 6 millones se atribuyen al plan de expansión de las principales refinerías de Asia Pacífico, China y Medio Oriente, los restantes 2.8 MBPD corresponden a trabajos de mejoras en algunas refinerías ubicadas en Norte América lo cual aumentará a 1.9 MBPD y cerca de 0.9 MBPD a nueva infraestructura que será instalada en países de la OECD.

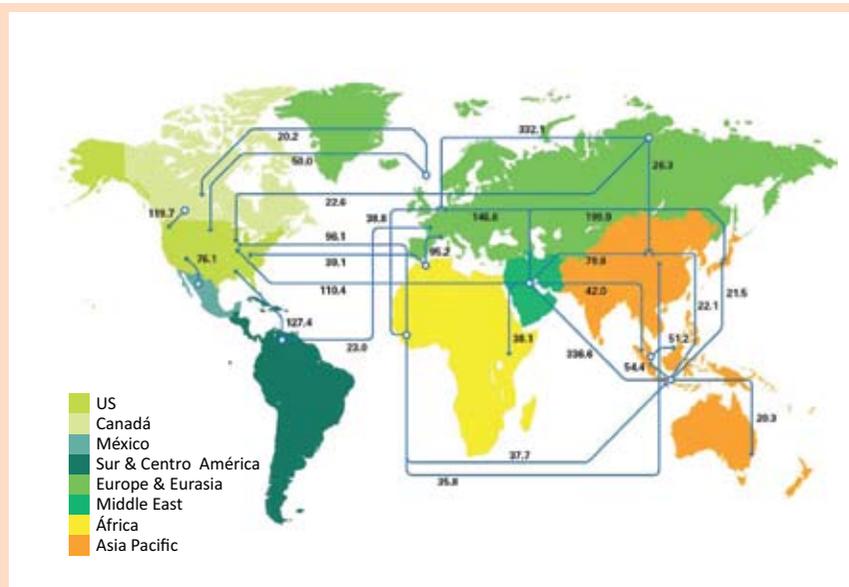
Sin embargo, existe alta preocupación en los países de la OECD, porque se han presentado retrasos en ciertos proyectos, debido a la escalada de los costos y la demora de construcción de nuevas unidades destinadas básicamente a la coquización, hidrotratamiento y procesos upgrading, reflejando no solo la compleja naturaleza de los nuevos

esquemas de refinación, sino las importantes inversiones que se requieren, para procesar los crudos, que cada día son más pesados y con mayor contenido de azufre, que sumado al envejecimiento de la infraestructura, contribuyen al aumento de las dificultades de la actividad.

Pese al futuro difícil que se presume por la política medioambiental, hacia el 2030, China espera aumentar de capacidad a 14.6 MBPD, duplicando la actual infraestructura, en tanto que India estima que añadirá capacidad hasta los 5.2 MBPD. Por su parte Norte América supone un aumento de 1.1 MBPD en 2010 y de 3.5 MBPD al 2030, acumulando un total de 25.6MBPD.

Debido a las diferencias regionales entre la producción y la demanda existe un comercio de productos petrolíferos importante. El intercambio de petróleo tiene como regiones exportadoras más importantes a Medio Oriente y a la Federación Rusa y, como importadora, a la región de Asia Pacífico, seguida por Norteamérica y Europa.

Los flujos comerciales señalan que Estados Unidos recibe crudo de Medio Oriente, Sur y Centroamérica, México, Canadá y Europa. La región de Asia Pacífica se provee del crudo de Medio Oriente, lo mismo que Europa, quién además recibe producto del Norte de África. La gráfica 2.14 presenta los flujos y comercio mundial petrolero.



Gráfica No. 2.14

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008

PRECIOS DEL PETRÓLEO

Según la opinión de los expertos, en la formación de los precios del petróleo es necesario considerar una serie de elementos relativos a temas técnicos, políticos, financieros, entre otros. En el pasado, la OPEP ejercía una importante influencia en los precios del crudo, mediante el establecimiento de cuotas de producción a fin de mantener un cierto nivel de precio, que permitiera a los países productores gozar de su riqueza. Sin embargo, este protagonismo fue perdiendo vigencia y ahora son múltiples los factores que afectan el precio del crudo.

Por ser un bien escaso, la relación entre oferta y demanda juega un rol determinante en la formación

de su precio. Igualmente, es de vital importancia a la hora de entender los precios del crudo en los mercados, la capacidad de refinación y el porcentaje de esa capacidad que se esté utilizando.

Otro de los componentes en la formación del precio del crudo es, sin lugar a dudas, el ritmo de incremento de la capacidad de producción de éste, fundamentalmente por las debilidades de la inversión en nuevas áreas prospectivas, a lo que se suma además, un incremento en el costo del nuevo barril de petróleo que se descubre, desarrolla y extrae, sobre todo en las zonas de producción fuera de la OPEP.

Como se mencionó anteriormente, los precios del crudo se ven influenciados por el volumen de inventarios, teniendo en cuenta la estacionalidad en su consumo, particularmente en invierno. Otro de los aspectos que viene presionando el alza en los precios es el componente especulativo, debido a los mercados de futuros entre agentes inversionistas que juegan con la compra y venta de sus futuros, a fin de maximizar sus beneficios o, minimizar las pérdidas.

Finalmente, se asocian a lo anterior, factores permanentes como las tensiones geopolíticas y la estabilidad sociopolítica en los países productores de crudo, lo cual influye de manera directa en la variación de los precios, ejemplo de ello fueron las importantes variaciones que se vieron con la huelga del sector petrolero en Nigeria, o las presiones en Irán por su programa nuclear y los continuos sabotajes de las infraestructuras petroleras en Irak, la crisis del gigante petrolero ruso Yukos, tensiones internas en Venezuela y finalmente los problemas en la Franja de Gaza.

Ciertos estudiosos del tema, también consideran que la cotización del dólar y su pérdida frente a otras divisas, incide en los precios del crudo de forma inversa, advirtiendo que en los días de mayor pérdida del dólar frente al euro, se ha producido de manera casi inmediata incremento en el precio del petróleo.

Explicar entonces el comportamiento del precio del crudo y su alta volatilidad, requiere abordar tantos temas de distinta índole, que apostar por una sola

hipótesis sería desconocer la problemática que aqueja al mundo globalizado.

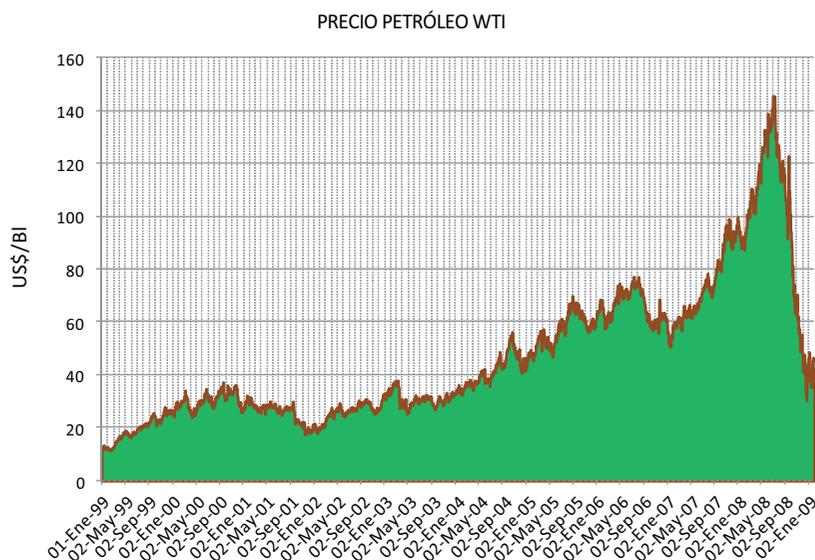
En cuanto al elemento demanda, ya se mencionó anteriormente un crecimiento negativo del consumo petrolero en los países desarrollados durante 2008, con distintos comportamientos en el ámbito regional, pero que al final, originó unas necesidades crecientes a futuro, lo cual supone mayores volúmenes de petróleo para suplir los requerimientos de la sociedad y como consecuencia la aparición de un factor de desestabilización y volatilidad en los precios, con una recesión mundial que implicó un descenso casi inesperado del mismo, estabilizándose en torno a los 40 US\$/BI. Como se puede apreciar en la gráfica 2.15.

Paralelamente iniciando el 2009, la oferta que superó la demanda motivó un pronunciamiento del grupo OPEC, señalando nuevos recortes de producción durante los primeros meses de 2009 si el precio del crudo sigue disminuyendo pese a los niveles de producción por parte de los países pertenecientes a la OPEC. A la par, los inventarios mantenidos por los países OCDE presentan un aumento importante en los primeros días de enero de 2009, sobre todo en Estados Unidos, como consecuencia de las fluctuaciones en de los precios y de la propia demanda.

En lo referente a costos de producción de petróleo, es necesario señalar que el descubrimiento de nuevos yacimientos requiere mayores inversiones y mejores tecnologías que hagan posible la ubicación y extracción del crudo en términos comerciales.

Gráfica No. 2.15

Fuente: IEA-DOE



Durante el 2008, las empresas prefirieron encausar sus esfuerzos a incrementar la producción de los campos y así disfrutar en forma inmediata del impacto que los altos precios del crudo generaron en sus márgenes de utilidad, que hacer grandes inversiones en exploración por el riesgo que representa, sabiendo que el conocimiento geológico mundial ha mejorado enormemente en los últimos 30 años y hoy en día es casi inconcebible pensar que siguen habiendo grandes yacimientos de petróleo para ser encontrados, según lo manifestado por el geólogo Colin Campbell.

Junto con la capacidad de producción, la capacidad de refinación y el porcentaje de utilización de esa infraestructura, son elementos a considerar a la hora de analizar la evolución de los precios de crudo, de cara a estimar la oferta de productos refinados y la correcta satisfacción de la demanda. Es preciso anotar que los márgenes de refinación han disminuido y vienen fluctuando con el precio del petróleo, lo que ha llevado a las empresas a implementar nuevas estrategias, buscando una mayor rentabilidad.

Es evidente que hay influencia de los mercados financieros en la formación del precio final del crudo, por la importancia de los precios de los contratos a futuro, en el precio de comercialización diaria o "spot", el cual en el pasado, durante mucho tiempo se podía determinar por las variaciones en inventarios físicos, dados determinados niveles de oferta y demanda.

Hay que recordar que el petróleo es comercializado tanto en Bolsas de Valores como en forma directa entre los participantes en el mercado de futuros, mediante una técnica denominada valores no registrados, en el mercado de futuros (donde se venden barriles a un precio fijo en una fecha determinada y tiene un impacto directo y deliberado en el precio del petróleo que se vende y compra diariamente). Así, la fijación del precio del petróleo es opaco, sólo unos pocos actores del mercado saben quién compra y vende petróleo.

Como se aprecia en la gráfica 2.15, a partir del mes de agosto de 2008, se inició un descenso importante del precio, desde que llegó a un record histórico por encima de los 145 US\$/Bl, en la segunda semana de julio y el 23 de diciembre de 2008, el precio fue de 30.2 dólares por barril (la cotización más baja) y en menos de medio año, se redujo un 80%. Lo que pareciera indicar burbujas generadas directamente

por capital especulativo, que comenzó a invertirse en grandes cantidades en el mercado de futuros con miras a obtener beneficios.

Según los expertos, en comparación con 2003 el volumen del capital especulativo en los mercados internacionales de futuros en el 2008 se había multiplicado casi por 20, llegando a 260,000 millones de dólares y cerca del 50% de este capital se ha utilizado para los negocios de futuros de petróleo. En la actualidad el volumen total de los contratos de futuros de petróleo ha sobrepasado los 1,000 millones de barriles. Según las estadísticas de Lehman Brothers de Estados Unidos, cada 100 millones de dólares en el mercado internacional de futuros de petróleo impulsa en un 1.6% el precio de futuro de este recurso.

El alto precio de petróleo impulsado por la excesiva especulación constituye una seria amenaza para la seguridad energética, el crecimiento económico y la estabilidad social del mundo. En muchos países de Europa y Asia estallaron manifestaciones contra el alto precio. A causa de la gran inflación generada por el alto precio de crudo, el Fondo Monetario Internacional bajo sus pronósticos sobre el crecimiento económico global del 2008 y del 2009.

Esta situación sumada a la crisis económica viene motivando la intervención del gobierno americano para evitar la profundización de la recesión, operaciones de especulación y en particular, se propone que los corredores de bolsa que compran y venden petróleo en los mercados electrónicos se sometan a la supervisión de la Comisión de Mercado de Valores de Futuros de Materias Primas, toda vez que el mercado está ahora dominado por especuladores como fondos de pensiones y bancos de inversión que no llegan nunca a tomar posesión del crudo.

La turbulencia financiera vivida por los Estados Unidos, ha desencadenado una baja en el precio de los futuros de petróleo, en razón al pánico de los mercados. El crudo también ha perdido posición para entregas a futuro en medio de las negociaciones intensivas en torno a un nuevo acuerdo entre el gobierno y el legislativo de los Estados Unidos para un rescate financiero por un monto de 700,000 millones de dólares.

También es cierto que la profundización de la crisis económica que ronda la mayor parte de la economía mundial, puede reducir la demanda energética y presionar a la baja sobre las cotizaciones, lo cual a su vez amenaza con frenar las inversiones

en el sector, tanto en Estados Unidos como en países de la Unión Europea, poniendo el riesgo el abastecimiento futuro.

Como el ambiente económico actual produce un alto grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de petróleo, a más de generar un comportamiento de volatilidad inusual, los analistas advierten sobre la complejidad de la situación, que dificulta asimismo prever la evolución de los precios del petróleo.

Sin embargo, las señales que el mercado emite son claras, y dentro de la interpretación que de ellas puede realizarse, se evidencia que conciben la actual crisis de capitales como un fenómeno

temporal, que si bien afectará la posición financiera de los especuladores, y evidentemente descontará el margen de precio que a ellos corresponde, en el mediano plazo retomarán posiciones con participaciones aparentes de entre 5 y 6 dólares por barril. Es evidente además, que el mercado descontó hace algunas semanas el fenómeno de desaceleración en la producción, eliminando cerca de 30 dólares por barril, que en su mayor parte asumió el mercado real del petróleo.

Las proyecciones del mercado son de un fenómeno financiero de corto plazo y de crisis de consumo de largo plazo, con ciclos trianuales básicos, y una expectativa de futuros de incremento en plazos superiores a los 8 años.

ENTORNO LATINOAMERICANO

Con excepción de algunos países, la región latinoamericana es rica en recursos energéticos procedentes de los hidrocarburos, carbón mineral e hidroelectricidad aunque el potencial energético no presenta una distribución equitativa. La región en su conjunto es exportadora neta de crudo y de gas, concentrándose las exportaciones de hidrocarburos a nivel consolidado en cuatro países principalmente: Venezuela, Ecuador, Trinidad y Tobago y Colombia.

Por otra parte, es importante anotar que más del 80% de la producción de energía se concentra en sólo cuatro países: Argentina, Brasil, Venezuela y Colombia, con 13.3%, 39.2%, 12.9% y 5.4% correspondientemente, de acuerdo con los datos de IEA-DOE, aclarando que el aporte en términos energéticos de Trinidad y Tobago es inferior al de Argentina.

En términos de producción per cápita de energía primaria, es Venezuela el país que presenta el mayor índice con un valor aproximado de 6.9 toneladas equivalentes de petróleo persona- año, seguido por Argentina cuya producción per cápita es de 2.2, Colombia con 2.03 y Brasil que logra 1.02 toneladas equivalentes de petróleo persona- año. La media de la región coincide con el indicador colombiano de 2.03.

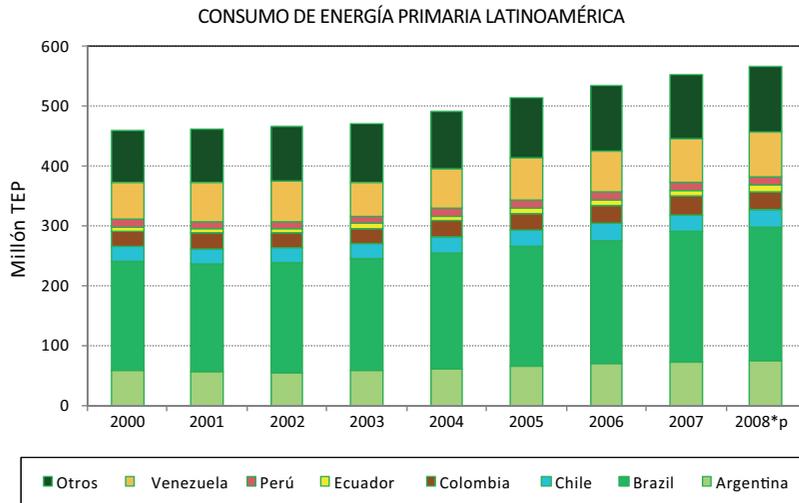
Respecto al consumo primario de energía, indudablemente Brasil se constituye en el mayor demandante individual de energía primaria con una participación de la estructura que excede el 39%, seguido por Argentina, Venezuela y Colombia. Juega un rol importante la demanda de Chile, cuya participación es similar a la colombiana y corresponde al doble de lo consumido por Perú. La

gráfica No. 2.16 presenta la evolución del consumo de energía en la región, discriminada por país.

Durante el periodo 2000-2008, las mayores tasas de crecimiento interanual en el consumo de energía primaria correspondieron a Argentina y Ecuador con 3.2% y 4.5% respectivamente, en tanto que Venezuela presentó la menor tasa media anual con 2.1% para el mismo periodo. El resto de los países de la región mostraron tasas uniformes cercanas al 2.5% promedio año.

El consumo total de energía primaria en 2008 ascendió a 566 millones de toneladas equivalentes de petróleo, con un incremento del 2.5% con respecto al 2007 y una tasa de crecimiento promedio anual del 2.4% en los últimos 8 años, consecuencia del crecimiento económico y demográfico de la región. El consumo energético en relación con el total mundial ha aumentado ligeramente, lo que podría suponer menor eficiencia en el consumo de energía, ya que el PIB de la región ha disminuido su peso relativo en el concierto mundial.

En términos de fuentes, el petróleo sigue siendo el energético de mayor aporte a la canasta energética regional, pese a que su participación relativa ha venido disminuyendo de forma sostenida. En 2008, el crudo representó el 44.4% de la estructura energética y el escenario de referencia del IEA 2008 estima que hacia el 2030 su aporte alcanzará una participación relativa de 38.9%, convirtiéndose en la única fuente en ceder terreno, aunque en términos absolutos significa un aumento de 80 millones de toneladas equivalentes de petróleo con respecto a 2008.



Gráfica No. 2.16

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008

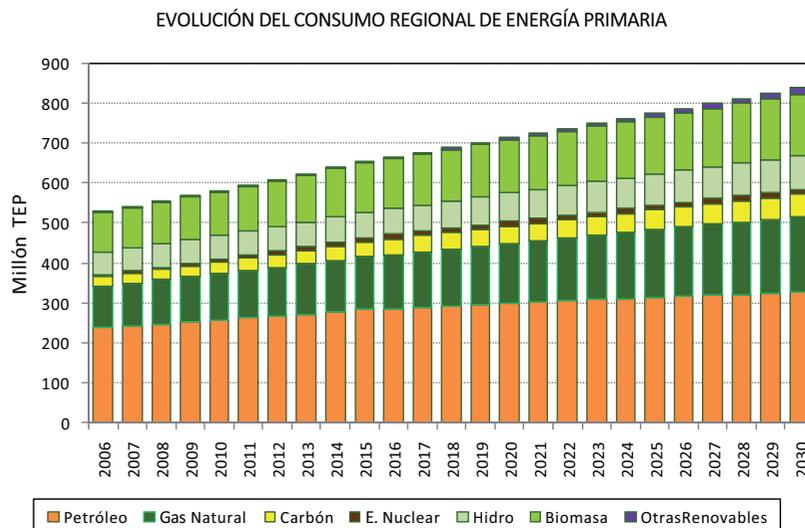
En ese contexto, el petróleo sostendrá una tasa de crecimiento promedio anual del 1.1%, valor mucho menor que la tasa de crecimiento medio esperado en la demanda total de energía primaria en la región la cual se estima en 1.7%, entre 2008 y 2030.

Las fuentes renovables distintas a la biomasa e hidroelectricidad son las de mayor tasa de crecimiento durante el periodo de análisis, con 8.6% promedio año, que en términos relativos aumenta su participación relativa de 0.4% en 2008 a 2% en 2030, incrementando la demanda en 14.5 toneladas equivalentes de petróleo, en el horizonte de estudio.

La segunda posición la ocupa el carbón con un

tasa de crecimiento medio anual de 3.2% y un aumento de la participación relativa de dos puntos porcentuales al pasar de una contribución de 4.5% en 2008 a 6.4% en 2030, lo que equivale a aumentar en consumo 29.1 MTEP. La gráfica No. 2.17 presenta la evolución del consumo por fuentes y prospectiva hasta 2030 de la región.

El gas natural con el mayor dinamismo en el crecimiento de energía primaria durante los últimos años, se sitúa como la tercera fuente en tasa de crecimiento. Según AIE, el crecimiento interanual de este fuente se aproxima al 2.2% y su participación relativa se eleva al 20% en 2008 y al 22.8% en



Gráfica No. 2.17

Fuente: IEA-DOE

2030, lo cual corresponde a ampliar el consumo en 80 MTEP, igualando el aumento al petróleo que también incrementará en 80 MTEP el consumo pronosticado a 2030.

La hidroelectricidad y biomasa que en conjunto contribuyeron con el 28.3% de la canasta energética regional en 2008, aumentarán su participación a 29.4% en 2030, producto de un mayor uso de biomasa para la producción de biocombustibles. Por último, la energía nuclear que ha venido perdiendo peso relativo contribuyó con el 1.2% de la energía consumida durante el 2008, incrementará su participación a 1.6% en 2030, con una tasa de crecimiento interanual de 2.5%, en el periodo.

De acuerdo con las proyecciones energéticas del escenario base, los recursos fósiles (petróleo, gas natural y carbón) continuarán dominando la estructura de consumo, con un aporte que rebasará el 68% en 2030, aún cuando la participación del petróleo disminuirá en cerca de 5.5 puntos porcentuales. Entre los energéticos de origen fósil, el gas natural y el carbón son las fuentes de mayor tasa de crecimiento con 2.7% promedio año en el horizonte

de proyección, ganando espacio frente al petróleo y en menor proporción a las fuentes renovables particularmente la biomasa. Entre tanto, los recursos renovables mantendrán su alta participación relativa en la canasta de energía primaria Latinoamericana adicionando un ligero incremento, explicado por una tasa de 2.2% promedio año.

Llama la atención el crecimiento de la energía nuclear, ya que en la proyección realizada por AIE en 2007, ésta tan solo registraba aumentos cercanos al 1.2%. Es de suponer, que los cambios originados por el calentamiento global han hecho que el mundo mire hacia la energía nuclear como alternativa para la disminución de emisiones de gases efecto invernadero. De la misma manera, es de anotar la alta participación de biomasa dentro de estructura de consumo de la región, la cual se mantiene a lo largo de la proyección.

En términos absolutos Latinoamérica pasará de consumir 555 MTEP en 2008 a 838.3 MTEP en 2030, aumentando la demanda en un 50%, elevando la demanda per cápita de energía un 21% al pasar de 1.88 a 2.28 MTEP, en el periodo de estudio.

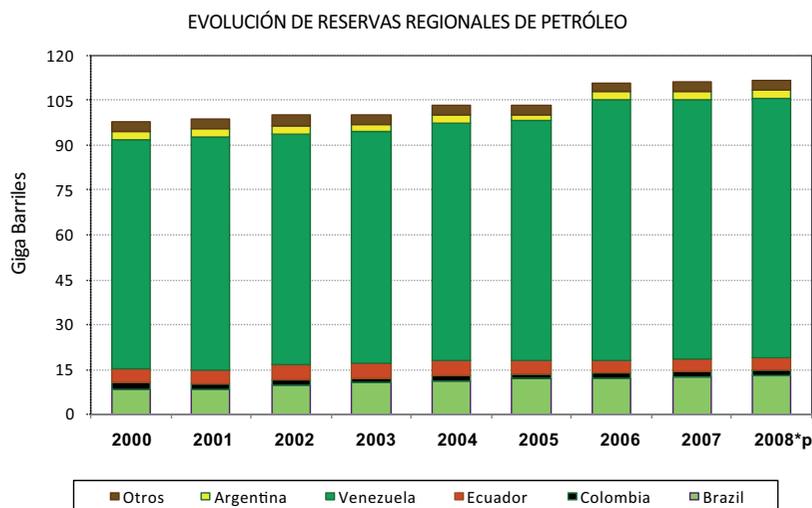
RESERVAS DE PETRÓLEO EN LATINOAMÉRICA

No todos los países que conforman la región cuentan con recursos de hidrocarburos, pero aún así, las reservas de petróleo representan el 9% del total mundial. El volumen actual de reservas de petróleo alcanza los 101.2 miles de millones de barriles, con incremento marginal frente a las reservas existentes

finalizando el año 2007, siendo Brasil, Venezuela y Ecuador con 7%, 1% y 0.3% respectivamente, los países que han contribuido con el aumento, aunque los demás países como Colombia incorporaron pequeñas cantidades que no alcanzan medio punto porcentual en forma individual.

Gráfica No. 2.18

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008, información de prensa



Con respecto al 2000, la región ha aumentado sus reservas 13.6 giga barriles, descontada la producción, lo cual significa una tasa de crecimiento promedio anual de 1.8%, siendo el 2006 el año de mayor incorporación de reservas en los últimos años. La gráfica 2.18 presenta la variación anual de las reservas en cada uno de los países que disponen del recurso.

En forma individual Venezuela posee el 7% de reservas mundiales, en tanto que Brasil dispone de poco más o menos del 1% mundial, mientras los demás países participan de forma secundaria. El potencial de Venezuela es mucho mayor y podría contar con mayores volúmenes, si el país lograra contar con el bitumen recuperable de la faja petrolera del Orinoco, en la misma forma en que Canadá incluye su petróleo no convencional de sus arenas bituminosas. Sin embargo, Venezuela no ha llegado tan lejos como Canadá en la explotación de este recurso, aunque sin duda esos vastos depósitos serán importantes en el futuro.

En relación con el indicador reservas-producción, la región cuenta con 49.2 años que solo es superado por Oriente Medio y desde el 2000, esta relación se ha mantenido entre 39 y 45 años, debido a la incorporación sostenida de nuevos recursos. Bajo la perspectiva del indicador R/P Latinoamérica es importante a nivel global por considerarse que podría suministrar volúmenes importantes de hidrocarburos a los países deficitarios del recurso.

Regionalmente, el indicador ha crecido a razón de 2.3% promedio año en lo corrido del nuevo milenio, sobresaliendo Venezuela que muestra un comportamiento ascendente comenzando en 2000 con 65 años y culminando en 2008 con cerca de 100 años de R/P. En la misma circunstancia aunque con menor crecimiento se encuentra Brasil que pasó de 17.4 a 19.1, Argentina de 9.5 a 10.7 años, Ecuador que inició con 30.5 años en el 2000 culminando el 2008 con 22.9.

No ocurre lo mismo con los demás países de la región, algunos incrementaron sus reservas y también su producción y otros aumentaron la producción pero la tasa de incorporación de nuevas reservas no cubre la de extracción, lo que al final muestra modificaciones sin mayor relevancia, tal es el caso de Ecuador que inició el 2000 con una relación de 30.5 años y finalizó en 2008 con 22.9, igual es el caso de Colombia que conservaba una R/P de 7.6 años en 2000 y descendió a 6.98 en 2008.



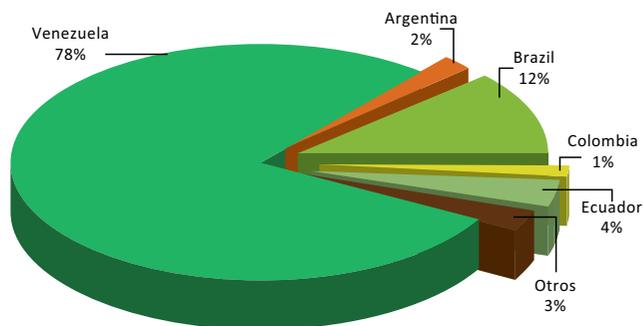
Interiormente, el 93.5% de las reservas petrolíferas se concentran en tres países: Venezuela, Brasil y Ecuador. Venezuela posee la mayor riqueza de la región con 87.1 Giga barriles que representan el 78% de la región, seguido de Brasil con 12% y Ecuador con 4%. Conjuntamente Argentina y Colombia suman el 3% del total regional, lo mismo que el resto de los países de que conforman el continente centro y suramericano que de manera agrupada suman el otro 3%. Vale la pena mencionar que son muchos los países de la región que no cuentan con el recurso, principalmente en Centroamérica y en el sur donde se destacan Chile, Uruguay y Paraguay.

No obstante, es importante el potencial de hidrocarburos en cada uno de los países; por ejemplo en la cuenca de las Malvinas de Argentina se estima que el potencial alcanza los 18,000 millones de barriles equivalentes, mientras que en Colombia según la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH el potencial es de 47,000 millones de barriles equivalentes. A este respecto los expertos señalan que los nuevos recursos se encontrarán en cuencas sedimentarias mar adentro y a grandes profundidades, debido a la disminución de oportunidades en regiones tradicionales, pese a los grandes esfuerzos exploratorios en estas cuencas.

Por tal motivo, se prevé que los grandes descubrimientos calculados en miles de millones de barriles de crudo están por encontrarse en aguas más profundas, tal es el caso del descubrimiento reciente del campo Tupi y el grupo pre-sal de la Cuenca de Santos, en aguas de Brasil, donde se calcula un potencial entre 12,000 y 30,000 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Ésta, es una de las razones por las cuales, los inversionistas están mirando hacia las operaciones offshore, convirtiendo la exploración de aguas profundas y ultraprofundas en un fenómeno global, pese a la dificultad, altos riegos y costos de invertir en esas zonas. La gráfica 2.19, representa la distribución de las reservas de petróleo al finalizar el 2008, distribución que no ha variado en forma importante en los últimos años.

DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO EN LATINOAMÉRICA - 2008



Gráfica No. 2.19

Fuente: OPEC 2008 y BP Statistical Review of World Energy 2008

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LATINOAMÉRICA

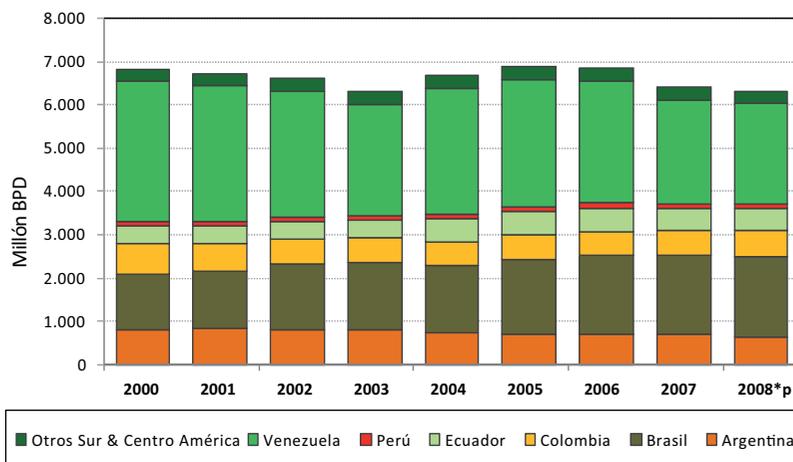
A lo largo del periodo 2000-2008, la producción promedio de la región alcanzó los 6.62 MBPD, con un máximo de 6.89 MBPD en 2005 y una tasa de reducción promedio año del 1%. La capacidad de producción en 2008 descendió en cerca de 84,000 BPD respecto al 2007 y al año inmediatamente anterior (2006), la pérdida fue de 540,000, mientras que al 2000 la pérdida fue de 480,000 BPD.

El volumen de producción alcanzado durante 2008 ubica a Latinoamérica en el último lugar de la producción entre las regiones productoras de crudo

a nivel mundial, aún cuando Venezuela se sitúa entre los diez principales productores. La gráfica 2.20 muestra el comportamiento de la producción en la región durante los últimos siete años.

La gran mayoría de los países muestran desde el 2000 una reducción paulatina de su producción que se acentuó en 2003, por el comportamiento de Venezuela. En el 2008 solo Brasil y Colombia aumentaron su producción respecto del 2007, los demás países productores descendieron, destacándose Argentina con un pérdida cercana

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN REGIONAL DE PETRÓLEO



Gráfica No. 2.20

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008, Pagina WEB de Ministerios de Energía de los países productores

a los 70,000 BPD, Venezuela con una reducción aproximada a los 50,000 BPD, de acuerdo con el boletín OPEP Monthly Oil Market Report de Enero de 2009 y Ecuador cuya disminución se acerca a los 20,000 BPD.

La producción petrolera del Perú es marginal frente a los aportes de Venezuela y Brasil, en tanto que la producción de Ecuador y Colombia mantienen los mismos órdenes de magnitud. Según los estimativos de la Agencia Internacional de Energía el crecimiento de la producción de petróleo en la región se concentrará en Brasil, teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos 10 años y los prospectos en "Offshore" (costa fuera) existentes.

Estima la agencia que la producción puede incrementarse hasta un 38% es decir llegar a 2.6 MBPD en 2013, incluyendo los líquidos provenientes de las plantas de Gas Natural Licuado (LNG por sus siglas en inglés), excluyendo los aportes de etanol que pueden incrementarse de 300,000 BPD en 2008 hasta 600,000 en 2013. En general se resalta la importancia de Brasil en el mediano y largo plazo, por los posibles hallazgos en aguas profundas y debajo de una capa de sal existente en la cuenca más importante del "Offshore".

Otro de los prospectos significativos en la región es el desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, donde se estima que su producción permitirá incrementar la producción colombiana hasta los 600,000 BPD en el 2012.

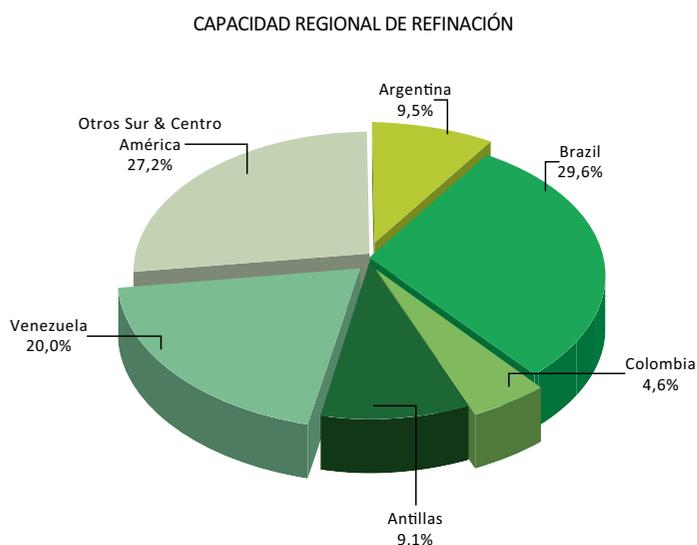
CAPACIDAD DE REFINACIÓN EN LATINOAMÉRICA

La región Latinoamericana cuenta con cerca del 8.7% de la capacidad de refinación mundial y consume aproximadamente entre el 8% y 9% de la demanda mundial de productos refinados. El crecimiento de la demanda de petróleo en la región en la década correspondiente a 1995 – 2005 fue de aproximadamente 13,7%, mientras que el crecimiento de la capacidad instalada de refinación en el mismo periodo estuvo alrededor de 7.5%, región que tampoco escapa a la realidad global.

Como lo muestra la gráfica 2.20, la capacidad de refinación en la región se concentra en dos países: Brasil con cerca de 2 millones día de capacidad

de tratamiento y Venezuela con 1.3 MBPD, representando conjuntamente casi el 50% del total de la región. En muchos de los países que conforman la región particularmente los ubicados en Centroamérica y la Antillas más de la mitad de las refinerías tienen capacidad de procesamiento menor a los 50,000 barriles por día, y la mayoría de estas instalaciones carecen de un grado significativo de flexibilidad de procesamiento, señala en sus estudios el Banco Mundial.

Al igual que el contexto mundial, Latinoamérica, tiene un estrecho margen entre el consumo y su capacidad instalada, mientras la capacidad total asciende a



Gráfica No. 2.21

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008

6.5 millones de barriles, el procesamiento de crudo representa poco más o menos el 85% de la capacidad de operación y la carga a las refinerías es cada vez más pesada, limitando la capacidad de procesamiento y la producción de destilados medio, reduciendo por tanto los saldos exportables. Mientras que la capacidad de refinación se ha aumentado en promedio año cerca de 0.6% desde el 2000, el procesamiento lo ha hecho al 0.7% en el mismo horizonte, indicando cada día, menos disponibilidad.

Los pronósticos de la Agencia Internacional de Energía indican que en 2012 el incremento de la capacidad de tratamiento estará dominado por Petrobras, empresa que planea aumentar en 130,000 barriles el procesamiento de crudo pesado. También en Chile y Perú estiman un aumento gradual de 20,000 barriles a 2012, así como de 70,000 en Colombia. Sin embargo, son muchos los estructuradores de proyectos en la región aún cuando no hay claridad en los esquemas de inversión. Así mismo, en muchos de los países se tienen programas de inversión a fin de mejorar los procesos para la eliminación del azufre en los combustibles y adecuarse a la nueva normativa ambiental, impuesta en muchos de los países de la región.

Según medios de comunicación venezolanos, Petróleos de Venezuela S.A - PDVSA estima que en 2010 habrá incrementado su capacidad para obtención de derivados de crudo, en 500 mil barriles diarios, de manera que en total se estarían refinando alrededor de 1.8 millones de barriles diarios a la par que encuentran en negociaciones con Petrobras para la construcción de una refinería de 600,000 BPD en Brasil.

Por otra parte, se adelantan gestiones para desarrollar un proyecto consistente en la construcción en Centroamérica de la Refinería Regional Mesoamericana, con capacidad de procesamiento de 360,000 BPD de petróleo pesado proveniente de México, cuyo propósito es el de garantizar la producción de derivados para el consumo en la región con menor costo de procesamiento y contribuir a un fondo de desarrollo para Mesoamérica. Sin embargo, el proyecto ha sufrido retrasos y en el proceso de licitación para la construcción culminado en septiembre de 2008, sufrió un revés cuando no se presentó ninguna empresa, poniendo en riesgo la realización del mismo.



Entorno Nacional



Entorno Nacional

Este capítulo contiene el análisis de los indicadores económicos nacionales de los últimos años, el desarrollo de los mismos y su influencia en el sector petrolero. Incluye el análisis de la matriz energética colombiana y la participación del petróleo dentro de los recursos energéticos del país.

PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS

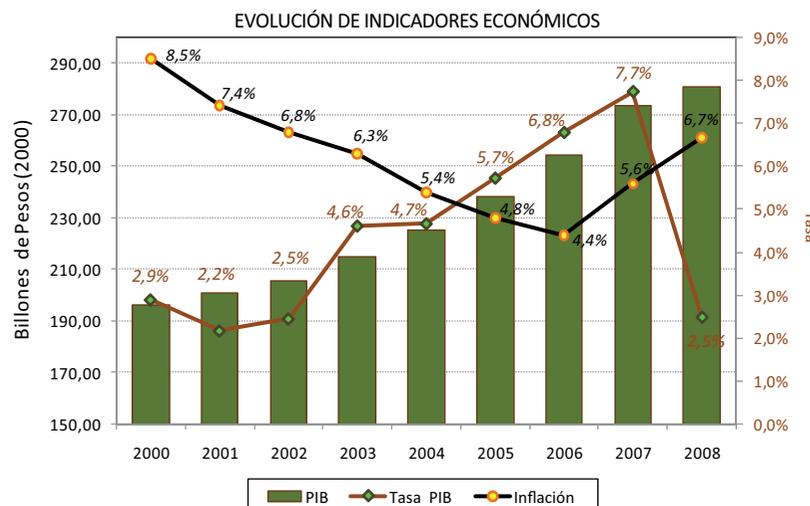
El desempeño de la economía colombiana desde el 2000 ha mostrado un crecimiento continuo gracias a la recuperación del consumo interno, al mayor dinamismo de la demanda externa, y en general por la expansión de la región latinoamericana, con equilibrio macroeconómico en muchos de los países y un buen comportamiento de los indicadores de carácter laboral y social.

La suficiencia de la economía durante los últimos años se ha apoyado en una mayor confianza por parte de los inversionistas y los consumidores, resultado de medidas tomadas por el Gobierno, tales como la puesta en marcha del programa de seguridad democrática, la reducción de la inflación y las disposiciones para el ajuste fiscal. La gráfica No. 3.1 muestra el comportamiento del producto interno bruto.

El comportamiento de la economía nacional se encuentra en el promedio de la región, durante el periodo 2006-2007 tuvo su mejor desempeño en tres décadas, superando el promedio regional

con un margen considerable, gracias a que los inversionistas pueden encontrar en Colombia una mejor y más segura expectativa de inversión. El factor que más incidió en el buen desempeño económico en términos de crecimiento fue la inversión privada, consecuencia de la reducción del riesgo país por menores requerimientos de endeudamiento externo a través de créditos. Puede decirse entonces que la economía ha venido en un proceso de crecimiento positivo y sostenido, alcanzando durante los últimos cinco años un promedio cercano al 5%.

Durante éstos años, la participación de los diferentes sectores en el PIB se ha mantenido casi invariable, con un subsector de servicios compuesto por actividades como los servicios personales, financieros y comercio que ha aportado cerca del 53.2% de la riqueza producida en el país, la industria manufacturera con aportes próximos al 16.3% y sectores primarios como el agropecuario y minero que contribuyen con 9.3% y 4.9%, respectivamente. Los demás sectores: transporte, construcción y el



Gráfica No. 3.1

Fuente: DANE y Ministerio de Hacienda y Crédito Público

rubro de electricidad, gas y agua, han participado con 7.4%, 5.9% y 3.0%, correspondientemente.

Sin embargo, en 2008 se presenta una desaceleración de la economía, que marca el final de una tendencia económica creciente, consecuencia de factores que incluyen al aumento en las tasas de interés, el menor ingreso disponible de los hogares que ha llevado a disminuir el consumo, el enfriamiento de la producción industrial y el encarecimiento del financiamiento externo, por la recesión económica mundial.

Según los datos del DANE, en el período enero-septiembre de 2008 el Producto Interno Bruto (PIB) creció 3.1 por ciento, frente a 8.1% que había aumentado el año 2007 (año histórico) en igual lapso, lo cual significa menos de la mitad de lo logrado el año anterior. Comparativamente, la desaceleración es fuerte e impacta mayormente al sector industrial, la construcción y electricidad, gas y agua, subsectores con menor crecimiento durante el primer semestre de 2008.

Entretanto en el segundo semestre, los resultados no fueron tan favorables, el consumo, en particular la inversión privada, motor de la actividad económica en años anteriores, continuó elevándose, aunque a tasas muy inferiores, razón por la cual el Gobierno tomó la decisión de reducir la meta de crecimiento de 2008 y aproximarla al 3.5%. No obstante, en promedio durante el 2008, el PIB alcanzó una tasa de crecimiento del 3%, valor cercano a la meta gubernamental, mostrando cierta tranquilidad para enfrentar la crisis que vive el mundo actualmente, pero que se ha intensificado velozmente en el primer mes de 2009.

Igualmente, la crisis financiera internacional impactó de manera enérgica la economía colombiana en los tres frentes en los que estaban puestas muchas de las expectativas para el crecimiento económico colombiano: las exportaciones, la inversión extranjera y las obras de infraestructura, de acuerdo con lo manifestado por el Presidente de la República, toda vez que al resentirse la economía norteamericana y la de Venezuela, la demanda de productos colombianos por consiguiente disminuyó. Lo mismo está ocurriendo con la inversión extranjera y las remesas, según los expertos de FEDESARROLLO.

Para el 2009, expertos como CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) prevén una desaceleración mayor de la economía colombiana por la disminución de la actividad industrial por efecto de un deterioro en las

exportaciones, así como reducción de las remesas, de la inversión extranjera directa y el financiamiento externo. Todo esto provocará contracción del crecimiento económico, en cerca de un punto porcentual con respecto al 3% estimado por el Gobierno Nacional.

Otros expertos como FEDESARROLLO, estima que el crecimiento económico en el 2009, podría llegar al 2.6%, que puede disminuir en razón al escenario financiero internacional, el cual continúa profundizándose y en consecuencia una menor demanda de productos colombianos. Otros estudiosos menos optimistas como Economist Intelligence Unit (EIU), señalan en su informe de enero de 2009, que la economía de nuestro país entrará en una recesión franca, con una caída del PIB de -0.5%, debido al recrudecimiento de la crisis global.

Pese a la situación económica mundial, el anuncio del gobierno estadounidense de inyectar capital al sistema financiero norteamericano, ayudará a devolver la confianza, permitiendo regresar a la senda de crecimiento, indican los analistas financieros mundiales. Entre tanto, los dirigentes del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial, piden a los gobiernos de los países industrializados su intervención para que con fondos públicos, se recapitalicen las instituciones financieras, con objetivos bien definidos y transparencia, a fin de evitar el descalabro económico mundial, con lo cual se daría un giro en la participación del Estado y éste volvería a ser empresario.

Aunque el sistema financiero colombiano es sólido, es difícil que el país permanezca ajeno a la situación mundial y la materialización de la crisis en nuestro país solo será perceptible en 2009, cuando se realicen las inversiones tanto públicas como privadas, y la forma como estén financiados los presupuestos que tengan el gobierno y las empresas.

En lo concerniente a la inflación, entre 2000 y 2006 se presentó una reducción continua que se inició con una variación de los precios de los bienes y servicios que componen la canasta familiar, del 8.5% a 4.4% en 2006, considerado como el logro más significativo del control de precios en el país, después de llegar a un solo dígito y constituirse en la cifra más baja de los últimos 20 años; ver Gráfica 3.1.

Posteriormente, a partir de 2007 se observa una inflación creciente sistemáticamente por encima de la meta definida por el Banco de la República, pese

a esta situación la inflación colombiana es una de las más bajas de América Latina, solo México y Brasil alcanzan niveles más bajos. Inclusive Chile, modelo de desarrollo económico en la región, ha visto como el costo de vida en el primer semestre de 2008 llegó a niveles que no experimentaba desde hace 13 años.

En el caso colombiano como en el resto de países, el crecimiento de la inflación durante el 2008, obedeció a los precios de los alimentos situación que se argumenta con factores como el aumento de los precios internacionales de las materias primas, el avance de la implementación de los programas de biocombustibles y el incremento de fletes de transporte y de agroquímicos, reflejo de los altos precios del petróleo, unida a un aumento de la demanda de los países emergentes.

No obstante para el segundo semestre de 2008 los precios de los “commodities” cedieron, lo que redujo en algunos puntos la inflación frente al ritmo que venía y a partir de septiembre debido a menores reajustes en los precios de los alimentos. Esto último se dio por un alivio de las presiones externas, pero también por una reducción de los precios de varios alimentos producidos internamente, que lograron un control de la presión inflacionaria.

Tanto China, primer país en materia de tasa de crecimiento mundial, como Estados Unidos, potencia económica, y España, como nación europea más cercana a Latinoamérica, están enfrentando el mismo problema.

De acuerdo con el informe presentado al Congreso por el Banco de la República, la meta de inflación propuesta para 2008 no se cumplió y el nivel alcanzado de 7.67% influyó negativamente en el crecimiento económico colombiano.

Para 2009 y comienzos de 2010 se espera una reducción de la inflación anual, debido a que las presiones externas habrán mermando ostensiblemente y se considera que los precios internacionales tanto de materias primas como de energéticos disminuirán, por lo que la inflación anual de alimentos, servicios públicos, transporte y otros bienes y de sus sustitutos internos, se reducirán gradualmente.

En cuanto al comportamiento del sector externo, el país experimentó un incremento progresivo del comercio exterior, en lo corrido en del siglo XXI. Las exportaciones colombianas alcanzaron en 2007 los 29.9 millones de Dólares FOB, mientras las importaciones lograron un valor de 32,897 millones

de Dólares CIF, lo cual establece un déficit en la balanza comercial de 2,906 millones de Dólares. En el 2008 las exportaciones se acercaron a los 39 MUS\$FOB, según la proyección de PROEXPORT, mostrando un incremento del 30% respecto del 2007, destacándose un aumento de la exportaciones tradicionales las cuales participan con el 54.8% y dentro de las cuales sobresalen las ventas de petróleo.

Las exportaciones no tradicionales constituyen el 45.2% del total, y los principales son productos textiles y confecciones, oro, productos de joyería, banano, flores, gasolina, medicamentos, polipropileno y aceite de palma en bruto, cuyo crecimiento aproximado fue del 12% con respecto al 2007.

Desde los inicios de 2003 las exportaciones colombianas muestran una trayectoria creciente frente al acumulado de los doce meses anteriores, registrando al final de ese año un importante incremento. Durante el primer semestre de 2008, la actividad se mantuvo logrando una tasa de crecimiento de 37.7% con respecto al mismo período de 2007, y contrariamente en el segundo semestre se inició un proceso de desaceleración, reduciendo la tendencia creciente que se venía presentando.

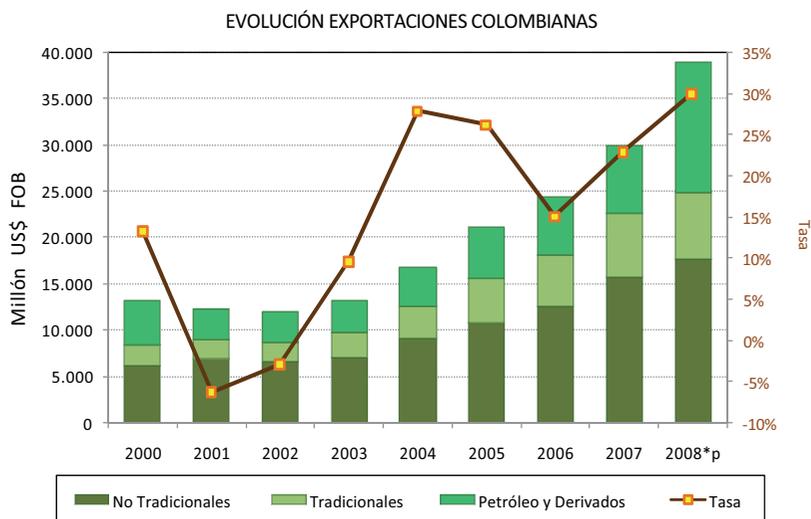
En las exportaciones colombianas, también se destacan los rubros tradicionales como café, textiles, y otros que constituyen el 18.5% de éstas, mientras que el petróleo y sus derivados aportan el 36.3%. La Gráfica 3.2 presenta la evolución de los principales bienes de exportación nacional.

Las ventas a Estados Unidos crecieron un 14%, valor que disiente con la tasa negativa registrada en el primer semestre de 2007, crecimiento explicado por la dinámica de los productos de metalmecánica, productos agroindustriales, productos de joyería y el aumento de las ventas de petróleo gracias a los altos precios durante el primer semestre con lo cual continua como el principal producto exportado. El país también se benefició de los altos precios internacionales de otros productos básicos como, café y carbón, que permitió que las exportaciones tradicionales ganaran participación en el volumen total exportado.

Los principales destinos de exportación son en su orden Estados Unidos con el 38% del total y el 54% de las exportaciones tradicionales, seguido de la Unión Europea, región a la cual se exportó el 13.9% del total y en tercer lugar a Venezuela con 13.8%. A la CAN se exportaron un total de US\$1,441 millones 6.3% del total, siendo Ecuador el principal socio subregional con 59% de las ventas hacia ese

Gráfica No. 3.2

Fuente Proexport Colombia



grupo. Las ventas a Venezuela y Ecuador son muy importantes por su composición, pues estos dos países conforman el 40% del mercado total para las exportaciones no tradicionales de Colombia

Durante el 2008, también se registraron incrementos en las exportaciones hacia otros mercados como: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, Canadá, República Dominicana y México. Por el contrario se disminuyeron las ventas a China en -46.5%, debido a la reducción en las exportaciones de ferrocarril.

Como la demanda externa ha disminuido su dinámica, las autoridades colombianas encargadas del Comercio Exterior prevén una menor tasa de crecimiento en las exportaciones durante el 2009 con destino a Venezuela y a Estados Unidos, por la desaceleración de la economía, lo cual afectará las ventas, así como una tendencia a la disminución de los precios de los productos primarios.

Expertos del Fondo Monetario Internacional indica que las exportaciones mundiales se cayeron profundamente, lo cual afecta a Colombia por la alta sensibilidad a los movimientos de la demanda externa, lo que hace pensar que en el 2009 se presente una reducción drástica del comercio exterior, dado el comportamiento de las ventas a sus tres mayores socios comerciales: Estados Unidos, Venezuela y Ecuador, toda vez que gran parte de nuestro crecimiento económico en los tres años anteriores se debió a la bonanza de exportaciones a estos tres países.

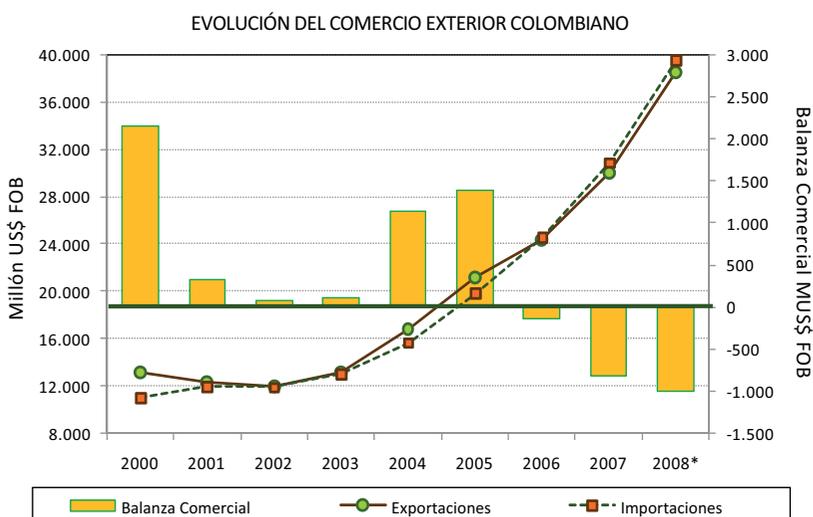
En términos generales las importaciones registraron una disminución frente al ritmo con que venían y se presentaron menores compras a Brasil, Venezuela

y Japón. No obstante, se observó un incremento de compras a Estados Unidos, la Unión Europea, China y México.

Aunque las compras siguen creciendo, lo hacen a un ritmo menor, consecuencia propia de la desaceleración de la actividad económica nacional y de un menor consumo, particularmente en los sectores de construcción e industrial. Se destaca la dinámica en las compras de ACPM, utilizado principalmente como combustible en motores diesel y en calefacción. Las importaciones de este producto crecieron por encima del 300% y el volumen importado también se incrementó en 139%. Los principales proveedores fueron Estados Unidos, Aruba y Puerto Rico.

También al finalizar el primer semestre de 2008, se presentó una recuperación de la balanza comercial colombiana, la cual fue superavitaria en US\$1,877 millones, en contraste con el déficit de US\$891 millones, en el mismo período de 2007, según lo señalado en el Informe de exportaciones, turismo e inversión de octubre de 2008, presentado por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

Sin embargo al finalizar el tercer trimestre del año existía un déficit de balanza comercial, estimándose que el comportamiento se acrecentaría debido a la menor tasa de crecimiento esperada en las exportaciones y al bajo precio del petróleo durante los últimos meses del 2008. La Gráfica 3.3 presenta la evolución del comportamiento del comercio exterior colombiano.



Gráfica No. 3.3

Fuente: DANE y PROEXPORT, información de 2008 proyectada.

Las perspectivas comerciales como se mencionó anteriormente no son tan prometedoras y dependerán, en primer lugar, del grado de ampliación de la recesión en los Estados Unidos y de la magnitud de la desaceleración de la economía de la República Bolivariana de Venezuela, principales socios comerciales del país. Asimismo, el efecto de la reducción de los precios de las materias primas en el valor de las exportaciones, que se viene dando desde el mes de agosto de 2008.

En materia de negociaciones comerciales, el resultado de la gestión gubernamental con Estados Unidos podrá influir en las perspectivas para la aprobación del tratado de libre comercio con ese país; y también se espera, progresos en las negociaciones con la Unión Europea, dado que esta ha desistido del requisito de negociar en bloque con los países andinos.

Respecto a la inversión extranjera medida por la balanza cambiaria interna, ha crecido de manera importante los últimos años pasando de US\$2,436 millones de dólares en 2000 a US\$9,028 millones en 2007, con una tasa de crecimiento promedio año cercana al 20%. Entre 2006 y 2007, el crecimiento de los flujos de inversión que ingresaron al país fue del 39.7%. Entre enero y noviembre de 2008, la inversión extranjera directa ascendió a US\$7,775 millones, con un crecimiento de 26%, frente al mismo periodo de 2007, dando cuenta de la confianza que han depositado los inversionistas extranjeros en Colombia.

La inversión de petróleo y minería presentó un incremento de 33% al pasar de US\$4,088 millones a US\$5,428 millones, en tanto que la inversión en

otros sectores aumento en un 12% respecto del mismo periodo de 2007, al pasar de MUS\$2,096.8 a MUS\$2,347.2.

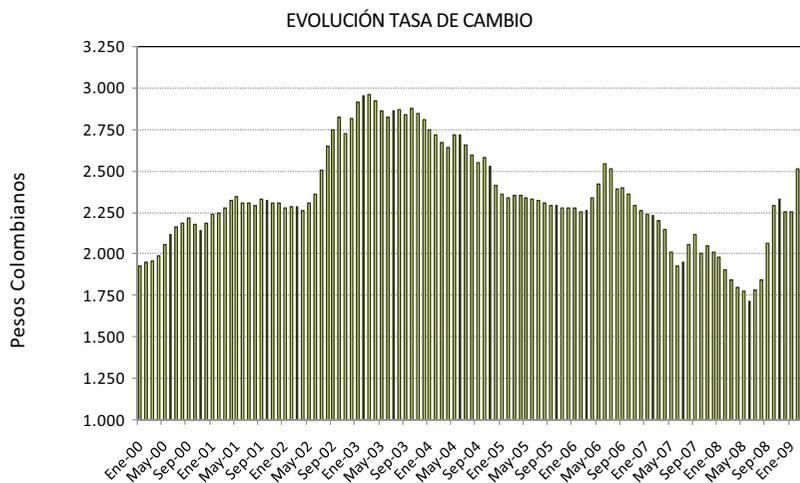
El subsector de minas y canteras incluyendo carbón, presentó el comportamiento más dinámico, seguido de transporte, almacenamiento y comunicaciones, cuyas tasas de crecimiento durante los tres primeros trimestre de 2008, son superiores al 100% con respecto al mismo periodo en 2007. Mientras tanto, los subsectores de electricidad y gas y agua y manufacturas registraron desinversiones, así como el sector de manufacturas los cuales decrecieron un 47% con respecto a los doce meses anteriores.

En el 2008, sin considerar el sector petróleo y las reinversiones, Estados Unidos fue la principal fuente de inversión extranjera con una participación cercana al 30%. Le siguen en importancia las Antillas con una contribución del 24%, luego España y Panamá con un aporte de 12% y 10.4% respectivamente, del subtotal de los sectores no petroleros. El sector petrolero registró una participación del 34.6% del total de la inversión extranjera en nuestro país, mientras las reinversiones representan el 15.5% y en total los sectores no petroleros se acercaron al 49.8%.

Dentro de los flujos de inversión totales, los sectores minas y canteras incluyendo carbón lograron una participación relativa del 55%, sucedido por los establecimientos financieros con un contribución del 13%, las manufacturas apoyaron con el 10%, lo mismo que el turismo. Otros sectores como construcción, agricultura y electricidad gas y agua de manera conjunta participaron con tan solo el 4%.

Gráfica No. 3.4

Fuente: Banco de La Republica



En lo referente a la tasa de cambio, se observa que desde el año 2004 el peso colombiano se ha venido apreciando en términos nominales frente al dólar; en 2008 la tendencia se intensifica en los primeros meses y se revierte en el segundo semestre por el fuerte ajuste del precio del dólar, ver Gráfica No. 3.4, aclarando que el fenómeno de la apreciación durante los primeros meses de 2008 fue mundial, consecuencia entre otros factores, del debilitamiento de la economía.

Sin bien, el comportamiento del peso colombiano advirtió apreciación alta frente al dólar durante el primer semestre de 2008, igualmente frente a monedas de otros socios comerciales como el euro y el yen, aunque en menor proporción, frente al peso chileno, y al real del Brasil, el peso colombiano se ha depreciado en términos reales, según un estudio efectuado por el Banco de la República denominado Medidas alternativas de Tasa de cambio real para Colombia.

La evolución de la tasa de cambio es importante para los distintos actores de la economía, principalmente para exportadores y consumidores, toda vez que da cuenta de la competitividad del país e incide significativamente en la balanza de pagos. Igualmente la productividad también ha jugado un papel importante, lo cual explica el notable crecimiento en los últimos tres años de las exportaciones no tradicionales del país, en especial de las industriales, en presencia de una apreciación del tipo de cambio real.

Debido a la recesión en Estados Unidos, se viene presentando una inestabilidad cambiaria, sin embargo, ante las medidas tomadas por distintos gobiernos de Europa y Estados Unidos, relacionadas

con el suministro de liquidez por parte de los bancos centrales para garantizar estabilidad, se ha generado cierto grado de confianza en todo el mundo sobre los mercados financieros, permitiendo al dólar una recuperación importante no solo frente al peso sino a otras divisas como la libra esterlina, el euro, el peso mexicano y el real brasileño, después de un fenómeno de volatilidad descomunal.

Sin embargo, debido al desconocimiento de la verdadera magnitud de la crisis financiera se ha generado alto grado de incertidumbre, razón por la cual en el primer mes de 2009 el peso y otras monedas siguieron perdiendo terreno frente al dólar y la devaluación del peso alcanzada se sitúa prácticamente al mismo nivel registrado durante todo el 2008, lo que representa un tasa del 11.8%.

Para los analistas financieros la apreciación del dólar se mantendrá mientras en el mundo continúe la incertidumbre sobre el plan de rescate para la economía norteamericana y se mantenga el efecto sobre la economía global, entre otros factores por el contagio, la volatilidad, el riesgo la asimetría de información, etc.

En lo referente al empleo, a partir del segundo semestre de 2008 se observó una desaceleración en la generación de empleo formal, modificando la tendencia a la baja en la tasa de desempleo, donde los últimos cinco años había sido de un solo dígito. La industria manufacturera y el comercio, son los sectores más afectados y se vieron agravados por el aumento de la inflación, disminuyendo el poder de compra de los asalariados lo cual se traduce en una menor demanda de bienes.

En noviembre de 2007 el desempleo alcanzó un nivel de 9.4%, mientras que en el mismo mes de 2008, ésta variable se ubicó en 10.8%. Al finalizar noviembre se contaba con 17.4 millones de personas ocupadas, de los cuales 5.2 millones se encontraban en situación de subempleo. A los 2.1 millones de trabajadores desempleados se suman 14.4 millones de personas en edad de trabajar pero que se clasifican como inactivos porque no están ocupados ni están buscando un empleo activamente.

Es indiscutible que menos empleados se traducen en menos compradores, convirtiéndose en un círculo

vicioso que finalmente puede acelerar la crisis económica. Este tema adquiere gran importancia no solo en el ámbito mundial, sino en el local, sobre cuáles deben ser las medidas a tomar para reactivar la generación de empleo y por ende continuar por la senda del crecimiento, contrarrestando la menor demanda por parte del sector externo y la disminución de remesas especialmente de los residentes en Estados Unidos y en España, economías donde la crisis ha comenzado a golpear con fuerza y es posible que muchos colombianos pierdan el empleo en estos países.

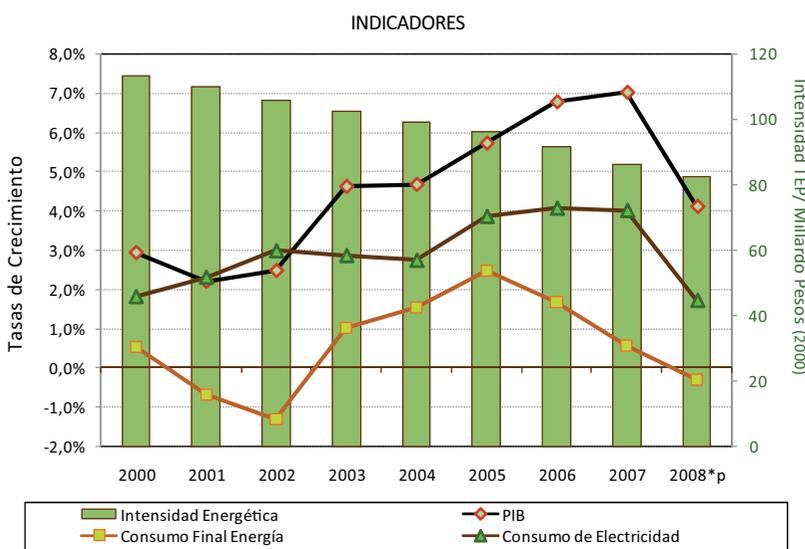
MATRIZ ENERGÉTICA

El consumo energético final de Colombia se ha incrementado en un 7% entre 2000 y 2008 frente a un crecimiento del PIB de 44.6%, en el mismo periodo. Las tasas interanuales medias resultantes son para el PIB del 4.3% a.a; y del 1% a.a para el consumo energético final incluyendo la totalidad de los energéticos. El comportamiento de la intensidad energética ha sido homogéneo y muestra una tendencia descendente que obedece a una mejor eficiencia en su uso final.

En la Gráfica No. 3.5, se observa el comportamiento del consumo final de energía frente a la evolución del PIB y del consumo de electricidad. Se aprecia un desacoplamiento entre el comportamiento del PIB y del consumo final de energía aunque mantienen una tendencia similar.

El mismo análisis entre PIB y consumo de electricidad muestra una mejor correlación, aunque a partir de 2002 el comportamiento cambia y las variaciones no parecen tener la misma magnitud.

En cuanto al indicador de intensidad energética, se observa una disminución continua en el periodo 2000-2008, que puede explicarse por factores como la urbanización y modernización, lo que conduce a la disminución del uso de la leña, y a su sustitución por energéticos más eficientes, reflejándose en una disminución del consumo expresado en energía neta. También los programas de gestión racional de la demanda de energía introducidos en el país, junto a una importante penetración del gas explican el comportamiento de la intensidad energética, aunque ya desde comienzos de los noventa este fenómeno empezó a darse.



Gráfica No. 3.5

Fuente: DANE y UPME.

El consumo energético por fuente, indica que el petróleo sigue siendo el energético de mayor aporte a la canasta energética colombiana, seguido de la electricidad y gas natural, como se aprecia en la Gráfica 3.6, la cual presenta la evolución del consumo de energía en lo corrido del siglo XXI.

En el periodo 2000-2008, el consumo energético se incrementó un 5.5% al pasar de 22.2 millones de toneladas equivalentes de petróleo a 23.4 en 2008, lo cual indica una tasa interanual de crecimiento cercana al 0.7%, siendo el 2005 el año de mayor aumento con un 2.21%, mientras que el 2002 muestra un crecimiento negativo con respecto al año inmediatamente anterior del 1.4%.

El gas natural es la fuente de mayor crecimiento en consumo con el 8.6% promedio año en el lapso 2000-2008, con una adición de 1.89 millones de toneladas equivalentes de petróleo al volumen consumido durante el 2000, ganando 6.5 puntos porcentuales en la participación relativa de la estructura energética, pasando de un 9% a 16.6% en 2008, mostrando un aumento continuo.

Los derivados del petróleo aunque disminuyeron su participación a la canasta energética colombiana, siguen siendo la principal fuente de consumo. En términos relativos, los derivados han registrado una disminución de 3 puntos porcentuales pasando de 48.3% a 45% en 2008.

La electricidad con una tasa de crecimiento promedio año cercana al 2.5% ha recuperado participación relativa en la canasta energética

colombiana al pasar de un 15% en 2000 a 17.9% en 2008. El leve incremento obedece a la ampliación de cobertura en el servicio, pese al agresivo programa de sustitución con gas natural, fundamentalmente en el sector residencial.

El carbón es otra de las fuentes energéticas que ha cedido terreno en la estructura de consumo, al pasar de 2.46 millones de toneladas equivalentes de petróleo a 1.89, entre 2000 y 2008, disminuyendo su participación relativa en 3 puntos, finalizando en 8.1%.

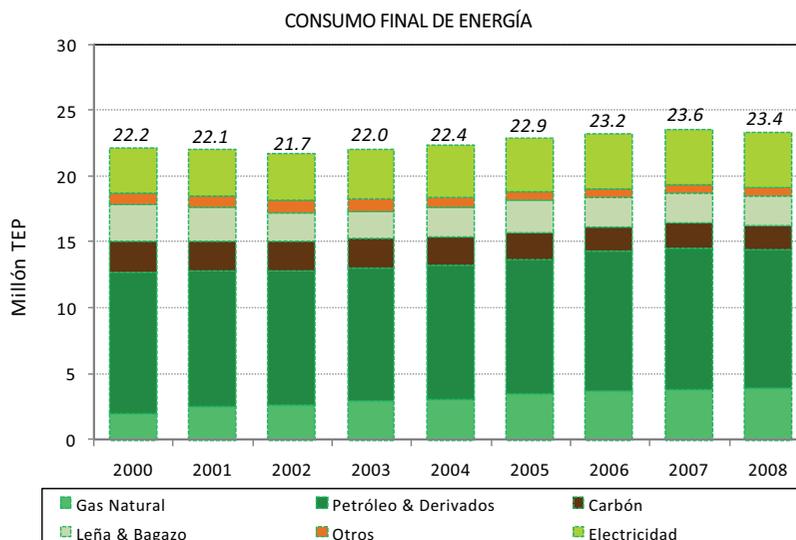
En cuanto a la biomasa y particularmente la leña vienen, perdiendo participación en la estructura de consumo energético como consecuencia del desplazamiento del GLP hacia las zonas rurales y periferias de las ciudades, cambiando el patrón de consumo en el sector residencial rural. Estos recursos han disminuido el 17% de manera acumulada, durante el periodo 2000-2008.

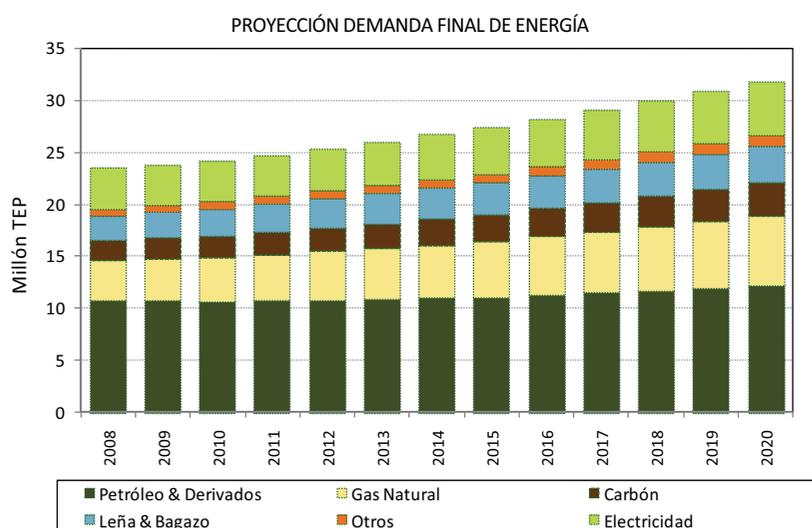
De manera sectorial, el transporte se constituye en el sector de mayor demanda energética, con un consumo cercano al 37% del total, dado el comportamiento económico nacional de los últimos años, así como la reactivación del turismo lo cual ha generado un crecimiento importante en la movilidad de personas y mercancías. Los derivados del petróleo, particularmente el ACPM, son la principal fuente de suministro energético del sector transporte, aunque hoy hacen parte de la oferta, nuevos combustibles carburantes como el GNV y los biocombustibles, cuya contribución aún es marginal.

El sector industrial es el segundo consumidor de

Gráfica No. 3.6

Fuente: UPME





Gráfica No. 3.7

Fuente: UPME

energía, representa en la actualidad una demanda próxima al 30% del total, siendo el gas natural el energético de mayor aporte, seguido de la electricidad y el bagazo. Debido a los altos precios de los hidrocarburos, el carbón empieza a jugar un rol definitivo y se espera un aumento progresivo y sostenido de este energético.

El tercer lugar de la estructura actual de consumo final de energía corresponde al sector residencial, donde se presenta una rápida expansión del uso del gas natural para usos térmicos y una reducción del consumo total por la sustitución de energéticos ineficientes por otros menos contaminantes y de mejor desempeño energético.

En cuanto a la demanda futura de energía, se espera una tasa de crecimiento media anual de 2.6% en un horizonte de 12 años, en el escenario base de análisis. Los resultados muestran un aumento de 8 millones de toneladas equivalentes de petróleo entre 2008-2020, destacándose los crecimientos de gas natural carbón y ACPM. La Gráfica No. 3.7, presenta los resultados del ejercicio de proyección.

Los derivados del petróleo continúan siendo los mayores contribuyentes a la estructura de consumo, aunque pierden participación relativa al final del horizonte. El gas natural con una tasa de crecimiento interanual de 4.6% alcanzará una participación del

21.1% en el total de la canasta energética colombiana, seguido de la electricidad cuya contribución se estima llegará al 16.8% en el 2020.

Por su parte, el carbón y la biomasa se estima crecerán a tasas promedio año de 4.5% y 3% respectivamente, lo cual les permitirá en 2020 participar de forma relativa con 10.1% en el caso de carbón y 10.7% la biomasa. No obstante, la biomasa podrá aumentar su participación en la estructura de consumo energético hacia el final de periodo de estudio, dependiendo de las disposiciones que se emitan para el desarrollo del programa de biocombustibles.

Indudablemente, que la trayectoria propuesta podrá ser cambiada con un cambio en las directrices establecidas vía precios, las cuales inciden directamente sobre la lógica de los usuarios a la hora de elegir la forma de satisfacer sus necesidades de energía. Así, si los descubrimientos de petróleo no son lo suficientemente importantes y perdemos la capacidad de autoabastecimiento, será necesario tomar medidas que permitan un cambio en el patrón de consumo y la diversificación de la canasta energética colombiana, con la penetración de fuentes renovables en aquellos usos que son posibles y una mayor participación de los energéticos de mayor abundancia en el país.



Industria del Petróleo en Colombia



Industria del Petróleo en Colombia

La nueva política petrolera derivada de la aplicación del decreto Ley 1760 de 2003, cuyo respaldo se cimentó en la reestructuración institucional, delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, a fin de aplazar o mitigar el impacto de pérdida de la autosuficiencia petrolera, reactivar la actividad exploratoria en el país para detener la tendencia decreciente de producción y reservas de crudo y atraer capital privado de riesgo.

ESQUEMA DE CONTRATACIÓN

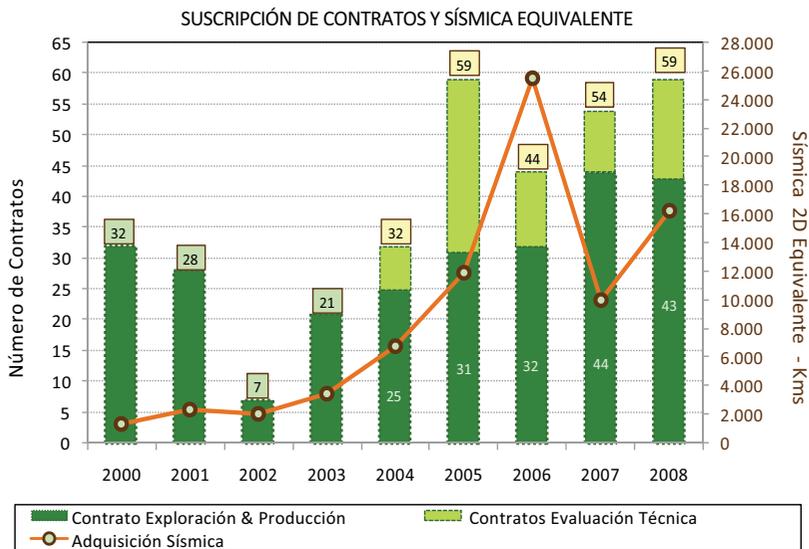
Este cambio, permitió la incorporación de un nuevo marco contractual – uno de los más atractivos en el mundo – basado en un sistema de impuestos y regalías en el cual, el contratista explora y produce con independencia, a su propio riesgo, asumiendo los costos. Éste esquema difiere completamente del anterior y establece nuevas reglas de juego caracterizadas por:

- Nuevo contrato de concesión moderna.
- Ecopetrol puede ser o no socio.
- Calentamiento de áreas.
- Regalías variables.
- Fast-track ambiental.

Como resultado de la aplicación del nuevo modelo se presentó un aumento significativo en la suscripción de contratos de exploración, producción

y de evaluación técnica (realizado para mejorar el conocimiento del potencial de hidrocarburos de un área) como se observa en la gráfica No. 4.1.

Circunstancias como los altos precios del petróleo en el mercado internacional, dificultades encontradas por los inversionistas internacionales en algunos países de Suramérica, así como la buena reputación del Gobierno y el hecho de que sus instituciones petroleras estatales estén interesadas en honrar los contratos y respetar las leyes, han contribuido de manera efectiva a la atracción de capital de riesgo, suscitando de esta forma excelentes resultados en materia de contratación, por ende en exploración, buscando revertir el concepto de subexploración que se tiene del país, propendiendo también por el mejoramiento del índice de prospectividad, que aún es bajo respecto de otros países.

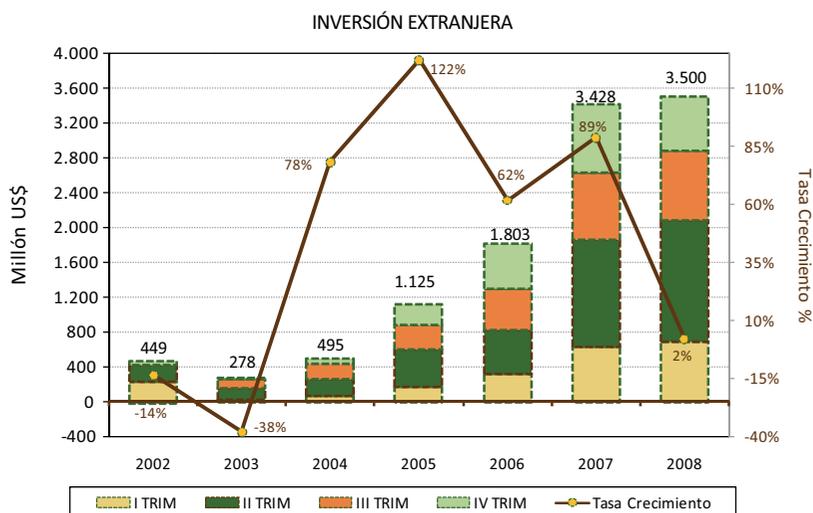


Gráfica No. 4.1

Fuente: ANH

Gráfica No. 4.2

Fuente: PROEXPORT y ANH



De la misma manera, las estadísticas de la industria petrolera relacionadas con la inversión extranjera indican un comportamiento óptimo, que se refleja en altas tasas de crecimiento en la inversión en esta industria, como se puede apreciar en la gráfica No. 4.2, donde se destaca el año 2005 con la mayor tasa de crecimiento. Según estimaciones efectuadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el año 2008 sobresale, en términos absolutos, con una inversión superior a los 3,500 millones de dólares, pero con una tasa baja de crecimiento frente a 2007, consecuencia de la crisis económica mundial y particularmente de Estados Unidos, país con el mayor aporte.

Durante el 2008, la ANH adelantó los procesos licitatorios RONDA COLOMBIA 2008 y la Minironda, con los cuales puso a disposición de los inversionistas un total de 146 bloques en 6 cuencas sedimentarias, a fin de suscribir contratos de exploración a través de un proceso de selección basado en un programa de inversión en exploración mínimo, establecido para cada bloque, donde el inversionista desarrolla todas las actividades contractuales a su propio costo y riesgo y en caso de que los resultados sean positivos, el contratista es dueño de los derechos sobre toda la producción, luego de descontadas las regalías y

una participación en la producción ofrecida a la ANH durante el proceso licitatorio, así como la participación en los precios altos, que se origina cuando el precio de referencia del crudo excede el nivel preestablecido. Por su parte las regalías son variables y cambian de acuerdo con la calidad de los hidrocarburos.

Llama la atención que de los contratos de exploración suscritos por la ANH durante 2008, cerca del 58% se realizaron en la Cuenca de los Llanos y de los contratos de evaluación técnica el 50% corresponden a la misma cuenca, escenario similar al de 2007, en donde las participaciones fueron del 43% en contratos de exploración y 30% de evaluación técnica. Quizá, ésta es una reacción de los inversionistas frente al riesgo, pues la historia señala que son numerosos los pozos productores que se encuentran cerrados y probaron producciones que pueden variar entre los 350 y 1,500 BPD; en consecuencia, prefieren centrar sus esfuerzos en prospectos de bajo riesgo y alta rentabilidad.

Sin embargo, si la prospectiva petrolera no contribuye con nuevos descubrimientos importantes, pese a los esfuerzos del Gobierno Nacional, de la ANH en particular, y de los inversionistas, es probable que los resultados del nuevo modelo no sean los esperados.

EXPLORACIÓN

La actividad de exploración se encuentra vinculada con la de contratación, pues el desarrollo de la operación de exploración, no es otra cosa que el

cumplimiento de los acuerdos convenidos en los distintos contratos, ya sea de exploración o de evaluación técnica. En esencia, la exploración es la

realización de todas las tareas tendientes a identificar formaciones geológicas con potenciales yacimientos de hidrocarburos, lo cual implica grandes esfuerzos financieros, con gran riesgo en la inversión.

Por efecto de los altos precios del petróleo, los adelantos tecnológicos y la necesidad de incrementar las reservas de crudo para asegurar el abastecimiento, en el país se ha intensificado la exploración de hidrocarburos de forma extraordinaria, dando respuesta a los programas propuestos por el Gobierno, para asegurar el abastecimiento energético en el mediano y largo plazo.

Habría que trasladarse a mediados de la década de los ochenta, para encontrar un nivel de actividad exploratoria similar al actual, recordando que fue en esa época cuando se encontraron dos de los más grandes yacimientos colombianos: Caño Limón en 1984 y Cusiana en 1990, hallazgos que le permitieron al país mantener su condición de autosuficiente y exportador de buena cantidad de excedentes.

La gran diferencia entre la actividad realizada hace casi 3 décadas y la actual, radica en la orientación dada por los inversionistas a mejorar su rentabilidad de corto plazo que hacia el crecimiento futuro, razón por la cual los esfuerzos exploratorios se vienen concentrando en la cuencas sedimentarias consideradas como de menor riesgo y donde se ha probado la existencia comercial de hidrocarburos, como los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Putumayo.

Desde luego que los resultados hasta hoy no han sido particularmente satisfactorios pero tampoco han sido del todo negativos, pues se han venido

incorporando ciertas cantidades de reservas mayoritariamente de crudo y se ha estimulado la vinculación de gran número de pequeños inversionistas. Sin embargo, es mínima la incursión en proyectos a gran escala con alto riesgo geológico, que permitan por un lado cuantiosas inversiones y por el otro, incorporación de grandes volúmenes de crudo que consoliden la doble condición colombiana y particularmente el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo o al contrario, el adelanto de acciones correctivas a fin de lograr los resultados esperados.

Al mismo tiempo, gran parte del territorio se encuentra sin evaluar, pues basados en la información contenida en el mapa de tierras y del sistema EPIS de enero de 2009, la provincia sedimentaria colombiana se aproxima a las 168.3 millones de hectáreas, de las cuales hoy se encuentran comprometidas mediante contratos de exploración, de evaluación técnica, de producción y áreas reservadas, 61.7 millones de hectáreas, lo que equivale a un área disponible superior a los 106 millones de hectáreas.

Del total del área sedimentaria comprometida (61.7 millones de hectáreas), la cuenca de los Llanos participa con el 14%, seguida del Valle Inferior, cuyo aporte alcanza el 3%, luego las cuencas del Valle Medio y Putumayo con 2% y el Valle superior con 1%. Las demás cuencas participan de manera marginal y la participación de cada una dentro del área contratada es inferior al 1%, indicando que incluso las cuencas con mayor conocimiento disponen de amplio territorio por evaluar, con lo cual el porcentaje real explorado del país disminuye considerablemente.

Exploración Sísmica

En cuanto a la actividad de sísmica, se advierten altos niveles de prospección resultado de la intensificación de la exploración en el país, cuya naturaleza es la localización de estructuras aptas para el almacenamiento de hidrocarburos.

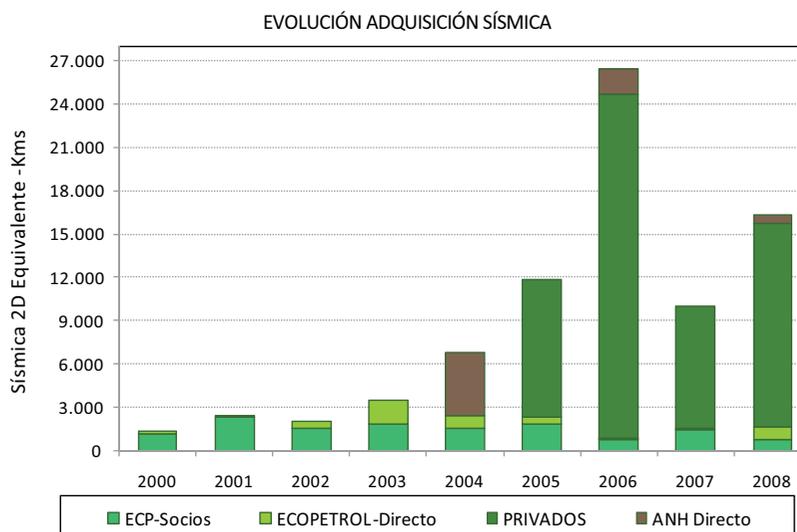
Como se aprecia en la gráfica 4.1 la actividad sísmica se ha incrementado de manera notable, superando los niveles más altos logrados en la década de los ochenta y corresponde a parte de los compromisos contractuales adquiridos bajo los nuevos esquemas de contratación. Se destaca el año 2006, por el gran volumen de sísmica adquirida, cuyo valor al finalizar

ese año triplicó la meta propuesta por el Gobierno.

En la gráfica No. 4.3, se presenta además de la evolución de la sísmica adquirida, que alcanzó en 2008 más de 16,000 kilómetros de sísmica 2D equivalente, los responsables de las inversiones, señalando la importancia que tienen para la industria colombiana, las inversiones efectuadas por la ANH para mejorar la prospectividad geológica en áreas de frontera, a través del estudio de zonas de baja exploración, denominado calentamiento de áreas, que en últimas es una de las formas para atraer inversión.

Gráfica No. 4.3

Fuente: ANH



Indudablemente, el mayor esfuerzo se concentra en la inversión privada, que desde 2005 ha aumentado extraordinariamente el conocimiento geológico de las cuencas de Los Llanos, Valle Medio, Valle Inferior y Valle Superior del Magdalena, Sinú, Putumayo, Catatumbo y como caso especial la cuenca del Pacífico (Chocó Off Shore), constituyéndose en una de las cifras más altas en la historia del país.

Por su parte, ECOPETROL S.A también ha continuado haciendo esfuerzos exploratorios pese a que en los últimos tres años su aporte ha sido menor que en los primeros años del nuevo milenio. En términos generales se puede afirmar que esta actividad ha superado ampliamente las metas de Gobierno en cada uno de los años desde 2004 y el 2008 que finalizó con niveles de sísmica equivalente 2D, similares a los niveles logrados en la década de los ochenta.

Perforación de Pozos Exploratorios (A-3)

Esta actividad es la segunda etapa en el proceso exploratorio y materializa los hallazgos de crudo o gas, toda vez que se trata del método de investigación directa del subsuelo, mediante el cual se confirma la presencia de hidrocarburos. A continuación se presenta un análisis de la evolución de perforación exploratoria colombiana y sus resultados. Es de anotar que la información utilizada proviene de un estudio realizado por la UPME en 1996, donde se dispone de estadísticas de pozos exploratorios perforados desde 1921 y los resultados de dichas perforaciones en términos de hallazgos de hidrocarburos. La información posterior a 1995 se obtuvo de estadísticas de ECOPETROL S.A, ANH y de las Memorias al Congreso, presentadas por el Ministro de Minas y Energía.

Aunque no se pretende que este sea un análisis definitivo, se podrán diferenciar diversas etapas por las que ha atravesado la búsqueda de hidrocarburos y que en gran medida, reflejan la participación e

influencia de aspectos tales como: crisis del mercado petrolero, políticas de contratación, cambio de tecnología, entre otros.

En casi 90 años de actividad exploratoria del país, se han perforado cerca de 1,570 pozos exploratorios, o los llamados A3, de los cuales, 568 han resultado positivos, es decir que mostraron presencia de hidrocarburos. Este resultado señala una probabilidad de éxito cercana al 31%, de cuyos resultados se obtienen descubrimientos de más de 8,100 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La información disponible señala que entre 1920 y 1980 se perforaron 606 pozos exploratorios, 230 de los cuales resultaron positivos. La actividad se concentró en las cuencas del Valle Medio del Magdalena con un 35%, Valle Inferior del Magdalena cuya participación fue del 28% y las cuencas del Putumayo y Valle Superior con 9% cada una. En menor proporción se realizó actividad exploratoria

en las cuencas de Llanos y Catatumbo con una contribución de tan solo 8% y 6% respectivamente.

Del esfuerzo exploratorio realizado hasta 1980, se descubrieron un poco más de 4,680 millones de barriles equivalentes de petróleo, con un promedio aritmético de 20.4 millones de barriles equivalentes de petróleo por pozo productor. Sin embargo, el promedio no es significativo por cuanto la gran mayoría de los pozos confirmaron reservas muy inferiores a dicho valor. De hecho, solo unos pocos pozos probaron más de 800 millones de barriles en el campo La Cira-Infantas, localizado en Barrancabermeja.

Después de 1980 y hasta 2008 la actividad se intensificó, perforándose 998 pozos, con descubrimientos por 3,480 millones de barriles equivalentes de petróleo en 265 pozos productores, representando un promedio aritmético de 13.1 millones de barriles equivalentes de petróleo por pozo productor. Ver gráfica 4.4.

En esta etapa, la perforación exploratoria se realizó en las cuencas denominadas por la ANH como cuencas moderadamente exploradas, así: Llanos 39%, Valle Superior 24%, Valle Medio 17%, Valle Inferior 7% Putumayo 6% y Catatumbo 2%.

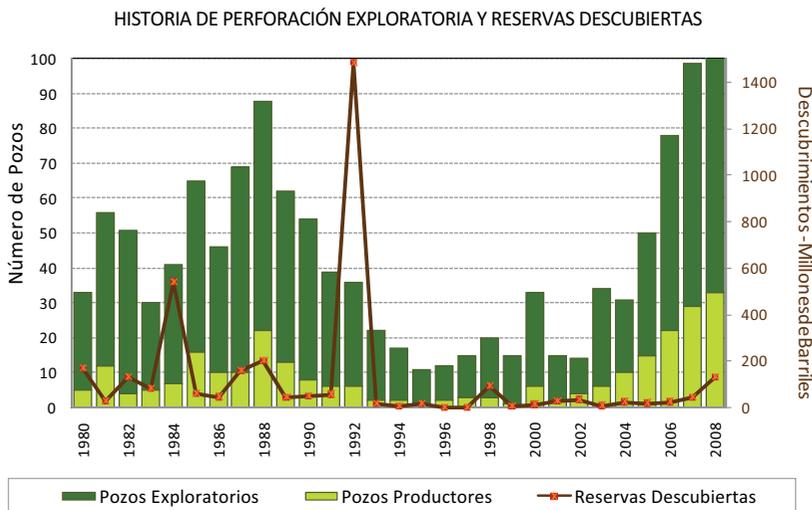
Un análisis comparativo de los dos periodos indica, que entre 1981 y 2008, la cantidad de pozos exploratorios aumentó el 65% y los productores en un 15%, frente a lo ocurrido en el lapso 1920-1980. En lo concerniente a nuevas reservas, la tasa disminuyó 26% y el promedio de reservas incorporadas por pozo productor también se redujo en 36%, es decir,

7.2 millones menos que en el primer periodo, pese al hallazgo de dos de los cuatro campos productores más grandes en la historia colombiana (Caño Limón y Cusiana Cupiagua), los cuales comprobaron reservas superiores a los 500 millones de barriles, cada uno.

Si bien el resultado de contrastar los dos periodos muestra un panorama poco optimista, por cuanto se observa intensa actividad exploratoria desde el 2004, superando los niveles alcanzados en la década de los ochenta, el volumen de los descubrimientos del presente milenio son escasos frente a la magnitud de la perforación exploratoria de los últimos cinco años. No obstante, debe tenerse en cuenta que las fechas en que se reportan los descubrimientos, son de tres a cinco años, después de perforado el pozo descubridor, ya que éstas, se relacionan con la declaración de la comercialidad de campo descubierto.

Frente al comportamiento histórico, los datos actuales nos pueden hacer pensar que estamos cerca de un importante hallazgo de hidrocarburos, puesto que después de una intensa actividad exploratoria, se han incorporado nuevas reservas, de importante magnitud. Lo cierto es que nadie puede afirmar o contradecir que esto ocurra. Pero una conclusión relevante a partir del análisis histórico, es que el grado de éxito y número de descubrimientos crecen con la intensificación de las inversiones en exploración, aún cuando los descubrimientos sean cada vez menores.

Examinando la actividad exploratoria de las 23 cuencas sedimentarias existentes en el país, se puede afirmar que falta mucho territorio por



Gráfica No. 4.4

Fuente: ANH, Estadísticas de la Industria Petrolera 2006 -ECOPETROL S.A, Estudio UPME.

estudiar, ya que los esfuerzos se han concentrado en tan solo 4 de las zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, las cuales representan cerca del 22% de la superficie total. Ver gráfica 4.5.

Es evidente la disminución de oportunidades de grandes hallazgos en las cuencas exploradas tradicionalmente, no obstante, se persiste en su evaluación, lo que genera poco estímulo para la exploración en aquellas cuencas aún sin investigar, y que quizá implican estudios de geologías más complejas, en áreas remotas y lejos de los centros de procesamiento o consumo, sin infraestructura de ninguna clase.

La tarea de evaluar las cuencas subexploradas puede ser complicada y larga, con riesgos y costos considerables, pero las recompensas también pueden ser grandes. En el ámbito mundial, se vienen dando grandes avances en la tecnología de perforación, lo que ha permitido importantes descubrimientos de hidrocarburos en zonas de difícil acceso, donde en el pasado su desarrollo era impensable.

Lo anterior significa que la búsqueda de hidrocarburos aunque más costosa, puede propiciar la toma de decisiones acertadas, gracias a una mejor información proveniente del uso de nuevas técnicas y de equipos con mayores niveles de eficiencia, de exactitud y precisión. Como ejemplos de estas tecnologías se pueden citar: los nuevos equipos de perforación de pozos profundos en plataforma submarina, la creación de imágenes tridimensionales preapiladas en profundidad y la combinación de

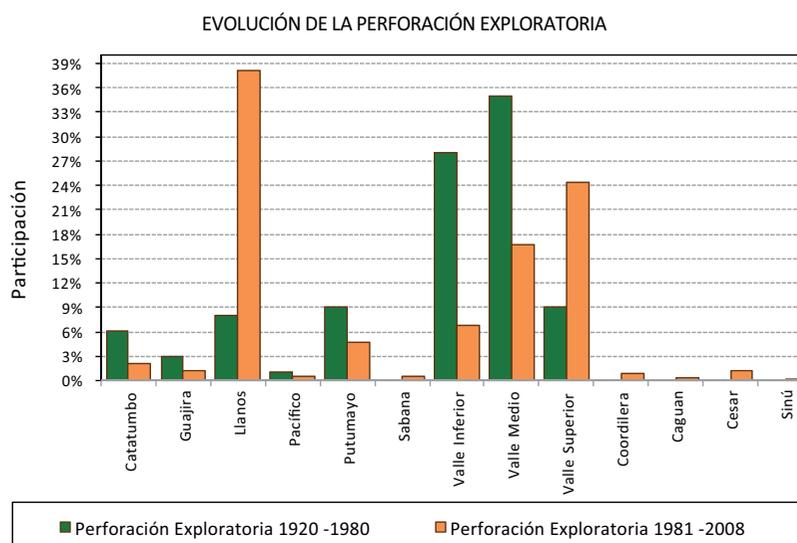
perforación vertical y horizontal, que permiten diseños de perforación acorde con las especificidades de su geología. Bajo estas consideraciones, siempre existirá la posibilidad de encontrar yacimientos de grandes dimensiones, aunque con una probabilidad menor cada día que pasa.

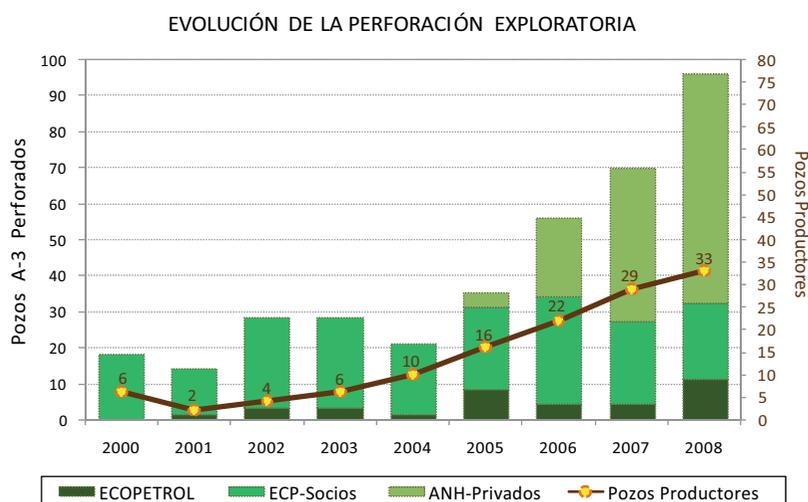
Si en el periodo 2009 - 2020 se mantiene una actividad exploratoria similar a la de 2008, perforando 100 pozos por año con una probabilidad de éxito semejante al promedio de los últimos 28 años (26.6%), se estima que la posibilidad de encontrar 1,000 millones de barriles equivalentes de petróleo, solo tendrá una probabilidad de ocurrencia del 72%. Incrementar esta posibilidad, tan siquiera al 80%, implica aumentar la perforación exploratoria a 140 pozos por año, es decir triplicar el promedio de lo realizado en el lapso 1980-2008.

Parece una meta inalcanzable por las labores que implica en materia de logística y por las cuestiones de seguridad, sin embargo, la buena acogida entre los inversionistas internacionales y las medidas que se puedan tomar en materia tributaria, así como los programas de la ANH para calentamiento de áreas, indudablemente rendirán sus frutos para mantener la actividad, como lo ocurrido en los últimos cinco años. Claro está, que si los precios del crudo continúan en un nivel de 40US\$/Bl, difícilmente sobrevendrá un crecimiento en los trabajos exploratorios. No obstante, en Colombia la tendencia de 2008, se mantendrá por lo menos en 2009, en razón a los compromisos establecidos en los contratos, con anterioridad al desplome de los precios.

Gráfica No. 4.5

Fuente: ANH, Estadísticas de la Industria Petrolera 2006 - ECOPEPETROL S.A, Estudio UPME





Gráfica No. 4.6

Fuente: ANH

Una mirada rápida a la evolución desde el año 2000, indica que son los inversionistas tanto asociados a ECOPETROL como los relacionados con la ANH en el marco de los contratos de concesión, quienes vienen efectuando el mayor esfuerzo. También es evidente la intensa actividad exploratoria que se viene dando desde el 2005, cuando se efectuaron operaciones para lograr la perforación de 35 pozos A-3, frente a los 21 del 2004 y los 28 del 2003. Entretanto, en 2006 se aumentó la actividad en un 60% y en 2008 la perforación registró un incremento del 174% respecto del mismo 2005.

Otro de los resultados positivos es la presencia directa de ECOPETROL S.A, en la actividad de perforación exploratoria, lo cual da fe de la transformación de la empresa y su necesidad de eficiencia y productividad

para poder competir con las demás compañías presentes en el país. La gráfica 4.6 presenta la evolución de los pozos exploratorios perforados en los últimos años y sus responsables.

Es indiscutible la correlación existente entre el esfuerzo exploratorio y la relación éxito- fracaso, vista como la cantidad de pozos productores del total perforados. Como lo demuestra la experiencia reciente del país, acentuada en los últimos años, los indicadores vienen mejorando notablemente y muchos constituyen cifras record. Sin embargo, los resultados deben ser medidos por la magnitud de las reservas incorporadas, lo cual es de suma importancia respecto de las metas establecidas y el aseguramiento de la disponibilidad del recurso en el largo plazo.

Reservas de Petróleo

Según los informes de ECOPETROL S.A existe en el país un gran potencial de recursos que puede alcanzar los 47 mil millones de barriles equivalentes de petróleo, valor que ha generado gran expectativa, y desde luego la posibilidad de encontrar grandes yacimientos de la magnitud de Cusiana, Caño Limón, o La Cira-Infantas. De este potencial ya se han descubierto más de 8,000 barriles, como se mencionó en el párrafo anterior.

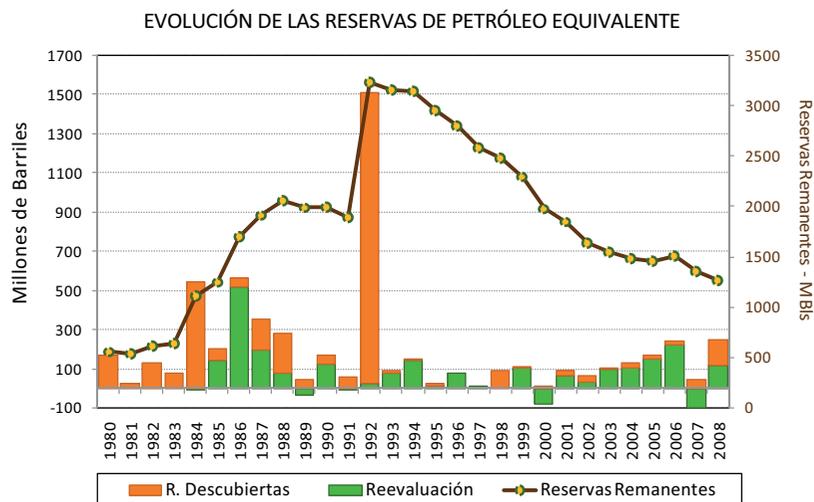
Para incentivar las actividades exploratorias y atraer capital de riesgo, hace cerca de cinco años se tomaron una serie de medidas de política petrolera entre las que se cuenta la adopción de un nuevo

modelo de contratación de regalías, impuestos y derechos, que sustituyó el contrato de asociación empleado por ECOPETROL S.A antes de 2004, cuando se encargaba de la administración de los recursos de hidrocarburos del país.

Con los referidos cambios de la política, creció el interés de las compañías petroleras de invertir en Colombia y desde 2004 se inició una agresiva campaña para la exploración y explotación de hidrocarburos, que ha permitido la incorporación de nuevas reservas, no en la magnitud esperada, ampliando por algunos años la doble condición de autosuficiencia petrolera y de país exportador de petróleo.

Gráfica No. 4.7

Fuente: ANH y Estadísticas de la Industria Petrolera 2006 E Informe de Reservas 2008 ECOPETROL S.A



La evolución de las reservas remanentes en el periodo 1980-2008, indican crecimiento sostenido hasta 1992, y luego una fuerte y constante declinación hasta 2008. La gráfica 4.7 presenta el comportamiento de esta categoría de reservas e incluye la evolución de las reservas descubiertas y las reservas adicionadas como consecuencia de las reevaluaciones técnico-económicas.

Es indudable, que los descubrimientos significativos se dieron durante las dos últimas décadas del siglo pasado, en tanto que desde 1992 han sido mayores las adiciones por reevaluaciones que nuevos descubrimientos, exceptuando lo ocurrido en los años 1998 y 2008, donde los descubrimientos, aunque no fueron de gran magnitud, se destacan frente a la tendencia presentada.

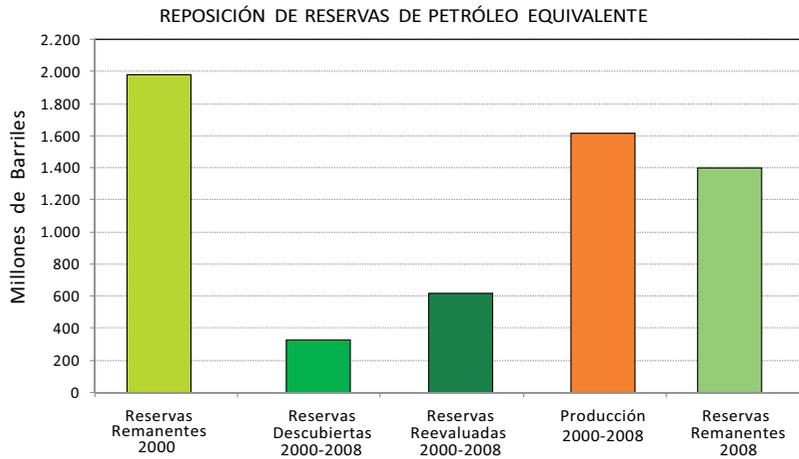
Teniendo en cuenta la escalada de los precios del WTI frente al descubrimiento de nuevas reservas, no se evidencia correlación directa, mientras que si pareciera existir con la incorporación de reservas debidas a reevaluaciones técnico-económicas. Esta correlación directa pareciera concluyente frente a la cantidad de contratos suscritos y la actividad



exploratoria en términos de sísmica y perforación exploratoria. A la luz de los cambios de política petrolera de los últimos años, aún no se ha podido revertir la tendencia declinante de las reservas remanentes, que acentuaron su pendiente en los últimos tres años.

En el año 2000, Colombia contaba con reservas remanentes de petróleo próximas a 1,972 millones de barriles y a diciembre 31 de 2008 se reportaban 1,384 millones, lo cual representa una disminución del 30%, a razón de 4% promedio año. No obstante, se debe destacar que en el 2008 existió una adición neta en las reservas de crudo, revelando que el volumen producido fue superado por las reservas incorporadas. En el periodo de análisis las nuevas reservas incorporadas sumaron 313.3 millones de barriles y las adicionadas por reevaluación correspondieron a 606 millones de barriles de petróleo, mientras que la extracción fue de 1,856 millones de barriles, que equivalen en promedio a 232 millones de barriles este año. Debe recordarse que en los primeros años del milenio, los niveles de producción permitían altos excedentes de exportación y consecuentemente, altas tasas de extracción. Ver gráfica 4.8.

Es evidente que la tasa de producción es mayor que la incorporación de reservas, tanto de nuevas como de reevaluadas. Vale la pena mencionar, que han sido importantes las inversiones realizadas para descubrir nuevas reservas, como también, la aplicación de nuevas tecnologías para aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos, ya



Gráfica No. 4.8

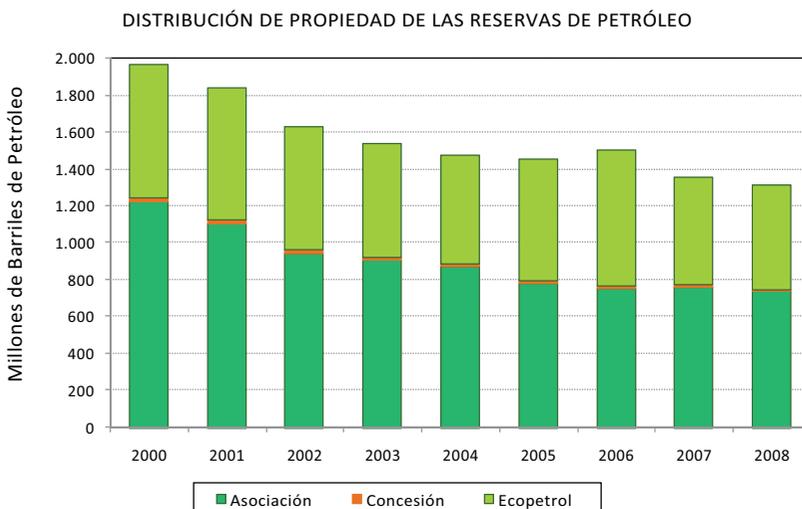
Fuente: ANH y Estadísticas de la Industria Petrolera 2006 E Informe de Reservas 2008 ECOPETROL S.A

que del volumen original descubierto solo el 22% era recuperable y gracias a la aplicación de los avances tecnológicos este factor podría aumentar en promedio a 27.5%, con lo cual se estaría adicionando cerca de 1,245 millones de barriles, según lo contenido en el estudio realizado por la ANH y la UPME en 2006.

Esto último, es una esperanza para poder agregar reservas, puesto que cada punto de aumento en el factor de recuperación significa ampliación de cerca de 336 millones de barriles de reservas nuevas, convirtiéndose en el reto para las empresas, que a más de monetizar sus reservas, podrán ver

aumentadas sus reservas recuperables.

Con respecto a la propiedad de las reservas de petróleo, obviamente es necesario dar una mirada a los modelos de contratación existentes para la exploración y explotación de hidrocarburos, por lo menos para el periodo de análisis. La gráfica 4.9 contiene la evolución de la propiedad de las reservas de petróleo de los últimos 8 años. Es necesario aclarar que no se incluye en la misma, información relativa a reservas descubiertas bajo los contratos de concesión con ANH, por cuanto aún no se ha declarado comercialidad de ninguno de los campos descubiertos bajo la modalidad de contrato establecida por la ANH.



Gráfica No. 4.9

Fuente: ANH – ECOPETROL Informe de Reservas ECOPETROL S.A 2006, 2007, 2008

Ciertamente, el contrato de asociación rindió frutos que se tradujeron en hallazgos importantes. En el año 2000, las reservas recuperables bajo el esquema de asociación representaban el 62% del total y en 2008 aún mantenían jerarquía con el 56%. Las reservas de petróleo de propiedad de ECOPETROL S.A, han venido aumentando de manera gradual, ganando los 6 puntos porcentuales cedidos por la antigua modalidad de asociación. La información de reservas incluidas bajo el tipo de concesión, hace

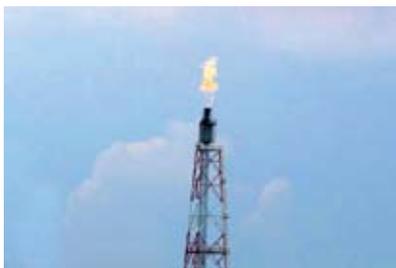
referencia a los viejos contratos que antecedieron a los de asociación, esquema que permitió incorporar descubrimientos de cierta magnitud y que hoy aún representan el 1% de las reservas recuperables.

Como evidentemente en los últimos 3 años han ocurrido descubrimientos bajo el nuevo contrato de concesión, éstos se verán reflejados en las estadísticas, una vez se hayan realizado los estudios técnicos y económicos que permitan declarar su comercialidad.

PRODUCCIÓN

Al igual que en el mundo, la producción petrolera colombiana viene de campos maduros, algunos con más 80 años de historia de producción como los localizados en Barrancabermeja, otros como los petróleos del Putumayo con más de 30 años y Caño Limón en los Llanos que superan los 20 años de producción. Estos yacimientos ya alcanzaron un máximo de producción y comenzaron la etapa de declinación.

Así, todas las actividades de producción efectuadas durante el último decenio han estado encaminadas a maximizar las reservas de los campos existentes y a frenar la declinación de ésta, mediante la realización de trabajos y aplicación de técnicas de última generación para poder mantener los mismos niveles de producción. Esto ha significado un cambio en las economías de cada uno de los campos productores, por cuanto los costos de producción son más elevados y los volúmenes a recuperar menores.



La nueva tendencia tanto en el mundo como en Colombia, es la de aumentar la recuperación de los hidrocarburos en los campos maduros y compensar el rápido agotamiento en los nuevos yacimientos

(como se sabe cada día son más pequeños los yacimientos descubiertos), lo que también ha permitido extender la vida útil y optimizar la infraestructura existente para la producción, almacenamiento y transporte de los crudos en los campos maduros, mejorando así su rentabilidad.

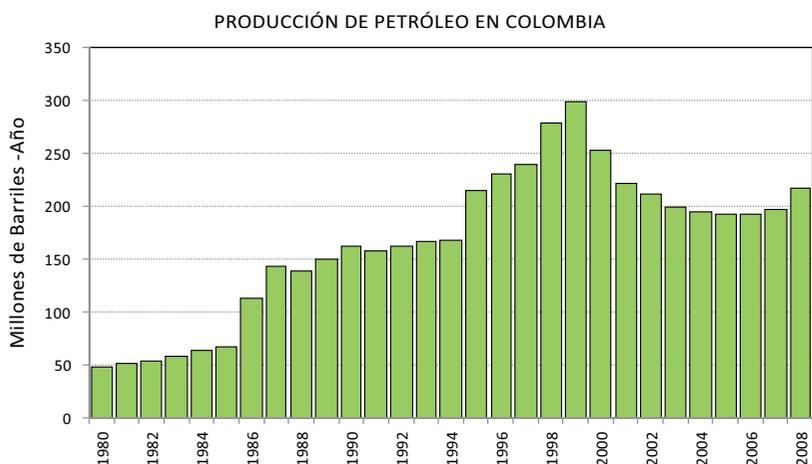
Como se muestra en la gráfica 4.10, los descensos en la producción de crudo son apreciables y preocupantes, por cuanto el sector petrolero sigue siendo soporte

fundamental de la economía colombiana, por sus aportes a la balanza comercial y a los ingresos fiscales. Lo anterior, sumado a la disminución de los precios internacionales del crudo, que desde luego impactarán de manera importante las finanzas nacionales.

La continua disminución de la producción petrolera colombiana durante los últimos años, motivó a ECOPETROL S.A. a aplicar distintas técnicas tendientes a incrementar la producción en los yacimientos de campos operados directamente por esa empresa y en campos de asociación. Estas acciones fueron emprendidas de manera individual y conjunta en campos como La Cira-Infantas, Cantagallo y Casabe en el Valle Medio del Magdalena, Tibú en Catatumbo, Castilla, Cusiana, Caño Limón y Caño Yarumal en la cuenca de los Llanos, recuperando campos a punto de ser abandonados, y cuyos resultados evidenciaron un repunte de la producción durante el 2008.

El resultado de las actividades desarrolladas en estos campos maduros, contribuyó a adicionar reservas, a mantener la producción de crudo y en algunos casos a aumentarla, particularmente durante el 2007, como lo ocurrido en los campos Yariguí, Casabe, La Cira-Infantas, cuya producción aumentó frente al 2006, 9%, 14%, y 63% respectivamente.

La ejecución del proyecto de crudos pesados en las cuencas de los Llanos con los campos Castilla de operación directa y Rubiales en asociación y de los campos Nare-Teca en la cuenca del Valle Medio, también permitió contrarrestar la caída de la producción nacional de crudo, destacándose el comportamiento de campo Rubiales que pasó de producir 18,724 BPD de crudo en 2007 a 34,590 en 2008, es decir un aumento del 85% y el de Castilla con una tasa de incremento del 47% significando un aumento de 9,800 BPD frente a los 20,000 que producía en 2007.



Gráfica No. 4.10

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Por la coyuntura de los precios y la situación mundial, no cabe duda que muchas de las compañías petroleras sean cautelosas en el desarrollo de proyectos de producción que impliquen altos costos, ya que éstas se centrarán en maximizar su rentabilidad y aumentar el flujo de caja.

Es probable que muchas de las compañías pequeñas que venían operando en el país, tengan necesidad de postergar o cancelar la ejecución de proyectos como la reactivación de campos viejos, la extracción de recursos que no resultaron rentables en su momento (descubiertos hace mucho tiempo), o en general el desarrollo de proyectos que pudieron ser atractivos, por las difíciles condiciones de financiamiento, los altos costos de operación de las mismas y la casi imposible tarea de monetizar reservas.

Las consideraciones anteriores hacen casi inviable la presencia de empresas menores, con lo cual se prevé que muchos de los proyectos para incrementar la producción con planes de inversión, ya no dispongan de los recursos necesarios para su culminación, es decir, será difícil para muchas de las empresas cumplir sus objetivos de producción.

Consecuentemente, durante el 2009 es probable que disminuyan las posibilidades de incrementar la producción petrolera en aquellos campos con fuerte declinación y que requieren con urgencia trabajos de reactivación para lograr mayor productividad. Sin embargo, se espera que dichos proyectos solo queden a la espera de estabilidad en el precio del

crudo, para que las empresas puedan determinar las perspectivas de rentabilidad de sus inversiones en el inmediato futuro.

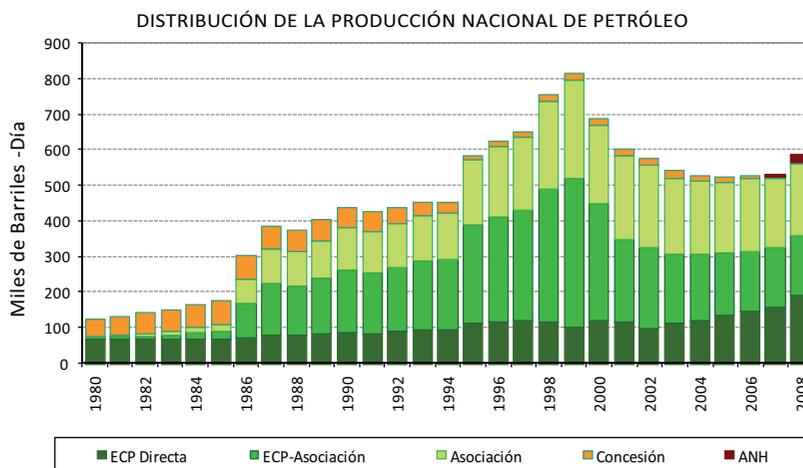
La entrada en operación del campo Caño Limón a mediados de la década de los ochenta, marcó un hito en la historia de la producción petrolera colombiana, revirtiendo la precaria situación existente, permitiendo al país no solo la tan anhelada autosuficiencia, si no la disponibilidad de excedentes para su venta al mercado externo.

En el periodo 1980-2008, la producción se incrementó el 371% al pasar de 125,000 BPD a 588,000 BPD con una tasa de crecimiento promedio anual de 6%. En este mismo periodo, la producción nacional alcanzó el máximo histórico (en 1999), cuando se producían cerca de 815,000 barriles de crudo por día, donde los campos en asociación contribuyeron con más del 85% del petróleo producido y en particular Cusiana y Cupiagua que alcanzaron sus techos de producción.

De 2000 a 2007, la producción disminuyó fuertemente y de manera sostenida pasando de 687,000 BPD a 531,000 BPD, correspondiente a una disminución promedio de 5% por año, que en términos de volumen significa una pérdida de 35,000 BPD en promedio. Entre tanto, durante el 2008, se presentó un repunte importante y la producción nacional creció un 11% con respecto al 2007, es decir, un aumento promedio de 56,000 BPD. En definitiva la producción promedio anual en los últimos 8 años alcanzó los 201 millones de barriles de crudo por año.

Gráfica No. 4.11

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera 2006 y Ministerio de Minas y Energía



Debe recordarse que la producción nacional de crudo está concentrada en el oriente del país, en los campos de Caño Limón operado por Occidental de Colombia, los Campos Cusiana y Cupiagua operados por BP, mayor productor de crudo liviano y todos los campos de la operación directa, dentro de los que se cuenta Castilla, cuya producción representa cerca del 11% del total nacional.

Acorde con los esquemas de participación pública y privada en las actividades de exploración y producción, han existido distintos niveles de propiedades tanto de las reservas como de los volúmenes producidos, descontadas las regalías. Así, ECOPEPETROL S.A. se ha situado como la primera empresa productora del país, al sumar su producción individual con la participación en la producción de los contratos de asociación, tal como se aprecia en la gráfica 4.11.

Es evidente que el descenso de producción se origina tanto del lado de la operación directa como de los inversionistas privados (asociación y el viejo esquema de concesión), no obstante la mayor tasa de reducción se presenta en las actividades de los privados, con lo cual, la participación relativa de ECOPEPETROL S.A. ha venido creciendo en el periodo

2000-2008 y al finalizar este tiempo la empresa mencionada participó con cerca del 61% del crudo total producido, incluyendo los volúmenes producidos por los agentes vinculados con la ANH mediante el nuevo contrato de concesión, aclarando que los campos productores de esta relación contractual, aún se encuentran en pruebas extensas (facilitar la adquisición de información técnica que permita determinar los límites de yacimiento).

Cabe destacar que gracias a la modificación de la política petrolera, ECOPEPETROL S.A. dispuso de mayor autonomía, lo que le permitió incrementar sus montos de inversión constituyéndose en recuperación de nuevas reservas en los campos maduros y por tanto aumento de la producción. Así, la producción de los campos operados directamente por ECOPEPETROL S.A. presentan desde 2003, tasas de incremento positivo, que en promedio se acercan al 12% anual, correspondiendo este aumento a una producción adicional de 79,000 BPD, entre 2003 y 2008. Este comportamiento, también le ha permitido al país, atenuar el impacto de la disminución en la producción nacional, que en definitiva se traduce en rendimientos para el Estado, por la calidad de la Empresa.

RELACION RESERVAS / PRODUCCIÓN

El factor R/P o relación reservas probadas entre la producción, indica la cantidad de años disponibles de crudo y su vinculación con el autoabastecimiento,

a la tasa actual de extracción. En términos generales permite medir el grado de escasez o disponibilidad del recurso y por sí mismo, no proporciona valores

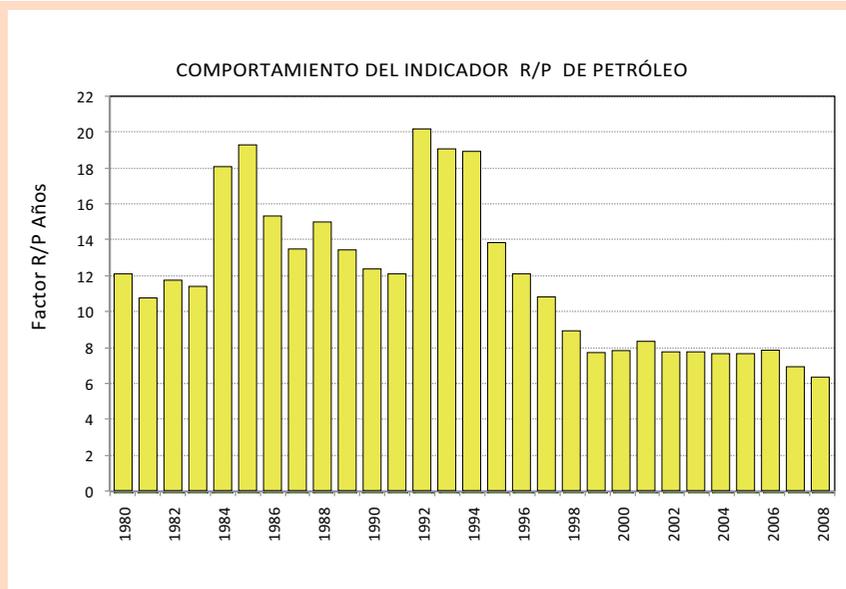
definitivos y menos aún cuando la producción proviene de campos maduros. En consecuencia se torna en un valor indicativo más que en definitivo, y se convierte en una herramienta de gestión, relevante para la toma de decisiones.

De acuerdo con la gráfica No 4.12, el indicador colombiano mostraba en 1980 cerca de 12 años de relación reservas producción, el cual fue creciendo con los descubrimientos de la Asociación Cravo Norte (campos Caño Limón y Matanegra, entre otros) y luego alcanzó en 1992, el máximo valor con 20 años, cuando se vincularon las reservas de Cusiana y Cupiagua. A partir de esa fecha el indicador viene

cayendo de forma sostenida, llegando a un valor promedio, cercano a los 7 años.

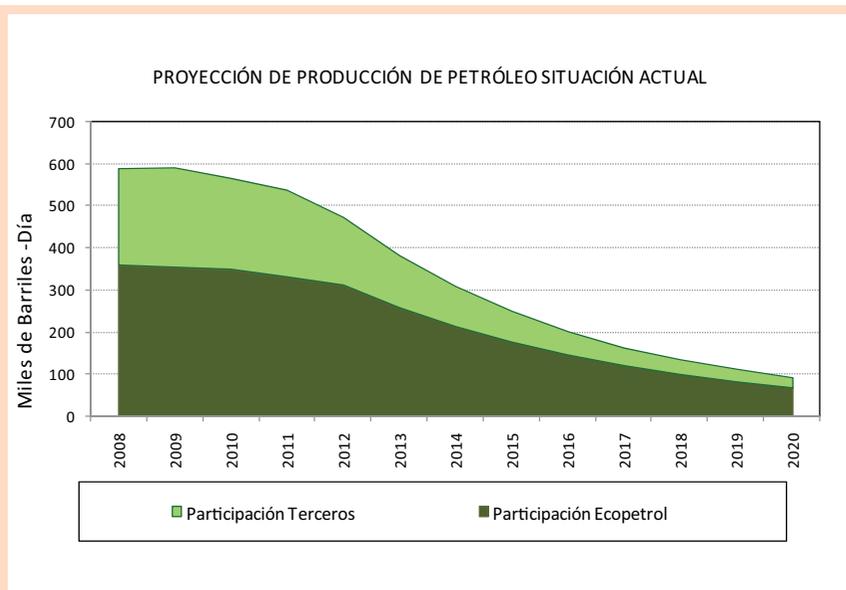
Durante los años 2007 y 2008 el factor R/P cayó por debajo de los siete años, razón por la cual urge la necesidad de incorporar nuevas reservas, si se quiere contar con abastecimiento más allá del 2020 y balancear el acelerado ritmo de producción.

Visto en perspectiva, el escenario futuro de producción con recursos actuales, la autosuficiencia petrolera colombiana se alcanzaría hasta el 2015, siempre que los terceros vendan el crudo al mercado nacional. Ver gráfica 4.13.



Gráfica No. 4.12

Fuente: Cálculos propios con información de ECOPELROL



Gráfica No. 4.13

Fuente: Presentación Ministerio de Minas y Energía Cámara de Comercio Cartagena Octubre 2008

Los recursos de la empresa estatal permitirán cubrir las necesidades de la refinación interna por los próximos 4 años, lo cual supone desde ya la búsqueda de nuevos mecanismos y tecnologías que permitan extender la autosuficiencia siquiera 10 años más, es decir llegar a niveles de producción mínimo de 400,000 BPD con la operación directa y otro tanto, por cuenta de los inversionistas privados, para seguir aportando a las finanzas del país.

Para asegurar la disponibilidad de crudo hasta el 2013, será necesario adquirir la producción de éste de las empresas que operan en el país, pese a que éstas tienen el derecho de escoger entre la exportación o vender la producción al mercado interno, no obstante las normas legales (código de petróleos) establece que las empresas privadas deben darle prioridad al abastecimiento interno.

PROSPECTIVA DE LA OFERTA DE CRUDO

De acuerdo con las estimaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, existen cuatro escenarios posibles de producción de petróleo basados en igual número de escenarios de incorporación de reservas por cuatro vías así: nuevos descubrimientos, nuevos desarrollos, recuperación mejorada y las reservas actuales.

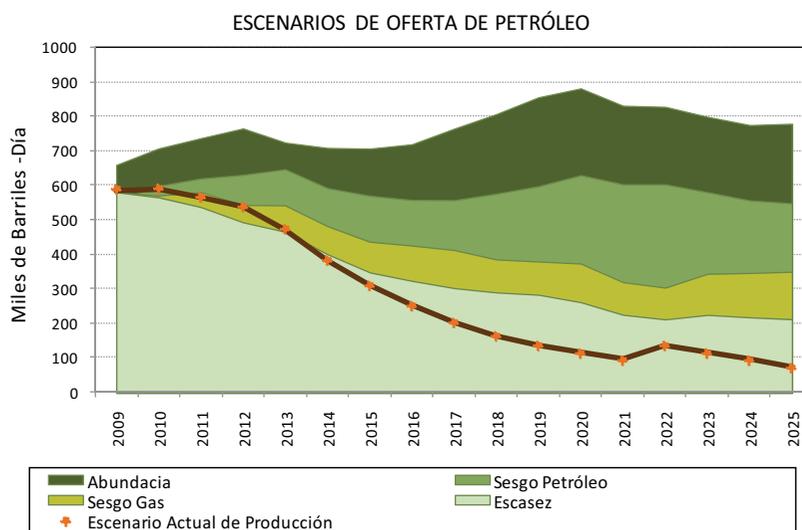
Los cuatro escenarios de incorporación de reservas denominados: Abundancia, Sesgo Petróleo, Sesgo Gas y Escasez, suponen adición de reservas en el periodo 2006-2025 de 6,800 millones de barriles, 5,116 millones, 3,378 millones y 2,377 millones de barriles de petróleo respectivamente. Cada uno de estos escenarios tiene asociado un perfil de producción, cuyos resultados son presentados en la gráfica No. 4.14

Analizando la última gráfica, se aprecia una pequeña diferencia entre la situación actual y el escenario de escasez, diferencia que es perceptible por mayor oferta de crudo en el corto y mediano plazo, situación que se revierte después del 2013, y hasta el final del horizonte de análisis, donde la oferta sin incorporación de reservas cae por debajo de las necesidades nacionales proyectándose desabastecimiento después del 2012.

Resulta de particular interés el escenario de escasez, que en el corto plazo continuará la declinación de la producción a una menor tasa pero sostenida, en el mediano plazo (2013-2014) la producción de crudo caerá por debajo de la cantidad demandada por las refinерías nacionales y será necesario importar.

Gráfica No. 4.14

Fuente: ANH y UPME





Situación en el “Down Stream”



Situación en el “Down Stream”

En este capítulo se contemplan aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de crudo hacia la terminal de transporte y el consumo de derivados por el usuario final. Esto comprende el transporte de petróleo, el abastecimiento, comercialización, refinación, distribución, su mercadeo y los productos derivados.

TRANSPORTE

Los sistemas de transporte de hidrocarburos existentes en el país están diseñados para garantizar la disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos, ya sea para refinación, exportación o para su consumo. En la actualidad la infraestructura cuenta con 53 estaciones de bombeo entre crudo

y productos y una red de 8,908 kilómetros, de los cuales 3,980 kilómetros son poliductos y 4,928 kilómetros corresponden a oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y los puertos de Coveñas y Santa Marta en el océano Atlántico y Buenaventura y Tumaco en el Pacífico.

Transporte de Crudos

El sistema de transporte de crudos está compuesto por 4,928 Km. distribuidos en líneas que transportan el crudo entre las fuentes de producción, puntos de tratamiento o de separación y los centros de refinación o exportación. Los principales oleoductos hoy trabajan a un 60% de su capacidad operativa, situación que es originada por la declinación normal de los campos, lo cual es favorable en caso de un descubrimiento comercial de hidrocarburos.

Durante los años ochenta, ECOPETROL era propietario de la mayoría de los oleoductos del país, posteriormente, con el cambio de esquemas contractuales para la exploración y explotación orientados a incentivar la inversión privada, se construyeron nuevas redes, con lo cual la distribución de la propiedad se modificó, siendo en la actualidad en la actualidad ECOPETROL S.A el propietario de 1,381 Km., equivalentes al 28.02% del total, por su parte, los inversionistas poseen un total de 847 Km. representando el 17.2%, y el restante 54.78% son oleoductos cuya propiedad es de las asociaciones existentes entre ECOPETROL y terceros.

Con el aumento de producción de los crudos pesados en el oriente colombiano y su necesidad de movilizarlo ya sea a la refinería o como mezcla para su exportación, ECOPETROL y la empresa PETRORRUBIALES empen-

dieron el proyecto de transporte de crudos pesados para evacuar el petróleo de los campos Rubiales y Pirirí ubicados en el departamento del Meta. La nueva línea tendrá una longitud de 230 Km y tiene como punto de partida el campo de Rubiales, finalizando en la estación de Monterrey con un costo aproximado de 320 millones de dólares.

También se avanza con la adecuación del oleoducto Apiay-El Porvenir, con el cual se podrá aumentar la producción y el desplazamiento de los crudos procedentes de los Llanos Orientales. Debe recordarse que hoy existen operaciones de transporte multimodal entre Castilla y Araguañey – Vasconia. En ese mismo sentido, se adelantó la adecuación de la estación Monterrey, localizada al sur del departamento del Casanare, lo que facilitó el transporte del crudo del campo Castilla, mayor campo productor de ECOPETROL S.A en los Llanos. Por sus características, este petróleo requiere de un diluyente que permita su movilidad hacia los distintos destinos, ya sea para fines de refinación o exportación.

Así, la mezcla del crudo Castilla con diluyente (nafta) y otros crudos livianos, han llegado a los mercados asiáticos, convirtiendo a los chinos en los principales compradores de este crudo. La gráfica 5.1 presenta la distribución de la infraestructura petrolera colombiana.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA DE COLOMBIA



Gráfica No. 5.1

Fuente:
Ecopetrol S.A

Los principales oleoductos con que cuenta la red son:

- **Oleoducto Caño Limón-Coveñas:** se extiende a lo largo de 774 kilómetros con diámetros que varían de 18", 20" y 24". Transporta los crudos producidos en el campo Caño Limón, localizado en el departamento de Arauca.
- **Oleoducto del Alto Magdalena:** transporta los crudos que se obtienen en el Valle Superior del Magdalena, específicamente de los campos Dina, Palagua, Guando y Vasconia. En esta red ECOPETROL tiene una participación del 49%.
- **Oleoducto Colombia:** tiene una longitud de 481 kilómetros y tubería de 24", conecta la estación de Vasconia localizada en Puerto Boyacá, con el puerto de Coveñas. A su vez, este oleoducto es alimentado por tuberías provenientes de los Llanos Orientales y del Valle Superior del río Magdalena. ECOPETROL participa con el 42.5%.
- **Oleoducto Central S.A. (Ocensa):** se extiende a una longitud de 790 kilómetros y dispone de tubería de 36", transporta fundamentalmente

los crudos del piedemonte llanero de los campos Cusiana y Cupiagua localizados en los municipios de Tauramena y Agua Azul (Casanare) hasta el terminal marítimo de Coveñas.

- **Oleoducto Trasandino:** con 306 kilómetros, transporta petróleo desde Ecuador hasta el puerto de Tumaco sobre el océano pacífico.

Los oleoductos que vinculan los campos productores del oriente colombiano con el puerto de exportación en Coveñas (El Porvenir–La Belleza–Vasconia–Coveñas) y el tramo que conecta Vasconia con la refinera de Barranca transportan los mayores volúmenes de crudo, los cuales durante 2008 movilizaron en promedio 223,000 BPD y 134,800 BPD, respectivamente. En la tabla No 5.1 se presenta una descripción de las características de la red.

Tabla No 5.1
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE OLEODUCTOS

ESTACIÓN INICIAL	ESTACION FINAL	DIÁMETRO Pulgadas	LONGITUD (Kilómetros)	CAPACIDAD KBPD	PROPIETARIO
Oleoductos Privados					
Andalucía	Aipe	6	23	10	PETROCOL
Buturama	Puerto Mosquito	4	17	5	INTERCOL
Chichimene	Apiay	10	40.5	18.9	CHEVRON
Cocorná	Vasconia	12	6	40	OMIMEX
Dina	San Ignacio	6	7	20	HOUSTON
El Difícil	El Plato	6-10	85	14	ANTEX
Los Toros	Galán	8	62	16	KELT
Maní	Santiago	10	10	20	LASMO
Payoa	Galán	8	57	33	EUROCAN
Provincia	Yariguí	8	53	37	INTERCOL
Rio Zulia	Ayacucho	10	186	30	PETRONORTE
S. Francisco	Dina	10	20	50	HOCOL
Sardinas	Cravo Sur	8	62	10	KELT
Velásquez	Galán	12	181	35	OMIMEX
Yariguí	Galán	10-12	38	48	ANDIAN
Oleoductos Operación Directa					
Apiay	Porvenir	16 - 12	126	54.4	ECOPETROL
Araguaney	Porvenir	14 - 12	104	83	ECOPETROL
Vasconia	CIB	20	171	184.4	ECOPETROL
Vasconia	Velázquez 26	12	38	25.2	ECOPETROL
Palagua	Vasconia	8	38	4.5	ECOPETROL
Coveñas	Cartagena	18	123	113	ECOPETROL
Ayacucho	Coveñas	16	282	42.5	ECOPETROL
Galán	Ayacucho	18	186	68.1	ECOPETROL
Ayacucho	Galán	14	187.4	35.8	ECOPETROL
Colon	Orito	12	58	30	ECOPETROL
Orito	Tumaco	10-14-18	305.4	58.3	ECOPETROL
Toldado	Gualanday	10	61	11.4	ECOPETROL

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE OLEODUCTOS

ESTACIÓN INICIAL	ESTACION FINAL	DIÁMETRO Pulgadas	LONGITUD (Kilómetros)	CAPACIDAD KBPD	PROPIETARIO
Oleoductos Asociación					
Barquereña	Tocaría	8	31	10	ECP-HOCOL
Caño Garza	Trinidad	6	23	5	ECP-HOCOL-KELT
Cravo Sur	El Cruce	8	18	20	ECP-HOCOL-KELT
Cusiana	El Porvenir	30	33	500	OCENSA
El Porvenir	La Belleza	30-36	189	555.9	OCENSA
La Belleza	Vasconia	30	92	555.9	OCENSA
Vasconia	Coveñas	30	475	298	OCENSA
Lago Agrio	Colón	10-12	37	50	ECP-CEPE
Santiago	El porvenir	10	79	12	ECP-LASMO
Tenay	Vasconia	20	398	100	ALTO MAGD.
Tocaría	Cabañales	8	16	15	ECP-HOCOL-KELT
Trinidad	Barquereña	8	17	10	ECP-HOCOL-KELT
Vasconia	Coveñas	24	481	201.1	O. COLOMBIA
Yaguará	Tenay	8	69	20	ECP-ESSO TOTAL
Caño Limón	Coveñas	24	760	168	ECP-OXY

Fuente: ECOPETROL S.A.

Durante el 2008, por la red de oleoductos colombianos se transportaron diariamente en promedio 1,084,600 BPD, de los cuales el 64.2% se movilizaron a través de la red primaria (Vasconia-CIB, Vasconia-Coveñas, Caño Limón- Coveñas, Coveñas- Cartagena), mientras que la red secundaria (CIB- Ayacucho, Velásquez-Sauce, Tenay-Vasconia, Ayacucho -CIB, Ayacucho- Coveñas, Apiay- Porvenir, Arguaney- Porvenir, Cusiana CPF- Porvenir, Santiago-Porvenir, Porvenir-Vasconia), transportó 696,300 BPD y el oleoducto Transandino desplazó 18,800 BPD.

Según los volúmenes transportados en el 2008 y en consonancia con las capacidades reportadas, algunas de las líneas están operando a máxima capacidad como Tenay-Vasconia, Apiay-El Porvenir y Santiago-El Porvenir, entre otros.

La red de transporte de crudos también cuenta con 13 estaciones de bombeo y 23 estaciones de almacenamiento. Simultáneamente en la refinería de Barrancabermeja y en los terminales de Vasconia y Ayacucho existe capacidad de almacenamiento de crudo que alcanza en total 2.8 millones de barriles. ECOPETROL mantiene inventario de crudo con menor capacidad en la refinería de Cartagena y en las estaciones de Caño Limón, Coveñas, Orito, Porvenir, Samoré, Tumaco y Banadía, además del

crudo almacenado en los campos de producción. Esto con el fin de asegurar las cargas a las refinerías y mantener los inventarios necesarios para evitar inconvenientes en las exportaciones.

Hoy por hoy, la red de oleoductos es usada solamente para exportación por el puerto de Coveñas, aún cuando existen algunas importaciones menores de crudo, las cuales se realizan a través del puerto de Cartagena (importaciones por requerimientos de calidad). Los volúmenes importados son transportados a la refinería de Cartagena mediante el esquema de cabotaje desde el puerto de Tumaco. Las importaciones de crudo ligero se han efectuado para mejorar la carga a la refinería de Cartagena por restricciones en su capacidad de conversión.

El día que la refinería de Barrancabermeja requiera de crudos livianos y sea necesaria su importación, el transporte podrá efectuarse a través del Río Magdalena y por el tubo Ayacucho-Coveñas actualmente sin uso.



Transporte de Refinados

Para el transporte de productos refinados, el país cuenta con redes primarias y secundarias que se extienden a lo largo de 3,857.4 Km., de los cuales 3,266.4 Km. corresponde a poliductos, 591 Km. a la red de transporte de combustóleo y finalmente se cuenta con 380.7 Km. de líneas que movilizan GLP (gas licuado del petróleo).

La operación de estas líneas corresponde en un 99.3% a ECOPETROL, por su parte, y la empresa TERPEL Antioquia opera solo el poliducto que une el terminal en Medellín con el aeropuerto de Rionegro supliendo además las necesidades del área de influencia del ducto.

A continuación en la tabla No 5.2., se presenta la descripción del sistema de transporte de refinados.

Tabla No. 5.2
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE POLIDUCTOS

ESTACIÓN INICIAL	ESTACION FINAL	DIÁMETRO Pulgadas	LONGITUD (Kilómetros)	CAPACIDAD KBPD
Poliductos Propiedad de Privados				
Medellín	Rionegro	6	28	7
Poliductos Propiedad de ECOPETROL				
Galán	Sebastopol	16	111	136
Galán	Sebastopol	12	111	42
Sebastopol	Medellín	10-12-16	164	47
Medellín	Cartago	10-12	236	35
Cartago	Yumbo	6	157	10
Cartago	Yumbo	10	158	32
Galán	B/manga	6-4	59	15
Pozos Colorados	Barranca	20-16-14-12	316	51
Cartagena	B/quilla	12	99	22
Yumbo	B/ventura	6-8-12	100	12
Cartago	Yumbo	6 - 8-10	157.7	10
Cartago	Yumbo	10	158	20.9
Pto Salgar	Mansilla	10-12	152	80
B/ventura	Yumbo	6-8-12	103	12
Sebastopol	Pto Salgar 16"	16	135	74
Sebastopol	Pto Salgar 12"	12	137	38
Pto Salgar	Cartago	6-8	210	20
Pto Salgar	Gualanday	12	168	23
Gualanday	Neiva	6-8	162	12
Sebastopol	Tocancipá	16-20	257	40
Puente Aranda	El Dorado	6	10	10
Galán	Sebastopol	16"	111	136
Sistema de Combustóleo Propiedad de ECOPETROL				
Coveñas	Cartagena	18	123	113
Ayacucho	Coveñas	12-16	282	42
Galán	Ayacucho	18	186	68

Fuente: ECOPETROL S.A.

Durante el 2008 se transportaron en promedio 618,200 BPD, de los cuales 221,900 se movilizaron por la red primaria (Refinería Barrancabermeja-Sebastopol-Puerto Salgar, Barrancabermeja-Bucaramanga, Pozos Colorados-Barranca, Cartagena-Barranquilla y Yumbo-Buenaventura), correspondientes al 36% y por las redes secundarias se desplazaron en promedio 396,400 BPD. Esta red, está compuesta por las siguientes líneas: Sebastopol-Puerto Salgar-Mansilla, Puerto Salgar-Cartago, Puerto Salgar-Gualanday-Neiva, Sebastopol-Medellín-Cartago, Cartago-Yumbo y Mansilla Puente Aranda.

La red de combustóleo conecta la refinería de Barranca con el puerto de Coveñas a través de dos líneas y a su vez el puerto con la refinería de Cartagena, lo cual es útil para el mejoramiento de las características del combustóleo (Fuel Oil) y exportación posterior. En el 2008, los combustoleoductos colombianos transportaron cerca de 77,500 BPD, correspondiendo a una baja utilización de la infraestructura, particularmente en el trayecto Coveñas-Cartagena.

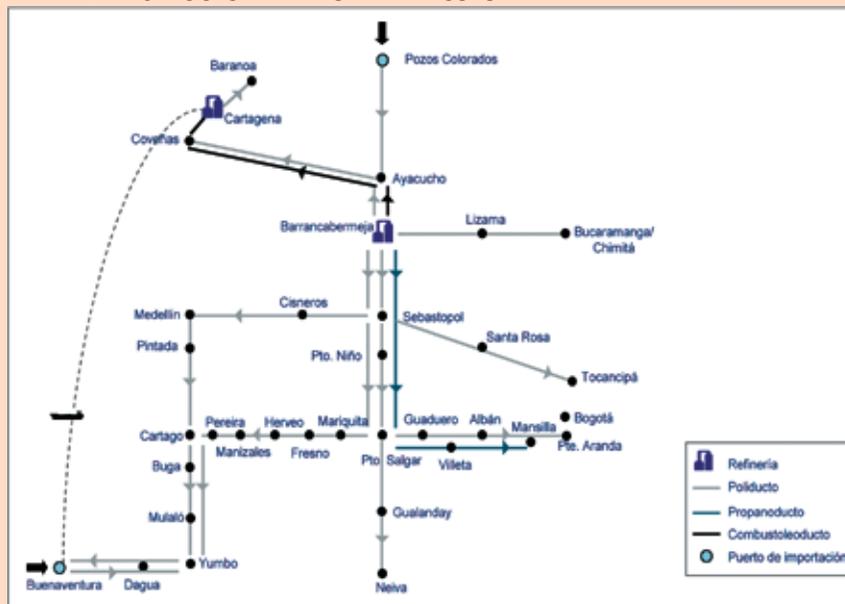
Existen otros medios de transporte de crudo y combustibles distintos al terrestre, uno de ellos es el cabotaje, que es efectuado vía marítima entre la Refinería de Cartagena y los puertos de Buenaventura y Tumaco sobre el Pacífico y el otro es el transporte fluvial, realizado a través del río Magdalena, conectando básicamente las refinerías de Cartagena y Barranca.

La configuración del sistema es radial, aunque existe cierto grado de redundancia en el área correspondiente a Bogotá y hacia el sur este del país en el municipio de Cartago. El sistema también dispone de amplio cubrimiento nacional, no obstante, algunos de los tramos se encuentran operando a máxima capacidad, tal es el caso de Galán-Sebastopol, Puerto Salgar-Mansilla y Cartago-Yumbo. La gráfica 5.2 representa el sistema de transporte de refinados en el país, así como las estaciones de bombeo.

El trayecto que transportó los mayores volúmenes de refinados durante el 2008 fue Galán - Sebastopol 16” que movilizó en promedio 100,000 BPD, y que además es el encargado de abastecer los requerimientos de las áreas de Bogotá, Boyacá y parte de los Llanos Orientales. Ésta línea se inicia en el terminal de Galán (Barrancabermeja), pasa por la estación de Sebastopol, luego a Puerto Salgar, para finalizar en la estación de Mansilla en Facatativá. Por la demanda de productos refinados de esta zona, existe una segunda línea que se inicia en la estación Galán siguiendo el mismo recorrido de la línea anterior hasta Puerto Salgar, y culminando en la estación Tocancipá cerca de Bogotá. Su propósito es asegurar el abastecimiento de la zona de mayor consumo en el país.

El suroccidente colombiano, es otra de las regiones de gran demanda de refinados, recibe producto por la línea que va desde Puerto Salgar al eje cafetero

INFRAESTRUCTURA PETROLERA DE COLOMBIA



Gráfica No. 5.2

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

y llega a Cartago, donde se une con el trayecto construido entre Medellín-La Pintada-Cartago, para luego finalizar en la estación de Yumbo.

Asociados al transporte, están los sistemas de almacenamiento de productos, donde se reconocen dos tipos de almacenamiento dependiendo de su manejo: el Operativo propiedad de ECOPETROL, ubicado en las refinerías y los diferentes terminales intermedios de los poliductos, propanoductos o combustoleoductos y el almacenamiento de los distribuidores mayoristas tanto de combustibles líquidos como de gas licuado de petróleo GLP, localizado en las plantas de abasto.

Respecto al almacenamiento operativo, ECOPETROL ha venido incrementando en forma progresiva la

capacidad de almacenamiento en las estaciones intermedias de Puerto Salgar, Sebastopol y Coveñas, entre otras y en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, dando así una mayor flexibilidad operacional e incrementando inventarios y por ende los días de venta.

De acuerdo con la información presentada en el estudio Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo, el almacenamiento de ECOPETROL en los distintos terminales asciende a 3.3 millones de barriles de productos refinados. En cuanto al almacenamiento de los distribuidores mayoristas y otros agentes se analizará en el numeral 5.3.

Principales Puertos Marítimos

Terminal Coveñas: El Terminal Marítimo de Coveñas es el principal puerto de movimiento de hidrocarburos en Colombia, está localizado en el Golfo de Morrosquillo en la Costa Atlántica. El terminal inició la operación con una unidad flotante de almacenamiento denominado FSU, (Floating Storage Unit) cuya capacidad ascendía a 2.5 millones de barriles que conectaba a tierra con una línea submarina de 2,800 metros y siete boyas de amarre que permitieron atender buques de todo tipo de nacionalidades y tanqueros de hasta 250,000 barriles.

Debido a la declinación de la producción de crudo del campo Caño Limón y la consecuente reducción de volúmenes disponibles para la exportación, ECOPETROL decidió reemplazar el FSU por una Unidad de Cargue de Buque-tanques TLU3 (Tanker Loading Unit). El acceso de los hidrocarburos (petróleo crudo y de nafta) desde tierra a los puntos de cargue se logra a través de un triángulo submarino entre la estación de medición en tierra y las dos monoboyas (TLU1 y TLU3) a una profundidad media del mar entre 25 y 35 metros.

Según las estadísticas de ECOPETROL, en 1990 se efectuó el mayor embarque de crudo colombiano con 1, 049,840 barriles.

Actualmente, las instalaciones en tierra del Terminal Coveñas comprenden sistemas de recibo, de control de presión, de medición, de almacenamiento y de despacho de los diferentes crudos provenientes del interior del país. El Terminal es alimentado por

los oleoductos Caño Limón Coveñas, Colombia, Orensa y las líneas Ayacucho – Coveñas operadas directamente por ECOPETROL.

Resultado de los excedentes de nafta en la refinería de Barrancabermeja, el producto también es exportado por el Puerto de Coveñas y el combustible es transportado por la línea Galán – Ayacucho-Coveñas, siguiendo el mismo esquema de despacho que el utilizado para el crudo

Terminal Tumaco: Puerto ubicado en el sur colombiano sobre el Océano Pacífico, admite embarcaciones de hasta 110 mil toneladas, tiene una capacidad de cargue de 400,000 BPD y de acuerdo con la información presentada por ECOPETROL, el terminal dispone de un sistema de 6 boyas para su conexión a los buques que llegan a cargar crudo con destino al mercado internacional.

Este terminal marítimo recibe y almacena petróleo acopiado mediante líneas de transporte, camión-tanque y cabotaje. Recibe los crudos producidos en el área de Putumayo y del campo Lago Agrio localizado en el vecino país del Ecuador.

En la actualidad, recibe de manera ocasional crudo liviano importado, el cual es transportado a la refinería de Cartagena a través de cabotajes.



REFINACIÓN

La refinación es una operación estratégica dentro de la cadena energética del petróleo y tiene la misión de transformar este recurso en productos con valor agregado, indispensables para el desarrollo de la industria manufacturera, para el bienestar de los hogares y progreso del sector transporte. El compromiso de la refinación de petróleo en Colombia es el suministro de los combustibles que requiere el país para su desarrollo, acorde con las políticas en materia de conservación del medio ambiente y su inserción en el nuevo esquema de globalización, así como el suministro de productos petroquímicos, requeridos por el sector productivo.

La estrategia para lograr el compromiso de suministro de combustibles ha sido incrementar la capacidad refinadora nacional para disminuir las importaciones de combustibles derivados del petróleo, optimizando los procesos de refinación y la utilización de mejores prácticas operacionales, además del desarrollo de programas de reformulación de combustibles.

La actividad de refinación ha soportado cambios importantes, producto de la preocupación por el medio ambiente y por una mayor eficiencia económica. El reto que imponen hoy los precios es hacer una mejor selección de crudos en el momento de “cargar” y buscar un mayor rendimiento de productos, especialmente de aquellos valiosos al programar la producción, para lograr una mayor utilidad.



El país cuenta con una capacidad de refinación que asciende a 328,300 BPD, de los cuales el 74.5% se procesa en Barrancabermeja, 23.8% en Cartagena, 0.8% lo refina Orito y 0.75% Apiay.

Durante el 2008, el negocio de refinación y petroquímica de ECOPETROL, continuó avanzando hacia el posicionamiento de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena como unas de las más importantes de Latinoamérica por su infraestructura

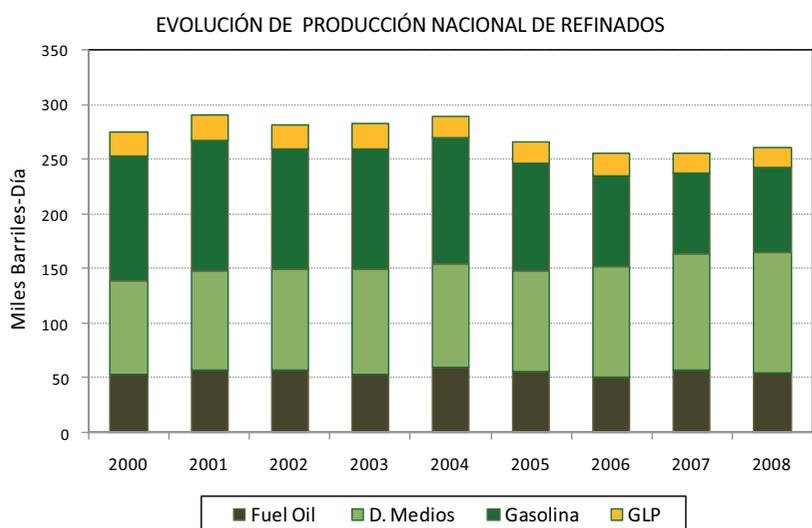
tecnológica y procesos de gestión modernos, así como por el cumplimiento de los planes volumétricos, el aumento en la carga, la disminución de los incidentes ambientales, el incremento del margen bruto de refinación y optimización del inventario de los refinados.

De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL, durante el 2008 las refinerías colombianas procesaron en promedio 312,564 BPD de petróleo crudo que se traduce en un nivel de utilización del 95.5% de la capacidad instalada. Del total procesado el 74% se cargó en la refinería de Barrancabermeja, el 25% en la refinería de Cartagena y el restante 1% entre las plantas de Orito y Apiay.

Los resultados favorables de la operación en la refinería de Barrancabermeja le permitieron la mayor carga de crudo en la historia (232,000 BPD), una mayor confiabilidad y eficiencia en los procesos. No obstante, el costo de refinación se incrementó en cerca de un 19% respecto al 2007, consecuencia del aumento de costos de materiales, servicios, y procesos, entre otros. Entre tanto, el margen de refinación disminuyó un 49.8% con respecto al alcanzado durante el 2007 por la caída de los altos precios internacionales, es decir, pasó de US\$9.8/Bl, a US\$4.92/Bl. Sobre la refinería de Cartagena no se tiene información, por cuanto ECOPETROL omitió su publicación.

Es de anotar, que las cargas a las refinerías cada día implican el uso de crudos más pesados, caracterizados por altos contenidos de azufre, razón por la cual los rendimientos en términos de productos blancos (gasolinas, JP y ACPM) cada día vienen disminuyendo. Según los datos reportados por ECOPETROL, se evidencia una capacidad de conversión relativamente baja del parque refinador, pero con progresos frente al 2007. En 2008, obtuvo aproximadamente un 21% de Fuel Oil, 40% de destilados medios, gasolinas 30% y un 9% representado en otros derivados; con un incremento global de la producción cercana al 5%, respecto al año inmediatamente anterior. En la gráfica No 5.3 se presenta la evolución de la producción de los principales productos refinados.

Cabe resaltar los buenos resultados del 2008, gracias al desempeño de la refinería de Barrancabermeja, en la cual se realizaron trabajos tendientes a incrementar su disponibilidad mecánica, aumentar



Gráfica No. 5.3

Fuente: ECOPETROL S.A. y
UPME Sistema de Información
Decreto 4299/05

el factor de conversión y dar inicio al proyecto de modernización.

Aunque el parque refinador colombiano está orientado a la producción de gasolinas, su producción ha venido disminuyendo mientras se incrementa la de destilados medios, debido al aumento de la demanda nacional de ACPM, lo que no permite una adecuada operación de algunas unidades y en algunas oportunidades la degradación de productos más valiosos.

La operación y expansión de la capacidad refinadora de crudo ha estado en cabeza de ECOPETROL, operadora de las refinerías de Barrancabermeja

y Cartagena, de conversión media, Orito y Apiay, estas últimas de menor capacidad y tecnología. No obstante, se adelanta el proyecto para la ampliación de la refinería de Cartagena a través de inversionistas privados, lo cual será detallado en la sección 5.2.2.

Bajo esta consideración, ECOPETROL es dueño casi del 90% del parque refinador colombiano, aunque no existen restricciones a la participación de privados, por cuanto esta actividad es libre y permite la entrada de cualquier agente que lo solicite, es decir, aunque el país cuenta con las condiciones necesarias para establecer un mercado competitivo en términos de refinación e importación, éste no tiene un desarrollo importante aún.

Refinerías Colombianas

REFINERÍA DE CARTAGENA

La refinería de Cartagena ubicada en el área de Mamonal, es la segunda en importancia del país, e inició operaciones en 1957. Se encuentra ubicada sobre el mar Caribe y dispone de la infraestructura y facilidades portuarias para el cargue y descargue de productos que entran o salen del país. Cuenta con una capacidad operativa de 80,000 BPD de crudo y produce principalmente GLP, gasolinas (motor y extra), ACPM, queroseno/JP-A y combustóleo. Dispone de una unidad de destilación atmosférica y de vacío, una planta viscorreductora, un módulo de ruptura catalítica, planta de polimerización y de tratamiento de azufre.

Durante el 2008, la carga a esta refinería llegó en promedio a 78,011 BPD, alcanzando un factor de utilización del 97.5%, cuya producción se distribuyó así: propanos y butanos 7.1%, gasolinas con 33%, destilados medios 36% y Fuel Oil con 23.9%. Los crudos procesados incluyeron ciertos volúmenes importados de livianos, debido a restricciones existentes para procesar la mezcla de crudos pesados producidos en el país.

REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

El Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) está localizado en la ciudad del mismo nombre en el interior de Colombia, a orillas de la principal arteria fluvial del

país lo que le permite la evacuación de productos por este medio. Comenzó operaciones de refinación en 1922 y es la principal refinería colombiana y centro de la industria petroquímica nacional.

Cuenta con una capacidad nominal de carga de 250,000 BPD conformada esencialmente por cinco unidades Topping (Destilación Primaria), cuatro plantas de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno, plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos, además de otras menores, indispensables para la operación de refinación, entre las que se cuentan los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y de hidrógeno entre otras.

En el 2008, el complejo refinó en promedio 232,000 BPD con un margen de utilización de las instalaciones cercano al 93%. Procesa crudos mayoritariamente pesados, y en menor medida crudos livianos y parafínicos. Actualmente, produce aproximadamente el 75% del ACPM, la totalidad de la gasolina y del combustóleo que el país requiere para suplir sus necesidades. También elabora otros combustibles y materias primas requeridas en los procesos industriales.

REFINERÍA DE APIAY

Es una refinería ubicada cerca de Villavicencio en el centro del país (Departamento del Meta), con una capacidad nominal de carga de 2,500 BPD. Cuenta con una torre atmosférica, una de vacío y las recuperadoras de vapores, que producen principalmente asfalto, ACPM, bencina y gasóleo. Los productos obtenidos en esta planta, básicamente son para el consumo local. Durante 2008, operó al 62% de su capacidad total.

REFINERÍA DE ORITO

Se encuentra localizada en Orito, Departamento de Putumayo, su capacidad es de 2,800 BPD, produce principalmente gasolina regular, queroseno, ACPM, bencina y combustóleo. En el 2008, trabajó a baja capacidad y su factor de utilización fue inferior al 50%.

REFINERÍA DE NARE

Está localizada en Puerto Triunfo, Departamento de Antioquia, su capacidad de refinación es de 14,000 BPD, produce principalmente asfaltos, destilados livianos y medios. Es la única refinería privada del país, a la fecha no se encuentra en operación debido a restricciones financieras.

Principales Proyectos de Refinación del País

PROYECTO PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA – PMD

Con el fin de aumentar la competitividad, y la rentabilidad de la Refinería de Cartagena, satisfacer las regulaciones ambientales para combustibles reduciendo el contenido de azufre en la gasolina y el diesel y mejorar el balance comercial de combustibles colombianos, ECOPEPETROL emprendió la búsqueda de un inversionista privado que aportara el capital de riesgo para la expansión de la refinería de Cartagena y ampliar su capacidad de tratamiento a 150,000 BPD, desde los 80,000 BPD actuales, el aumento de la capacidad de conversión e inversiones en unidades destinadas a mejora de calidad de los combustibles. El costo del proyecto se estima en cerca de US\$2,780 millones.

El esquema desarrollado para la vinculación del socio estratégico contempló la creación de una nueva sociedad en la que ECOPEPETROL mantiene una participación del 49%, con un aporte de US\$630 millones, y el restante 51% es propiedad de la empresa GLENCORE INTERNATIONAL AG, con un

aporte de US\$656 millones. Será responsabilidad de ECOPEPETROL operar y administrar las actuales instalaciones hasta el 2011, cuando entre en ejecución la nueva refinería de Cartagena.

El Plan Maestro de Desarrollo, como se le denominó al proyecto que comprende la construcción y modernización de las plantas industriales y de servicios, permitirá también incrementar la capacidad de conversión de 74% a 95% y la capacidad de procesamiento de crudos pesados y agrios que actualmente no tiene la refinería, estará orientada a maximizar la producción de destilados medios, en razón al déficit esperado de ACPM por el incremento de la demanda nacional.

En términos generales, la ampliación duplicará la productividad, generará productos de mayor valor, reducirá el margen de materia prima que no se está aprovechando actualmente, atenderá la demanda interna de combustibles, contará con excedentes para exportar y comercializar productos de alta calidad.

Las principales unidades a ser incorporadas serán

un “hydrocracker” con capacidad de 35,000 BPD y un “delayed coker” de 45,000 BPD. Adicionalmente se incorporarán unidades de hidrotreatmento para gasolinas y diesel para adecuar la producción de estos combustibles a las calidades requeridas. Con este cambio de configuración, la refinería será capaz de lograr rendimientos cercanos al 70% en destilados medios, procesando una dieta de crudos significativamente más pesada y agria.

Teniendo en cuenta la nueva legislación en materia de calidad de combustibles, actualmente se están llevando a cabo proyectos para reducir los niveles de azufre en combustibles (mediante un proceso de hidrotreatmento). Respecto a la ampliación de la planta, al finalizar el 2008, se continuaba con la ingeniería básica del proyecto. Sin embargo, estaba previsto que el proyecto estuviera operando en su totalidad a partir de 2011, un retraso respecto al cronograma original dilataría la fecha prevista de puesta en marcha hasta 2012.

Al final del año 2008, GLENCORE solicitó al gobierno un aplazamiento en los términos del contrato para culminar la obra de ampliación, aduciendo que la crisis financiera internacional había dificultado la consecución de financiación para el proyecto. Iniciando el 2009, GLENCORE puso en venta su parte y ECOPEPETROL llegó a un acuerdo para la adquisición del 51% de la sociedad que modernizará la refinería de Cartagena por valor de US\$549 millones quedando ECOPEPETROL como poseedor del 100% de “Reficar”.

Por su parte, ECOPEPETROL ratificó el compromiso para desarrollar el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena, así como también anunció que no habrá cambios en la operación de la refinería.

PROYECTO DE HIDROTRATAMIENTO EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA.

El proyecto de Hidrotreatmento en el Complejo de Barrancabermeja tiene por objeto satisfacer las regulaciones ambientales para los combustibles mediante la reducción del contenido de azufre en la gasolina y el diesel, y así cumplir con la normativa respecto a la calidad de los combustibles líquidos (Gasolinas y Diesel).

El objetivo es producir combustibles más limpios para el mercado nacional y reducir el contenido de azufre, con lo cual se lograrán menores emisiones de óxidos de azufre por parte de vehículos y

motores que utilizarán estos combustibles. El costo del proyecto se estima en US\$800 millones, de los cuales ya se invirtieron cerca del 65%.

Este proyecto contempla la construcción de 7 plantas, tanques de almacenamiento, una subestación eléctrica, además de todas las interconexiones con otras plantas de la refinería así:

- Unidad de desulfurización de Diesel
- Unidad de desulfurización de gasolina
- Unidad de regeneración de Amina,
- Unidad de recuperación de Azufre
- Planta de Hidrógeno.
- Unidad de despojo de Aguas Agrias,
- Planta de tratamiento de Aguas Agrias

Al finalizar el 2008, el proyecto completó un 60% de su desarrollo, lo que permitirá que en el último mes de 2009, el Complejo suministre ACPM con un contenido de azufre inferior a 500 ppm a nivel nacional y con un contenido menor a 50 ppm para el caso de Bogotá.

En 2008 también se dio inicio a la modernización del complejo, mediante la suscripción de un contrato por US\$344 millones con el Joint Venture conformado por las empresas Foster Wheeler USA Corporation (FWUSAC) & Process Consultants Inc. Este proyecto además de contar con un esquema de conversión profunda por el uso de tecnologías de punta para el procesamiento de crudos pesados, incrementará la capacidad de la refinería en 50,000 barriles diarios (pasará a 300,000 barriles por día de carga de crudos) a partir del 2013, con un costo cercano a los US\$2,800 millones, que incluirá la incorporación de unidades de hydrocracking y delayed coking.

La modernización igualmente facilitará el cumplimiento de los requerimientos de calidad para los combustibles producidos, lo que garantizará su sostenibilidad en el largo plazo, con márgenes de refinación robustos que permitan afrontar adecuadamente la incertidumbre y la volatilidad en los precios de los combustibles, dado que estará en capacidad de transformar materias primas de bajo costo en productos de alto valor.

Según la información de ECOPEPETROL, se espera tener la refinería de Barranca modernizada, con una configuración de procesamiento de alta conversión, pasando de 76% a alrededor del 95% de conversión a productos de mayor valor, eliminando completamente la producción de combustóleo (producto de bajo valor) e incrementando la

producción de ACPM, acorde con la demanda interna proyectada para los próximos años. La ampliación y modernización del complejo en Barrancabermeja favorecerá el desarrollo de la industria petroquímica, debido a que se obtendrán subproductos que pueden ser utilizados como materia prima para los procesos petroquímicos.

Con los proyectos de expansión en curso, en la próxima década, el país contará con una capacidad de refinación cercana a los 450,000 BPD, volumen que podría aumentar a 650,000 hacia el 2016, coincidiendo con las recomendaciones efectuadas dentro del Plan Energético Nacional.

Balace

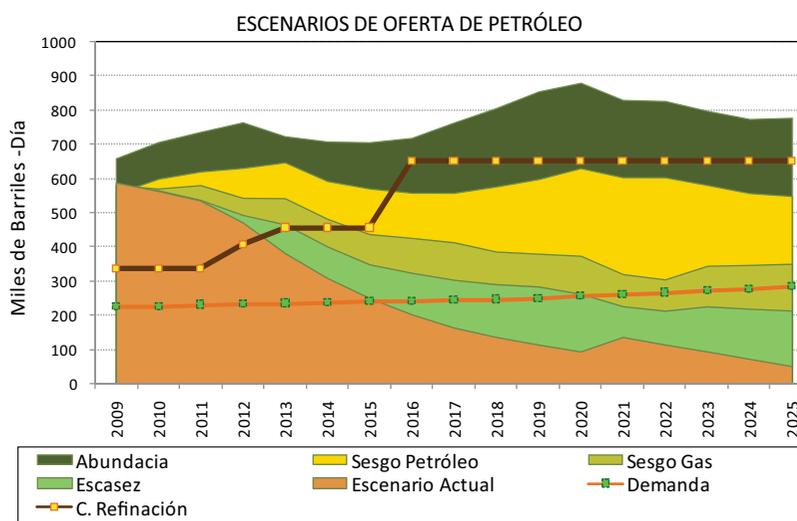
De acuerdo con los escenarios de producción de petróleo mostrados en el capítulo 4, gráfica 4.14, relacionados con la oferta incluyendo los campos en producción, la recuperación secundaria, el desarrollo de crudos pesados y nuevos éxitos exploratorios, el balance de petróleo sería negativo en la situación actual, sucediendo igual con los escenarios de Escasez (a partir del 2014) y Sesgo Gas (a partir del 2018), además de que todos presentan una disminución continua de la oferta de crudos livianos y medios que caen cerca del 70% en 2008 a un 40% en 2015, siendo sustituidos por crudos pesados y

extrapesados, lo cual hace necesaria la utilización de crudos sintéticos e importados.

En el escenario actual, es decir sin incorporación de nuevas reservas, a partir de 2013 la posición colombiana será deficitaria es decir, se requerirán volúmenes adicionales a la producción nacional de crudo para abastecer la nueva capacidad instalada de refinación (Plan Maestro de Cartagena entrando en 2012 que adiciona 7,000 BDD y la expansión de 50,000 BPD a partir de 2013). No obstante, la oferta de algunos derivados será suficiente para atender la demanda como en el caso de la gasolina.

Gráfica No. 5.4

Fuente: ANH Estudio Abastecimiento Energético



DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Una vez realizado el proceso de refinación, los productos obtenidos son transportados por distintos medios y luego almacenados dependiendo de su uso final. A partir de este punto, la cadena física del petróleo confluye y

comparte áreas comunes con la cadena comercial de los combustibles líquidos derivados del petróleo, razón por la cual en este aparte solo se considerará la infraestructura de los agentes que almacenan los productos.

Distribución Mayorista

El almacenamiento al por mayor de productos lo realizan los distribuidores mayoristas o los almacenadores a través de plantas de abasto y comercializan los productos con los distribuidores minoristas, con otros distribuidores mayoristas y con grandes consumidores.

Hoy en el país existen 56 plantas de abastecimiento, de las cuales 18 corresponden a terminales de combustible para aviones localizadas en las inmediaciones de los principales aeropuertos. La gran mayoría de las plantas están vinculadas a la red nacional de poliductos, y alrededor de 12 plantas son abastecidas vía terrestre por carro-tanques, ya que se localizan fuera del sistema interconectado. Al mismo tiempo, ECOPETROL cuenta con 9 plantas localizadas en terminales del sistema de poliductos donde realiza almacenamientos.

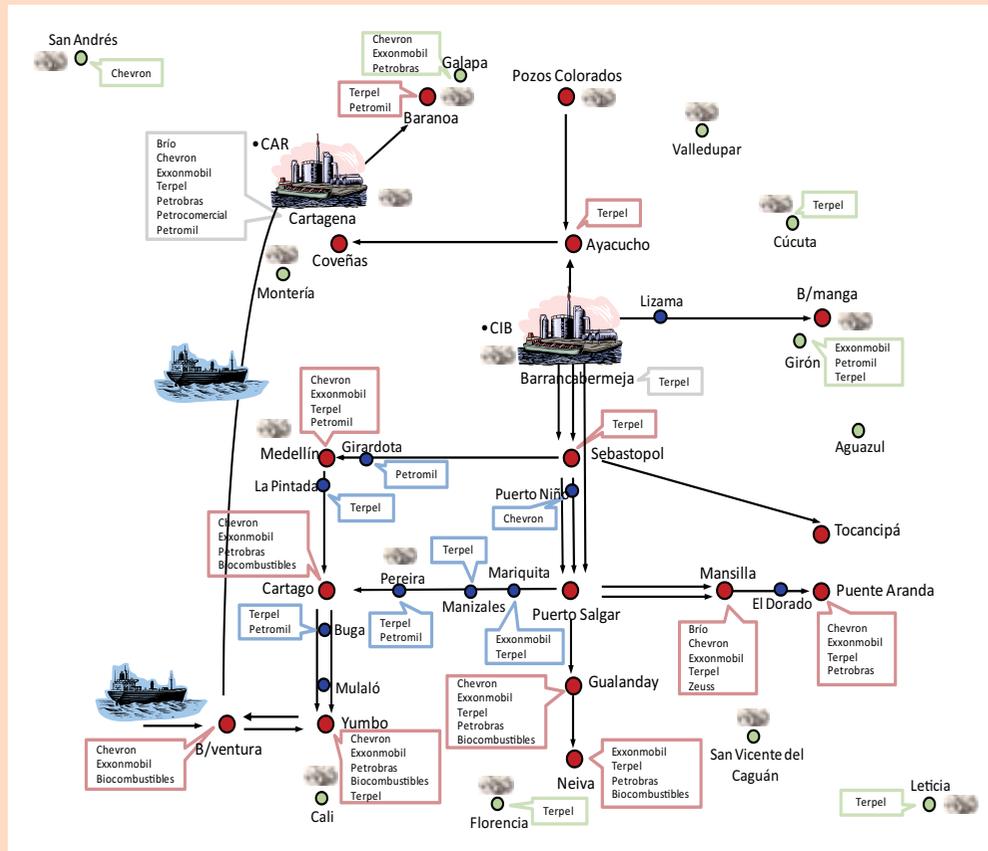
La capacidad de almacenamiento de las plantas de los distribuidores mayoristas suman cerca de 1.8 millones de barriles y la de ECOPETROL 3.3 millones de barriles, sumando un total

de 5.1 millones de barriles. La capacidad de los distribuidores mayoristas equivale a aproximadamente 9 días de ventas (considerando las ventas conjuntas promedio de gasolinas y destilados medios de 2007).

En la gráfica 5.5 se presenta la ubicación de las plantas de abasto y los distribuidores mayoristas que las operan, excluyendo las plantas ubicadas en los aeropuertos. De acuerdo con los resultados el mayor cubrimiento lo tiene la Organización TERPEL que hace presencia en 41 plantas, seguida de EXXONMOBIL que suministra combustibles desde 16 centros de almacenamiento, CHEVRON a través de 15 plantas, PETROBRAS en 7 y BIOCMBUSTIBLES S.A que entrega productos mediante 5 plantas de almacenamiento.

Existen otras empresas con menor participación, tales como PETROCOMERCIAL, PETROMIL, PRODAIN y ZEUSS cuyas plantas se ubican cerca de capitales de departamento, o comparten instalaciones con las grandes empresas. Es de anotar, que la presencia regional no es proporcional al volumen de ventas,

UBICACIÓN DE LAS PLANTAS DE ABASTO Y DISTRIBUIDORES MAYORISTAS QUE LAS OPERAN

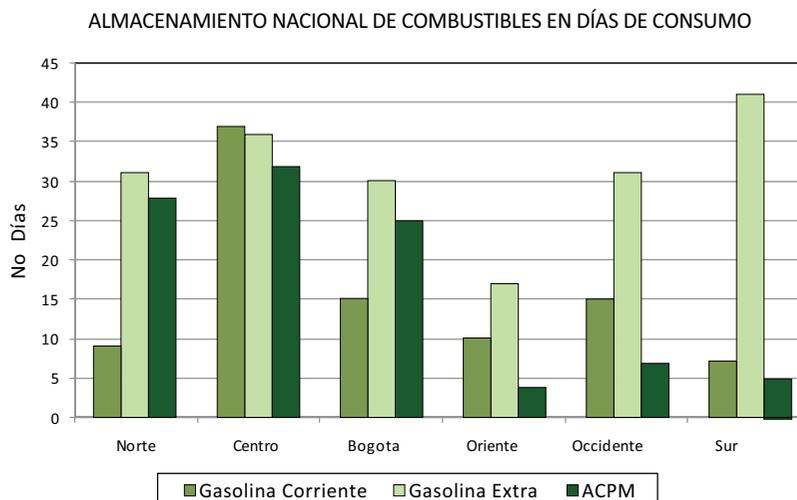


Gráfica No. 5.5

Fuente: ECOPETROL S.A.

Gráfica No. 5.6

Fuente: Estudio Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo



dado que los mayores consumos están en las grandes ciudades y sus áreas de influencia.

Según el estudio realizado recientemente para el Ministerio de Minas y Energía, denominado “Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo”, la capacidad de almacenamiento nacional (integrando distribuidores mayoristas y ECOPELROL), en términos de días de consumo, difiere dependiendo del tipo de combustible, tal como se aprecia en la gráfica No. 5.6.

En términos generales, la capacidad de almacenamiento de gasolina extra duplica la de ACPM, combustible de mayor uso en el transporte terrestre, lo cual puede explicarse por proceso de dieselización dado en los últimos años. Este hecho, también ha generado cierta estrechez en el almacenamiento del producto en casi todas las regiones del país, particularmente en el sur y suroccidente, donde son mayores los tiempos requeridos por el transportador para la entrega del combustible a las distintas plantas de abasto.

En el caso de gasolina corriente se presenta una situación análoga, solo que debido a la disminución paulatina de su consumo, se cuenta con un margen pequeño adicional, sin dejar de ser apretada. Entre tanto, la capacidad de almacenamiento de la

gasolina extra supera ampliamente las obligaciones establecidas por la normativa colombiana, para el almacenamiento comercial.

Por otra parte, el almacenamiento de los distribuidores mayoristas (almacenamiento comercial) ha venido perdiendo su capacidad estratégica, establecida anteriormente en 15 días de consumo. Hoy la normatividad exige como capacidad de almacenamiento el equivalente al 30% de la demanda de la respectiva planta.

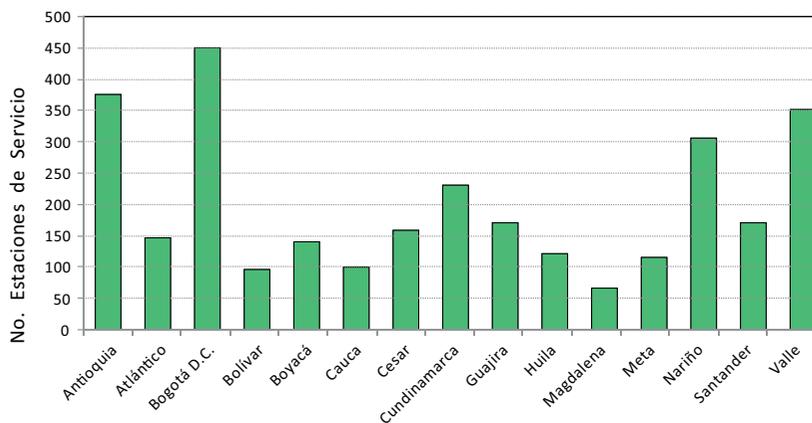
Conforme con las estadísticas de ventas, las plantas que proveen los mayores volúmenes de combustible al mercado nacional son las de Bogotá con el 18.3% operadas por cuatro de los principales distribuidores mayoristas (TERPEL, EXXONMOBIL, CHEVRON y PETROBRAS). Luego se encuentra Cali que participa con el 11.2% y al igual que Bogotá la planta es conjunta e integrada por las mismas empresas. En tercer lugar está Mansilla en Facatativá cuya planta suministra el 9.9% de los combustibles y al igual que los cuatro distribuidores mayoristas más grandes, opera también la empresa BRIO, finalmente Medellín con el 9.3% de las ventas de combustibles, donde los mismos son comercializados por TERPEL, EXXONMOBIL, CHEVRON y PETROMIL.

Distribución Minorista

Las ventas de los combustibles al usuario final o al detal las realizan los distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio, que suman más

de 3,500, en todo el territorio nacional y que en su mayoría están abanderadas por los principales distribuidores mayoristas del país.

DISTRIBUCIÓN DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTRIZ POR DEPARTAMENTO



Gráfica No. 5.7

Fuente: UPME

El número de estaciones ha venido aumentando de manera importante durante los últimos años, con un crecimiento superior al 50%, desde los 2,300 establecimientos que operaban en el país a finales del año 2000.

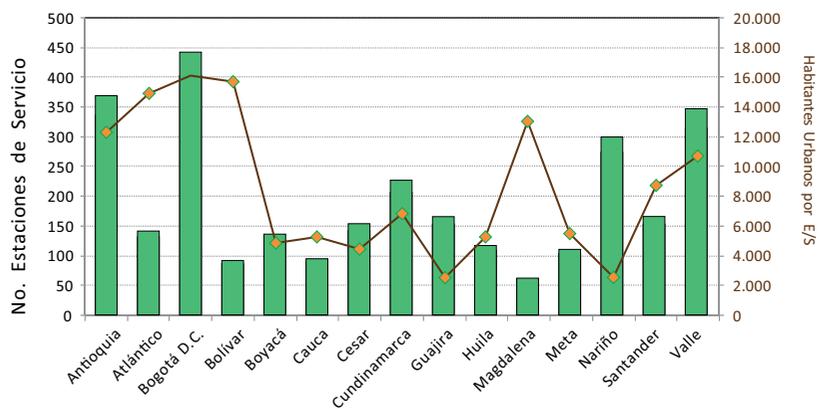
Según las estadísticas de la UPME, los departamentos con mayor cubrimiento en estaciones de servicio automotriz después de la capital colombiana son Antioquia, Valle del Cauca y Nariño; los demás departamentos cuentan en promedio con cerca de 120 establecimientos debidamente autorizados. Llama la atención los casos de Nariño, Guajira y Cesar que sin disponer de las mayores densidades poblacionales

en las áreas urbanas, superan ampliamente en número de establecimientos a departamentos que los duplican en población urbana.

Respecto a la cantidad de estaciones de servicio por ciudad, debe señalarse que las cuatro ciudades más grandes del país (Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla) poseen la mayor cantidad de estaciones de servicio, con significativas diferencias entre ellas, 442, 160, 132 y 116 respectivamente, mientras que el resto de capitales colombianas tienen en promedio 36 estaciones de servicio automotriz.

En términos generales, no se evidencia una correlación directa entre la cantidad de estaciones

DISTRIBUCIÓN DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTRIZ POR DEPARTAMENTO



Gráfica No. 5.8

Fuente: UPME

de servicio por ciudad y el número de habitantes urbanos en la ciudad correspondiente, tampoco se puede establecer relación directa entre el número total de estaciones de servicio automotriz y la población urbana del respectivo departamento, tal como se presenta en la gráfica 5.8.

Como se puede apreciar, en los grandes centros urbanos y departamentos con mayor población urbana, una estación de servicio atiende a más

de 10,000 habitantes, siendo el caso más extremo Bogotá donde por cada 16,000 habitantes se localiza un establecimiento de venta de combustibles. Del otro lado, se encuentran los departamentos con baja densidad poblacional urbana, en los que una estación de servicio atiende aproximadamente 2,500 habitantes, tal es el caso de Guajira y Nariño. Un buen número de departamentos se encuentran en un rango de 4,000 a 6,000 habitantes por estación.

ESTRUCTURA DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES

La distribución de combustibles está regulada por la Constitución Colombiana, al tratarse de un servicio público y como tal corresponde al Estado asegurar su prestación eficiente. Igualmente el mercado de los combustibles está regido por un conjunto de disposiciones compendiadas en el Código de Petróleos, así como en otras leyes y decretos que han venido modificándose y hoy que tienen como marco superior al Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2002-2006 o Ley 812 de 2003, la cual determinó los agentes que hacen parte de la cadena de distribución de los combustibles derivados del petróleo.

En tal sentido, los decretos 4299 de 2005 y 1333 de 2007, reglamentarios del PND establecieron

los requisitos, obligaciones y el régimen aplicable a dichos agentes, los cuales se describen a continuación. Las normas antes mencionadas no contemplan lo relacionado con los agentes que participan en el negocio de los biocombustibles.

De manera general, este nuevo esquema considera tres grandes aspectos: elimina la definición de ECOPETROL como Gran Distribuidor Mayorista, permite la integración vertical entre los distintos agentes del mercado e incluye nuevos agentes como el almacenador, el comercializador industrial, la clasificación de los consumidores, así como de los establecimientos de comercio para entrega a usuarios finales.

Refinador

Persona natural o jurídica que ejerce la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo. Esta actividad es estratégica y dominada ampliamente por ECOPETROL S.A, prácticamente como único agente, después de la salida de GLENCORE de la refinería de Cartagena. Aunque esta actividad es libre y se permite la entrada de cualquier agente que lo solicite, no se ha creado aún un mercado

competitivo en términos de refinación.

El Estado (a través ECOPETROL) mantiene el monopolio de las actividades relacionadas con la refinación de hidrocarburos, con la ventaja de que los precios de la mayor parte de los combustibles producidos en las refinerías están controlados. Según el Código de Petróleos, los productores tienen la obligación de abastecer primero el mercado interno y luego pueden exportar.

Importador

Persona natural o jurídica que ejerce la actividad de importación de combustibles líquidos derivados del petróleo. Aunque las normas señalan plena libertad de importación, en la realidad existen ciertas restricciones, debido a que ECOPETROL es el único agente legal que puede importar combustible en los departamentos fronterizos con el fin de controlar el

contrabando y otras prácticas ilícitas en el mercado de los hidrocarburos.

De manera similar a la refinación, aunque el país cuenta con todas las condiciones para establecer un mercado competitivo, éste aún no se ha desarrollado. Actualmente no existe competencia

entre ECOPEPOTOL y los potenciales agentes importadores que hoy participan en el negocio de distribución mayorista y minorista, debido a la restricción en las plantas de almacenamiento y en la capacidad de transporte por los poliductos, actividad también controlada por la empresa estatal. Solo la empresa CARBONES DEL CERREJON realiza la actividad de importación, con destino a su propio consumo, ya que cuenta con instalaciones propias de almacenamiento en Puerto Bolívar.

La actividad de importación se puede realizar vía

marítima con el almacenamiento de productos en Santa Marta (Pozos Colorados de ECOPEPOTOL) o en Puerto Bolívar (en el caso del Cerrejón) y vía terrestre mediante camión-tanque como es la importación desde Venezuela o de Brasil.

En lo que hace referencia a ECOPEPOTOL como productor de combustibles líquidos y los distribuidores de combustibles, puede mencionarse que no existen contratos formales que rigen su relación, sino acuerdos de voluntad, con mayores exigencias si los agentes son nuevos.

Almacenador

Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo en plantas de abasto y desde las cuales los distribuidores mayoristas suministran los productos a la(s) planta(s) de otro(s) distribuidor(es) mayorista(s), a los distribuidores minoristas o al gran consumidor.

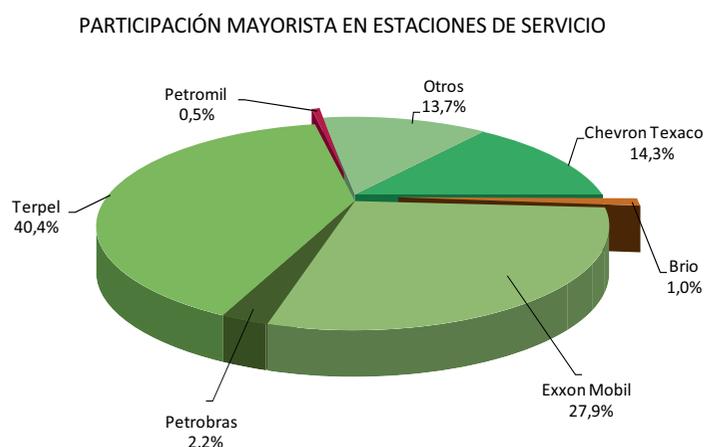
La presencia de este agente no constituye una relación obligada con agentes aguas abajo, ya que en su mayoría los distribuidores mayoristas disponen de su propio almacenamiento. Aguas arriba el almacenador puede interactuar con los refinadores, importadores y posiblemente con grandes consumidores.

Distribuidor Mayorista

Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento, la cual entrega dichos productos con destino a la(s) planta(s) de otro(s) distribuidor(es) mayorista(s), a los distribuidores minoristas o al gran consumidor. Los distribuidores mayoristas adquieren los combustibles

de las refinadoras de crudo locales y de las destilerías, los almacenan, aditivan o mezclan y los distribuyen a los otros agentes.

El distribuidor mayorista es el agente que de manera directa e indirecta tiene relación con todos los agentes de la cadena de distribución de los combustibles líquidos. La gráfica No 5.9



Gráfica No. 5.9

Fuente: UPME

presenta de manera detallada la participación de los distribuidores mayoristas en cuanto al número de estaciones de servicio bajo su bandera.

Es significativa la presencia de la Organización TERPEL en el total nacional, superando ampliamente a los mayoristas tradicionales EXXONMOBIL y CHEVRON-TEXACO. Así mismo, PETROBRAS comienza a tener

una participación importante y la empresa BRIO por el contrario frenó el impulso con el que inició sus operaciones. De acuerdo con la gráfica, existe un alto porcentaje que corresponde a la categoría de otros, ya sea porque no se reporta el distribuidor mayorista que los surte o porque se trata de empresas nuevas que aún no disponen del aval de Ministerio para su operación.

Transportador

Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante a través de medios terrestres, poliductos, marítimo, fluvial, férreo y/o aéreo. En el caso de de los ductos existe libre acceso de terceros a la red y ECOPEL es

dueña del 99% de la red de poliductos.

Visto así, existe integración vertical de ECOPEL, toda vez que la misma empresa es propietaria de la casi totalidad de las plantas de refinación de hidrocarburos, la infraestructura de importación y el transporte por poliductos.

Distribuidores Minoristas

Los distribuidores minoristas son aquellos agentes que se dedican a ejercer la venta de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, a través de una estación de servicio (automotriz, de aviación, fluvial o marítima) o como comercializador industrial, quien a su vez es un distribuidor minorista que suministra combustibles líquidos derivados del petróleo directamente al consumidor final.

Las estaciones de servicio automotriz pueden tener carácter público o privado según la clase de servicio que presten; y en general son establecimientos destinados al suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo, servicios y venta de productos, al público en general en el primer caso y a particulares en el segundo caso.

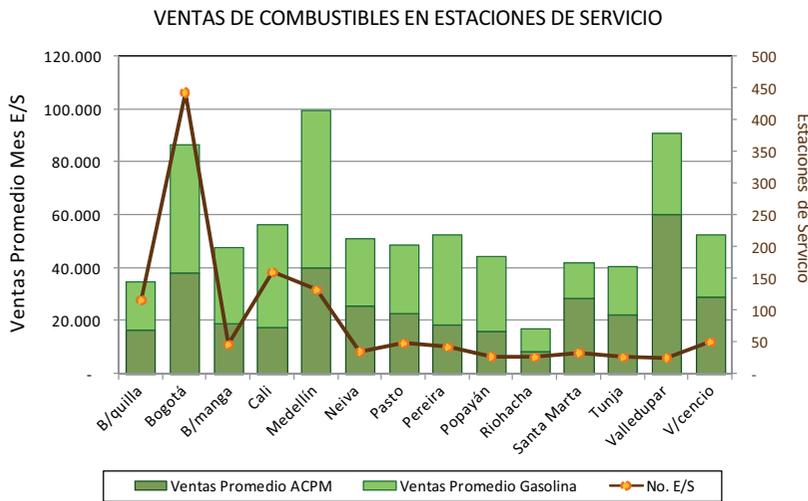
Las estaciones de servicio fluvial son aquellas que almacenan y distribuyen los combustibles líquidos derivados del petróleo, a partir de equipos (surtidores), que cuentan con tanques de almacenamiento instalados en barcas flotantes no autopropulsadas y ancladas o aseguradas en un lugar fijo, que llenan directamente los tanques de combustible. Entre tanto, las estaciones de servicio de aviación, son los establecimientos dedicados a almacenar y distribuir combustibles únicamente con destino a actividades aéreas y las marítimas almacenan y distribuyen combustibles exclusivamente para buques o naves.

De acuerdo con la información disponible en la UPME, el volumen de combustible comercializado

por estación de servicio ha disminuido notablemente, además de que el consumo per cápita de combustibles viene descendiendo, en particular la gasolina fenómeno sustentado en varias razones como: la dieselización del parque automotor, el incremento en el precio de la gasolina, las mejoras tecnológicas, la sustitución del parque automotor antiguo, las medidas de pico y placa y la desaceleración económica del país durante los dos últimos años.

En la gráfica No 5.10 se pueden observar las ventas medias por estación de servicio, en las principales capitales del país, así como el número de estaciones por ciudad, donde se evidencian grandes diferencias entre las distintas zonas geográficas, con volúmenes marcadamente superiores en Bogotá, Medellín y Valledupar. En éstas ciudades se destaca Medellín cuyas ventas mensuales se aproximan a los 99,000 galones, seguida de Valledupar donde las ventas medias alcanzan los 90,000 galones mes, de las cuales sobresalen las ventas de ACPM.

Contrariamente a lo ocurrido en Valledupar, en Medellín y Bogotá por un escaso margen, son mayores las ventas promedio de gasolina en cada estación de servicio, que las de ACPM, situación que se repite en la gran mayoría de las capitales del país salvo Santa Marta, Tunja y Villavicencio. Sin embargo, llama la atención que en general la participación de ACPM viene creciendo con altas tasas y de manera sostenida, como en el caso de Bogotá, donde se suponía que las ventas de ACPM



Gráfica No. 5.10

Fuente: UPME

eran considerablemente menores, en razón a la enorme presencia de parque vehicular particular a base de gasolina y a la masiva presencia de taxis que utilizan como combustible el gas natural.

Respecto a la cantidad de estaciones de servicio por ciudad, las cuales en promedio se acercan a 36 y sus ventas se aproximan a los 44,000 galones mes, mientras

que las cuatro ciudades más grandes del país, cuentan con un número mayor de estaciones de servicio, en donde Bogotá aventaja ampliamente a Cali, Medellín y por supuesto a Barranquilla. Lo anterior significa que no se está alcanzando el volumen óptimo de ventas, ya que de acuerdo con el contexto internacional es de alrededor de 60,000 galones mes.

Gran Consumidor

Usuario que cuenta con instalaciones que permiten descargar y almacenar combustibles líquidos derivados del petróleo para su consumo final y que consume en desarrollo de su actividad industrial y comercial más de diez mil (10,000) galones al mes de combustibles líquidos derivados del petróleo.

Según la connotación de la norma, los grandes

consumidores se clasifican en los que cuentan con instalaciones fijas, los que disponen de instalaciones temporales y el gran consumidor sin instalación.

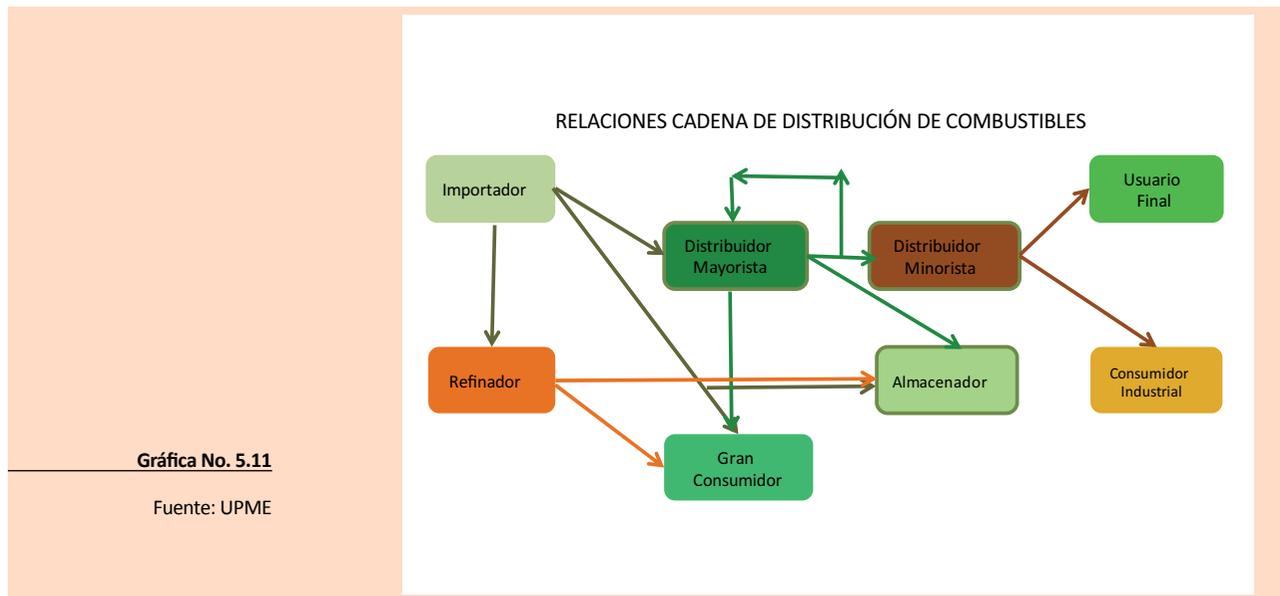
En la categoría de gran consumidor se clasifica prácticamente la totalidad de la industria manufacturera colombiana grande y mediana que utilice para sus distintos procesos los combustibles líquidos.

Comercializador Industrial

El comercializador industrial es un distribuidor minorista que suministra combustibles líquidos derivados del petróleo directamente al consumidor final, siempre que éste consuma un volumen igual o menor a diez mil (10,000) galones al mes de cada tipo de combustible. El comercializador industrial debe tener a su cargo mínimo una estación de servicio y un carro-tanque de su propiedad.

La gráfica No 5.11 que se presenta a continuación, sintetiza las distintas relaciones de carácter comercial existentes entre todos los agentes

de la cadena de distribución de combustibles líquidos. Llama la atención la ausencia del transportador por ductos y la amplia actividad de los distribuidores mayoristas, en tanto que los almacenadores prácticamente solo tienen relación con los mayoristas y los importadores. Bajo este contexto y con actividad monopolística en refinación y transporte, así como un alto grado de integración vertical entre distribuidores mayoristas y minoristas, lo cual no favorece la competencia y tampoco la entrada de nuevos agentes.



Otro tema para destacar, es la reducción del consumo de combustibles que se viene dando desde 1998, lo cual no ha permitido optimizar economías de escala ni una mayor eficiencia que genere más competencia. Adicionalmente, la competencia

en el mercado se ha visto reducida, debido a que ciertas exigencias establecidas en el marco regulatorio limitan la entrada de nuevos agentes, particularmente en la distribución mayorista.

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

La política de precios de los combustibles fue concebida hacia la internacionalización y liberación de los mismos con el propósito de enviar señales apropiadas a los consumidores sobre el costo real (y de oportunidad) que implica la producción y comercialización de los combustibles, así como facilitar el ingreso de nuevos agentes distintos a ECOPEL, a fin de generar competencia entre eventuales suministradores de los combustibles, fomentando así la importación y buscando el acceso de terceros a la infraestructura de transporte.

Para llevar a cabo el proceso a comienzos de 1999 se tomaron las siguientes medidas: a) vincular el ingreso del refinador o productor al comportamiento de los precios internacionales de la gasolina y el ACPM mediante el esquema de paridad de importación, b) establecimiento del régimen de libertad vigilada de precios para las principales capitales de departamento y el de precios regulados para el resto de municipios del territorio nacional, liberando los márgenes de distribución minorista en la zonas de régimen de libertad vigilada, siendo éstos los únicos

agentes en establecer sus propios márgenes con base en sus condiciones de operación y de mercado y c) el establecimiento de un diferencial de precios entre gasolina y ACPM, a favor de este último.

En síntesis, la regulación del sector consistía en la existencia de precios regulados en la práctica para refinación e importación, márgenes mayoristas regulados, márgenes minoristas liberados para las principales capitales del país y márgenes regulados para las otras zonas.

Es de anotar que en el momento de establecer esta metodología el precio de los combustibles en el ámbito internacional se encontraba en el nivel más bajo, iniciando posteriormente una carrera alcista. Sin embargo, fue necesario modificar los parámetros para el cálculo de la paridad de importación, debido a las circunstancias económicas del país en 1999.

Otras medidas se fueron tomando en el transcurso de los años debido a distintos factores como: la señal de distancia para la definición del precio del transporte por poliducto, ajuste de márgenes varias

veces al año y posteriormente indexarlos con el dólar. Posteriormente, en noviembre de 2005, se inicia el consumo de mezclas de combustibles líquidos derivados del petróleo con agrocombustibles (etanol), con algunos cambios dentro de la estructura de los precios.

Si bien el precio del etanol como componente de mezcla es mayor que el precio de la gasolina corriente, el precio de venta al público de la mezcla es menor puesto que el etanol está exento del impuesto IVA, global y de sobretasa.

Una de las transformaciones más importantes en la política de precios sucedió en el año 2007, cuando se presenta un cambio en la referencia, de paridad de importación a paridad de exportación, para el reconocimiento del subsidio al productor, el cual corresponde al menor valor entre el precio de exportación de la gasolina de calidad colombiana y el precio al productor reconocido por resolución. La Resolución Minminas No 180414 de 2007, en el artículo 6º estableció el procedimiento para la definición de volúmenes de combustibles importados para cubrir el déficit sobre la producción nacional, sobre los cuales se reconocerá el subsidio.

Otro de los cambios importantes de la regulación colombiana es la creación del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), cuyo objetivo es atenuar la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles. La idea del Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles es que las refinerías mensualmente trasladen al fondo la diferencia entre el ingreso del productor que el Ministerio fija y el equivalente al costo de oportunidad, con el fin de utilizar los recursos acumulados cuando el precio internacional del petróleo vuelva a elevarse y se haga necesario subsidiar el precio interno de la gasolina.



UPME

No obstante, esta determinación no permite la operación libre de los mercados y por ende las señales de precios no constituyen el elemento que permita una asignación eficiente de los recursos.

La fórmula utilizada actualmente para el cálculo del ingreso al productor (refinador), tanto de gasolina como de ACPM fijado por el MME se describe a continuación:

$$IP = (PrFOB - FL - SE - IM) * TRM - TPC - TI,$$

Donde:

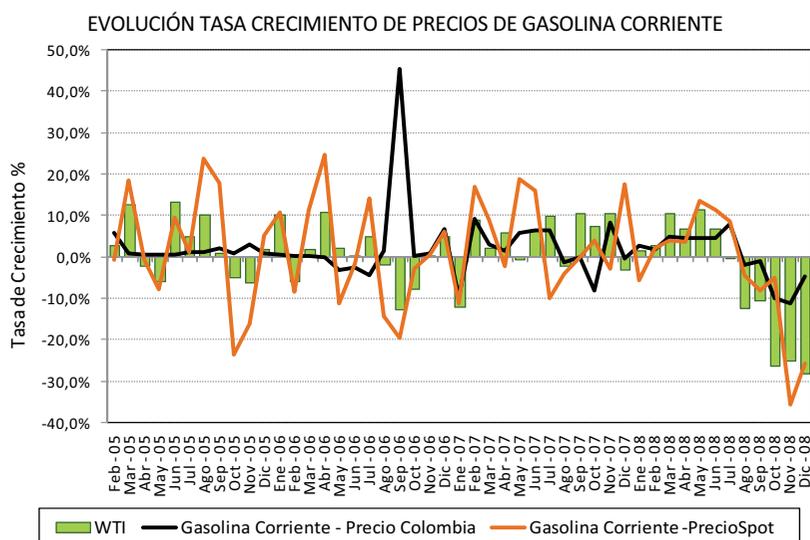
- **IP:** Ingreso al Productor,
- **PrFOB:** Precio de la gasolina en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (Unl 87 para gasolinas y N°2 Diesel para ACPM)
- **FL:** Valor de fletes y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina o diesel No 2 desde la Costa del Golfo en Estaos Unidos hasta Santa Marta
- **SE:** Costo de los seguros marítimos o terrestres incurridos para transportar un galón desde la Costa del Golfo hasta Santa Marta
- **IM:** Valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue
- **TRM:** Tasa representativa del mercado
- **TPC:** Tarifa de transporte de combustible por poliducto para el tramo Pozos Colorados-Galán
- **TI:** Valor correspondiente al pago de impuesto de timbre

En cuanto al resto de ítems de la estructura de los precios, el ingreso al transportador está determinado por el MME para cada uno de los tramos, basado en el costo de operación más un margen, en función de la distancia. Por su parte, el ingreso para el distribuidor mayorista también está fijado por el MME, quien determina su remuneración con base en los costos de operación y mantenimiento, gastos de administración y ventas, pérdidas por evaporación y costos de aditivación. Respecto al margen del distribuidor minorista es libre en las principales ciudades, no obstante, se establecieron bases tanto para gasolina, como para el ACPM, con los cuales se calculan los precios llamados de referencia.

Respecto a la carga impositiva, ésta se ha definido por Ley e incluye el IVA el impuesto global y la sobretasa, impuestos que en general no se aplican a los biocombustibles, salvo la sobretasa al biodiesel.

Gráfica No. 5.12

Fuente: UPME y MME



Teniendo en cuenta el actual nivel de precios en el concierto internacional, el precio interno de la gasolina alcanzó y rebasó los precios de oportunidad del mercado, haciendo evidente la existencia de una contribución por parte de los usuarios, con lo cual se está capitalizando el FEPC. La gráfica 5.12, presenta un comparativo de la evolución de las tasas de crecimiento del ingreso al productor (IP) de la gasolina colombiana y del spot en la Costa de Golfo, calculados por el Ministerio de Minas y Energía, frente al crecimiento del WTI.

Es de señalar que las tasas de crecimiento del precio spot superan al crecimiento del WTI, y el crecimiento del IP interno es mucho menor que el del WTI en el periodo enero/05 - julio/06. Posteriormente la tendencia cambia y en varios meses la tasa de crecimiento del precio interno sobra a la del WTI. En términos generales se puede mencionar que el crecimiento del IP colombiano ha sido más moderado que en el ámbito internacional, esto no quiere decir que en términos absolutos el valor del IP sea inferior al spot, como lo que ocurre desde el mes de noviembre. Se aclara que el precio interno de la gasolina se calcula bajo el esquema paridad de importación.

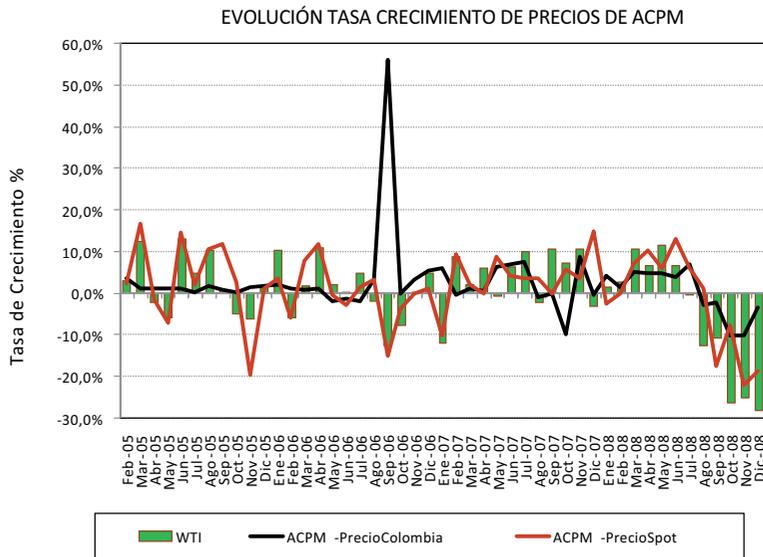
En cuanto al ACPM, se puede mencionar que las tasas de crecimiento del precio spot han sido más moderadas que las de gasolina y en casi todo el horizonte de análisis guarda una alta correlación con las de crecimiento del WTI. Respecto al IP del ACPM colombiano se puede observar una tasa de crecimiento casi siempre por debajo del spot salvo lo ocurrido en septiembre de 2006 y octubre de 2007,

coincidiendo estos dos periodos con aumentos importantes, en el caso de la gasolina colombiana. La gráfica 5.13 compara el comportamiento del crecimiento del spot (Costa del Golfo) y el IP del ACPM colombiano.

El nivel actual del ingreso al productor del ACPM está por debajo del precio de oportunidad del mercado, haciendo explícita la existencia de un subsidio importante en el precio de este combustible, razón por la cual el Ministerio de Minas y Energía (MME), ha establecido el desmonte gradual de éste hasta diciembre de 2011, el cual se venía aplazando en el tiempo, al incremento en los precios internacionales.

Este subsidio ha ocasionado un aumento importante en los consumos de ACPM en detrimento de los consumos de gasolina hasta el punto que el mercado actualmente es opuesto a los patrones de refinación disponibles: las refineras están diseñadas para "máxima gasolina" y el mercado está apuntando a "máximo ACPM". Este sesgo del mercado originó que se copara la capacidad de producción de diesel y el país se convirtió en importador neto de este producto. Igualmente, los menores impuestos en el ACPM han ayudado a incrementar las distorsiones y por ello la sustitución de gasolina por diesel.

Quizá sea el momento de dar un giro importante en la política de precios y considerar una estructura impositiva que nivele las cargas, que considere los temas ambientales y que implique una estabilidad de ingresos para los distintos entes que reciben los recursos.



Gráfica No. 5.13

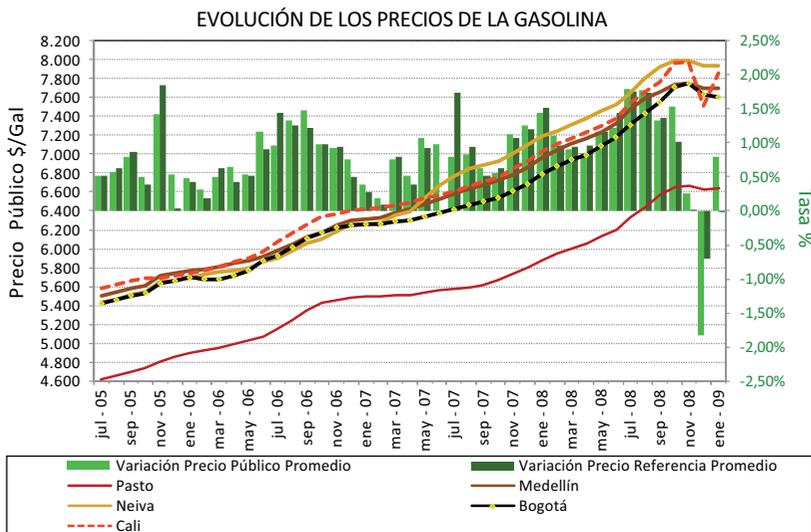
Fuente: UPME y MME

La evolución de los precios de los combustibles en algunas de las ciudades sujetas al régimen de libertad vigilada, se puede apreciar en las gráficas 5.14 y 5.15 que corresponden a gasolina y ACPM, respectivamente.

Son varios los elementos contenidos en la gráfica 5.14. En primera instancia se puede observar en el eje principal (izquierda), la evolución de los precios de la gasolina en estaciones de servicio en las ciudades de Bogotá, Cali, Medellín, Pasto y Neiva. Se tomó este grupo de ciudades por varias razones: no todas comercializan gasolina oxigenada (Neiva y Medellín), hay zona de frontera y subsidio

al transporte terrestre (Pasto), existen los mayores trayectos por poliducto por tanto mayores costos de transporte (Cali y Neiva) y se registra una ciudad con altos consumos (Bogotá).

En el eje secundario (derecha), se presenta la evolución de las tasas de crecimiento del precio promedio de referencia establecido por el Ministerio de Minas y Energía y la tasa de crecimiento del precio promedio de venta al público excluyendo las zonas de frontera, destacándose que al inicio del periodo las dos tasas prácticamente eran iguales y se ha venido modificando sin guardar correlación y hacia el final, es decir los últimos meses de 2008 y enero



Gráfica No. 5.14

Fuente: UPME

de 2009, son mayores las tasas de crecimiento en estaciones de servicio.

De la gráfica se aprecia que Neiva tiene los precios más altos de venta al público ocasionados no solo por las razones antes mencionadas sino también porque los márgenes de comercialización a usuario final son de los más elevados de las ciudades relacionadas. Para el caso de Bogotá, se encuentra un mejor comportamiento de márgenes que en las otras ciudades, lo cual significa que los agentes han asumido con mayor responsabilidad ante la comunidad los incrementos relacionados con el régimen de libertad vigilada.

Vale pena mencionar la intervención del Ministerio de Minas y Energía de los precios de los combustibles en la ciudad de Cali durante el mes de noviembre de 2008, en razón a los altos precios de venta al público, lo cual se ve reflejado en la gráfica. En cuanto a Medellín, se observa un comportamiento similar al caso de la capital y el mayor valor sufragado por el público radica en el pago de toda la carga tributaria toda vez que no se comercializa gasolina oxigenada.

Finalmente, se tiene el comportamiento de los precios en las estaciones de servicio de la ciudad de Pasto la cual goza de legislación especial con ubicarse en zona de frontera y como tal, en la estructura de los precios no se incluyen los impuestos de IVA y Global.

En síntesis durante el 2008, los precios de referencia de la gasolina corriente se incrementaron cerca de un 12.7% con respecto al 2007, en las ciudades de Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Pereira y Santa

Marta, mientras que para las ciudades de Medellín y Neiva el aumento fue del 12.4%. En Pasto el precio de referencia creció el 15.50%, en Cali el 13.11% y Valledupar lo hizo al 13.60% y la ciudad de menor tasa de crecimiento fue Villavicencio con tas solo el 9.5%.

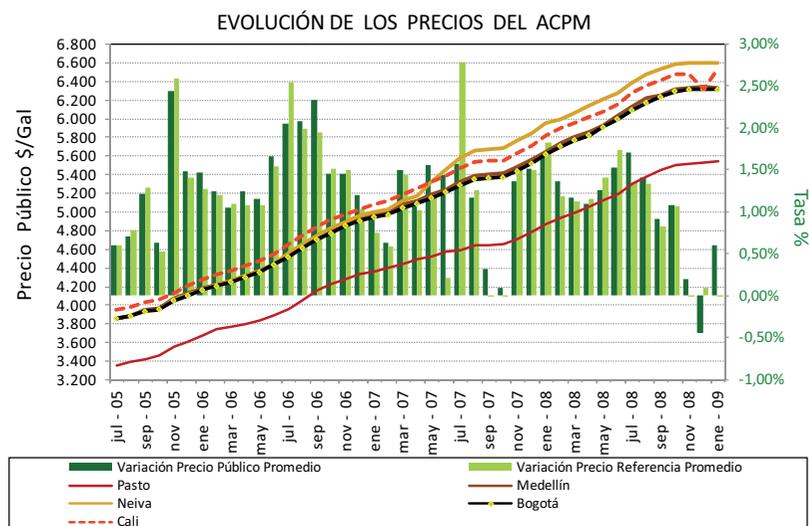
Los precios promedio de venta al público mantuvieron un incremento porcentual superior al de los precios de referencia excepto en las ciudades de Cali y Pasto. Es de destacar que la menor tasa de crecimiento en el precio al público en la ciudad de Cali obedeció a su inclusión en el régimen regulado durante el mes de diciembre de 2008, de acuerdo con lo mencionado anteriormente. En el caso de Pasto la disminución de la tasa de crecimiento obedeció a características propias del mercado.

En términos absolutos los mayores aumentos se presentaron en las ciudades de Santa Marta, Bucaramanga y Barranquilla las cuales registraron incrementos de \$988/Gl, \$962/Gl y \$944/Gl, respectivamente, en tanto que el promedio nacional fue próximo a los \$831/Gl.

En el caso del ACPM, se tomaron las mismas ciudades detalladas en la evolución de precios de la gasolina para la realización del análisis y los resultados se pueden apreciar en la gráfica No 5.15. En la misma trayectoria que en gasolina, la ciudad de Pasto dispone de los precios más bajos de las ciudades examinadas en razón a la exención de impuestos por pertenecer a una zona de frontera, en Neiva se paga el ACPM más caro de las ciudades con régimen de libertad vigilada.

Gráfica No. 5.15

Fuente: UPME



En general, el nivel de precios del ACPM es inferior al de la gasolina, no obstante, las tasas de crecimiento mostradas de manera mensual superan a las observadas en gasolina, tanto en el precio de referencia como en el de venta al público. De manera individual se puede decir que frente a los observados durante el 2007, los precios de referencia, en las ciudades de Barranquilla, Bucaramanga y Cali, se incrementaron un 14.1%, en tanto que en Bogotá, Medellín, Neiva y Pereira, el aumento alcanzó el 13.6%. En la ciudad de Pasto se aumentó 17.5%, en Popayán 12.4%, el crecimiento en Santa Marta fue de 14.4%, Valledupar con 16.8% y Villavicencio creció al 12%.

En cuanto a los precios observados en las estaciones de servicio, es decir a usuario final, en Cali, Neiva y Pasto el incremento porcentual en los precios promedio fue inferior al incremento porcentual en el precio de referencia. En Medellín, Pereira, Valledupar y Villavicencio el incremento porcentual del promedio de los precios observados fue similar al incremento porcentual en el precio de referencia, y en el resto de ciudades el incremento porcentual fue superior a la tasa de aumento de los precios de referencia.

La menor tasa de crecimiento en Cali obedece como ya se indicó a la intervención del Ministerio de Minas y Energía en el mes de diciembre de 2008 y en los casos de Neiva y Pasto la tasa de crecimiento de los precios al público fue inferior a la presentada en los precios de referencia por razón de las características propias de cada mercado.

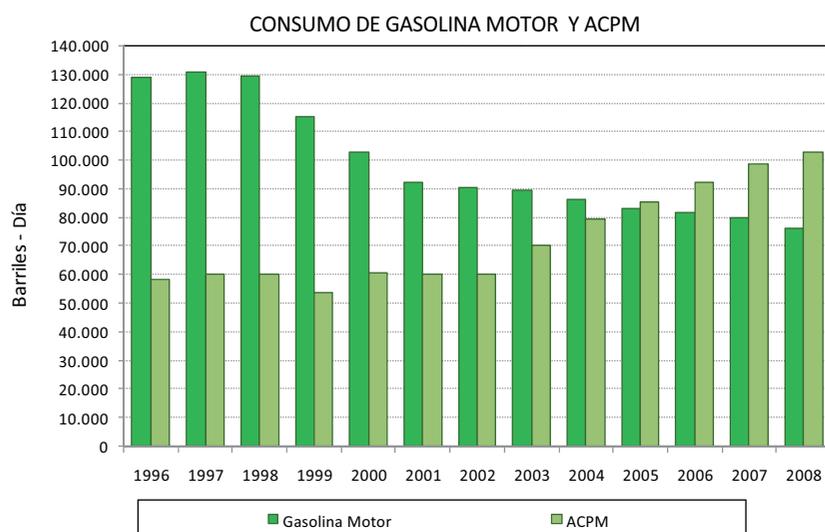
Con respecto a los aumentos advertidos durante el 2008, es necesario señalar que en términos absolutos en las ciudades de Barranquilla, Bucaramanga y Santa Marta, se presentaron los valores más altos con \$886/Gl, \$819/Gl y \$844/Gl respectivamente, en tanto que en Villavicencio se observa el incremento más bajo con \$720/Gl, frente al promedio observado en las ciudades de régimen de libertad vigilada que fue de \$794/Gl.

Llama la atención que tanto en gasolina como en ACPM durante el mes de noviembre de 2008 se presentó una reducción de la tasa en los precios de venta al público y durante el mes de julio de 2007 se observaron las mayores tasas de crecimiento del precio de referencia en los dos.

CONSUMO Y DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Como se puede apreciar en la gráfica No. 5.16 el consumo de gasolina corriente y de ACPM hasta 1999 tenían una tendencia semejante, sin embargo, luego de la liberación de precios, la gasolina ha venido disminuyendo gradualmente, reflejo del incremento

del precio, que como ya se mencionó favoreció al ACPM. Esta desaceleración tuvo una drástica caída en el periodo 1998-2002, recordando que en ese lapso se presentó una fase recesiva de la economía colombiana. En el periodo 2001-2008, el comportamiento del



Gráfica No. 5.16

Fuente: UPME

consumo de gasolina sigue caracterizado por la disminución de los volúmenes, aunque con tasas menores que las del primer periodo.

Lo cierto es que hoy se consumen aproximadamente dos tercios de la gasolina demandada en 1998, que equivale a consumir 55,000 BPD menos. Es así, que de una situación deficitaria se pasa a una excedentaria que permitió exportaciones de gasolinas a partir del año 2000.

La disminución del consumo también tiene su origen en los elevados precios del petróleo que inició su carrera alcista en 1999 y que solo finalizando el 2008 descendió a niveles insospechados, lo cual fue compensado con el proceso de reevaluación dado hasta mediados de 2008. Lo curioso en el mercado de la gasolina es su reducción continua, frente al crecimiento de las ventas de vehículos, situación recurrente en lo corrido de este milenio.

De otro lado, se tiene al ACPM cuyo consumo presenta un crecimiento medio anual de 5%, evidenciando un proceso de sustitución de la gasolina motor, situación que en buena medida se dio por decisiones de política reflejadas en un diferencial de precios a favor del ACPM, en donde se destaca el esquema impositivo. Así, el ACPM se ha convertido en la mejor opción para los usuarios, desde la óptica de ahorro, lo que generó la necesidad de importar el combustible desde 2005, gracias a que la producción nacional del ACPM no es suficiente para atender la creciente demanda.

El fenómeno de dieselización, no solo es consecuencia de los precios internos, también obedece a la puesta en el mercado de la nueva tecnología automotriz que permite mayor eficiencia de consumo. Así las cosas, el fenómeno no solo considera los sistemas de transporte masivo o público, sino que cada vez es más empleado por vehículos de servicio particular, carga interurbana y camionetas, con lo cual la mayoría de los países no solo el caso colombiano, ha visto un cambio en el patrón de consumo, en casi todos los segmentos de transporte automotor.

En cuanto a la perspectiva de demanda del sector transporte, la UPME realizó varios escenarios, los cuales se basaron en las tendencias de los mercados reales de gasolina motor, diesel y GNV y sin considerar el consumo de GNV para buses de transporte masivo; estos fundamentos son el resultado de estudios realizados por la UPME y la Agencia Nacional de Hidrocarburos; además se tienen en cuenta los siguientes supuestos:

- Escenario oficial del DNP, con un crecimiento económico del 3%.
- La proyección de precios de gasolina corriente, ACPM y GNV fue realizada según la normatividad vigente y se utilizó el escenario medio de precios de WTI presentado por ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- Las proyecciones consideran que el precio del gas natural para uso vehicular corresponde al 51% del precio de la gasolina en términos energéticos

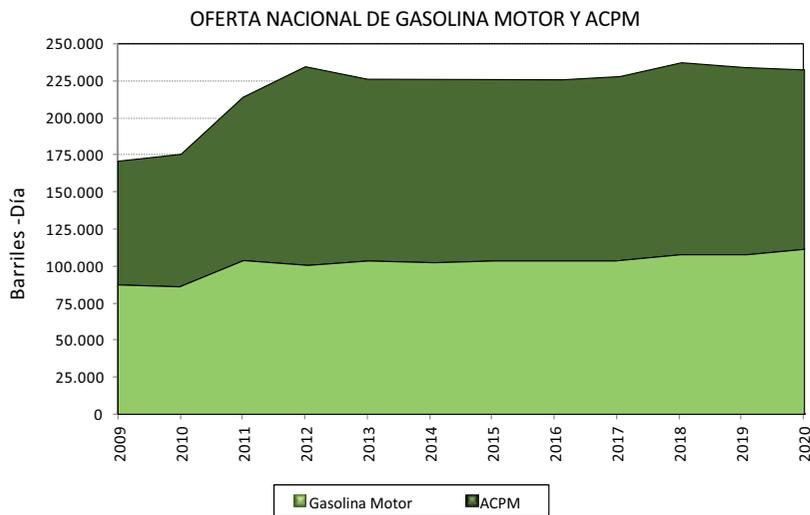
En cuanto a oferta nacional se emplearon los escenarios de producción previstos por ECOPETROL para el horizonte de proyección, incluyendo los incrementos previstos en el plan maestro de Cartagena.

El escenario de producción tanto de gasolina como de ACPM se puede observar en la gráfica No 5.17. Es necesario aclarar que existe una oferta ilegal de combustible producto del contrabando y el hurto que debe considerarse a la hora de realizar los cálculos.

Con respecto al etanol, se asumió que éste no afecta el consumo en los vehículos. Se utilizó una mezcla del 10%, estimando que la totalidad del país consumirá la mezcla en el año 2010. En el caso de ACPM, se incluyó el biodiesel en una proporción del 5% y se consideró que todo el mercado nacional utilizará la mezcla a partir de 2010. El modelo analítico utilizado para la proyección estima que cada tipo de transporte tiene sus propias particularidades para atender los diferentes tipos de movilidad relacionados con: costos, rendimientos y emisiones de contaminantes, entre otros según las tecnologías disponibles.

Así para el transporte masivo, se consideró la información oficial disponible sobre el plan de entrada de este tipo de transporte tomando en cuenta los estimativos de retrasos en la construcción de los diferentes sistemas. Es así como se asumió que entran completamente a ACPM: el resto del sistema Transmilenio de Bogotá en su fase III, lo mismo que todos los buses de Pereira, Bucaramanga y Cali. Los que podrían entrar con buses dedicados a GNV serían los sistemas para Medellín, Cartagena y Barranquilla. Finalmente, se incluyó la posibilidad para que a partir del 2011 y del 2017 puedan implementarse dos sistemas masivos adicionales a ACPM en ciudades que alcancen los 600,000 habitantes.

En lo concerniente al transporte privado se admitió la posibilidad de entrada de tecnología de vehículos



Gráfica No. 5.17

Fuente: ECOPEPETROL S.A

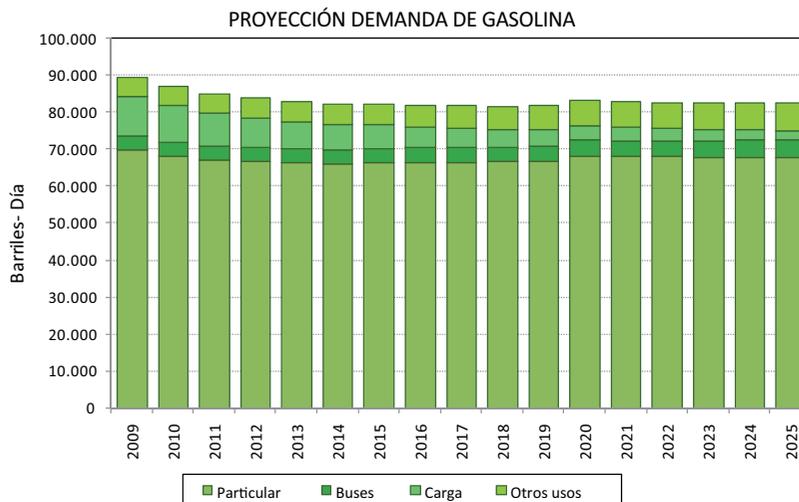
híbridos los cuales pueden comenzar a estar disponibles en el mercado colombiano hacia el 2010, dado que éstos están ya disponibles en otros países de Latinoamérica como México desde el 2006.

El transporte urbano de pasajeros consideró las alternativas que tienen los usuarios a la hora de decidir entre transporte individual y colectivo, así como la tecnología de los vehículos de acuerdo con la edad. Respecto a transporte de carga se consideraron variables de tráfico interurbano y características del parque automotor y se estimó la disponibilidad de vehículos a dedicados a GNV. Igualmente, se incluyó la tecnología biocombustible (ACPM - gas natural) la cual se encuentra disponible en algunas regiones

del país en pequeñas cantidades.

Los resultados obtenidos se presentan por tipo de energético en tres grandes segmentos de transporte automotor, así como una categoría adicional correspondiente a otros usos.

La gráfica 5.18 presenta los resultados del ejercicio de proyección de la gasolina motor oxigenada, según segmento de transporte. Los cálculos indican que la gasolina sigue perdiendo participación relativa en la canasta energética del sector transporte, conservando la tendencia de los últimos 10 años. En términos de volumen, al final del horizonte se presenta una disminución aproximada de 6,700

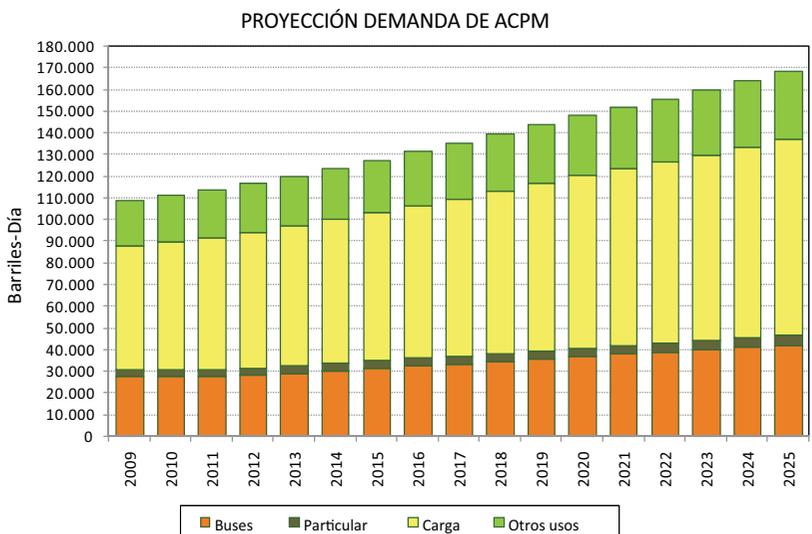


Gráfica No. 5.18

Fuente: UPME

Gráfica No. 5.19

Fuente: UPME



BPD, con respecto al 2009, que equivale a una tasa de crecimiento negativo del 0.49% promedio anual.

El uso de este combustible es dominado por los vehículos particulares que representan cerca del 80% del consumo que se mantiene durante el horizonte de análisis, seguido del transporte de carga que al iniciar el periodo representa cerca del 12% y paulatinamente pierde participación hasta finalizar con un 3%. El segmento correspondiente a buses mantiene su contribución durante el periodo de estudio.

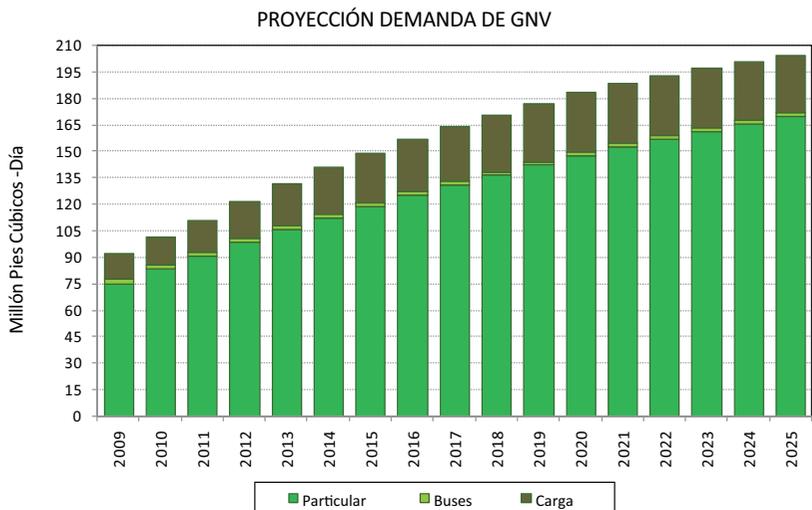
Los resultados obtenidos bajo el escenario contemplado, registran un incremento en el consumo de ACPM durante todo el periodo, iniciando el 2009

con una demanda de 108,200 BPD y finalizando el 2025 con un volumen de 168,700 BPD, lo cual corresponde a una tasa de crecimiento interanual de 2.8% y a un incremento total del 55.8%.

El uso de este combustible está dominado por el segmento de carga, el cual tiene una participación relativa superior al 50% y un crecimiento promedio año del 2.9%, seguido de los buses cuyo segmento contribuye con 21% y va creciendo hasta alcanzar el 25% del consumo total de ACPM, al final del horizonte de estudio. La categoría otros usos corresponde al consumo final en el sector industrial, donde se destaca la minería del carbón, presentando un comportamiento

Gráfica No. 5.20

Fuente: UPME



similar al observado en el segmento de buses, y creciendo a una tasa media anual del 2.6%.

En cuanto al segmento particular, mantiene la misma participación relativa en todo horizonte de cálculo, correspondiente al 3% y en términos absolutos de la demanda pasa de 3,150 BPD en 2009 a 4,800 BPD en 2025.

En cuanto al uso del gas natural en transporte, los análisis señalan una tasa de crecimiento promedio año de 5.13%, durante el horizonte de proyección, pasando de 90 Millones de Pies Cúbicos Día (MPCD) en 2009 a 204 MPCD en 2025.

El gas natural en el sector transporte, es utilizado por los segmentos de carga, buses y particulares, donde

esta última categoría incluye los taxis. El transporte particular representa más de dos terceras partes del consumo y alcanza una tasa de crecimiento medio anual del 5.28%, en todo el periodo de análisis. Entre tanto, la categoría de buses disminuye paulatinamente y es el único de los segmentos que presenta una tasa de crecimiento negativa, en razón a las políticas de utilización del ACPM para los sistemas de transporte masivo de pasajeros.

De otra parte, dados los desarrollos tecnológicos se estima que pronto ingresarán al mercado nacional vehículos pesados con motores dedicados que permitirán diversificar la oferta energética para esta categoría de transporte, la cual se considera crecerá a una tasa media anual de 5.23%.

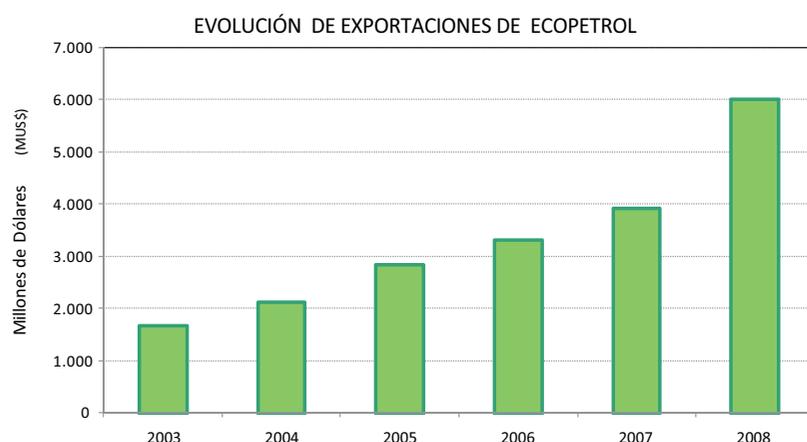


Comercio Exterior



Comercio Exterior

Durante los últimos años las exportaciones de petróleo y derivados realizados por la empresa ECOPEPETROL han mantenido una trayectoria creciente tanto en volumen como en valor, destacándose el 2008, por los 199,000 barriles producidos por día y productos derivados con un valor cercano a los 6,000 millones de dólares; debido en buena medida a la coyuntura de los precios tanto del crudo WTI como de sus derivados, particularmente durante el primer semestre de 2008. La gráfica 6.1 presenta la evolución de las exportaciones de la estatal colombiana en los últimos años.



Gráfica No. 6.1

Fuente: ECOPEPETROL S.A

Es notable el buen comportamiento de las exportaciones, frente a la fuerte crisis económica que el mundo está presentando, la desaceleración de la demanda externa, así como la disminución de los precios internacionales de los productos primarios como petróleo, carbón, café y níquel, que para el caso colombiano se sintió en su cotización internacional.

En particular en el año 2008, las exportaciones dan cuenta de las estrategias planteadas en dos vías; negociaciones en materia de integración energética y la incursión en los mercados asiáticos en razón a la globalización de las economías, resultados que se ven reflejados en un aumento de las exportaciones en un 23.4% en términos de volumen y de 53% en términos de valor, en lo que a la empresa ECOPEPETROL se refiere. Sin embargo, las exportaciones totales, (es decir incluyendo el petróleo de propiedad de empresas petroleras distintas a la estatal) se incrementó un 66.9% al pasar de 7,318 MUS\$ en 2007 a 12,213 MUS\$ en 2008.

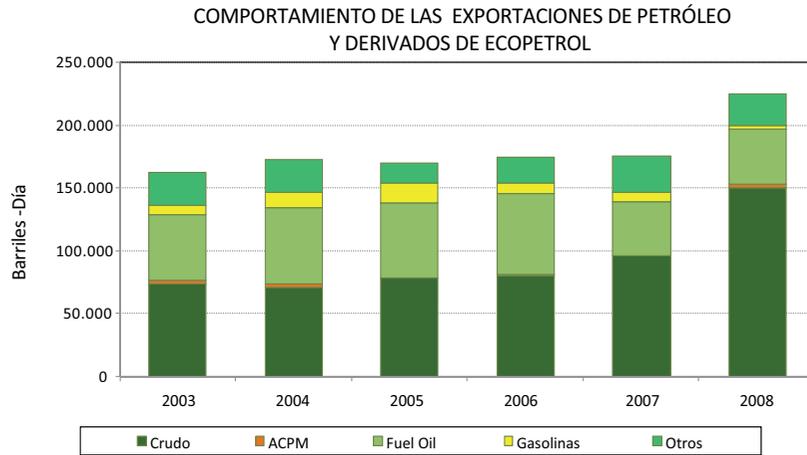
La gráfica 6.3, presenta el comportamiento de las exportaciones de crudo y derivados realizado por ECOPEPETROL, durante los últimos 5 años. Por el esquema que rigió en el país hasta el año 2003 en las actividades

de exploración y producción de hidrocarburos, la estatal petrolera colombiana participa en la exportación de la gran mayoría de los crudos producidos en asociación, además de proporcionar al mercado externo los crudos extraídos de la operación directa principalmente en la cuenca de los Llanos, lo que le permitió la incursión en nuevos mercados internacionales como China y Chile. A estos volúmenes deben sumarse los productos derivados de petróleo excedentarios del mercado interno.

ECOPEPETROL exporta actualmente, las siguientes mezclas de crudo: Castilla Blend (crudo pesado de 18,8°API y 1,97%S, que resulta de la mezcla de crudo Castilla con otros crudos pesados producidos en campos de los llanos, a la cual se le agrega nafta virgen como diluyente para su transporte por el sistema de oleoductos hasta Coveñas), South Blend (crudo de 28,6 grados API y 0.72% de azufre, extraído de campos de producción ubicados en el suroccidente colombiano y la exportación se realiza por el Pacífico colombiano) y crudo Vasconia (con 24,3°API y 0,83%S, resulta de una mezcla de crudos producidos en los campos de los Llanos y el Alto Magdalena, cuyas corrientes se unen en la Estación Vasconia)

Gráfica No. 6.2

Fuente: ECOPETROL



Las mezclas de Castilla Blend y Vasconia son exportadas por el puerto de Coveñas ubicado en el norte del país sobre el mar Caribe y los productos derivados igualmente salen por el puerto de Coveñas o por Cartagena donde se entregan productos como GLP, butanos, naftas, gasolina, fuel oil y jet fuel, entre otros.

La gráfica 6.2 presenta en forma desagregada los volúmenes de cada uno de los productos exportados. De las exportaciones totales de ECOPETROL durante el 2008, el 67% correspondió a petróleo crudo y el restante 33% a productos derivados. La exportación de crudo se incrementó un 57% con respecto a 2007, que representó un aumento de 54,656 BPD. De este crudo la mezcla Castilla Blend constituyó el 69%, en

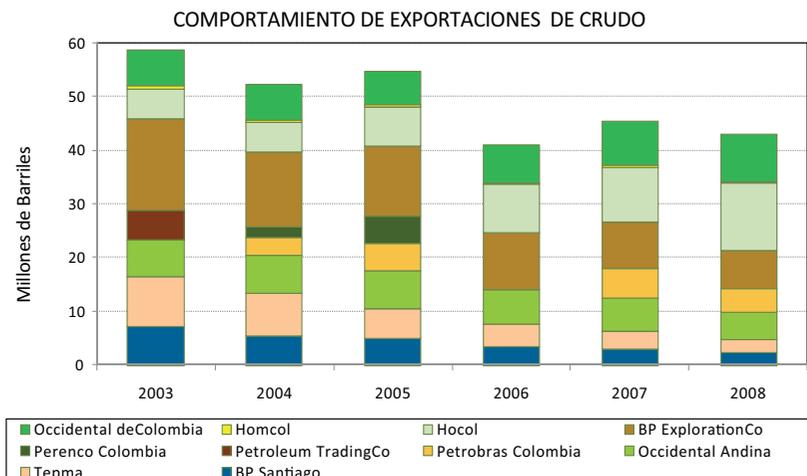
tanto que el South Blend participó con el 12% y la mezcla Vasconia contribuyó con el 19%.

Los derivados presentaron un comportamiento opuesto, ya que en el 2008, se observó una disminución equivalente al 7%, que corresponde a 5,200 BPD menos que los entregados durante el año inmediatamente anterior, siendo responsables de la caída, las gasolinas y el fuel oil, debido a la menor producción en Barrancabermeja y los altos requerimientos internos para incrementar inventarios.

De las exportaciones de derivados el Fuel oil sigue siendo el de mayor proporción con un 59%, seguido de la categoría otros con un 34%, mientras que las naftas y gasolinas fueron responsables del 4%. El restante

Gráfica No. 6.3

Fuente: UPME



3% correspondió al nuevo producto de exportación (ACPM), que aunque en pequeñas proporciones ya se comercializa en el mercado externo.

En la grafica 6.3 se presenta la evolución de las exportaciones de petróleo de acuerdo con la propiedad del recurso. Debe recordarse que estos volúmenes están relacionados con contratos en exploración y producción, suscritos bajo la modalidad de contratos de asociación entre la estatal petrolera ECOPETROL e inversionistas, ya que a la fecha no se ha declarado comercialidad a ningún campo productor al amparo del contrato de concesión firmado entre la empresa petrolera y la ANH.

Durante los últimos años, la empresa BP Exploration Company ha comercializado internacionalmente los mayores volúmenes de crudo, con 70 millones de barriles entre los años 2003-2008. Junto con las compañías BP Santiago y TEPMA los volúmenes de crudo Cusiana y Cupiagua exportados alcanzan algo más que los 125 millones de barriles.

El crudo Caño limón es exportado por las empresas Occidental Andina y Occidental de Colombia que de manera conjunta han comercializado internacionalmente más de 70 millones de barriles entre 2003 y 2008. Otras empresas como Hocol y Homcol también han participado de manera importante en el comercio exterior del crudo colombiano y sus exportaciones superan los 50 millones de barriles en los últimos 5 años. En menor proporción se encuentran las compañías Petrobras, Petroleum Trading Co y Perenco, las que han

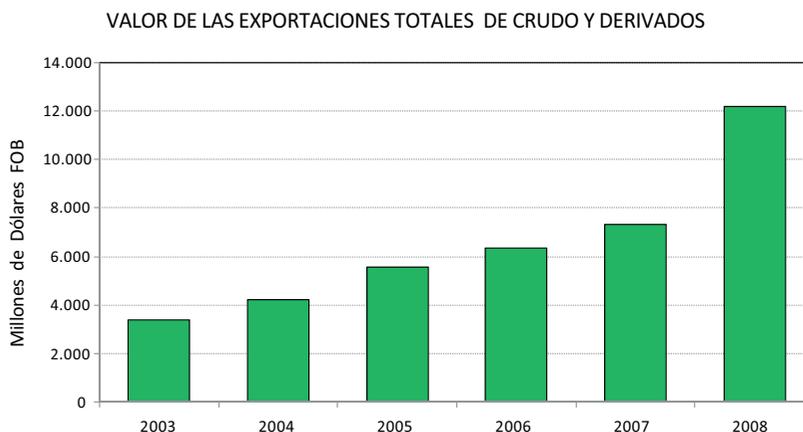
comercializado en el mercado externo 18 millones, 6 y 7 millones respectivamente.

Durante el 2008, se aprecia una reducción de las exportaciones de crudo por parte de inversionistas privados frente al 2007, pese al aumento de la producción nacional en el último año. Esta condición tiene su explicación en el incremento de las exportaciones de petróleo de ECOPETROL, ya que los aumentos de producción provinieron en su mayoría de los campos de crudos pesados, volúmenes que fueron comercializados en el mercado externo.

El principal destino de los crudos y derivados del petróleo colombiano ha sido Estados Unidos. No obstante, durante los últimos años las exportaciones se han diversificado a otros destinos como Centroamérica, el Caribe y China.

En la gráfica No. 6.4 se puede apreciar la evolución del valor de las exportaciones totales que incluyen al petróleo y sus derivados, así como las realizadas por las empresas petroleras distintas a ECOPETROL. La tendencia observada es creciente durante todo el periodo y comparando los dos últimos años, se advierte un crecimiento superior al 60%.

En contraste con lo anterior, para el 2009 se espera una disminución cercana al 50% del valor de las exportaciones del petróleo y sus derivados, pese al aumento de producción de crudo, que se estima será del 12% en el mismo año. La reducción de recaudos es producto del escenario de precios bajos del WTI que se tiene a nivel internacional.



Gráfica No. 6.4

Fuente: DANE

De otra parte, para balancear la oferta y la demanda de derivados a nivel nacional se realizan importaciones tanto de crudo como de derivados, con lo cual se permite alto grado de confiabilidad en el abastecimiento nacional.

El país importa crudo de alta calidad en pequeña proporción para suministrar a las refinerías (particularmente Cartagena) una mezcla de crudo apropiada al diseño de las plantas que permita la obtención de productos blancos suficientes como la gasolina, ACPM y JP, necesarias para suplir la demanda nacional.

Adicionalmente, debido a la dificultad para transportar derivados como gasolina y ACPM desde la refinería de Barrancabermeja hasta los departamentos del sur del país como Amazonas, Vichada, Guainía, se importan derivados desde Brasil y Venezuela. Existen adicionalmente acuerdos comerciales con Venezuela para el abastecimiento en zonas de frontera (Guajira y Norte de Santander),

de donde se importa la gasolina para atender la demanda de estos dos departamentos.

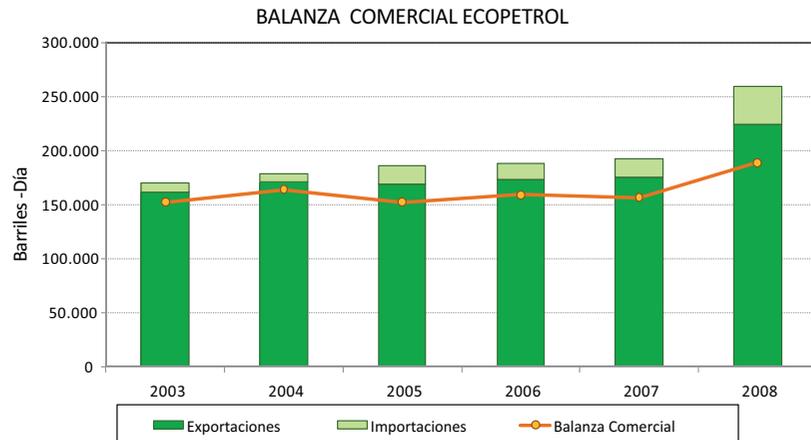
Debido al rápido crecimiento de la demanda nacional de ACPM, el país se ha visto en la necesidad de importar el producto, con destino a los distintos sectores de consumo. Durante el 2008 se importaron más de 20,000 BPD tanto de alto azufre como de bajo azufre, y de esta forma se cumplió con lo volúmenes requeridos por el mercado nacional con un mejoramiento de la calidad del mismo.

Durante el 2008, el volumen de hidrocarburos importados fue de 35,129 BPD, un 97% más que los requerimientos del 2007, debido al aumento de ACPM para mezcla y mejoramiento de la calidad del mismo.

En resumen, la balanza comercial colombiana en materia de hidrocarburos es positiva excluyendo las exportaciones de crudo de las empresas petroleras salvo ECOPETROL, como se puede apreciar en la gráfica No 6.5.

Gráfica No. 6.5

Fuente: ECOPETROL





Biocombustibles en Colombia



Biocombustibles en Colombia

MARCO NORMATIVO

La aprobación de la Ley 693 marcó la entrada de Colombia en la nueva era mundial de los combustibles de origen vegetal, utilizados desde hace muchas décadas (particularmente el etanol), debido al atractivo económico en razón del Protocolo de Kyoto y la dinámica de precios internacionales del petróleo.

La promulgación de la Ley tuvo como propósito principal la diversificación de la canasta energética

colombiana a través del uso de alternativas compatibles con el desarrollo sostenible en lo ambiental, lo económico y lo social. Mediante la reglamentación de la Ley se estableció un comprensivo marco legal y normativo, que además de promover el uso de los agrocarburos, proporcionó los estímulos necesarios para la producción, comercialización y consumo.

Gráfica No. 7.1

CRITERIOS PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE LA CANASTA ENERGÉTICA A TRAVÉS DEL USO DE BIOCOMBUSTIBLES. LEY 693 DE 2001.



Posteriormente, la expedición de la Ley 939 de 2004, permitió ampliar el espectro en el uso de los biocombustibles generando las condiciones para estimular la producción y comercialización de biocombustibles no solo de origen vegetal, sino de origen animal, para su uso en motores diesel, abarcando aquella parte del sector transporte no contemplada en la Ley 693 de 2001.

La nueva Ley estableció disposiciones relacionadas con el esquema tributario, excluyendo al biodiesel

del pago del impuesto a las ventas e impuesto global al ACPM y generando los incentivos para la financiación de proyectos particularmente de cultivos de tardío rendimiento.

En general, la regulación de este subsector ha sido dinámica y se ha venido ajustando en la medida que varían las circunstancias internas o externas, esto con el fin de obtener un desarrollo coherente de la naciente industria de los biocombustibles en el país.

PRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta los desarrollos tecnológicos y las posibilidades colombianas, a continuación se

presenta una descripción somera, de los esquemas utilizados tanto en etanol como en biodiesel.

Producción De Alcohol Carburante

Las tecnologías de producción de etanol, hacen referencia a procesos de fermentación e hidrólisis de materias primas comestibles (caña de azúcar y maíz), las cuales a nivel mundial están bastante maduras. No obstante, en virtud de la enorme polémica a nivel mundial en relación al posible desabastecimiento de alimentos derivado de la producción masiva de biocombustibles, se están investigando otras fuentes, con mayor énfasis en biomasa residual de procesos industriales – los llamados biocombustibles de segunda generación.

En este sentido, vale la pena destacar la puesta en marcha de proyectos piloto en distintos países. Aunque esta tecnología es aún naciente y no está disponible comercialmente, es conveniente considerarla dentro del abanico de posibilidades futuras dada la vocación agroindustrial del país.

De igual forma existe un sinnúmero de ofertas tecnológicas para el procesamiento de la yuca, la remolacha y de muchas otras materias primas, susceptibles de ser fermentadas y por consiguiente obtener etanol. Un aspecto que marca la diferencia entre los oferentes de tecnología es el manejo de los efluentes, cuyo tratamiento incrementa los costos de inversión de un modo significativo.

Hasta hoy, el alcohol carburante producido en Colombia proviene exclusivamente del procesamiento de la caña de azúcar del Valle Geográfico del Río Cauca. Por sus condiciones agroclimáticas ideales, esta región permite cosecha y molienda de caña de azúcar durante todo el año y no en forma estacional o por zafra, como lo es en el

Gráfica No. 7.2

LOCALIZACIÓN DE LAS PLANTAS PRODUCTORAS DE ALCOHOL CARBURANTE



Fuente: UPME

UPME

resto del mundo. Lo anterior hace del valle del río Cauca una región especial que la sitúa dentro de las mejores regiones cañeras del mundo.

En dicho territorio se encuentran localizados los trece ingenios azucareros y las cinco destilerías de etanol. Es por tanto, una zona geográfica que posee las condiciones idóneas para el crecimiento de la caña de azúcar: brillo solar permanente e intenso a lo largo del año, balance adecuado de la temperatura entre el día y la noche, disponibilidad de agua, lluvias

proporcionadas y suelos fértiles. La gráfica No 7.2, permite apreciar la distribución y localización de las plantas productoras de etanol.

Estas cinco plantas proporcionan al país una capacidad de producción de 1,050,000 litros de alcohol por día, distribuidas como se presenta en la Tabla 7.1. Las cinco plantas de producción cuya materia prima es la caña de azúcar, entraron en funcionamiento en el año 2006 y han mantenido una producción promedio cercana a los 700,000 l/día.

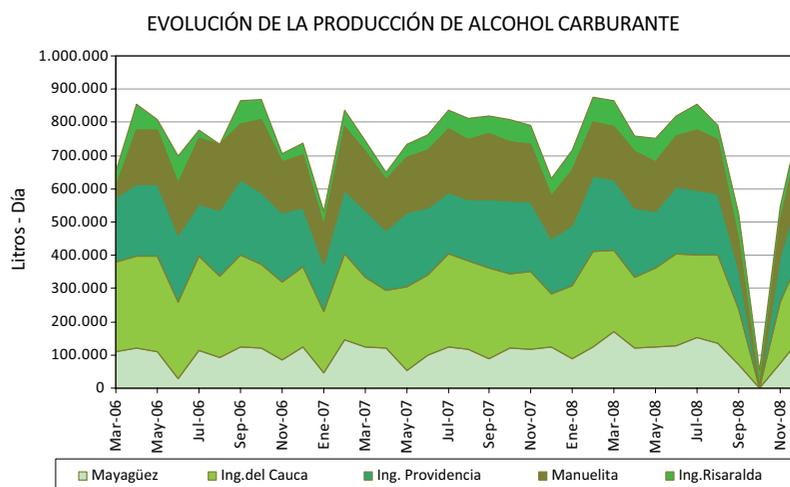
Tabla No. 7.1
PLANTAS DE ETANOL EN PRODUCCIÓN

REGIÓN	INVERSIONISTA	CAPACIDAD INSTALADA Litros /Día	ÁREA SEMBRADA Ha	EMPLEOS
Cauca, Miranda	Incauca	300,000	10,781	1,941
Valle, Palmira	Providencia	250,000	8,984	1,617
Valle, Palmira	Manuelita	250,000	8,984	1,617
Valle, Candelaria	Mayagüez	150,000	5,390	970
Risaralda, La Virginia	Risaralda	100,000	3,593	647
TOTAL		1,050,000	37,732	6,792

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Esta capacidad instalada permitió para diciembre de 2008, la oxigenación del 64% de la demanda de gasolina nacional con una mezcla de 10% de alcohol carburante. Para el 2009 está contemplado que la oxigenación de la gasolina alcance el 90% y que en 2011, todo el país entre en el programa de utilización del 10% de alcohol carburante en la gasolina, en razón a los nuevos niveles de demanda de gasolina en el país y al aumento de producción de etanol.

Del etanol total producido, el 61% se obtiene de las destilerías ubicadas en el departamento del Valle, 29% en el Cauca, y 10% en Risaralda. El producto es transportado en carro tanque a las plantas de los mayoristas que se ubican cerca de los principales centros de consumo. Así, el abastecimiento de etanol se da en dirección sur-norte, puesto que los ingenios azucareros se ubican en la región sur occidente y la mitad del consumo nacional de gasolinas se da en la zona centro del país.



Gráfica No. 7.3

Fuente: UPME

La gráfica No 3 presenta la evolución de la producción, señalando la caída drástica entre septiembre y noviembre de 2008, cuando cuatro de las cinco destilerías de alcohol carburante se paralizaron, debido al paro de corteros de caña.

Esta problemática iniciada el 15 de septiembre de 2008, provocó una reducción en la producción de etanol de 93% para el mes de octubre, lo que impactó los precios al usuario final de la gasolina en las regiones que se consume E10, incrementando los precios entre \$70/Gal y \$150/Gal.

De acuerdo con los niveles de producción la destilería del Ingenio del Cauca aporta el 31% de la producción nacional de etanol, seguido de Ingenio

Providencia el cual suministra el 25%, mientras que el Ingenio Manuelita da cuenta del 20%. En menor proporción están los Ingenios Mayagüez y Risaralda, los cuales producen 16% y 8% respectivamente.

Se estima que la capacidad de producción se incrementará en 300,000 litros por día, con la instalación de la destilería del Ingenio Riopaila. Igualmente se encuentra en proceso la ampliación la destilería Mayagüez. Esta ampliación será de 100,000 litros por día adicionales. Se estima que para el 2010, Colombia contará con una capacidad instalada de 1,450,000 litros por día. Por otra parte, existen nuevos proyectos para producción de etanol, los cuales se resumen en la tabla No 7.2.

Tabla No. 7.2
PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE ALCOHOL EN CONSTRUCCIÓN.

PROYECTO	REGIÓN	PRODUCCIÓN Litro/Día	PRODUCTO	ENTRADA
Petrotesting	Meta	20,000	Yuca	2010
Riopaila	Valle del Cauca	300,000	Caña	2009
Mayagüez (ampliación)	Valle del Cauca	100,000	Caña	-
Maquiltec	Boyacá	300,000	Remolacha	-
Consortium S.A.	Costa Atlántica	900,000	Caña	-

Fuente: UPME

Biodiesel

El biodiesel es un combustible de origen vegetal que puede reemplazar al tradicional combustible de origen fósil, diesel o ACPM. Las razones para su uso en motores de combustión interna alternativos (MCIA) de encendido por compresión (diesel) son principalmente dos: primero que todo, su naturaleza biodegradable y renovable convirtiéndolo en una alternativa de desarrollo sostenible; y segundo, la reducción de la emisión de contaminantes al medio ambiente en comparación con el diesel convencional.

Sin embargo, para poder utilizar el biodiesel en motores es necesario que cumpla con ciertas características o propiedades de tal manera que su efecto no sea más perjudicial que el diesel o ACPM tradicional. El biodiesel es un combustible no derivado del petróleo que consiste en esteres que se pueden derivar tanto de la transesterificación de los triglicéridos, presentes en los aceites vegetales,

como de la esterificación de los ácidos grasos libres. Sus propiedades son similares a las del diesel convencional y puede ser utilizado como sustituto o en mezclas. Al ser un combustible obtenido de fuentes naturales tiene características que hacen de su uso un mecanismo favorable al medio ambiente.

Las características finales del biodiesel dependen de la materia prima utilizada para su procesamiento y generalmente está asociada a la disponibilidad del recurso primario existente en cada país. En los Estados Unidos, por ejemplo, se utiliza Aceite de Soya debido a su disponibilidad en una cantidad suficiente para suplir el mercado nacional. Por otro lado, en Malasia es muy común el biodiesel a partir de aceite de palma, en este país se encuentra uno de los centros de investigación más importantes en la producción de este biocombustible, el Malaysian Palm Oil Board (MPOB) - anteriormente conocido como Palm Oil Research Institute of Malaysia (PORIM).

Este proceso consiste en que el aceite o grasa es mezclado con un alcohol y en presencia de un catalizador se produce la reacción en la que se genera como producto principal alquilésteres (biodiesel) y como subproducto un trialcohol (glicerina), siendo la transesterificación la vía de producción de biodiesel más común.

De la capacidad de producción deseada, de la calidad de la materia prima utilizada, del tipo de alcohol y catalizador a emplear dependerá el proceso de producción seleccionado. Sin embargo, se puede partir de la base que entre el 70% y el 90% del costo de producción del biodiesel depende del costo de la materia prima, según las investigaciones efectuadas por UPME. Es por esto que materias primas como la jatropha, la higuera y los aceites de frituras, por su bajo costo de obtención, se vislumbran como insumos tentativos para la producción del biodiesel.

En Colombia, la producción industrial de biodiesel inició en enero de 2008 y se optó por la utilización del aceite de palma como materia prima, dados los desarrollos alcanzados en este sector. En este sentido, Colombia tiene una posición privilegiada frente a muchos otros países al ser el mayor productor de aceite de palma en Latinoamérica y el quinto en el mundo. El aceite de palma es uno de los principales

aceites vegetales y ha llegado a convertirse en el de mayor producción a nivel mundial. Es el cultivo oleaginoso que mayor cantidad de aceite produce por unidad de área sembrada y por lo tanto, es la materia prima que ofrece mejores posibilidades para su producción a nivel nacional.

En la actualidad, el Gobierno Nacional está promoviendo los cultivos de palma de aceite como parte de una política para impulsar el crecimiento en sectores estratégicos, creando incentivos y exenciones tributarias para la producción y comercialización de biodiesel para uso en motores diesel.

Hoy se encuentran terminadas cuatro plantas con una capacidad cercana a las 286,000 toneladas año y se están construyendo 3 más para una capacidad total de aproximadamente 516,000 toneladas año, las cuales emplean aceite de palma como materia prima. Se espera que los rendimientos de conversión a biodiesel a partir de palma de aceite sean de 4,600 litros por hectárea, este cálculo se basa en el rendimiento promedio del cultivo de palma en Colombia equivalente a 3.93 ton/ha en 2006.

Actualmente la capacidad de producción de biodiesel de palma en el país es de 965,000 litros por día, distribuida en 4 plantas ubicadas en la Costa Atlántica y centro del país, tal como se presenta en la tabla 7.3.

Tabla No. 7.3
PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

REGIÓN	INVERSIONISTA	CAPACIDAD Ton/año	Área sembrada Ha	Fecha entrada
Norte, Codazzi	Oleoflores	50,000	11,111	Enero de 2008
Norte, Santa Marta	Odin Energy	36,000	8,000	Agosto de 2008
Norte, Santa Marta	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	100,000	22,222	I T 2009
Oriental, Facatativa	Bio D	100,000	22,222	I T 2009
TOTAL		286,000	63,555	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



La producción de biodiesel de las plantas en operación ha permitido suministrar la mezcla a usuarios, ubicados básicamente en la Costa Atlántica, principalmente en Atlántico, Magdalena, Bolívar y Norte del Cesar. Existen otros proyectos cuya descripción se puede apreciar en la tabla No 7.4.

Tabla No. 7.4
PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL EN CONSTRUCCION

REGIÓN	INVERSIONISTA	CAPACIDAD Ton/año	Área sembrada Ha	Fecha entrada
Central, B/bermeja	Ecodiesel de Colombia	100,000	22,222	Diciembre 2009
Oriental, San Carlos de Guaroa, Meta	Aceites Manuelita	100,000	22,222	Mayo 2009
Norte (Santa Marta)	Clean Energy	30,000	7,000	Mayo 2009
TOTAL		230,000	63,555	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

CONSUMO

El consumo de biocombustibles está asociado con el sector transporte, pues obedece al comportamiento del consumo de Gasolina y ACPM del país, donde la participación del sector transporte en el consumo total de gasolina es del 97%, mientras que el ACPM participa con el 70%.

Los programas de mezcla de biocombustibles han

permitido que en buena parte del territorio nacional se distribuya mezcla de 10% de alcohol carburante con gasolina, y 5% de Biodiesel con ACPM, y se tienen previstos nuevos proyectos que permiten cubrir la totalidad de la demanda nacional con los porcentajes establecidos y adicionalmente avanzar a porcentajes superiores.

Alcohol Carburante

El programa dio inicio en el año 2005, con la entrada de las regiones Sur Occidente y Centro del país, con un contenido de 10% de alcohol en la mezcla. La gráfica No 4 presenta de manera detallada los porcentajes de cobertura por departamento que se tienen y que después de tres años de iniciado el programa se han alcanzado.

Vale la pena señalar que muchos de los departamentos aun no tienen cobertura del 100% en razón a que no todo el combustible que llega a un departamento proviene de la misma planta de abasto. Por esta razón muchos de los municipios que conforman un mismo departamento, aún se

encuentran sin oxigenar. Esto a su vez depende de los procesos comerciales y adquisición por parte de los distribuidores mayoristas y del esquema de transporte de etanol.

Para entender este fenómeno, es necesario recordar que el transporte del etanol se hace vía terrestre por carro-tanque, y que la Resolución 180687 del 2003 estableció la prohibición de transportar etanol por poliductos debido a los daños técnicos que estos pueden sufrir.

La gráfica No 7.5, presenta la evolución del consumo de gasolinas en el país. Como se puede observar en la gráfica, la demanda total de gasolina ha venido disminuyendo y en consecuencia se ha incrementado la cobertura de la mezcla, puesto que son menores los requerimientos de etanol y los volúmenes de producción del alcohol se mantienen constantes en términos de capacidad instalada. Sin embargo, durante el 2008, se presentaron limitaciones de oferta debido a la parada de algunas de las destilerías, con ocasión del paro.



Gráfica No. 7.4
COBERTURA DEL PROGRAMA DE OXIGENACIÓN DE GASOLINAS A DICIEMBRE DE 2008

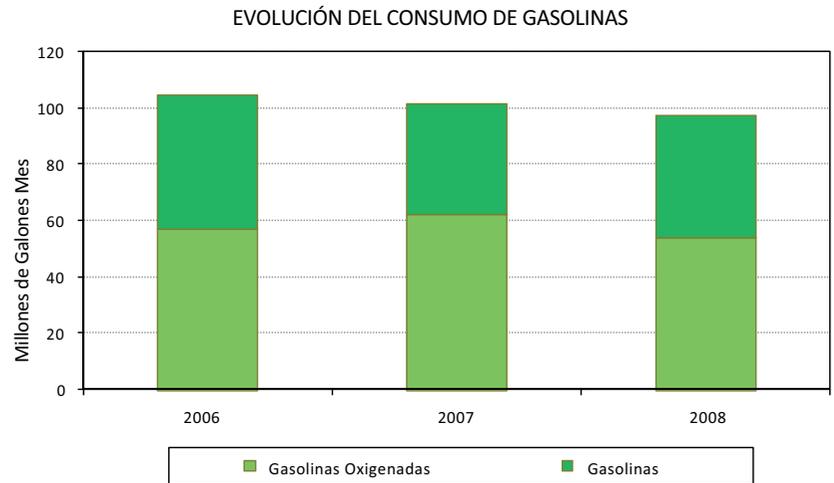


En el año 2008 en Colombia se produjeron cerca de 700,000 litros día en promedio de alcohol y se consumieron 675,000 litros día. A diciembre de 2008 se contaba con un excedente de capacidad de producción de 300,000 litros día por lo cual se decidió abastecer los departamentos de Huila, Tolima y en un futuro próximo se puede proporcionar alcohol carburante a los departamentos de Antioquia, Bolívar y cumplir con la cobertura en el departamento del Cesar, ampliando así la cobertura de mezcla E-10 del país.

Al mismo tiempo, los productores de etanol están autorizados para exportar su producto siempre y cuando la demanda nacional esté completamente abastecida. Adicionalmente, la Resolución 180687 del 2003 en su artículo 18 establece que los productores deberán mantener una capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para satisfacer la demanda de los mayoristas que atiende durante 10 días hábiles conforme a las obligaciones pactadas.

Gráfica No. 7.5

Fuente: UPME



En caso de desabastecimiento por razones de fuerza mayor, el MME podrá autorizar a los mayoristas a despachar gasolinas no mezcladas. El MME también podrá asignar cuotas de alcohol carburante por planta de abastecimiento cuando la oferta no permita satisfacer la totalidad de la demanda. Aunque la regulación contempla la posibilidad de importar etanol, no es clara en cuanto al libre acceso a las facilidades portuarias y a la tarifa a la que deberían pagar los servicios necesarios para recibir y transportar al interior del país.

De acuerdo con el Decreto 1135 de 2009, a partir del 1º de enero del año 2012 los vehículos automotores hasta 2000 cm³ de cilindrada que se fabriquen, ensamblen, importen, distribuyan y comercialicen en el país y que requieran para su funcionamiento gasolinas, deberán estar acondicionados para que sus motores funcionen con sistema Flex-fuel (E85), es decir, que puedan funcionar normalmente utilizando indistintamente gasolinas básicas o mezclas compuestas por gasolina básica de origen fósil con al menos 85% de alcohol carburante.

Biodiesel

A diferencia del programa de alcohol carburante, el programa de mezcla de biocombustible para motores Diesel se ha desarrollado de acuerdo con la oferta de biodiesel y en consecuencia es la Costa Atlántica donde se inicia la mezcla del 5%, durante

el 2008 y particularmente en los departamentos de Bolívar y Atlántico. En la tabla No 7.5 se muestra el cronograma de entrada de las plantas de abasto, autorizadas para distribuir ACPM mezclado con biodiesel a marzo de 2009.



Tabla No. 7.5
ENTRADA DE PLANTAS DE ABASTO AL PROGRAMA DE
OXIGENACIÓN DE COMBUSTIBLE PARA MOTORES DIESEL.

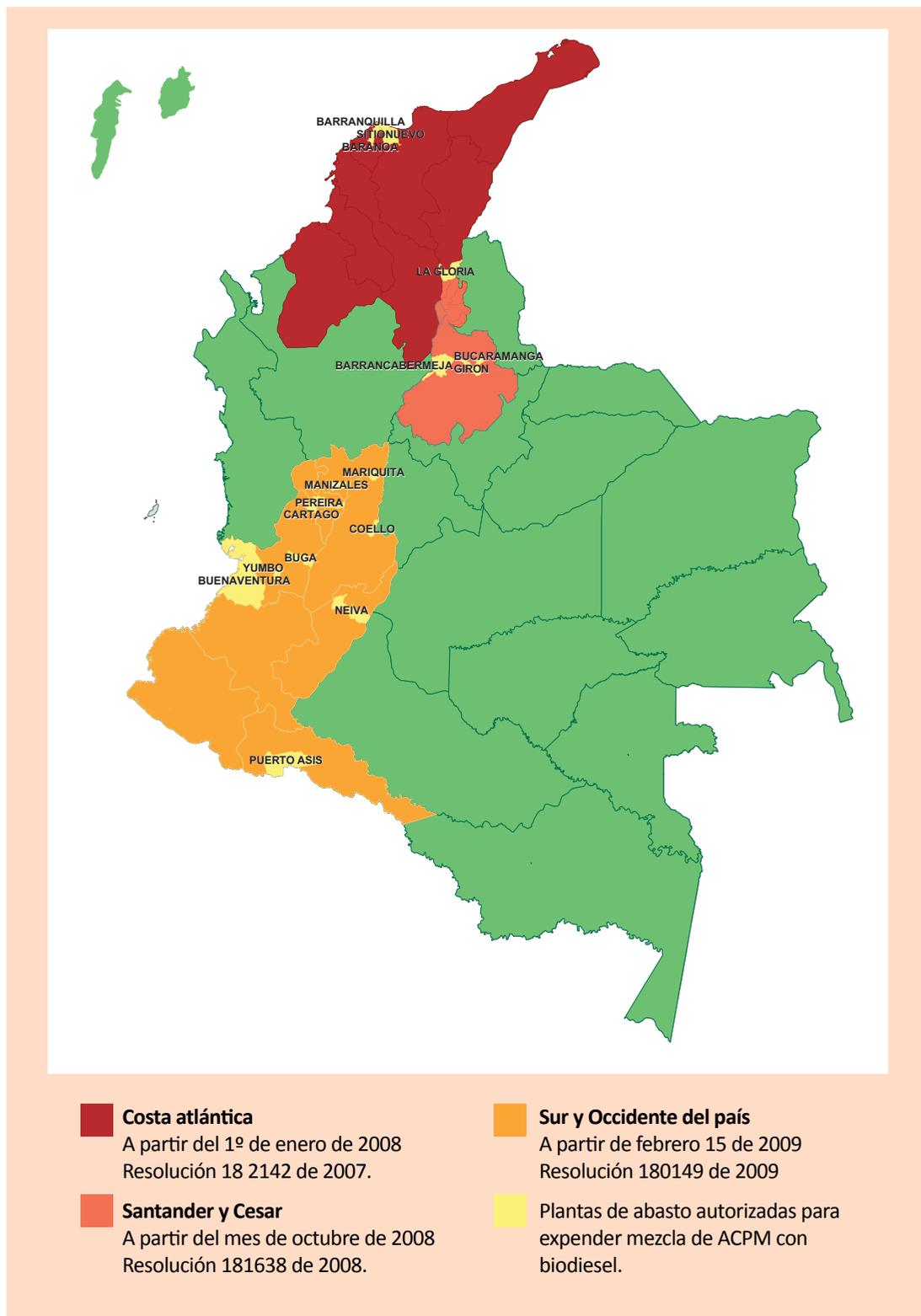
PLANTA	DEPARTAMENTO	MAYORISTA	2008												2009			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
Vopak	Bolívar	Brío/Petrobras	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
Emgesa	Bolívar		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x						
Mamonal	Bolívar	Chevron	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x						
Galapa	Atlántico	Chevron	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
El Arenal	S. Andrés I.	Chevron	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x						
Siape	Atlántico		x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Galapa	Atlántico	Exxon	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mamonal	Bolívar	Exxon	x	x	x	x	x	x	x	x	x							
Baranoa	Atlántico	Terpel	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Magangué	Bolívar	Terpel	x	x	x	x	x	x	x	x	x							
Mamonal	Bolívar	Terpel	x	x			x	x	x	x	x							
Palermo	Magdalena	Petrocomercial	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Zona Franca	Bolívar	Petromil					x	x	x	x	x							
Girón	Santander	Exxon											x	x	x	x	x	x
Ayacucho	Cesar	Terpel											x	x	x	x	x	x
Chimitá	Santander	Terpel											x	x	x	x	x	x
Lisama	Santander	Terpel											x	x	x	x	x	x
Buga	Valle	Terpel																x
Yumbo	Valle	Terpel																x
Yumbo	Valle	Ex Ch Bc Pb																x
Cartago	Valle	Ex Ch Bc Pb																x
Buenaventura	Valle	Ex Ch Bc																x
Pereira	Risaralda	Terpel																x
Manizales	Caldas	Terpel																x
Puerto Asís	Putumayo	Terpel																x
Neiva	Huila	Ex Te Bc Pb																x
Gualanday	Tolima	Ex Te Ch Bc P																x
Mariquita	Tolima	Ex Te																x

Fuente: UPME

Actualmente la cobertura de la mezcla de ACPM con biodiesel al 5%, incluye la Costa Atlántica, Santander, Sur del Cesar, Sur y Occidente del país, a través de las plantas de abasto indicadas en la gráfica No 7.6. Según lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía, a partir de abril de 2009 se inició la distribución de ACPM mezclado

con biodiesel al 5% en los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca, Risaralda, Caldas y Quindío, además que se reinició la misma en el departamento de Bolívar y a partir de mayo del mismo año, se distribuyó mezcla de ACPM - biodiesel en el departamento de Antioquia.

Gráfica No. 7.6
PROGRAMA DE MEZCLA DE BIOCOMBUSTIBLES PARA USO
EN MOTORES DIESEL



De acuerdo con el Decreto número 2629 de julio 10 de 2007, a partir del 1º de enero del año 2010 se deberán utilizar en el país mezclas de diesel de origen fósil con biocombustibles para uso en motores diesel en proporción 90 – 10, es decir 90% de ACPM y 10% de biocombustible (B10).

Según el mismo Decreto, a partir del 1º de enero del año 2012 el parque automotor nuevo y demás artefactos nuevos a motor, que requieran para su

funcionamiento diesel o ACPM, que se produzcan, importen, distribuyan y comercialicen en el país, deberán estar acondicionados para que sus motores utilicen como mínimo un B-20, es decir que puedan funcionar normalmente como mínimo utilizando indistintamente diesel de origen fósil (ACPM) o mezclas compuestas por 80% de diesel de origen fósil con 20% de Biocombustibles para uso en motores diesel.

PRECIOS

Alcohol Carburante

Mediante la Resolución 181088 de 2005, modificada por las resoluciones 180222 de 2006 y 181335 de 2007, se definió la metodología de cálculo del ingreso al productor del alcohol carburante a distribuir en el país. Se definió una banda de precios que toma el mayor valor entre el precio de estabilidad definido y un precio que reconoce los costos de oportunidad de las materias primas que se utilizan en la producción del alcohol. Estas bases de cálculo fueron cambiadas por la Resolución 181232 del 30 de julio de 2008, modificada a su vez por la Resolución 180120 del 28 de enero de 2009, en las que se estableció una nueva política para el cálculo del ingreso al productor del alcohol carburante, dando alcance a los planteamientos del Documento CONPES 3510.

De conformidad con lo anterior, el ingreso al productor del alcohol carburante será el que resulte de establecer el mayor precio entre:

- Un precio que tome como referencia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción de alcohol carburante (Se calcula a partir del precio de paridad exportación del azúcar blanco refinado).
- Un precio que tome como referencia los precios internacionales de la gasolina, ajustados por los cambios en las propiedades de estos combustibles como resultado de la mezcla: i) aumento del precio por mejoras en octanaje y la disminución en el contenido de azufre; y ii) disminución del precio causado por el menor poder calorífico del alcohol carburante frente a las gasolinas (Se calcula a partir del precio paridad exportación de la gasolina. Se tendrá en cuenta la valoración de

los beneficios ambientales y de octanaje así como la capacidad calorífica del etanol en relación con la de la gasolina fósil).

- Un precio mínimo que permita atenuar las consecuencias de reducciones considerables en los anteriores precios (\$4,496.88/galón, actualizado de acuerdo con el comportamiento del IPP (70%) y de la tasa de cambio (30%).

Recientemente el MME emitió la Resolución 180515 del 1 de abril de 2009, en la cual asocia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente, al azúcar crudo que se utiliza para producir el alcohol carburante y no al azúcar refinado, establecido originalmente.

Mediante la Ley 788 de 2002 se declaró exento del IVA al alcohol carburante con destino a la mezcla con el combustible motor y se exoneró del pago del impuesto global y de la sobretasa.

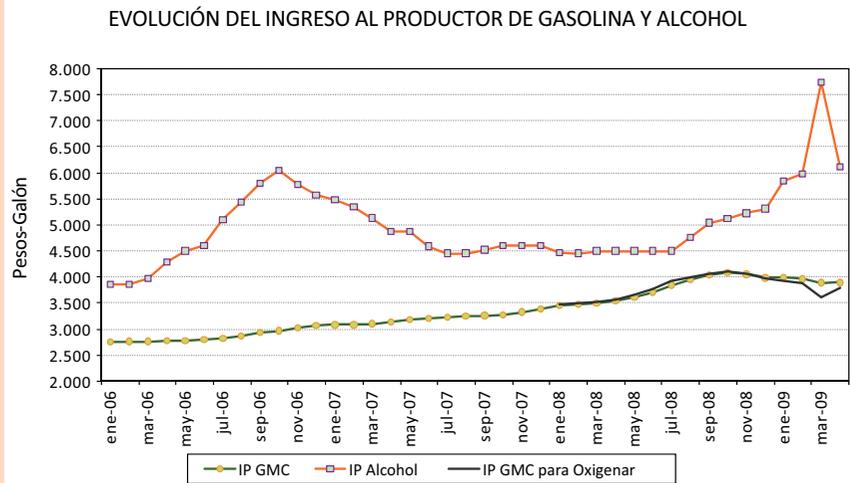
Como se observa en la gráfica No. 7.7 el precio del etanol ha variado ampliamente alcanzando un pico en octubre de 2006 y luego descendió paulatinamente hasta mediados del 2008, con cotizaciones estables, que luego ascendieron logrando el máximo precio en marzo de 2009.

Los distribuidores tanto mayoristas como minoristas reciben dentro del precio regulado un margen adicional que remunera las inversiones en infraestructura y los costos adicionales necesarios para cumplir con los procedimientos establecidos en torno a la mezcla de gasolinas y etanol.

A pesar que la regulación del precio promueve la producción de etanol, el alto nivel de beneficios

Gráfica No. 7.7

Fuente: UPME



tributarios y económicos que reciben los productores puede ser también un limitante para el incremento de la mezcla, debido a que el aumento en la

proporción de etanol generaría un acrecentamiento en el costo económico para el gobierno si desea mantener los actuales estímulos tributarios.

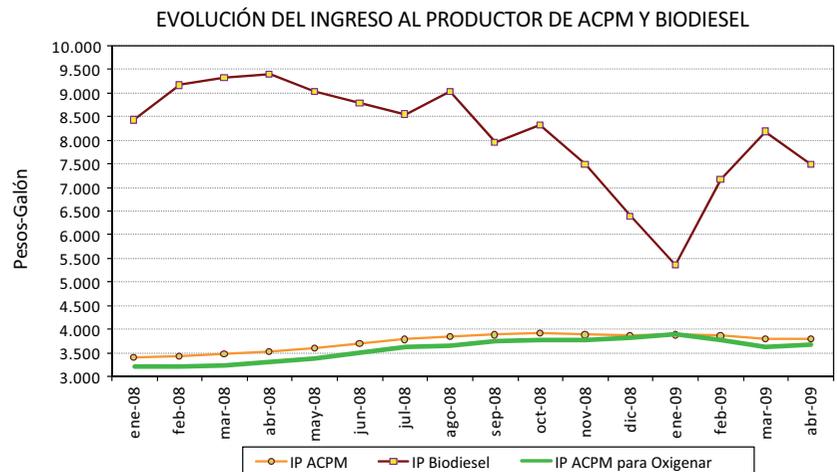
Biodiesel

Mediante la Resolución 181780 del 29 de diciembre de 2005, modificada por las resoluciones 180212 del 14 de febrero de 2007 y 182158 del 28 de diciembre de 2007, se señaló la estructura de precios del ACPM a ser mezclado con biocombustible para uso en motores diesel, basada en los costos de oportunidad de las materias a utilizar en la

producción del Biodiesel y del costo de oportunidad del ACPM de origen fósil, además de la garantía en la recuperación de las inversiones a realizar (factor de producción eficiente). La gráfica No 7.8 presenta la evolución de los precios de biodiesel y de ingreso al productor de ACPM.

Gráfica No. 7.8

Fuente: UPME



Posteriormente, las señales de precios fueron modificadas por la Resolución 180134 de enero 29 de 2009, en la que se ajusta la fórmula del ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diesel, de acuerdo con lo establecido en el documento CONPES 3510 del 31 de marzo de 2008. Actualmente el ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diesel es el que resulte de establecer el mayor precio, entre los siguientes:

- Un precio que tome como referencia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción del biocombustible, calculado a partir del precio de referencia del mercado interno de aceite de palma, con sus respectivos ajustes por calidad. Adicionalmente, se tendrá en cuenta el precio internacional del metanol como insumo en su producción y el cálculo de un Factor Eficiente de Producción.
- Un precio que tome como referencia los precios internacionales del diesel, medido sobre la base actual en la que se fijan los precios internos del ACPM, con un ajuste referido a los cambios en las propiedades de estos combustibles como resultado de la mezcla: i) aumento del precio por mejoras en cetanaje y la disminución en el contenido de azufre; y ii) disminución del precio causado por el

menor poder calorífico del biocombustible frente al diesel de origen fósil.

- Un precio mínimo que permita atenuar las consecuencias de reducciones considerables en los anteriores precios. Dicho precio se fijó en \$6.545/galón a precios del 2008, bajo análisis de costos de la producción del biocombustible para uso en motores diesel tomando como referencia el costo promedio de las materias primas en los últimos 10 años, el cual se debe actualizar anualmente de acuerdo con el comportamiento del índice de precios al productor en un 70% y del comportamiento de la tasa de cambio en un 30%.

De acuerdo con la gráfica No 7.8, el precio del biodiesel ha fluctuado de manera importante desde que se inició el programa, con una fuerte disminución del precio de biodiesel en enero de 2008, cuando llegó a su valor más bajo, con una recuperación importante en los siguientes meses.

Mediante la Ley 939 de 2004 se declaró exento del impuesto a las ventas y del impuesto global, el biocombustible de origen vegetal o animal para uso en motores diesel de producción Nacional con destino a la mezcla con ACPM. Al igual que en la gasolina aumentar en volumen de la mezcla de biocombustible, implica para el Gobierno la necesidad de recursos debido al aumento del costo económico, con los actuales beneficios tributarios.

PROYECCIONES DE DEMANDA

Los requerimientos futuros de etanol y biodiesel están asociados a la demanda de los combustibles particularmente de gasolinas y ACPM. En este sentido, los cálculos se realizaron a partir de los resultados de proyección de cada uno de los energéticos mencionados anteriormente, teniendo en cuenta que el uso de los biocombustibles en los porcentajes hasta hoy establecidos no modifica el consumo de los vehículos.

Los supuestos utilizados para la elaboración de la demanda se sintetizan en:

- Escenario oficial del DNP a julio de 2008, con un crecimiento económico de 3% en el largo plazo.
- La proyección de precios de gasolina corriente, ACPM y GNV, realizada según la normatividad vigente y se utilizó el escenario medio de precios de WTI del IEA-DOE.

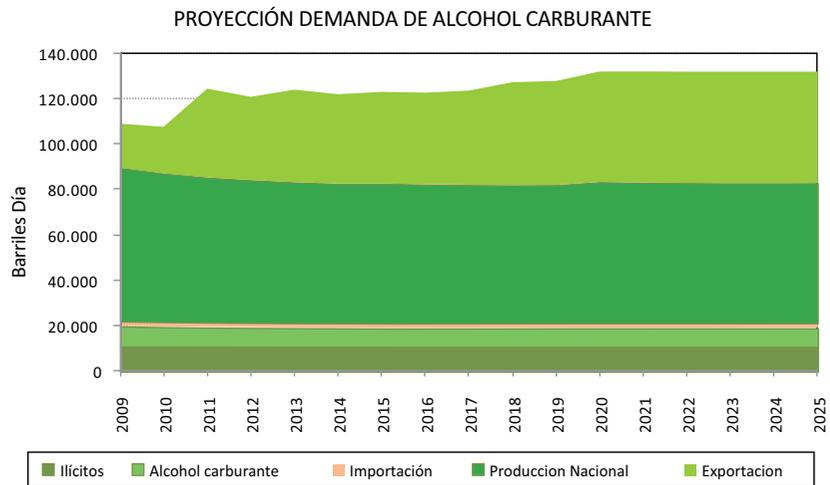
- Las proyecciones consideran que el precio del gas natural para uso vehicular corresponde al 51% del precio de la gasolina en términos energéticos.

Los resultados de los ejercicios de proyección se presentan a continuación en las gráficas 9 y 10. Respecto a gasolina se puede observar que a lo largo del horizonte de análisis se mantiene un requerimiento del 10% de etanol, el cual decrece levemente hasta el 2019 y luego inicia un pequeño crecimiento, igual en términos porcentuales a la demanda de gasolina. Se debe aclarar que este ejercicio no incluye las exigencias del nuevo decreto expedido en marzo de 2009, sobre los requerimientos Flex-Fuel.

La nueva norma crea las condiciones para que las adiciones al parque automotor nacional de ciclo Otto sean con tecnología Flex Fuel (E85) a partir de

Gráfica No. 7.9

Fuente: UPME



2012, así: 100% de los vehículos de cilindraje mayor a 2000 c.c. a partir del 1o de enero del 2013; para las adiciones de vehículos hasta 2000 c.c. establece una implementación gradual (60% a partir del 1o de enero del 2012, 80% en 2013 y 100% en 2014). Aunque los vehículos futuros tendrán capacidad de consumir E10, E85 o cualquier combinación de ambas, la decisión de cuál combustible a consumir queda estrictamente en manos del consumidor final.

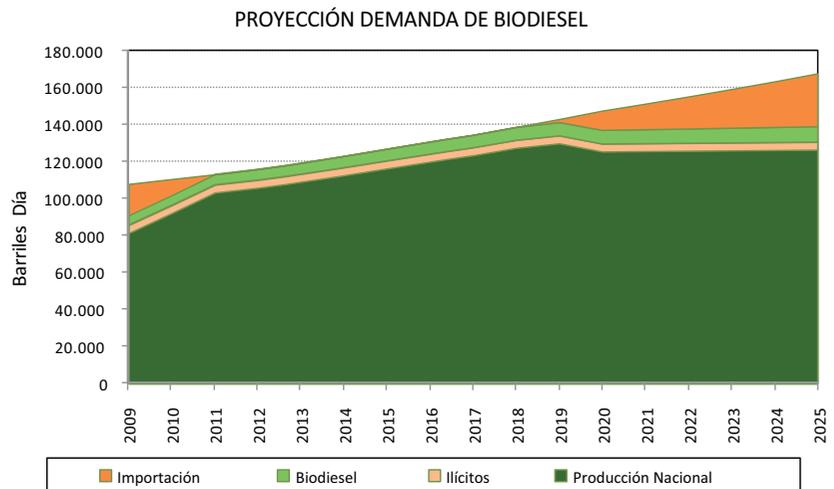
La norma también define metas y plazos para adecuar la infraestructura de comercialización de combustibles a esta nueva mezcla, y se espera la ampliación de la red de suministro en las estaciones de servicio del país.

De otra parte, el parque de motocicletas, de enorme crecimiento en los últimos años pero carentes de tecnología Flex Fuel, quedan exentas hasta tanto la tecnología internacional evolucione hacia componentes más resistentes a corrosión por efectos del etanol.

Si el parque automotor de gasolina continúa su nivel histórico de 5% de crecimiento anual (1990-2008), si la adecuación de infraestructura de comercialización de combustibles ocurre como se prevé en la norma, y se mantiene la exención de impuestos como está establecido actualmente, es factible que después del año 2017 el consumo de etanol en el parque automotor nacional se acerque al 20% y para el año

Gráfica No. 7.10

Fuente: UPME



2023 se aproxime al 40% del volumen de ventas de combustible para vehículos con motores de ciclo Otto.

En conclusión, este decreto conducirá a avances muy significativos para el sector de biocombustibles, sin arriesgar el funcionamiento de los millones de vehículos en circulación, y con suficiente tiempo para que el sector automotriz ajuste sus líneas de producción y la cadena de comercialización de combustible adecue su infraestructura. El reto ahora es para los promotores de proyectos de etanol: hay

que concretar sus inversiones en el sector.

En el caso del biodiesel, los requerimientos se incrementan a una tasa promedio anual del 2.8% durante el horizonte de proyección con una mezcla del 5%. Así las cosas, durante 2009 se demandan 5,411 barriles día de Biodiesel y en 2025 se requerirán 8,400 barriles por día, es decir un incremento del 55.1%. No obstante, el suministro nacional de biodiesel no permite un cubrimiento total de mezcla que solo será posible con la entrada de los proyectos aun en construcción.

ACCIONES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

La Ley 1151 de 2007, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, encarga de la coordinación, puesta en marcha y desarrollo de los Biocombustibles en Colombia al Ministerio de Minas y Energía; en esta ley se propende por encontrar y promover políticas que no solo desarrollen el mercado de biocombustibles para diversificar la canasta energética, sino que permitan sentar las bases para avanzar hacia el desarrollo sostenible en un contexto de sostenibilidad social, ambiental, económica y financiera.

En este sentido, en marzo del 2008 se publicó el documento CONPES 3510 que establece la política a largo plazo para el sector de biocombustibles, la cual está orientada a promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, aprovechando las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de los biocombustibles. De esta manera, se busca expandir los cultivos de biomasa conocidas en el país y diversificar la canasta energética dentro de un marco de producción eficiente y sostenible económica, social y ambientalmente, que permita competir en el mercado nacional e internacional. Para lograr este objetivo se trazaron nuevas estrategias entre las que se destacan:

- Definir un programa para la reducción de costos de producción de biocombustibles a partir del cual se puedan identificar las áreas cultivables más productivas, los mejores mecanismos de acceso a tierras cultivables y la creación de conglomerados

productivos para aprovechar las sinergias entre la producción de materias primas y la transformación.

- Evaluar y definir un plan para el desarrollo de la infraestructura de transporte
- Incentivar la producción eficiente de biocombustibles: esta medida contempla mantener los beneficios tributarios por un periodo no menor a 15 años pero paralelamente definir el sistema de desmonte de los mismos con el ánimo de promover el mejoramiento en la productividad.
- Definir un Plan Nacional de Investigación y desarrollo de biocombustibles
- Armonizar la política nacional de Biocombustibles con la política nacional de seguridad alimentaria y nutricional para que los precios de la canasta básica no se vean alterados por la producción de biocombustibles
- Definir un nuevo esquema de regulación de precios que tome en cuenta no sólo el costo de oportunidad de las materias primas y los precios internacionales de los combustibles, sino que incluya también un mecanismo para atenuar las consecuencias de reducciones en los mismos.
- Desarrollar acciones para abrir nuevos mercados internacionales ajustando la producción nacional a los estándares ambientales y de calidad exigidos por los grandes consumidores del mercado mundial
- Establecer acciones para garantizar un desarrollo ambientalmente sostenible de la industria.

RETOS PARA COLOMBIA

- Promoción de la producción sostenible de biocombustibles.
- Apertura y aprovechamiento de los mercados externos a partir del establecimiento de una industria competitiva a nivel internacional.

- Consolidación de un marco institucional para la formulación de acciones relacionadas con el manejo de biocombustibles.
- Reducción de los costos de producción de los biocombustibles.
- Incremento de la productividad de los biocombustibles en toda la cadena productiva.
- Investigación y desarrollo, con miras a aumentar los rendimientos de los cultivos de biomasa, desarrollar nuevas variedades adaptables a distintas condiciones agroclimáticas y resistentes a las plagas, y desarrollar procesos de transformación de primera y segunda generación.
- Regulación de precios con el propósito de incentivar la producción eficiente de biocombustibles.
- Diferenciación del producto colombiano para facilitar el acceso a mercados internacionales, en particular incorporando variables ambientales y sociales estratégicas, además de la protección de la seguridad alimentaria.
- Reducción del consumo de combustibles fósiles.
- Cambio de las actividades agropecuarias, especialmente de ganadería, que conlleve a la regeneración de terrenos degradados.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero como consecuencia del uso de biocombustibles líquidos, siempre y cuando el ciclo completo muestre una disminución de Gases de Efecto Invernadero.

7.8 ESTRATEGIAS PARA COLOMBIA

A partir de los retos identificados para Colombia, el documento CONPES 3510 de 2008 recomienda implementar estrategias orientadas a generar las condiciones necesarias para el mejoramiento de la eficiencia productiva de la agroindustria de los biocombustibles, de manera económica, social y ambientalmente sostenible, a través de:

- Fortalecer la coordinación entre las entidades gubernamentales que tienen injerencia en el desarrollo de la industria de los biocombustibles, mediante la creación de la Comisión Intersectorial para el manejo de biocombustibles.
- Promover la reducción gradual de los costos de producción y transformación de biomasa, con criterios de sostenibilidad ambiental y social.
- Incorporar los desarrollos previstos del mercado de biocombustibles como una variable para la planeación de la infraestructura de transporte.
- Incentivar la producción eficiente, económica, social y ambientalmente sostenible de biocombustibles en las regiones aptas para ello.
- Definir un plan de investigación y desarrollo en biocombustibles.
- Armonizar la política nacional de biocombustibles con la política nacional de seguridad alimentaria.
- Definir un nuevo esquema de regulación de precios de los biocombustibles
- Continuar con la política de mezclas de biocombustibles y combustibles fósiles
- Garantizar el cumplimiento de la normatividad ambiental y de la política ambiental en toda la cadena productiva.
- Desarrollar acciones específicas para abrir nuevos mercados y diferenciar el producto colombiano en los mercados internacionales.



Anexos

ANEXO 1. ESTRUCTURA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1. ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA CORRIENTE MOTOR

Base: Resolución 82438 de Diciembre 23 de 1998

• CÁLCULO DEL INGRESO AL PRODUCTOR

$$IP(t) = \{[PrFOB + FL + SE + IM] TRM\} + A + TPC + TI$$

IP(t) Ingreso al productor periodo t.

PrFOB Promedio de la cotización del índice UNL 87 en la Costa del Golfo de USA de la publicación Platts.

$$FL = [Ws/(b*42)]*(STR/100)$$

FL Fletes desde la Costa del Golfo de USA a puerto colombiano (US\$/Gal).

Ws Flete de referencia Houston - Pozos Colorados publicado por "Worldscale" para t-1 en US\$/Ton.

b Factor de conversión (Bbl/Ton) dado por el MME.

STR Promedio aritmético de las cotizaciones del factor de corrección del mercado para tanqueros limpios de 30,000 Ton en la ruta USGC/Carib de Platts.

$$SE = S*PrFOB$$

SE Costo de seguros marítimos en US\$/Gal.

S Factor multiplicador.

IM Valor inspecciones de calidad vigente (US\$/Gal).

TRM Tasa de cambio promedio de los primeros 25 días del mes anterior a la fecha de cálculo.

A Tarifa arancelaria de las importaciones de gasolina.

TPC Tarifa del poliducto Pozos colorados Barranca que conecta el puerto Pozos colorados en Galán.

TI Impuesto de timbre (\$/Gal).

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA

$$PMI = IPt + PI + PG + Tma + Tt$$

PMI Precio máximo de venta al distribuidor mayorista.

IP(t) Ingreso al productor periodo t.

PI Impuesto sobre las ventas vigente 16%.

PG Impuesto Global, ajustado con la meta de inflación.

Tma Tarifa de marcación, ajustado con la meta de inflación.

Tt Tarifa transporte por poliductos, ajustado con la meta de inflación.

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA EN PLANTA DE ABASTO

$$PMA = PMI + MD + ST$$

PMA	Precio máximo base de venta en planta de abasto.
PMI	Precio máximo de venta al distribuidor mayorista.
MD	Margen de distribución mayorista vigente 13.3 Centavos de dólar.
ST	Sobretasa vigente para el mes 25%.

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PÚBLICO - LIBERTAD REGULADA

$$PMV = PMA + MDM + AD + TM$$

PMV	Precio máximo de venta al público en estación.
PMA	Precio máximo base de venta en planta de abasto.
MDM	Margen distribuidor minorista vigente, ajustado con la meta de inflación.
AD	Pérdidas por evaporación 0.4% sobre PMA.
Tm	Tarifa de transporte planta de abasto estación de servicio 0.005 (US\$/Gal).

2. ESTRUCTURA DE PRECIOS ALCOHOL CARBURANTE

Base: Resolución 181088 de agosto 23 de 2005

El ingreso al productor del alcohol carburante será el que resulte de establecer el mayor precio entre:

• \$4,496.88/galón, actualizado cada año a partir del 1º de enero de 2009, de la siguiente manera:

- Para el mes de enero: 70% por la variación del índice de precios al productor del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste con corte al mes de noviembre y el 30% restante, con base en la devaluación anual del año anterior certificada por la autoridad competente, con corte al mes de noviembre.
- A partir del mes de febrero: 70% por la variación del índice de precios al productor del año inmediatamente anterior con corte al mes de diciembre y, el 30% restante, con base en la devaluación anual del año anterior certificada por la autoridad competente, con corte al mes de diciembre.
- El promedio de la paridad exportación del azúcar crudo, correspondiente al Contrato No. 11 de la Bolsa de Nueva York para los primeros veinticinco (25) días del mes anterior, a su equivalente de alcohol carburante en pesos por galón según la siguiente fórmula:

$$EqAC(t) = [AzNY(t) * FC1 * FC2 * TRM / (FC3 * FC4)]$$

EqAC(t)	Valor equivalente del alcohol carburante, \$/galón.
AzNY(t)	Promedio de las cotizaciones de cierre de la posición más cercana del azúcar crudo, correspondiente al Contrato No. 11 de la Bolsa de Nueva York para los veinticinco (25) días del mes anterior, publicadas en Reuters, Bloomberg o Futures Source, USCent\$/Lb.
FC1	22.046 Factor de conversión de centavos de dólar por libra tonelada (USCent\$/Lb) a dólares por tonelada (US\$/TON).
FC2	3.785 Factor de conversión de galones a litros.

- FC3 20 Factor de conversión entre quintales de azúcar y toneladas de azúcar.
- FC4 21.86 Factor de rendimiento entre alcohol y azúcar, expresado en litros equivalentes de alcohol por quintal de azúcar.

TRM

- El promedio de la paridad exportación de la gasolina calidad colombiana, para los primeros veinticinco (25) días del mes anterior, ajustada teniendo en cuenta el aumento del precio por mejoras en octanaje y la disminución en el contenido de azufre; además de la disminución del precio causado por el menor poder calorífico de la gasolina oxigenada frente a las gasolinas; según la siguiente fórmula:

$$PC) + DEqAC(t) = (PI(t) * S(t)DOc(t) + D$$

EqAC(t) Valor equivalente del alcohol carburante, \$/galón para el periodo t.

PI (t) Precio promedio de la paridad exportación de la gasolina calidad colombiana de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, expresado en pesos por galón (\$/Gal) para el periodo t.

PC: Ajuste D del poder calorífico de la gasolina oxigenada (mezcla alcohol carburante – gasolina) frente a las gasolinas.

$$PC = (0.9 * PCG + 0.1 * PCAC) / D PCG$$

$$PC = D 0.964$$

PCG Poder calorífico de la gasolina corriente. 118,615.3 BTU/galón.

PCAC Poder calorífico del alcohol carburante. 76,000 BTU/galón.

$$Oc(t) = [(89 - RONGR) * D (UNL93(t) - UNL 87(t)) / 6] * TRM$$

Oc(t): Promedio del D ajuste favorable por octanaje del alcohol carburante frente a las gasolinas de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, \$/Gal.

89 Es el número de RON de la mezcla de la gasolina oxigenada.

$$S(t) = [(1000 - SMEZ) * (UNLD 50ppm(t) - UNL 10 ppm(t)) / 40] * TRM$$

S(t) Promedio del ajuste favorable por azufre frente a D las gasolinas, correspondiente a los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, \$/Gal.

1000 Contenido de azufre de la gasolina calidad colombiana en la actualidad, ppm.

SMEZ Contenido de azufre de la gasolina oxigenada, 900 partes por millón.

UNL50 Promedio de la cotización de la gasolina regular de 50 ppm en Europa (FOB ARA - Rotterdam) de la publicación Platts de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, US\$/Gal.

UNL10 Promedio de la cotización de la gasolina regular de 10 ppm en Europa (FOB ARA - Rotterdam) de la publicación Platts de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, US\$/Gal.

40 Diferencia actual entre el contenido de azufre de la gasolina regular de 50 ppm en Europa (FOB ARA - Rotterdam) y la gasolina regular de 10 ppm en Europa (FOB ARA - Rotterdam).

3. ESTRUCTURA DE PRECIOS ACPM

Base: Resolución 82439 de Diciembre 23 de 1998

• CÁLCULO DEL INGRESO AL PRODUCTOR

$$IP(t) = \{[PrFOB + FL + SE + IM] TRM\} + A + TI$$

IP(t) Ingreso al productor periodo t.

PrFOB Promedio de la cotización del índice No. 2 Gulf Coast Waterborne de la publicación Platts.

$$FL = [Ws/(\beta * 42)] * (STR/100)$$

FL Fletes desde la Costa del Golfo de USA a puerto colombiano (US\$/Gal)

Ws Flete de referencia Houston - Pozos Colorados publicado por "Worldscale" para t-1 en US\$/Ton.

β Factor de conversión (Bbl/Ton) dado por el MME.

STR Promedio aritmético de las cotizaciones del factor de corrección del mercado para tanqueros limpios de 30,000 Ton en la ruta USGC/Carib de Platts.

$$SE = S * PrFOB$$

SE Costo de seguros marítimos en US\$/Gal.

S Factor multiplicador.

IM Valor inspecciones de calidad vigente (US\$/Gal).

TRM Tasa de cambio promedio de los primeros 25 días del mes anterior a la fecha de cálculo.

A Tarifa arancelaria de las importaciones de ACPM.

TI Impuesto de timbre (\$/Gal).

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA

$$PMI = IPt + PI + PG + Tma + Tt$$

PMI Precio máximo de venta al distribuidor mayorista.

IP(t) Ingreso al productor periodo t.

PI Impuesto sobre las ventas vigente 16%.

PG Impuesto Global, ajustado con la meta de inflación.

Tma Tarifa de marcación.

Tt Tarifa transporte por poliductos, ajustado con la meta de inflación.

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA EN PLANTA DE ABASTO

$$PMA = PMI + MD$$

PMA Precio máximo base de venta en planta de abasto.

PMI Precio máximo de venta al distribuidor mayorista.

MD Margen de distribución mayorista vigente 14 Centavos de dólar.

• PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PÚBLICO - LIBERTAD REGULADA

$$PMV = PMA + MDM + TM$$

PMV	Precio máximo de venta al público.
PMA	Precio máximo base de venta en planta de abasto.
MDM	Margen distribuidor minorista vigente, ajustado con la meta de inflación.
Tm	Tarifa de transporte planta de abasto estación de servicio 0.005 (US\$/Gal).
ST	Sobretasa vigente para el mes 6%.

4. ESTRUCTURA DE PRECIOS BIODIESEL

Base: Resolución 181780 del 29 de diciembre de 2005

El ingreso al Productor del biocombustible para uso motores diesel se reconoce como el precio máximo entre los siguientes tres valores:

- Siete mil ciento setenta y nueve pesos con ochenta y ocho centavos (\$7,179.88) por galón, actualizado cada año de la siguiente manera:
 - Para el mes de enero: 70% por la variación del índice de precios al productor del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste con corte al mes de noviembre y, el 30% restante, con base en la devaluación anual del año anterior certificada por la autoridad competente, con corte al mes de noviembre.
 - A partir del mes de febrero: 70% por la variación del índice de precios al productor del año inmediatamente anterior con corte al mes de diciembre y, el 30% restante, con base en la
- El precio interno del aceite de palma calculado de acuerdo con la metodología del Fondo de Estabilización de Precios para el Palmiste, el Aceite de Palma y sus Fracciones, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo 149 de 2005, o las normas que lo modifiquen, con sus respectivos ajustes por calidad, teniendo en cuenta el precio internacional del metanol y un Factor Eficiente de Producción, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IpBUMD(t) = \{ PIAP(t) + [(FPE + FMeOH) / (\beta * 42)] \} * TRM$$

IpBUMD(t) Ingreso al Productor del biocombustible para uso en motores diesel, \$/galón.

FPE	177 Factor de producción eficiente del biocombustible para uso en motores diesel, expresado US\$/Ton.
β	7.217 Factor de conversión de Toneladas métricas a Barriles, para el caso del biocombustible.
42	Factor de conversión de barril a galón.
TRM	Promedio de la Tasa Representativa del Mercado, certificada por la autoridad competente, vigente para los cinco días anteriores a la fecha de cálculo.

$$PIAP(t) = (PrAPR(t) * 1,078) / (\beta * 42)$$

PIAP (t)	Precio interno nacional del aceite de palma ajustado por calidad, US\$/Gal.
1,078	Factor para medir las bonificaciones por calidad del aceite de palma en el mercado colombiano y las mermas en el proceso de producción del biocombustible para uso en motores diesel.
β	6.882 Factor de conversión de Toneladas métricas a Barriles, para el caso del aceite de palma.
42	Factor de conversión de barril a galón.

$$PrAPR(t) = \text{MIN} [PIAP(t); PICS(t)]$$

PrAPR (t) Es el precio interno del aceite de palma calculado de acuerdo con la metodología del Fondo de Estabilización de Precios para el Palmiste, el Aceite de Palma y sus Fracciones, así:

MIN Es el valor mínimo entre dos o más variables.

$$PIAP(t) = (\text{CIF Rott promedio } (t) - 40 + 70) * (1 + \text{arancel}) * 97\%$$

PIAP(t) Promedio ponderado de la paridad importación de las cotizaciones del aceite de palma crudo, correspondientes a las cuatro semanas anteriores a la fecha de cálculo, US\$/Ton.

CIF Rott Promedio ponderado de las cotizaciones del aceite de palma crudo (CIF Róterdam) promedio de la publicación Oil World; correspondientes a las cuatro semanas anteriores, US\$/Ton y (t) calculado el día 26 del mes inmediatamente anterior. Para su cálculo se tomará una ponderación del 10, 20, 30 y 40% para el promedio de las cotizaciones de la cuarta, tercera, segunda y primera semana anterior, respectivamente.

40 Costo promedio de los gastos de exportación de una tonelada de aceite crudo de palma, US\$/Ton.

70 Costo promedio de los fletes por el transporte de una tonelada de aceite de palma crudo desde el puerto de Rotterdam hasta el puerto local, US\$/Ton.

Arancel Arancel a la importación de aceite de palma al país vigente en el momento de la fecha de cálculo (última semana del mes inmediatamente anterior).

97% Factor de protección de la producción local de aceite de palma.

$$PICS(t) = 0,65 * PISoya(t) + 0,35 * \text{MIN}[PISebo(t) + PI Este(t)]$$

PICS(t) Promedio ponderado de la paridad importación de las cotizaciones de una canasta de productos sustitutos, correspondientes a las cuatro semanas anteriores a la fecha de cálculo, US\$/Ton.

0,65 Fracción promedia de aceite de soya que se puede utilizar en el mercado interno como sustituto del aceite de palma.

0,35 Fracción promedia de otros productos (sebo y estearina) que se puede utilizar en el mercado interno como sustituto del aceite de palma.

MIN Valor mínimo entre dos o más variables.

$$PISoya(t) = (\text{FOB Argentina promedio } (t) + \text{flete}) * (1 + (\text{arancel}) * 2/3)$$

PISoya (t) Promedio ponderado de la paridad importación de las cotizaciones del aceite de soya, correspondientes a las cuatro semanas anteriores a la fecha de cálculo, US\$/Ton.

FOB Promedio ponderado de las cotizaciones del aceite de soya (FOB Argentina) de la publicación Argentina Oil World, correspondientes a las cuatro semanas anteriores, US\$/Ton y calculado el día 26 del promedio mes inmediatamente anterior. Para su cálculo se tomará una ponderación del 10, 20, 30 y 40% (t) para el promedio de las cotizaciones de la cuarta, tercera, segunda y primera semana anterior, respectivamente.

Flete Costo del flete del aceite de soya entre puerto Argentino y Puerto Colombiano, US\$/Ton.

Arancel Arancel a la importación de aceite de soya al país vigente en el momento de la fecha de cálculo (última semana del mes inmediatamente anterior).

2/3: Factor de protección de la producción local de aceite de soya.

$PI_{Sebo}(t) = CIF_{Rott} \text{ promedio } Sebo(t) * (1 + \text{arancel})$

$PI_{Sebo}(t)$ Promedio ponderado de la paridad importación de las cotizaciones del Sebo, correspondientes a las cuatro semanas anteriores a la fecha de cálculo, US\$/Ton.

CIF_{Rott} Promedio ponderado de las cotizaciones del Sebo de la publicación Oil World (CIF Róterdam), promedio correspondientes a las cuatro semanas anteriores, US\$/Ton y calculado el día 26 del mes anterior. Para su cálculo se tomará una ponderación del 10, 20, 30 y 40% para el promedio de las cotizaciones de la cuarta, tercera, segunda y primera semana anterior, respectivamente.

Arancel Arancel a la importación de sebo al país vigente en el momento de la fecha de cálculo (última semana del mes inmediatamente anterior).

 $PI_{Este}(t) = (Fob_{Malasia} \text{ Este}(t) + 70) * (1 + \text{arancel})$

$PI_{Este}(t)$ Promedio ponderado de la paridad importación, de las cotizaciones de la estearina, correspondientes a las cuatro semanas anteriores a la fecha de cálculo, expresadas en dólares por tonelada US\$/Ton.

$Fob_{Malasia}$ Promedio ponderado de las cotizaciones de la Estearina (Fob Malasia) de la publicación Oil World, correspondientes a las cuatro semanas anteriores, US\$/Ton y calculado el día 26 del mes inmediatamente anterior. Para su cálculo se tomará una ponderación del 10, 20, 30 y 40% para el promedio de las cotizaciones de la cuarta, tercera, segunda y primera semana anterior, respectivamente.

70 Costo promedio de los fletes por el transporte de una tonelada de estearina desde Malasia hasta el puerto local, US\$/Ton.

Arancel Arancel a la importación de estearina al país vigente en el momento de la fecha de cálculo (última semana del mes inmediatamente anterior).

t Período transcurrido entre el primero y el último día de cada mes calendario.

 $FMeOH = (PMeOH * 0.12)$

$FMeOH$ Factor de utilización del metanol para la producción del biocombustible para uso en motores diesel, US\$/Ton.

0.12 Fracción promedio de metanol utilizada para producir una tonelada de biodiesel.

 $PMeOH = (Contrato + Spot)/2 + 203$

$PMeOH$ Precio del metanol, US\$/Ton.

Contrato Valor del metanol a partir del Contract Net Transaction Price FOB U.S. Gulf in Barges de la publicación CMAI del último reporte semanal del mes anterior, US\$/Ton.

Spot Valor del metanol a partir del promedio del Spot Barge FOB U.S. Gulf de la publicación CMAI del último reporte semanal del mes anterior, US\$/Ton.

2 Valor que se utiliza para promediar los precios de contrato y Spot del metanol.

203 Costos promedio de Nacionalización, Logística de Puerto y Transporte a la Planta de biocombustible para uso en motores diesel del metanol.

- El precio de referencia al mercado internacional del diesel, medido éste sobre la base actual en la que se fijan los precios internos de nuestro ACPM, es decir una ponderación entre la paridad exportación y la paridad importación, al ser el país hoy importador en una porción en esta materia, con un ajuste referido a los cambios en las propiedades de este combustible como resultado de la mezcla : i) aumento del precio por mejoras en cetanaje y la disminución en el contenido de azufre; ii) disminución del precio causado por el menor poder calorífico del biocombustible frente al diesel de origen fósil y calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPBUMD(t) = [(A * PIACPM(t) + B * PEACPM(t)) * PC] + \text{Cet}(t) + \text{S}(t) * TRM$$

IPBUMD(t) Ingreso al Productor del biocombustible para uso en motores diesel, \$/galón.

A Fracción de ACPM importado que se utiliza en el país frente a la totalidad de la demanda nacional, de acuerdo con la información más reciente disponible.

PIACPM(t) Es el precio paridad importación del ACPM, US\$/galón.

PEACPM(t) Precio paridad exportación del ACPM, US\$/galón.

$\text{Cet}(t)$ 0.0166 Ajuste por efecto del mejoramiento del cetano en la mezcla del ACPM con el biocombustible en motores diesel, US\$/Gal. El mercado en promedio reconoce un centavo de dólar por galón por una mejora de 3 unidades en el número de cetano y la mezcla tiene un mejoramiento de 5 en dicho parámetro por efecto de la utilización del biocombustible para uso en motores diesel

B Fracción de ACPM producido a nivel nacional que se utiliza en el país frente a la totalidad de la demanda nacional, de acuerdo con la información más reciente disponible.

TRM Promedio de la Tasa Representativa del Mercado, certificada por la autoridad competente, vigente para los cinco días anteriores a la fecha de cálculo.

$$PC = (0.9 * PCA + 0.1 * PCB) / PCA$$

$$PC = 0.994$$

PC Es el ajuste del poder calorífico de la mezcla entre el ACPM y el biocombustible para uso en motores diesel frente al ACPM.

PCA 133.230,5 Poder calorífico del ACPM, BTU/galón.

PCB 125.247 Poder calorífico del biocombustible para uso en motores diesel, BTU/galón

$$\text{S}(t) = [(2.500 - SMEZ) * (\text{No.2}(t) - \text{LS No.2}(t)) / 470]$$

$\text{S}(t)$ Promedio del ajuste favorable por azufre frente al ACPM, correspondiente a los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, \$/Gal.

2.500 Contenido de azufre máximo permitido en el ACPM en Colombia en la actualidad, ppm.

SMEZ 2.250 Contenido de azufre de la mezcla entre el ACPM y el biocombustible para uso en motores diesel, expresado en partes por millón.

No.2(t) Promedio de la cotización del Índice Número 2 U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación Platts de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, US\$/Gal.

LS No.2(t) Promedio de la cotización del Índice Número 2 de bajo azufre U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación Platts de los 25 primeros días del mes inmediatamente anterior, US\$/Gal.

t Período transcurrido entre el primero y el último día de cada mes calendario.

470 Diferencia entre el contenido de azufre en parte por millón del diesel No. 2 de alto y bajo azufre

ANEXO 2. NORMATIVIDAD

1. PETRÓLEO

Tipo de Norma	Entidad	Número	Fecha	Tema
Constitución Política Colombiana	Congreso		1991	<ul style="list-style-type: none"> El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de derechos adquiridos. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables. Esto causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares.
Código de Petróleos Decreto	Congreso	1056	1953	<p>Conjunto de disposiciones aplicables a las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él.</p> <ul style="list-style-type: none"> El petróleo es de propiedad de la Nación y sólo podrá explotarse en virtud de los contratos celebrados y perfeccionados de conformidad con la Ley. Declara de utilidad pública la industria del petróleo en sus ramos de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución. Por lo tanto, podrán decretarse por el Ministerio las expropiaciones necesarias para el ejercicio y desarrollo de la industria. Los derechos de los particulares sobre el petróleo de propiedad privada serán reconocidos y respetados y el Estado no intervendrá con respecto a ellos en forma que menoscabe tales derechos.
Decreto	Congreso	1895	1993	Establece requisitos técnicos para exploración y explotación de hidrocarburos
Ley	Congreso	756	2002	Ley de Regalías
Decreto	MME	3176	2002	Reglamenta la Ley 756 de 2002, aplica la distribución escalonada de regalías a la producción incremental.
CONPES			2003	Extensión de Contratos de Asociación.

continúa ▶

Decreto	MME	1760	2003	Por el cual se escinde a Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.
Decreto	Presidencia	3683	2003	Reglamentación de la Ley 697 de 2001 y creación de una comisión intersectorial.
Resolución	MME	181709	2003	Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno.
	ANH			Contrato E&P
	ANH			Contrato TEA
ACUERDO	ANH	8	2004	Adopta el reglamento para la contratación de áreas de exploración y producción.
Decreto	MME		2007	Valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

2. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Tipo de Norma	Entidad	Número	Fecha	Tema
Ley	Congreso	39	1987	<ul style="list-style-type: none"> La distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público. Define: Gran Distribuidor Mayorista, Distribuidor Mayorista, Distribuidor Minorista, Gran Consumidor, Transportador.
Ley	Congreso	26	1989	<ul style="list-style-type: none"> El Gobierno determina: horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones contractuales, tendrá, además, competencia para otorgar licencia previa de funcionamiento, declarar la saturación o inconveniencia de construcción de estaciones de servicio y plantas de distribución. Se crea el Fondo de Protección Solidaria, "Soldicom", en beneficio de los distribuidores minoristas de los combustibles
Resolución	MAVDT - MME	898	1995	Requiere inversiones en mejora de calidades producidas o importaciones en caso que estas no se concreten o se demoren.
Resolución	MME	82438	1998	Establece la estructura para la fijación de precios de la Gasolina corriente.
Resolución	MME	82439	1998	Establece la estructura para la fijación de precios del ACPM.
Ley	Congreso	681	2001	Reglamenta el suministro en zonas de frontera y asigna responsabilidad de la distribución a Ecopetrol.

continúa ▶

Decreto		70	2001	Modifica estructura del MME y le asigna la función de adoptar reglamentos y hacer cumplir las disposiciones relacionadas con exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, así como ejercer el control y vigilancia técnica sobre la distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo en su cadena de refinación, importación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución en el territorio nacional.
Ley	Congreso	812	2002	Define que agentes hacen parte de la cadena de distribución de combustibles.
Decreto	MME	1760	2003	Asigna a la ANH la función de adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda de hidrocarburos y derivados, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al MME en esta materia.
Resolución	MME	180088	2003	Fija las tarifas por distancia para los poliductos.
Resolución	MME	180209	2003	Fija las tarifas por distancia para los poliductos.
Decreto	MME	4299	2005	Reglamenta los derechos y obligaciones de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos.
Ley	Congreso	1151	2007	Crea el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles.
Resolución	MME	182113	2007	Establece los procedimientos, términos y condiciones para el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo – SICOM.
Decreto		4839	2008	Por el cual se reglamenta el Fondo de estabilización de precios de los combustibles (FEPC), creado por la Ley 1151 de 2007.

3. ALCOHOL CARBURANTE

Tipo de Norma	Entidad	Número	Fecha	Tema
Ley	Congreso	693	2001	Por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictan otras disposiciones. Esta ley establece la obligatoriedad de componentes oxigenados para su uso en los combustibles en ciudades de más de 500.000 habitantes. Se define un plazo de 5 años para implementar la norma de manera progresiva.
Resolución	SIC	3742	2001	Por la cual se señalan los criterios y condiciones materiales y formales que deben cumplirse para la expedición de Reglamentos Técnicos.
Ley	Congreso	788	2002	Reforma tributaria donde se introdujeron las exenciones de IVA, Impuesto Global y Sobretasa al componente de alcohol de los combustibles oxigenados.

continúa ▶

Ley		863	2003	Por la cual se establecen normas tributarias, aduaneras, fiscales y de control para estimular el crecimiento económico y el saneamiento de las finanzas públicas. En el artículo 11, se dice que el alcohol carburante, con destino a la mezcla con gasolina para los vehículos automotores, se encuentra exento al impuesto de venta.
Resolución	MAVDT - MME	447	2003	Regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas y en motores de combustión interna. Además establece requisitos de calidad para etanol anhidro, gasolinas para ciudades de menos de 500.000 habitantes, gasolinas oxigenadas con etanol anhidro para ciudades de más de 500.000 habitantes, diesel corriente y extra. Según esta Resolución la proporción de agua en el alcohol anhidro no debe superar el 0.4%.
Resolución	MME	180687	2003	Por la cual se expide la regulación técnica prevista en la Ley 693 de 2001, en relación con la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de los alcoholes carburantes y su uso en los combustibles nacionales e importados. Además establece que el porcentaje de etanol a utilizar en la mezcla con gasolina básica será del 10%.
Resolución	MAVDT - MME	1565	2004	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna.
Resolución	MME	181549	2004	Por la cual se modifican los artículos 4º y 6º de la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente.
Resolución	MAVDT - MME	2200	2005	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 1565 del 27 de diciembre de 2004.
Resolución	MME	181761	2005	Por la cual se modifica la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003.
Resolución		180384	2005	Transporte
Resolución	MME	181088	2005	Por la cual se derogan las resoluciones 180836 y 181710 de 2003 y se adoptan otras disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	MME	181069	2005	Por la cual se modifica la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones.
Resolución		1180	2006	Por la cual se modifican parcialmente las resoluciones 1565 y 1289, del 27 de diciembre de 2004 y 7 de septiembre de 2005, respectivamente.
Resolución	MME	180222	2006	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución 18 1088 de 2005, modificado por la Resolución 181760 de 2005.
Resolución	MME	181142	2007	Por la cual se modifica el Artículo 2 de la Resolución 18 0222 de 2006.

continúa ▶

Resolución	MME	180671	2007	Por la cual se adicionan las resoluciones 18 0687 del 17 de junio de 2003 y 18 1088 del 23 de agosto de 2005 y se establecen otras disposiciones.
Decreto		383	2007	Por el cual se Modifica el Decreto 2685 de 1999, Zonas Francas – reglamenta el establecimiento de Zonas Francas Especiales, para proyectos de alto impacto económico y social. El requisito para acceder a los beneficios de este decreto es para proyectos industriales la inversión de 150.000 smmlv o la creación de seiscientos (600) o más empleos directos. Tratándose de proyectos agroindustriales el monto de la inversión deberá corresponder a setenta y cinco mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (75.000 smmlv) o la vinculación de quinientos (500) o más trabajadores.
Resolución	MME	181232	2008	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2º de la Resolución 18 1088 de 2005, en relación con el ingreso al productor del alcohol carburante a distribuir en el país
Resolución	MME	180515	2009	Por la cual se modifica, el numeral 2º del Artículo 1º de la Resolución 18 1232 del 30 de julio de 2008, la cual modificó parcialmente el Artículo 2º de la Resolución 18 1088 de 2005, en relación con la estructura para el cálculo del ingreso al productor del alcohol carburante
Resolución	MME	180120	2009	Por la cual se modifica, el factor FC3 del Artículo 1º de la Resolución 18 1232 del 30 de julio de 2008, la cual modificó parcialmente el Artículo 2º de la Resolución 18 1088 de 2005.

4. BIODIESEL

Tipo de Norma	Entidad	Número	Fecha	Tema
Resolución	SIC	3742	2001	Por la cual se señalan los criterios y condiciones materiales y formales que deben cumplirse para la expedición de Reglamentos Técnicos.
Ley		939	2004	Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel y se dictan otras disposiciones.
Resolución	MAVDT - MME	1289	2005	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, en el sentido de regular los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión. Además impone la fecha del 1 de enero de 2008, como inicio de mezcla del 5% de biodiesel con el ACPM.
Resolución	MME	181780	2005	Por la cual se define la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel.

continúa ▶

Decreto	MME	2629	2007	Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento. Establece cronograma para ampliar la mezcla obligatoria de biocombustibles en 10% a partir del 1º de enero del año 2010, y 20% a partir de 2012, así como la obligación de que a partir del 1º de enero del año 2012 el parque automotor nuevo y demás artefactos nuevos a motor deben ser flex-fuel como mínimo al 20%, tanto para mezcla E- 20 (80% de gasolina básica de origen fósil con 20% de Alcohol Carburante) como para B – 20 (80% de diesel de origen fósil con 20% de Biocombustibles).
Decreto		383	2007	Por el cual se Modifica el Decreto 2685 de 1999, Zonas Francas – reglamenta el establecimiento de Zonas Francas Especiales, para proyectos de alto impacto económico y social. El requisito para acceder a los beneficios de este decreto es para proyectos industriales la inversión de 150.000 smmlv o la creación de seiscientos (600) o más empleos directos. Tratándose de proyectos agroindustriales el monto de la inversión deberá corresponder a setenta y cinco mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (75.000 smmlv) o la vinculación de quinientos (500) o más trabajadores.
Resolución	MME	181109	2007	Por la cual se adiciona el artículo 3 de la Resolución 181780 de 2005, en el sentido de fijar algunas tarifas de transporte del biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	MAVDT - MME	180782	2007	Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión
Resolución	MME	180212	2007	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 181780 del 29 de diciembre de 2005, en relación con la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	MME	180127	2007	Por la cual se modifica el rubro “MD” del artículo 4 de la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998, modificado en el artículo 1º de la Resolución 180822 del 29 de junio de 2005 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM.
Resolución	MME	182142	2007	Por la cual se expiden normas para el registro de productores y/o importadores de biocombustibles para uso en motores diesel y se establecen otras disposiciones en relación con su mezcla con el ACPM de origen fósil.
Resolución	MME	180212	2007	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 181780 de 2005, en relación con la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible.
Resolución	MME	181661	2007	Por la cual se modifican los artículos 2º y 3º de la Resolución 181780 de 2008, en relación con las tarifas de transporte del biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	MME	180243	2008	Por la cual se modifica el Artículo 3º de la Resolución 182142 de 2007, ampliando los plazos para la incorporación de Biodiesel.
Resolución	MME	181864	2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
Resolución	MME	180134	2009	Por la cual se modifica el artículo 2º de la Resolución 18 1780 del 29 de diciembre de 2005, en relación con el ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diesel.

GLOSARIO

ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ASPO:	Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas
BP:	British Petroleum Company
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CONPES:	Consejo Nacional de Política Económica y Social
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
DOE:	Departamento de Energía de los Estados Unidos.
ECOPETROL S.A:	Empresa Colombiana de Petróleos
EIA:	Energy Information Administration
EPIS:	Servicio de Información de Exploración y Producción
FEDESARROLLO:	Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo
FOB:	Free on Board
IEA:	Agencia Internacional de Energía
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MPOB:	Malaysian Palm Oil Board
OECD:	Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PORIM:	Palm Oil Research Institute
WTI:	West Texas Intermediate
ACPM:	Aceite combustible para motores
PIB:	Producto Interno Bruto
Bl:	Barril
BEP:	Barriles equivalentes de petróleo
BPD:	Barriles por día
Giga	Barriles: miles de millones de barriles
GTL:	Gas a Líquidos
Ha:	Hectárea
IP:	Ingreso al Productor
Km:	kilómetros
LNG:	Gas natural licuado
MBPD:	Millones de barriles por día
MTEP:	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
R/P:	Relación reservas-producción
Ton:	Tonelada
US\$/Bl:	Dólares por barril

