





# Cadena del **Petróleo**



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**

Ministerio de Minas y Energía



Unidad de Planeación Minero Energética

Angela Inés Cadena Monroy

***Directora General***

Beatriz Herrera Jaime.

***Subdirectora de Hidrocarburos***

**EQUIPO DE TRABAJO**

Beatriz Herrera Jaime.

María Adelaida Pradilla Posada.

Jaime Fernando Andrade Mahecha.

Sandra Johanna Leyva Rolón.

Carlos Alvarez Díaz.

Grigory Ibrahim Massy.

Alfonso Segura López.

Andrés Eduardo Popayán Pineda.

Yurani Puertas González.

Catalina Peña Vinasco.

Germán Orlando León Duarte.

Juan Camilo Herrera Prieto.

Roberto Leonel Briceño Corredor  
***Jefe Oficina de Gestión de Información***

Oliver Diaz Iglesias  
***Coordinación Editorial***

Strategy Ltda  
Teléfonos (1) 335 0778 244 8149  
- Legis S. A. [www.legis.com.co](http://www.legis.com.co)  
***Diseño e Impresión***

Bogotá D.C., Colombia

ISBN No. 978-958-8363-25-7

Diciembre de 2013

## Glosario

<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>ASPO</b>	Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas
<b>ATAC</b>	Asociación del transporte aéreo en Colombia
<b>ATTP</b>	Accelerated Transportation Technology and Policy
<b>BANREP</b>	Banco de la República
<b>BEP</b>	Barril equivalente de petróleo
<b>BI</b>	Barril
<b>BP</b>	British Petroleum Company
<b>BPD</b>	Barril por día
<b>BRENT</b>	Crudo marcador en el este de Europa
<b>CENIT</b>	Transporte y Logística de Hidrocarburos
<b>CEPAL</b>	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
<b>CONPES</b>	Consejo Nacional de Política Económica y Social
<b>DANE</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
<b>DNP</b>	Departamento Nacional de Planeación
<b>DOE</b>	Departamento de Energía de los Estados Unidos
<b>ECOPETROL S.A.</b>	Empresa Colombiana de Petróleos
<b>EIA</b>	Energy Information Administration
<b>ENERDATA</b>	Global Energy Statistical Yearbook
<b>EPIS</b>	Servicio de Información de Exploración y Producción
<b>FEDESARROLLO</b>	Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo
<b>FMI</b>	Fondo Monetario Internacional
<b>FENDIPETRÓLEO</b>	Federación Colombiana de Distribuidores Minoristas
<b>FOB</b>	Free on Board

<b>GLP</b>	Gas licuado de petróleo
<b>GNC</b>	Gas natural comprimido
<b>GPCD</b>	Giga pies cúbicos día
<b>GTL</b>	Proceso de conversión de gas a líquidos
<b>Ha</b>	Hectárea
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>IP</b>	Ingreso al Productor
<b>Km</b>	kilómetro
<b>KBPD</b>	Mil de barriles por día
<b>LNG</b>	Gas natural licuado
<b>MBPD</b>	Millones de barriles por día
<b>MME</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>MPOB</b>	Malaysian Palm Oil Board
<b>MTEP</b>	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
<b>OECD</b>	Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo
<b>OPEP</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto
<b>PORIM</b>	Palm Oil Research Institute
<b>R/P</b>	Relación reservas-producción
<b>SICOM</b>	Sistema de información de combustibles líquidos
<b>TEP</b>	Toneladas equivalentes de petróleo
<b>TLU</b>	Tanker Loading Unit
<b>Ton</b>	Tonelada
<b>US\$</b>	Dólares americanos
<b>US\$/BI</b>	Dólares por barril
<b>WTI</b>	West Texas Intermedie

## Tabla de Contenido

Glosario	4
Introducción	13
<b>2. Entorno energético global</b>	<b>15</b>
2.1 La energía en el panorama mundial	15
2.2 Intensidad energética	23
2.3 Prospectiva mundial de energía	25
2.4 El petróleo como fuente energética mundial	31
2.4.1 El consumo de petróleo	32
2.4.2 Los precios del petróleo	34
2.4.3 Las reservas de crudo	36
2.4.4 Producción de petróleo	39
2.4.5 Estimación del consumo de combustibles líquidos	46
2.4.6 Capacidad de refinación	48
2.4.7 Fuentes no convencionales de hidrocarburos	53
2.6 Entorno latinoamericano	58
<b>3. Entorno Nacional</b>	<b>67</b>
3.1 Principales Indicadores Económicos	67
3.2 Matriz Energética	80
<b>4. Industria del petróleo en Colombia</b>	<b>87</b>
4.1 El nuevo esquema de contratación	87
4.1.1 Contrato E&P	89
4.1.2 Contrato TEA	90
4.1.3 Government Take	90
4.1.3 Inversión extranjera directa	91
4.2 Contratos	93
4.3 Exploración	94
4.3.1 Exploración sísmica	97
4.3.2 Perforación de pozos exploratorios (A-3)	99
4.3.3 Reservas	101
4.4 Producción	106
4.5.1 Relación reservas / producción	111
4.5.2 Autoabastecimiento	112
4.6 Hidrocarburos no convencionales	113

5. La refinación en Colombia	119
5.1 Refinación	119
5.2 Combustibles	124
5.3 Principales proyectos de refinación del país	134
5.3.1 Plan maestro de desarrollo de la refinería de Cartagena (PMDC)	134
5.3.2 Proyecto modernización refinería Barrancabermeja (PMRB)	135
5.4 Distribución de combustibles derivados del petróleo	136
5.4.1 Distribución mayorista	137
5.4.2 Distribución minorista	144
5.5 Precios de los combustibles líquidos	154
5.5.1 Precio gasolina corriente	155
5.5.2 Precio gasolina corriente oxigenada	158
5.5.3 Precio del ACPM	160
5.5.4 Ingreso al Productor de Biodiesel	163
5.6 Impuestos a la gasolina corriente y al diésel	165
5.7 Otros componentes del precio	166
5.8 Demanda de combustibles líquidos	168
6. Transporte	173
6.1 Transporte de petróleo crudo	173
6.2 Proyectos en ejecución y en etapa de análisis	176
6.3 Transporte de refinados	181
6.4 Almacenamiento de refinados	184
6.5 CENIT	187
6.6 Puertos terminales	187
6.6.1 Puerto de Coveñas	187
6.6.2 Puerto de Coveñas	189
6.6.3 Puerto de Tumaco	189
6.6.4 Puerto de Pozos Colorados	189
6.6.5 Puerto de Buenaventura	190
6.6.6 Puerto de Cartagena	190
7. Comercio Exterior	193
7.1 Exportaciones	193
7.2 Importaciones	197

## Índice de Gráficas

Gráfica 2.1	Consumo mundial de energía	17
Gráfica 2.2	Participación relativa del consumo energético regional 2012	18
Gráfica 2.3	Variación porcentual consumo mundial de energía	19
Gráfica 2.4	Consumo mundial de energía primaria	20
Gráfica 2.5	Variación del consumo por fuente	21
Gráfica 2.6	Comparativo del consumo mundial de energía	22
Gráfica 2.7	Evolución de la intensidad energética mundial	23
Gráfica 2.8	Evolución intensidad energética	24
Gráfica 2.9	Proyección del consumo mundial de energía primaria	27
Gráfica 2.10	Proyección de la demanda mundial de energía primaria	29
Gráfica 2.11	Crecimiento consumo mundial de energía	30
Gráfica 2.12	Consumo mundial de petróleo	33
Gráfica 2.13	Distribución del consumo mundial de petróleo	34
Gráfica 2.14	Precio spot de crudos marcadores	35
Gráfica 2.15	Evolución de las reservas mundiales de petróleo	37
Gráfica 2.16	Distribución de las reservas probadas de petróleo	38
Gráfica 2.17	Reservas mundiales de petróleo según OPEP (109 Barriles)	39
Gráfica 2.18	Producción mundial diaria de petróleo	40
Gráfica 2.19	Evolución de la producción regional de petróleo	42
Gráfica 2.20	Relación reservas producción 2012	43
Gráfica 2.21	Pronósticos de producción de petróleo	45
Gráfica 2.22	Estimación del consumo mundial de combustibles líquidos	47
Gráfica 2.23	Estimación del consumo de combustibles por áreas	48
Gráfica 2.24	Capacidad mundial de refinación	49
Gráfica 2.25	Capacidad de refinación regional	50
Gráfica 2.26	Comercio mundial de combustibles	52
Gráfica 2.27	Consumo de energía en Centro y Suramérica	59
Gráfica 2.28	Consumo de energía per cápita	60
Gráfica 2.29	Reservas probadas de petróleo Centro y Suramérica	61
Gráfica 2.30	Reservas probadas de petróleo Venezuela	62
Gráfica 2.31	Producción regional de petróleo	63
Gráfica 2.32	Capacidad regional de refinación	64
Gráfica 2.33	Proyección demanda mundial de energía	65
Gráfica 3.1	Evolución indicadores económicos colombianos	67

Gráfica 3.2.a Evolución de exportaciones tradicionales	70
Gráfica 3.2.b Comportamiento de exportaciones volumen	70
Gráfica 3.2.c Evolución del tipo de exportaciones	72
Gráfica 3.3.a Principales destinos de exportación	73
Gráfica 3.3.b Tasa de participación	74
Gráfica 3.4.a Importación colombianas y país de origen	75
Gráfica 3.4.b Participación de importaciones	76
Gráfica 3.5 Balanza comercial colombiana	77
Gráfica 3.6 Tasa de cambio	78
Gráfica 3.7 Intensidad energética colombiana	81
Gráfica 3.8 PIB e intensidad energética	81
Gráfica 3.9.a Consumo per cápita	82
Gráfica 3.9.b Consumos energéticos	84
Gráfica 3.10 Evolución del consumo sectorial de energía en Colombia	85
Gráfica 3.11 Estimación de la demanda energética colombiana	86
Gráfica 4.1 Inversión extranjera directa en petróleos	92
Gráfica 4.2 Tasa de crecimiento	93
Gráfica 4.3 Evolución de la suscripción de contratos	94
Gráfica 4.4 Evolución de contratos	97
Gráfica 4.5 Exploración sísmica	98
Gráfica 4.6 Perforación exploratoria y reservas incorporadas	100
Gráfica 4.7 Reservas probadas de petróleo en Colombia	103
Gráfica 4.8 Comparativo de reservas totales de petróleo	104
Gráfica 4.9 Escenarios de incorporación de reservas de petróleo	106
Gráfica 4.10 Evolución de la producción colombiana de petróleo	107
Gráfica 4.11 Participación por cuenca	108
Gráfica 4.12 Campos productores con producción mayor a 10.000 BPD	109
Gráfica 4.13 Participación de producción por empresa	109
Gráfica 4.14 Proyección de producción de petróleo en Colombia	110
Gráfica 4.15 Evolución del indicador R/P	111
Gráfica 4.16 Autosuficiencia petrolera	112
Gráfica 4.17 Clasificación de los hidrocarburos	114
Gráfica 4.18 Triángulo de los recursos	115
Gráfica 5.1 Indicadores de refinación	122
Gráfica 5.2 Cargas a refinerías	123

Gráfica 5.3	Evolución del margen de refinación	124
Gráfica 5.4	Oferta nacional de derivados del petróleo	125
Gráfica 5.5	Gasolina regular	126
Gráfica 5.6	Gasolina extra	127
Gráfica 5.7	Bencina y Cocinol	128
Gráfica 5.8	JP-A	128
Gráfica 5.9	Producción y consumo de queroseno	129
Gráfica 5.10	ACPM	130
Gráfica 5.11	Avigas	131
Gráfica 5.12	GLP	131
Gráfica 5.13	Fuel oil	132
Gráfica 5.14	Distribución de la producción de combustibles 2012	133
Gráfica 5.15	Distribución del consumo 2012	134
Gráfica 5.16	Distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo	136
Gráfica 5.17	Localización de algunas plantas de abasto	138
Gráfica 5.18	Participación en estaciones de servicio gasolina	141
Gráfica 5.19	Participación en estaciones de servicio ACPM	142
Gráfica 5.20	Precio del combustible Jet A1 en ala de aviación	143
Gráfica 5.21	Consumo de combustible de aviación 2012	144
Gráfica 5.22	Distribución de estaciones de servicio por departamento	145
Gráfica 5.23	Ventas de gasolina motor corriente promedio mes EDS - 2012	146
Gráfica 5.24	Ventas de gasolina motor extra promedio mes EDS - 2012	147
Gráfica 5.25	Ventas de ACPM promedio mes EDS - 2012	148
Gráfica 5.26	Promedio EDS mes 2012 total combustibles	148
Gráfica 5.27	Distribución según volumen de ventas 2012	150
Gráfica 5.28	Habitantes atendidos por EDS	151
Gráfica 5.29	Evolución de conversiones a gas natural 2012	152
Gráfica 5.30	Participación espacial de conversiones 2012	153
Gráfica 5.31	Evolución de EDS de GNV	153
Gráfica 5.32	Evolución talleres de conversión y mantenimiento	154
Gráfica 5.33	Comparación ingreso al productor vs. precio paridad exportación	156
Gráfica 5.34	Precio de referencia gasolina motor mezcla 8% Bogotá 2012	159
Gráfica 5.35	Precio de IP y PPP Diésel	160
Gráfica 5.36	Evolución del precio final del biodiesel en Bogotá mezcla 7% 2012	165
Gráfica 5.37	Evolución del precio de gasolina en Bogotá	166
Gráfica 5.38	Evolución del precio de ACPM en Bogotá	167

Gráfica 5.39	Tasa de variación anual precio gasolina motor en Bogotá	167
Gráfica 5.40	Tasa de variación anual precio gasolina motor en Bogotá	168
Gráfica 5.41	Estimación demanda de gasolina motor - sector transporte	169
Gráfica 5.42	Estimación demanda de gasolina motor otros sectores	169
Gráfica 5.43	Estimación demanda ACPM otros sectores	170
Gráfica 5.44	Estimación demanda ACPM otros sectores	171
Gráfica 5.45	Estimación Demanda Sector Transporte	172
Gráfica 6.1	Evolución del transporte de petróleo	176
Gráfica 6.2	Evolución del transporte de refinados	184
Gráfica 7.1	Exportaciones e importaciones de petróleo	193
Gráfica 7.2	Evolución de las exportaciones de petróleo	194
Gráfica 7.3	Principales países destino de las exportaciones de petróleo y derivados	197
Gráfica 7.4	Importación de refinados de petróleo	198
Gráfica 7.5	Importaciones según país de origen	199

## Índice de Tablas

Tabla 4.1	Áreas colombianas con recursos no convencionales	118
Tabla 5.1	Refinerías en Colombia en 1973	120
Tabla 5.2	Producción y consumo de combustibles – 2012	133
Tabla 5.3	Capacidad de almacenamiento principales plantas de abasto	137
Tabla 5.4	Entrega de gasolina motor a estaciones de servicio (KBPD)	139
Tabla 5.5	Entregas de ACPM a estaciones de servicio (KBPD)	140
Tabla 5.6	Total de estaciones de servicio segmentadas por volúmenes de ventas	149
Tabla 5.7	Escenarios para calcular el incremento mensual gasolina	157
Tabla 5.8	Escenarios para calcular incremento mensual diésel	161
Tabla 6.1	Sistema nacional de oleoductos	174
Tabla 6.2	Características del sistema de poliductos	181
Tabla 6.3	Almacenamiento de combustibles refinería Barrancabermeja	185
Tabla 6.4	Almacenamientos de gasolina regular	185
Tabla 6.5	Almacenamiento de ACPM	186
Tabla 6.6	Capacidad de almacenamiento de mayoristas en terminales	186
Tabla 6.7	Plan de inversiones de Ecopetrol 2011 - 2015	191
Tabla 7.1	Balanza comercial de petróleo	195
Tabla 7.2	Balanza comercial derivados de petróleo barriles día	198

## Índice de Mapas

Mapa 2.1	Arenas bituminosas – Provincia de Alberta, Canadá	54
Mapa 2.2	Depósitos de “oil shale”	56
Mapa 2.3	Depósitos de “oil shale”	57
Mapa 4.1	Actividades exploratorias	96
Mapa 6.1	Trazado oleoducto Bicentenario	177
Mapa 6.2	Red nacional de oleoductos existentes	179
Mapa 6.4	Red de poliductos	183
Mapa 6.5	Terminales Marítimos y Fluviales	188
Mapa 7.1	Destinos de los crudos de exportación de Ecopetrol	196

## Introducción

La importancia del sector de hidrocarburos en Colombia se deriva no sólo de su rol central en el logro del pleno abastecimiento de la demanda de los distintos productos que consumen el sector productivo y las familias a costos eficientes.

En la historia reciente, el petróleo se ha convertido en un elemento fundamental para el desarrollo de nuestra sociedad. Su trascendencia no se restringe a un concepto puramente económico, sino que también incide en otros ámbitos como el político, ambiental, social y económico. Es de resaltar que dicho energético se constituye a nivel nacional en el principal generador de recursos por exportaciones, así como de bienes para programas y proyectos de desarrollo social, regional y de infraestructura, que permiten el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos.

Igualmente, las transformaciones del clima y del entorno en general, presuponen grandes retos para el Gobierno, sobre la producción y utilización de los recursos petrolíferos, para que la población pueda vivir en un hábitat menos deteriorado y más confortable. A la par, los altos precios del suministro energético, la vulnerabilidad a las interrupciones del suministro y la necesidad de mayores servicios que respalden el desarrollo sostenible, constituyen un desafío más que enfrenta el Gobierno.

Aunque el incremento en la actividad exploratoria y los descubrimientos anunciados en los últimos años parecen haber desplazado el panorama de desabastecimiento petrolero, incrementar las reservas y mantener los actuales niveles de producción de hidrocarburos es un reto con alto grado de compromiso por parte del Gobierno, de modo que se alcancen los mejores resultados.

Con la estrategia de contar con altos niveles de inversión mediante la atracción de capital foráneo, se espera alcanzar un portafolio de proyectos amplio y diverso, tendiente a desarrollar campos mucho más rentables que mantengan un equilibrio entre la producción y la incorporación de reservas, pese a la complejidad e incertidumbre que implican proyectos en el off shore y el desarrollo de yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

Todo lo anterior sugiere un esfuerzo para tomar las mejores decisiones sobre los cursos de acción que se darán en la industria, con el aprovechamiento al máximo del nuevo marco institucional, del uso de tecnologías más avanzadas para explorar y extraer los recursos, con el fin último de aumentar nuestras reservas de hidrocarburos y también la producción, en beneficio del país.

Igualmente, con una política energética articulada en torno a garantizar el abastecimiento pleno y eficiente de combustibles y su calidad a los consumidores finales, en razón al crecimiento del parque vehicular, consecuencia del crecimiento económico y poblacional del país, se han realizado acciones que permitirán aumentar la producción de diésel a nivel nacional, mediante la incorporación de capacidad adicional de refinación y la reconfiguración de refinerías existentes, para modificar el actual mix de producción de crudos compuesto mayoritariamente por intermedios y livianos hacia crudos pesados y extrapesados.

Con el propósito de ofrecer un instrumento de información para entender mejor la situación del sector de hidrocarburos, la Unidad de Planeación Minero Energética presenta el documento Cadena del Petróleo 2013, el cual muestra el panorama mundial, la evolución histórica y esperada de la industria petrolera nacional, así como posibles dinámicas que se esperan en las variables relacionadas con esta industria para los próximos años y los retos que ello implica.





CAPÍTULO

# 2. Entorno energético global

## 2.1 La energía en el panorama mundial

A partir del advenimiento de la Revolución Industrial y sus respectivos avances tecnológicos, el desarrollo económico de los países ha girado en torno a la disponibilidad de la energía. Desde la antigüedad, las civilizaciones han hecho uso precario de la energía solar y la quema de madera como fuentes de energía calórica, evolucionando con el tiempo a soluciones más tecnificadas que permitan atender las crecientes exigencias de la población y satisfacer su bienestar.

Cálculos actuales indican que existen 7.000 millones de habitantes en la tierra y se estima que a 2050 la cifra llegará a 9.000 millones<sup>1</sup>, demandando así un aumento en el suministro de energía, calculada en el orden de 30% sobre los niveles actuales, con base en las estimaciones de la Energy Information Administration - EIA.

Las cifras de los últimos diez años muestran que los países más pobres presentan los índices más bajos de consumo de energía, situación que contrasta con los países más ricos. Sin embargo, las regiones en vías de desarrollo presentan en la actualidad las mayores tasas de crecimiento en utilización y consumo, manteniendo la proyección para las próximas décadas. Lo anterior, como consecuencia del crecimiento de la población y la necesidad de desarrollar nuevas actividades para atenderla.

Durante la primera década del siglo XXI, se aprecia gran diferencia en los consumos entre regiones, por ejemplo Norteamérica señala un escaso incremento de 0,6% entre el año 2000 y el 2011 contra un 82,8% en la región Asia-Pacífico durante el mismo periodo, en tanto que Medio Oriente alcanzó 77,7% y un 37,8% en Centro y Sur América, que de forma global sumó un total del 31,2%.

De las cifras antes mencionadas se destacan los crecimientos de consumo en algunos países que están viviendo la etapa de desarrollo económico, entre ellos el crecimiento de 174% en Qatar y del 159% en China y Vietnam, que contrastan con la reducción de la primera economía mundial, Estados Unidos, con 1,9%, lo que confirma que son los países en vías de desarrollo los que presentan mayor crecimiento en el consumo mundial de energía, a causa del gran aumento demográfico y de actividades económicas.

Los altos precios de los crudos, especialmente al final de la primera década de este siglo, incrementados aún más en el 2011 con la suspensión de suministro de Libia y su reemplazo por otros países de la OPEP no fueron obstáculo para el alto crecimiento de 33,4% del consumo mundial entre 2000 y 2012 (2,4% anual), notoriamente superior si se lo compara con la situación de precios experimentada en el último lustro del siglo anterior (1995-2000) cuando el crecimiento en el consumo fue de sólo el 9,2% (1,78% anual).

Observando las variaciones entre regiones, en el año 2000 los dos mayores consumidores, Europa/Eurasia y Norteamérica alcanzaron un consumo de energía que fue superior en 7% y 5%, respectivamente, en comparación con el consumo de Asia-Pacífico, mientras que en el año 2012 se presenta

<sup>1</sup> <http://www.bbc.co.uk/news/world-15391515>

un cambio total, ya que los consumos del Asia-Pacífico fueron 70,5% mayores que los de Europa/Eurasia y 83,1% mayores que los de Norte América, indicando ajustes en la economía mundial y el enorme desarrollo que han alcanzado en la última década los países asiáticos en el Pacífico y el Índico especialmente.

El crecimiento del consumo energético ha sido constante desde el año 2000, con una desaceleración significativa en 2009, producto de la alta inestabilidad económica caracterizada por precios de energía con alta volatilidad, que afectaron notablemente los mercados mundiales. No obstante, desde 2010 se viene presentando reactivación con positivas tasas de crecimiento cercanas a los 5,6%, 2,4% y 2,1%, respectivamente. En 2012, se presenta una disminución en la tasa de crecimiento por la ocurrencia de importantes eventos que afectaron la economía global y una mayor respuesta a los altos precios de los energéticos fósiles que motivaron tasas inferiores a la media mundial.

El consumo de energía en 2012 ascendió a 12.477 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), con un incremento de 2,1% respecto al 2011, representando 251 millones de TEP adicionales y un crecimiento medio anual de 2,4% en los últimos 12 años.

Uno de los aspectos relevantes del sector energético mundial se relaciona con las nuevas tecnologías y energéticos que están ocupando mejores lugares en la estructura de consumo, evidenciando un cambio en el panorama mundial. Parte del incremento en el consumo entre 2011 y 2012 fue cubierto por energías renovables, cuya participación pasó del 8,2% en el año 2011 a 8,6% en 2012, aun cuando representa una pequeña porción de la energía total consumida.

Otro de los hechos notables es la caída de la participación de la energía nuclear dentro de la canasta, pues en 2012 esta alcanzó una participación relativa de 4,5%, luego de mantener posiciones que superaban el 5,5%, debido a los desastres ocasionados por el terremoto y tsunami ocurridos en Japón y por el cierre de plantas nucleares en Europa<sup>2</sup>.

Adicional a los desastres naturales, el 2012 descolló en asuntos económicos por la concurrencia de grandes oscilaciones en las expectativas de los inversionistas y la caída de la producción industrial, golpeada por los tardíos efectos de las políticas de estrechez económica, a causa de la transición en la economía estadounidense y de los trastornos financieros sufridos en la zona euro, además de los disturbios en algunos países árabes en lo que se denominó la "Primavera Árabe" así como de la reducción en la producción de crudos de Libia, influenciando notablemente los mercados mundiales de la energía.

Según el Fondo Monetario Internacional – FMI, el crecimiento de la economía mundial se contrajo en 2012, porque las economías de mercados emergentes y en desarrollo sufrieron una desaceleración hacia finales del año, en razón a una palpable contracción de la demanda proveniente de economías avanzadas clave. Así pues, el comportamiento económico del mundo se mueve a dos velocidades distintas: por un lado, acelerado en los países emergentes y en desarrollo y por el otro, lento en las economías avanzadas, con lo cual el consumo energético evoluciona proporcionalmente al patrón económico.

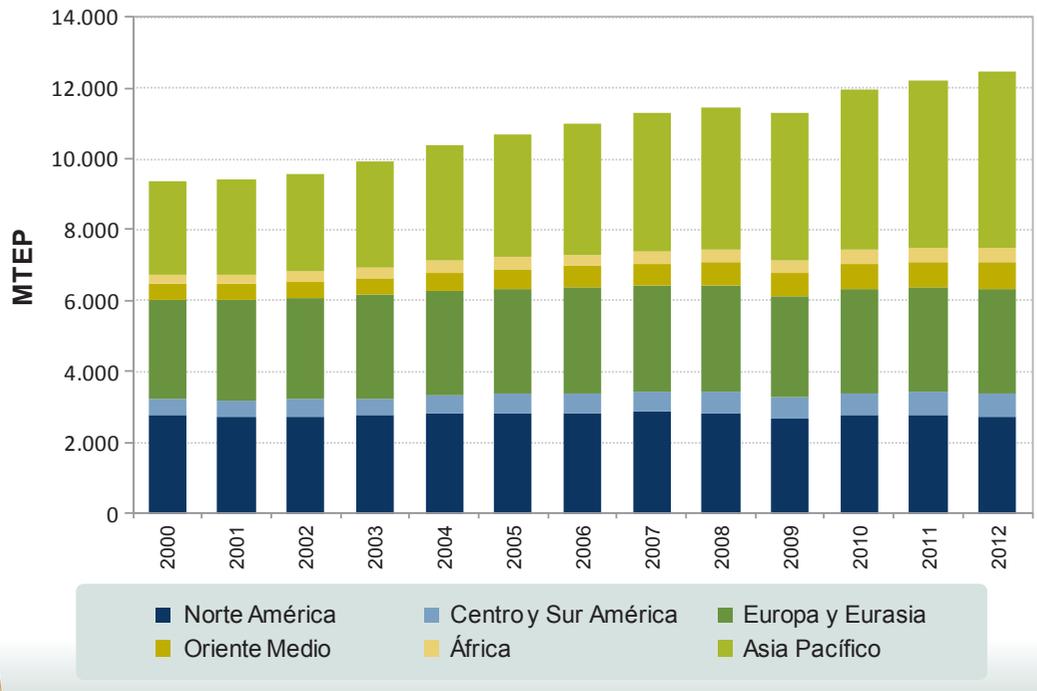
Lo anterior parece indicar que las economías de mercado avanzadas parecen haber llegado a un punto de bifurcación entre Estados Unidos y la zona del euro y no se espera una recuperación inmediata de ésta última, toda vez que la demanda interna sencillamente sigue débil, cerrando un círculo vicioso con perspectivas no tan positivas.

En la gráfica 2.1 se presenta la evolución del consumo mundial de energía, situación que hemos analizado en los párrafos anteriores. En ella, se muestran las cifras de las diferentes regiones geográficas

2 *Statistical Review of World Energy 2012, British Petroleum*

en las que la región de Norteamérica incluye los consumos de Canadá, México y Estados Unidos, mientras que la región Asia-Pacífico reúne a los países de la región incluyendo China, Indonesia, Australia y Nueva Zelanda.

Gráfica 2.1 Consumo mundial de energía



Fuente: Statistical review of world energy 2013

Manteniendo las tendencias del pasado, los países no pertenecientes a la OECD presentaron una tasa de crecimiento superior al observado en los países de esa organización, debido a diferentes factores que van desde el comportamiento económico hasta el modelo productivo escogido.

El crecimiento del consumo a nivel mundial fue de 2,1% anual en el período 2000 a 2012, cifra semejante al incremento total en 2011 respecto del 2010, que alcanzó un 2,3%. Sin embargo, cada zona en las que se agrupan los distintos países, presenta diferentes comportamientos con variaciones que van desde un crecimiento anual promedio de -0,1% para Norteamérica entre los años 2000 y 2012, a las de Asia-Pacífico que fueron de 5,5% promedio anual para el mismo período, resaltando que en el período 2011/2012 el crecimiento de la misma región fue de sólo 5,0%.

En la región Asia-Pacífico se destacan los consumos energéticos durante 2012 en Tailandia con 5,8%; China que aumentó 7,4% en el 2012 frente al año inmediatamente anterior; India, al pasar de 4,5% a 5,1% en el mismo período, anotando que una vez más las mayores tasas de crecimiento en el consumo energético mundial corresponde a la China e India cuyo incremento representa cerca del 90% del total en el mundo durante 2012.

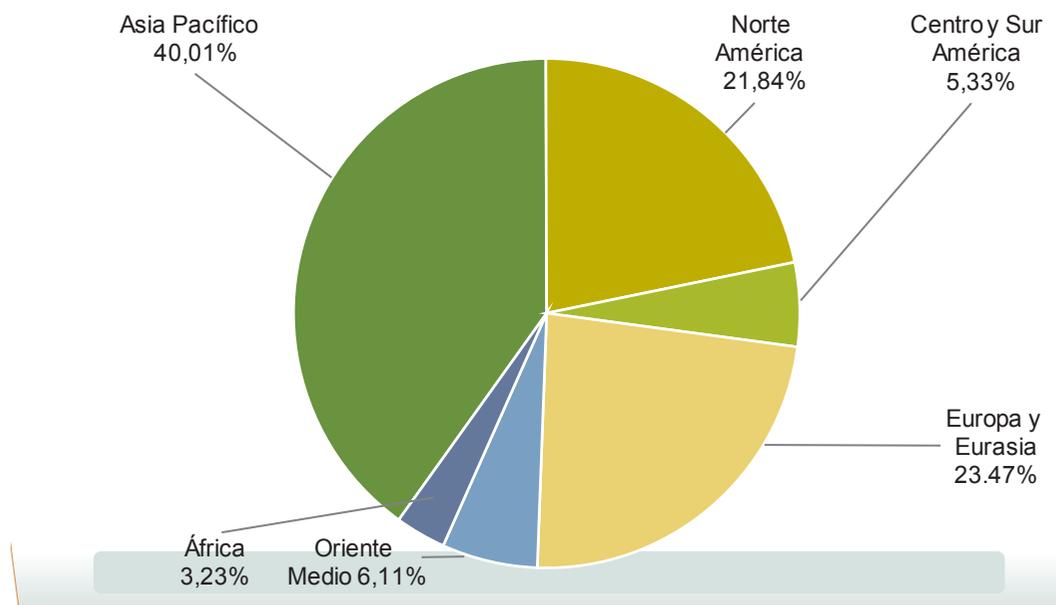
Por otra parte, el consumo de energía en los países perteneciente a la OECD disminuyó un 1,2% entre 2011 - 2012, siguiendo la tendencia de los últimos años y liderado por Estados Unidos con una disminución de 2,8%, que equivale en términos volumétricos a la mayor caída mundial. Países como Australia, Japón y Taiwan, localizados en la región de Asia Pacífico (la de mayor crecimiento), mues-

tran igualmente una contracción del consumo, siguiendo la tendencia del comportamiento agregado de los países OECD.

El desenvolvimiento de la región de Centro y Suramérica fue positivo, mostrando un incremento de 2,43% entre 2011 y 2012, comparado con el promedio anual de 2,9% de los últimos doce años, siendo responsable de las altas tasas de crecimiento en el consumo energético Perú (8,24% en el último año contra un promedio anual de 5,4% en los doce años) y Chile (6,7% contra un promedio anual del 3,3%). Otros países como Ecuador, Brasil y Venezuela presentaron tasas de crecimiento más bajas con comportamientos positivos, que superan ampliamente economías desarrolladas de Europa y Norteamérica.

La situación de consumo durante 2012 es representada en la gráfica 2.2, en la cual se aprecia que las regiones de Asia, Eurasia y Latinoamérica, suman cerca del 70% del consumo mundial, en tanto que África, Oriente Medio y Norte América son responsables del 30%, aunque solo Estados Unidos responde por el 18% de la demanda total mundial, en tanto que el 12% restante son repartidos entre las zonas de Medio Oriente, África, y los territorios de México y Canadá.

**Gráfica 2.2 Participación relativa del consumo energético regional 2012**

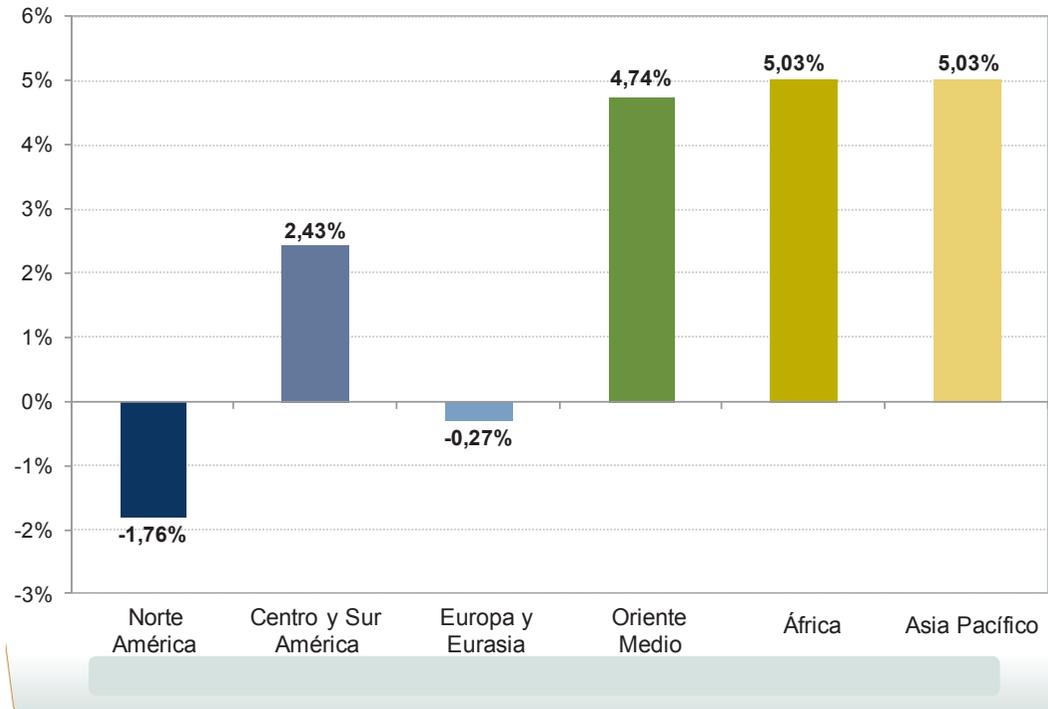


Fuente: BP statistical review of world energy 2013

La región de Oriente Medio demandó un 4,7% más que en 2011, pero disminuyó frente al promedio anual de los últimos doce años que escaló al 5,1%, pese a mayores necesidades de energía en Qatar (15,6%), Arabia Saudita (7,1%) e Israel (3,7%) el pasado 2012. Pero la crisis económica mundial tuvo también repercusiones en los consumos del continente africano, donde la demanda de energía en el año 2012 se incrementó sólo un 0,6% con respecto al año inmediatamente anterior, frente al crecimiento de 3,2% promedio anual observado en el período 2000 – 2012.

La variación regional del último año es presentada en la gráfica 2.3, que señala una tasa similar de crecimiento en los continentes de Asia y África, aunque volumétricamente la diferencia es 12 a 1. La región de Europa y Asia muestra una contracción en la tasa de crecimiento, siendo el segundo territorio en consumo después de Asia Pacífico.

Gráfica 2.3 Variación porcentual consumo mundial de energía



Fuente: BP statistical review of world energy 2013

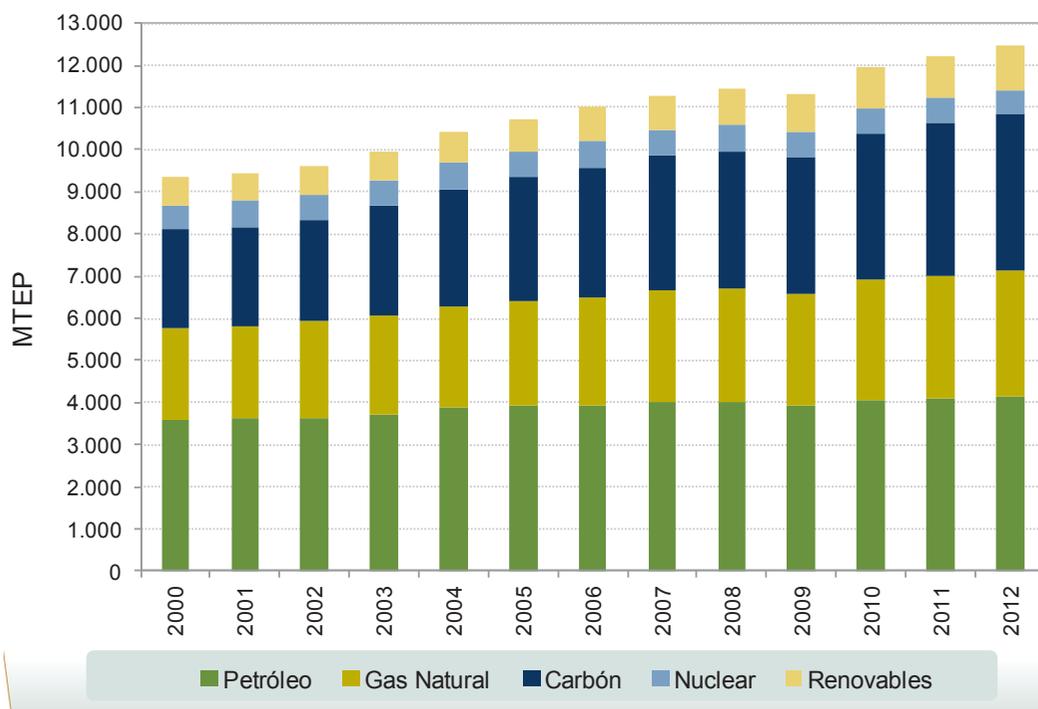
En cuanto a fuentes primarias de energía, el petróleo con una cuota de 33,4% en 2012 sigue siendo la fuente de mayor participación en la canasta energética mundial y un crecimiento interanual de 1,2% en los últimos doce años.

El carbón ocupa la segunda posición con una contribución de 29,9% en 2012 y una tasa de crecimiento interanual de 3,95% en el período 2000/2012. En tercer lugar y con un crecimiento promedio anual de 2,67% en el mismo horizonte está el gas natural cuya participación relativa fue de 23,9% en el 2012. Posteriormente, se encuentran las fuentes renovables que contribuyeron con una porción de 8,6% en 2012, presentando la mayor tasa de crecimiento en el horizonte de análisis con 4,18%. Finalmente, se encuentra la energía nuclear con una participación del 4,5% en 2012 y una tasa de crecimiento interanual negativa de -0,35% durante el ciclo de estudio.

La gráfica 2.4 presenta la evolución de consumo mundial de energía por fuente, evidenciando un crecimiento positivo en todos los energéticos primarios, salvo la energía nuclear. El petróleo sigue siendo el combustible más importante del mundo, aun cuando sus precios registraron valores históricos en 2012, generaron un incremento de demanda de tan solo 895.000 barriles por día (BPD), equivalente a un 1% y por debajo de la media histórica de los últimos doce años que sumó 1,29%.

El grupo de países pertenecientes a la OECD consumieron en 2012 el 50,7% del total mundial y su tasa de crecimiento fue negativa con respecto al 2011 en 1,2 puntos porcentuales, en tanto que los países no miembros de la OCDE incrementaron su consumo en 3,3%, equivalentes a 1,42 millones de barriles día más que en 2011, pero por debajo del crecimiento promedio anual del periodo 2000/2012 que se elevó a 3,7%.

Gráfica 2.4 Consumo mundial de energía primaria



Fuente: BP Statistical review of world energy 2013

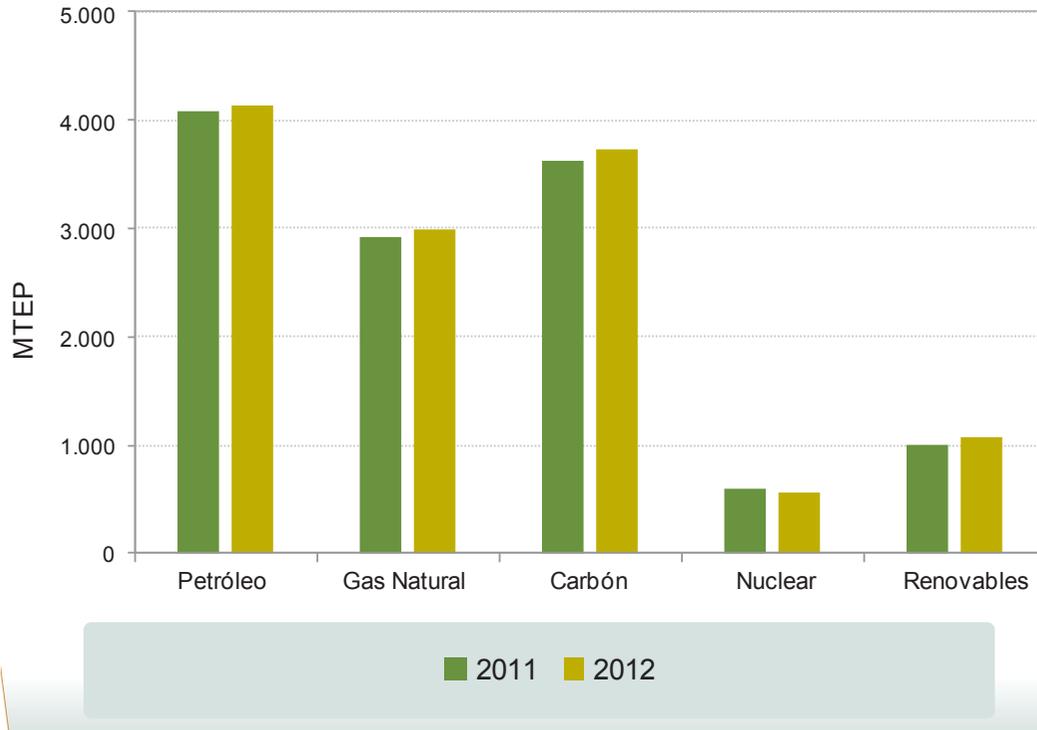
Estados Unidos, China, Japón e India son los países de mayor consumo de petróleo y de manera conjunta utilizan más del 40% del total, que corresponde a un volumen de 37,1 millones de barriles día, en tanto que el resto de los países consumen 52,6 millones de barriles por día.

En cuanto a gas natural, el consumo mundial creció 2,4% respecto a 2011 que en volumen representa aproximadamente 72,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo o 7,1 Giga pies cúbicos día (GPCD), crecimiento que en todo caso es menor al promedio interanual de los últimos doce años situado en 2,7%. Los países de la OECD consumen cerca del 48% del total y los NO OECD el restante 52%, con tasas de crecimientos respecto a 2011 de 2,5% y 2%, respectivamente, siendo la primera vez en los últimos años que los países OECD lo hacen por encima de los NO OECD.

Entre los países de mayor consumo se encuentran Estados Unidos con el 21,7% seguido por la Federación Rusa cuya participación es del 12,6%, luego China, Japón y Canadá con participaciones que llegan a 4,3%, 3,5% y 3,1%, respectivamente. El marco general de consumo no muestra variación importante, sin embargo sobresalen China, Japón y Vietnam que hacen gala de crecimientos superiores al promedio mundial con respecto al 2011 y por supuesto ostentan las tasas más altas de crecimiento medio en lo corrido del siglo XXI, con rápidos impactos en el contexto mundial, a pesar de la inercia en el cambio de la estructura de consumo que normalmente se tiene.

La gráfica 2.5 señala el cambio en términos volumétricos del consumo de los energéticos en el ámbito mundial de los dos últimos años y advierte del consumo de carbón que ocupa la segunda posición por fuente, con una contribución de 23,8% en 2012 y una tasa de crecimiento interanual de 3,95% en el periodo 2000 - 2012. De esta forma, se aproxima en equivalente energético al petróleo, fundamentado en una mayor demanda de China e India, consecuencia directa de los precios bajos de gas natural en Estados Unidos que han provocado una menor requerimiento de carbón y una mayor disponibilidad para exportaciones a Europa y Asia, desplazando al gas natural en la generación de electricidad particularmente del continente Asiático.

Gráfica 2.5 Variación del consumo por fuente



Fuente: BP Statistical review of world energy 2013

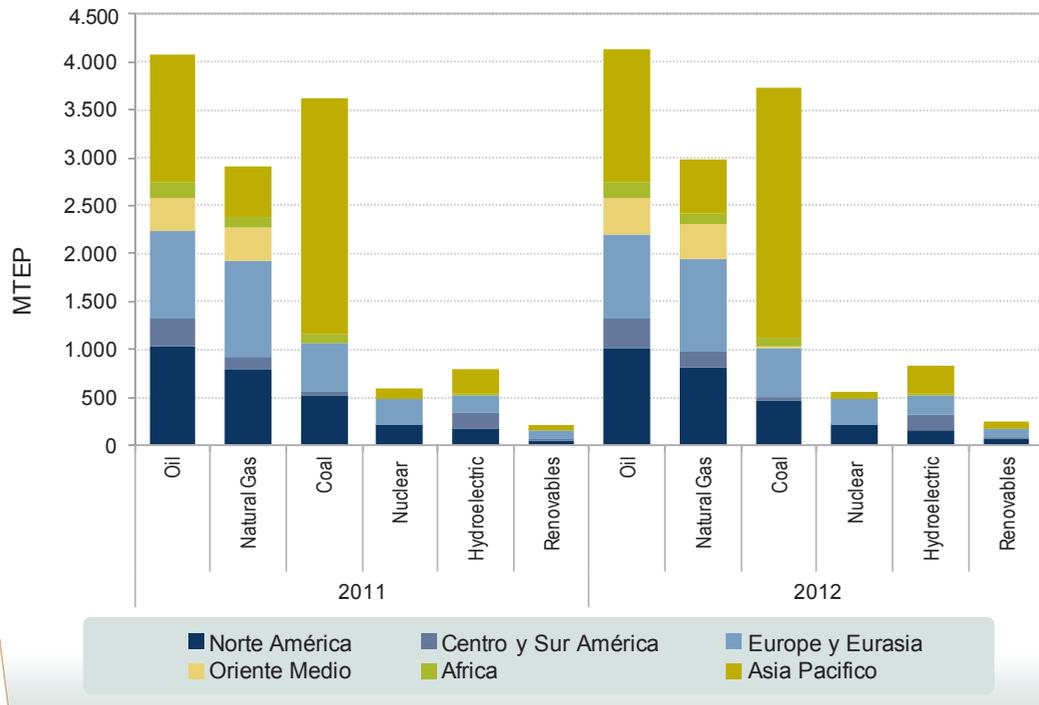
Con el aumento del comercio internacional del carbón, esta fuente ha cubierto cerca de la mitad del incremento de la demanda mundial de energía y si sigue perdiendo espacio la energía nuclear, es previsible que continúe el carbón llenando el espacio, de acuerdo con los análisis realizados por la Agencia Internacional de Energía en 2013.

En cuanto al consumo de renovables, es necesario anotar que las nuevas políticas en el mundo en torno al cambio climático favorecieron su consumo con respecto a 2011, sustentado también en la disminución de los costos de la tecnología y las subvenciones de los países, pero su participación aún es mínima y durante 2012 contribuyó con el 4,1% del consumo total mundial.

La gráfica 2.6 presenta la comparación del comportamiento del consumo de energía primaria entre 2011 y 2012 por zona geográfica. El consumo de petróleo de los países No OECD alcanzó los 6.988 millones de toneladas equivalentes de petróleo, mientras que sus similares de la OECD llegaron a 5.490 millones de TEP.

La mayoría de las regiones muestran crecimiento positivo, salvo Norte América y Europa que registraron tasas de -1,5% y -2,2% correspondientemente. Países como Perú y Ecuador en Sur América, Tailandia, Japón, India y China en Asia Pacífico y Sur África en África muestran las mayores tasas de consumo durante el 2012.

Gráfica 2.6 Comparativo del consumo mundial de energía



Fuente: BP Statistical review of world energy 2013

Por su parte, el gas natural durante 2012 muestra crecimientos importantes en todas las regiones, destacándose Norteamérica y Asia Pacífico que crecieron por encima del 5%, el último año. Los países OECD consumieron 44% del total en tanto que los No OECD fueron responsables del 56%. En conjunto las regiones de Asia Pacífico y Norteamérica demandan cerca de la mitad del consumo mundial.

La región de Asia Pacífico simultáneamente consume dos terceras partes del consumo mundial de carbón, seguida de Europa y Norteamérica que suman 26%, cediendo tan solo un 3,5% para el resto de las regiones.

El consumo de material radiactivo en la generación eléctrica de plantas nucleares sufrió un decrecimiento en el año 2012 con respecto a las cifras de 2011, relacionado principalmente, como se indicó anteriormente, con el accidente nuclear causado por el terremoto y tsunami del 11 de marzo de 2011, que trajo como consecuencia la suspensión de operaciones de centrales nucleares y una retracción del-6,6%. Las variaciones más importantes fueron las reducciones de 28,5% en el Japón y 8,1% en Alemania y el incremento de generación del 12,7% en China. Esta disminución de oferta de energía nuclear y equivale a 40 millones de TEP.

La situación antes mencionada ha postergado las intenciones de reabrir plantas nucleares y construir nuevas en Europa, donde la escasez eventual de gas obliga a considerar estas posibilidades, como ocurrió en el pasado con la suspensión del gas proveniente de Rusia.

En 2012 el incremento en el consumo de generación hidroeléctrica fue de 4,6%, siendo la región de Asia Pacífico la de mayor participación con un 34,7% del total, seguida de la región de Europa-Asia con un 23%. Individualmente, China demanda el 23% seguida de Brasil con 11,3% y Canadá responsable del 10,3%. En el último peldaño, se sitúan los demás países como Rusia, Noruega, Japón, Venezuela e India con valores que oscilan entre 3,5 y 2%.

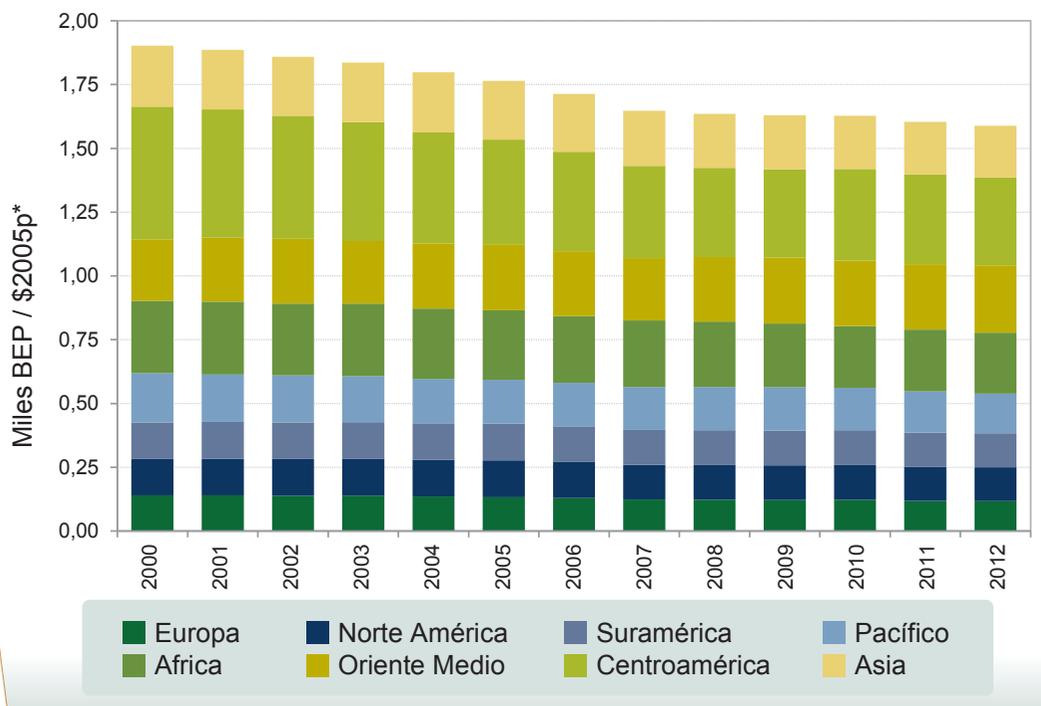
Los principales incrementos del último año se presentaron en Oriente Medio con 18,8%, Asia Pacífico con 13,4%, Europa y Asia con 6,5%. Por su parte, Sur y Centro América mostró una reducción que llegó al -1,29%.

Finalmente, los recursos renovables tuvieron un apreciable incremento de 15,5% con respecto al 2011, aunque la participación de estos recursos en la canasta energética es poco significativa, es un indicativo de los esfuerzos de los gobiernos en implementar políticas que fomenten la utilización de nuevas tecnologías que permitan reducir la dependencia de los recursos fósiles. Entre estos recursos se encuentran las energías geotérmica, eólica y solar, además de los biocombustibles.

## 2.2 Intensidad energética

Los análisis energéticos normalmente incluyen el indicador “Intensidad energética”, que relaciona la eficiencia energética y la eficiencia económica a nivel global, tomando en cuenta la razón entre el consumo de energía de una o un conjunto de actividades económicas y el valor del producto de dichas actividades, en otras palabras, expresa el costo energético de producir una unidad del Producto Interno Bruto (PIB). La gráfica 2.7 presenta la evolución del indicador de manera regional.

Gráfica 2.7 Evolución de la intensidad energética mundial



Fuente: Enerdata 2013

\* Energy intensity of GDP at constant purchasing power parities (koe/\$2005p)

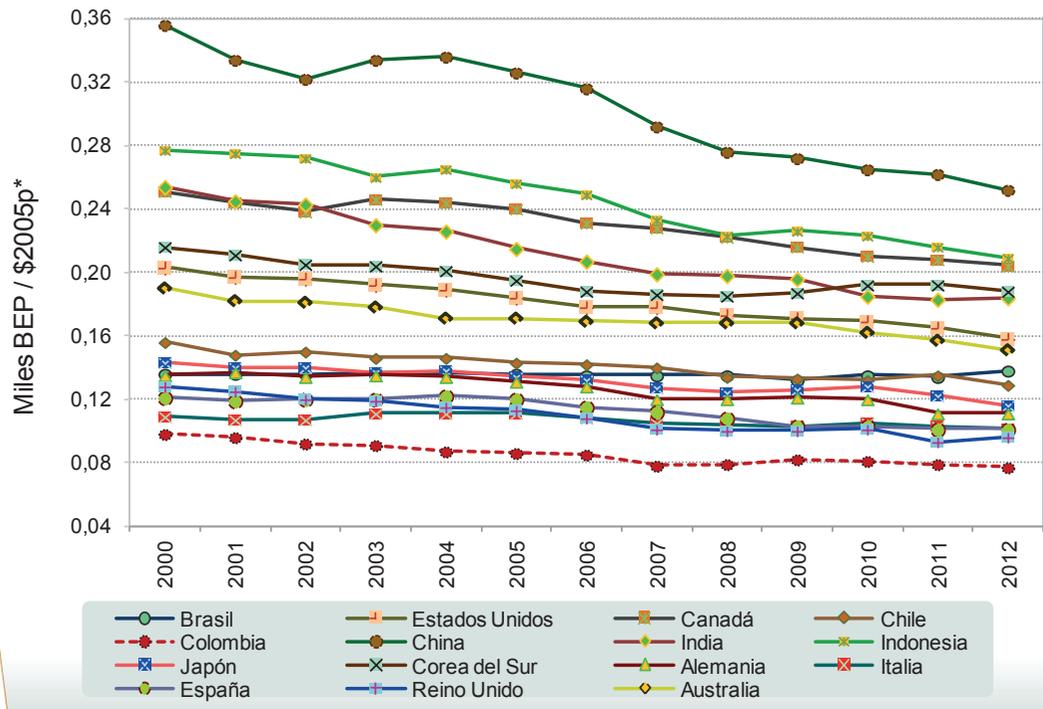
Tanto el grado de desarrollo de cada país como su consumo energético son particulares y en consecuencia el valor resultante es propio para cada región y país y mientras existe una correlación tan directa entre el consumo de energía y el PIB, existe alta dificultad de disminuir la demanda energética, sin al mismo tiempo derribar la economía, por ello la eficiencia energética se constituye en una de las prácticas más relevantes para alcanzar reducciones en el consumo energético y por consiguiente, del indicador de intensidad, además de la posibilidad de emitir menos gases contaminantes.

Según Enerdata, la intensidad energética mundial muestra una tendencia a la baja en todas las regiones salvo en Oriente Medio, donde el consumo de energía presenta una tasa de crecimiento mayor que la del PIB, aunque en los últimos años viene registrando leve mejoría con respecto a la década pasada.

En el resto de las regiones, este indicador muestra una tendencia neta a la baja que permite señalar que en el mundo su reducción ha alcanzado -1,2% en lo corrido del presente siglo. Sin embargo, hay diferencias notables entre la cantidad de energía utilizada por unidad de PBI entre las distintas regiones.

La gráfica 2.8, presenta la evolución de la intensidad energética en distintos países, entre los que se encuentran algunos que no disponen de recursos energéticos y se han visto obligados a desarrollar políticas y programas para mitigar los altos costos, especialmente del petróleo, desarrollando efectivas restricciones en el uso de la energía y promoviendo proyectos de producción de energías renovables como Italia, Francia, Alemania, entre otros.

Gráfica 2.8 Evolución intensidad energética



Fuente: Enerdata Global Statistical Yearbook 2013

Colombia, con un índice de 0,078 miles de BEP/ \$2005p en 2012, se ubica dentro de los diez países con menor intensidad energética junto a Reino Unido (0,094), Italia (0,099), España (0,101) y Alemania (0,11). En cambio, China se encuentra con un 37% por encima del promedio mundial, al igual que la mayoría de los países del continente asiático y Oriente Medio que en conjunto superan la media mundial en 48%. Pero China ha logrado reducir el indicador de intensidad energética cerca de un 30% entre 2000 - 2012, lo mismo que India, país que ha disminuido un 27% en el mismo período.

La mayor disminución de la intensidad energética en 2012 se presentó en Estados Unidos con -4,8%, y en el Pacífico con -3,1%. La región con la menor intensidad de energía en el mundo es Europa que en 2012 alcanzó 0,117 miles de BEP/ \$2005p, contrayéndose solo 0,8% con respecto a 2011.

Los países de rápido desarrollo económico aparentemente enfocan todos sus esfuerzos en el crecimiento de su PIB aún con el sacrificio de altos costos energéticos, situación que se evidencia en países como China y Taiwán que presentan índices de 0,252 y 0,238, respectivamente.

Es notorio el esfuerzo de las medidas de eficiencia energética en Europa y específicamente, en los países de la Unión Europea y los países del OECD, con importantes mejoras en dicho índice en el período 2000 – 2012, sin embargo no es suficiente si se pretende mayor eficiencia.

Finalmente, se requiere que todos los gobiernos del planeta sigan adelantando acciones y medidas que incrementen la eficiencia energética en la búsqueda integrada de la racionalización del uso de la energía, estimulando así una mayor eficiencia económica, la seguridad energética y calidad del medio ambiente.

## 2.3 Prospectiva mundial de energía

Es claro que la dinámica del crecimiento económico y el aumento de la población han representado una mayor demanda de energía para satisfacer requerimientos en el sector productivo y las familias, argumentos por los cuales es necesaria la garantía de abastecimiento en el largo plazo y la búsqueda de una senda que, sin abandonar la eficiencia, se evite el aumento en las emisiones de gases contaminantes por sus efectos en términos de cambio climático, tales como tormentas, inundaciones, olas de calor, etc, que son más frecuentes e intensos, así como la elevación de la temperatura global.

Las expectativas del crecimiento mundial presentadas en este documento se basan en los pronósticos de IEA (International Energy Agency), Exxon-Mobil, BP y Banco Mundial, los cuales tienen diferentes alcances en el tiempo. El análisis aquí realizado considera las proyecciones basadas principalmente en los análisis IEA. Según dicha organización, la demanda de energía está correlacionada fuertemente con la actividad económica, por lo que las estimaciones son sensibles a los supuestos de la tasa de crecimiento del producto interno bruto mundial.

Las perspectivas de la economía mundial a corto plazo son inciertas y aunque en 2010 se presentó una importante recuperación de la recesión experimentada entre 2008-2009, también se percibió una desaceleración en 2011 en algunas economías. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), sólo un fortalecimiento gradual de la actividad económica en el transcurso de 2012 y 2013 mejorará las perspectivas económicas, particularmente de la zona euro y de economías emergentes como China, India y Brasil, que han servido como motores del crecimiento mundial durante la última década y que igualmente han presentado signos de desaceleración.

El escenario económico considera estimaciones del PIB mundial basados en los análisis del FMI y supone una tasa de crecimiento mundial de 3,5% promedio entre 2011-2035, donde los países desarrollados crecen en promedio cerca de 2,1%, siendo la región de Europa la de menor crecimiento con un 1,8%, mientras que las economías en vías de desarrollo siguen creciendo en conjunto más rápido, elevando su participación en PIB mundial con tasas cercanas al 4,8%, destacándose el continente asiático con un 5,5% medio anual en el horizonte de proyección.

Según estas perspectivas, China sigue marcando el ritmo en la primera mitad del período de estimación, aunque con alta probabilidad de disminución debido a que su población en edad laboral comienza a retraerse, en tanto que hacia 2020 India se puede convertir en la región con más rápido crecimiento, gracias al aumento en el crecimiento poblacional y de su etapa más temprana de desarrollo económico. No obstante, el crecimiento económico de India también se desacelera, ya que su economía madura.

De todas formas, IEA señala que las estimaciones de la demanda mundial de energía están sujetas a una amplia gama de incertidumbres y los factores claves en los mercados de energía son difíciles de

predecir, en parte debido a que interactúan entre sí, como es el caso de los precios, lo cuales siguen sendas normalmente distintas a las proyectadas por factores de distinta índole. Si se mantiene alto el precio del petróleo como el apreciado en los últimos dos años, es posible que se presente una importante incidencia el consumo energético de largo plazo y por ende en las economías tanto productoras como consumidoras.

A largo plazo, la formulación de políticas por parte de los gobiernos son elementos que implican una mayor incertidumbre, sobre todo cuando se trata de temas como el grado en que se adopten medidas para mitigar el cambio climático, la evolución de los subsidios a energéticos contaminantes, las decisiones sobre la energía nuclear y las estrategias de fijación de precios y de la producción de los principales exportadores de petróleo y gas.

Otro de los motores de crecimiento de consumo energético hace referencia al aumento de la población que incide directamente a través de su impacto en el tamaño y composición de la demanda energética y de forma indirecta a través de su efecto sobre el crecimiento económico y el desarrollo. En los escenarios de consumo energético de IEA se proyecta un crecimiento estimado de 6,8 mil millones en 2011 hasta 8,600 millones en 2035, lo que significa cerca de 1,7 millones de nuevos consumidores de energía.

En línea con la tendencia histórica, el crecimiento demográfico presentó un comportamiento más lento durante el período considerado, del 1,1% anual entre 2011 – 2020 pasó a 0,8% anual en 2020-2035, sin embargo, la población sigue aumentando esencialmente en términos absolutos cada año. Casi todo el aumento de la población mundial se espera que ocurra en los países no pertenecientes a la OECD, principalmente en Asia y África. India supera a China poco después de 2025, convirtiéndose en el país más poblado y superará los 1,5 mil millones de personas en 2035. Se estima que Rusia sea el único país fuera de la OECD que experimente un descenso en su población.

La población de la OECD aumenta 0,4% por año en promedio durante 2011-2035 ya que la proporción de la población mundial que vive en zonas urbanas sigue aumentando, desde 51% en 2011 al 61% en 2035, con implicaciones por la cantidad y el tipo de energía demandada.

Como se mencionó anteriormente, uno de los factores determinantes de las tendencias de consumo de energía es el precio. Los precios reales pagados por los consumidores de energía afectan la cantidad y tipo de fuente, mientras que el precio recibido por los productores afecta a su producción y las decisiones de inversión.

En cuanto al petróleo, IEA estima que se mantiene la tendencia al alza, reflejando el creciente costo de producción de petróleo de nuevas fuentes, debido al agotamiento de los campos existentes y para satisfacer se estima que el crudo alcanzará en 2035 los 145 US\$/barril de 2012. Estos efectos obligarán a incrementar los esfuerzos para contrarrestar los impactos de los costos de la energía en los países consumidores, buscando mejorar la eficiencia en los consumos y el desarrollo de nuevas fuentes en todos los sectores de la sociedad.

Los precios del gas natural en América del Norte, el Reino Unido y, en menor grado, Australia, se establecen de acuerdo con la oferta y la demanda local. En otros lugares se ha negociado en contratos a largo plazo con la indexación del precio del petróleo, pero eso está cambiando y ahora los precios están fijados por la competencia de gas a gas. En países como Japón y Corea el precio del gas sigue un mecanismo de indexación con los precios del petróleo, pero fuera de los países OECD, una amplia gama de mecanismos de fijación de precios de gas natural está en uso y en algunos casos se subvenciona los precios, por ejemplo, en el Medio Oriente y Rusia.

Las diferencias en los mecanismos de fijación de precios, las opciones limitadas de arbitraje, el costo del transporte entre las regiones y las condiciones del mercado local de gas significan que los precios

en los diferentes mercados regionales difieren notablemente. Por ejemplo, en 2012 los precios del gas natural en Estados Unidos cayeron por debajo de 2 US\$/ MBTU, representando en ese momento alrededor de una quinta parte de los precios de importación en Europa y un octavo de los precios de importación en Japón. Esas diferencias de precios entre los principales mercados han ampliado el debate sobre el alejamiento de la indexación con crudo, lo que se podría traducir en precios bajos de gas (en relación con el petróleo) y la convergencia de los precios del gas a nivel mundial.

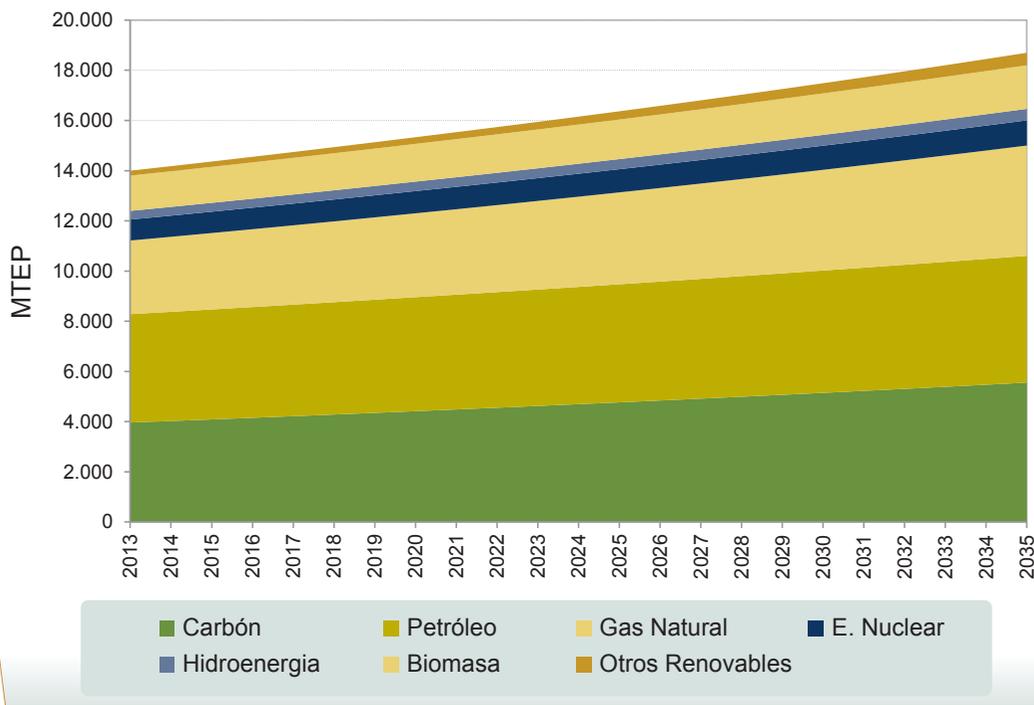
IEA considera que los precios en Norteamérica siguen siendo los más bajos, gracias a la abundancia de suministro, mientras que en Europa el precio aumenta, por efecto de la creciente dependencia de las importaciones de gas más distante que incrementan el costo de transporte aun utilizando el mecanismo de Hub que ayuda a moderar el precio del gas.

En Asia los suministros de gas no convencional, sobre todo en China y en compras al contado de GNL ejercen un poco de presión a la baja sobre los precios de importación. A nivel mundial, los precios del gas en líneas generales sigue la tendencia de los precios del petróleo, aunque la relación se mantiene por debajo de los promedios históricos. En términos generales se estima que el escenario mantendrá precios que alcancen los 12,5 US\$/ MBTU de 2011 en Europa, 14,8 US\$/ MBTU en Japón y 8 US\$/ MBTU en Estados Unidos en 2035.

En el caso de carbón, los precios aumentan menos en términos porcentuales que los precios del petróleo o el gas, en parte porque se espera que los costos de producción aumenten de forma minúscula y por la competencia con el gas natural.

Al unísono con el comportamiento de los precios del petróleo, es necesario analizar el de las fuentes alternativas (otros recursos energéticos) que se han visto obligados a desarrollar todos los países para mitigar la dependencia del petróleo. En la gráfica 2.9 se presenta la proyección de los consumos mundiales de energía primaria por fuente.

Gráfica 2.9 Proyección del consumo mundial de energía primaria



Fuente: World Energy Outlook 2012

Este escenario estima una necesidad adicional de energía de 35,3% entre 2012 y 2035 que equivale a un crecimiento promedio anual de 1,4% en el mismo horizonte. Los combustibles fósiles seguirán atendiendo las necesidades energéticas de la población y pasaran de representar un 80,1% en 2012 a 81% al final del periodo de estimación, aumentando su participación relativa. Solo con políticas de eficiencia energética y aumento del uso de renovables se podrá disminuir la dependencia de los energéticos que generan mayores emisiones de gases contaminantes.

La demanda del carbón aumenta cerca de 1.650 MTEP equivalente al 42,4% con un crecimiento medio anual de 1,6%, al pasar de 3.900 a 5.560 MTEP en 2035. Por su parte, el gas natural es la fuente de mayor tasa de crecimiento dentro de este tipo de energéticos, con 1,94% y un aumento de 52,7% al pasar de 2.880 a 4.400 MTEP al final del horizonte de estudio. En cambio, el petróleo es el energético fósil que registra la menor tasa de crecimiento con 0,74% promedio año, perdiendo tres puntos porcentuales con respecto a 2012, al alcanzar una participación relativa de 27% en 2035 y cediendo el primer lugar al carbón.

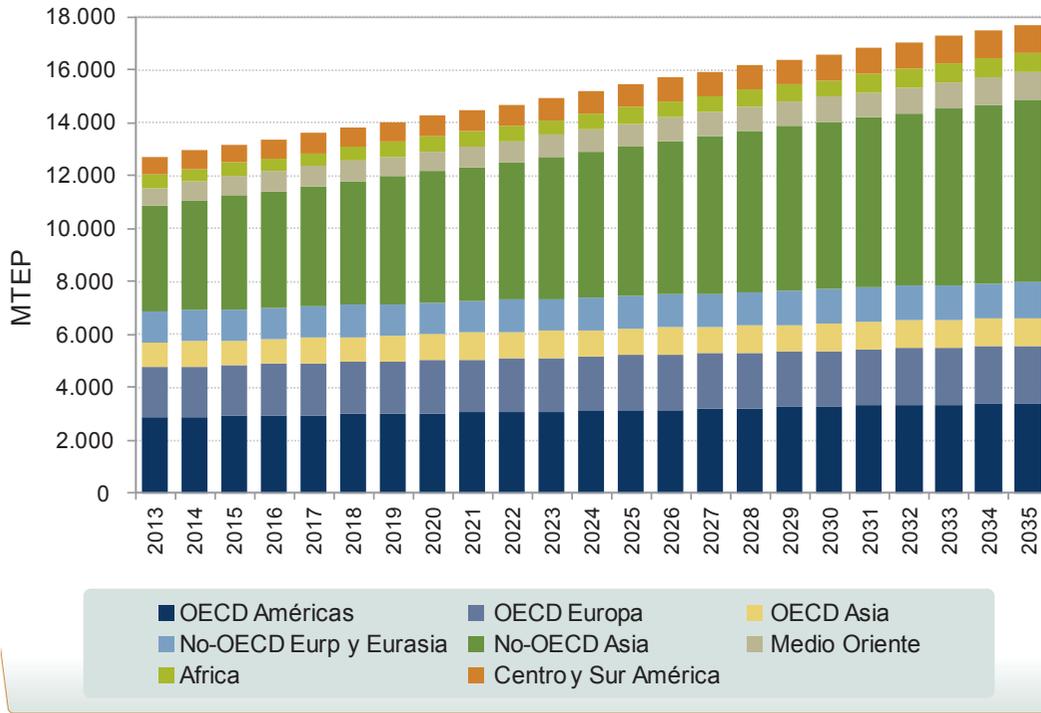
A pesar de la persistente demanda de combustibles fósiles, las fuentes de energía renovables se elevan a un ritmo más rápido, logrando una tasa media de crecimiento del 1,96% durante el período de estudio.

La mayor parte del incremento en el uso de energía provendrá de las economías emergentes de países no OECD, en los cuales el crecimiento económico está necesariamente acompañado de crecimiento en la demanda de energía. Se estima que el crecimiento del consumo de estos territorios será de 63% y 37% en países OECD, destacándose la región No OECD Asia cuyo incremento es del 68% en todo el horizonte de estudio, seguida de la región Centro y Suramericana que ostenta un 55,5% en el mismo periodo, sin desconocer que África y Medio Oriente crecerán significativamente en el período considerado.

Dentro de las economías industrializadas la región Europea muestra el menor incremento con tan solo 9% en los 23 años de proyección, seguida de zona OECD Asia que incrementa un 14,1%, equivalente a 188 y 144 MTEP, correspondientemente. En suma los países OECD podrán llegar a requerir en 2035 algo más de 785 MTEP que en 2012. Por otra parte, China e India presentan los mayores crecimientos sin desconocer que regiones como Centro y Sur América, África y el Medio Oriente crecerán significativamente en el período considerado.

La gráfica 2.10 presenta la estimación de demanda de energía primaria mundial de manera regional, de las cuales las cifras principales son las siguientes:

Gráfica 2.10 Proyección de la demanda mundial de energía primaria



Fuente: EIA AEO 2012

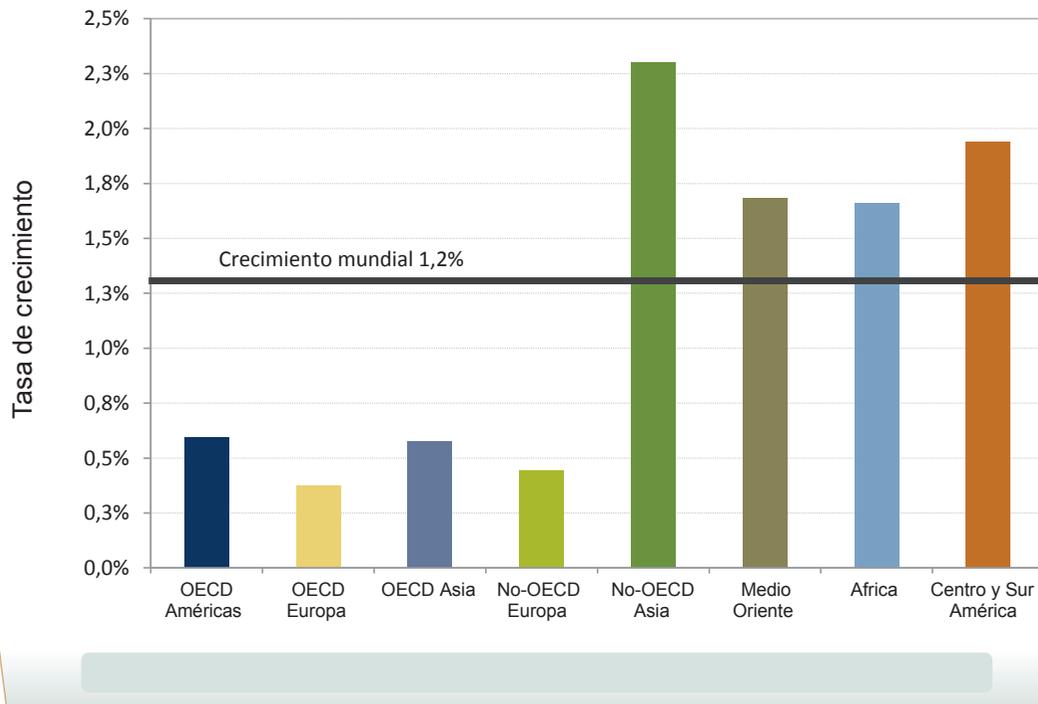
Los países no miembros de la OECD demandarán 4.096 MTEP más que lo utilizado en 2012, si los gobiernos no establecen políticas de eficiencia en el uso de la energía, No obstante, el estimativo de EIA señala que la demanda mundial de energía primaria crecerá, tomando como base la cifra de 2012, a una tasa anual promedio de 1,2% hasta el año 2035, inferior al actual promedio del 2,5% anual.

En esta proyección es necesario resaltar la reducción en el consumo de los combustibles líquidos de 33,5% al 28,3% del total y el aumento de la participación en el consumo de los biocombustibles, que por su parte se incrementarán desde 4,9% en 2011 hasta 12,3% en 2035. Todo lo anterior, se refleja en el estimativo que en el 2035 el consumo total de energía, será de 18.698 millones de TEP, habiendo partido de 13.652 en 2011. Este consumo presentará en el año 2035 un drástico cambio en cuanto a la utilización de la energía de las economías desarrolladas frente a las que se encuentran en vía de desarrollo.

El aumento de la utilización de energía en los países OECD se estima en 0,51% anual, mientras que en los países no OECD es de 1,60%. Es de destacar en estas cifras que el mayor crecimiento porcentual está en las energías renovables (eólica, solar) que será de 4,52% anualmente, que aunque se refiere a muy pequeños valores, es indicativo de la tendencia mundial a la utilización de fuentes diferentes a las predominantes, especialmente el petróleo.

La gráfica 2.11 presenta la participación en los incrementos de consumo de los energéticos por zonas geográficas. La región de mayor impulso en el consumo de energéticos es Asia-Pacífico y sobresale por ser una de las de mayor crecimiento en la generación y uso de energías renovables con 12,43% promedio anual durante el período estimado. Con un menor consumo, también son destacables el Medio Oriente que crecerá 29,8% anualmente en energías renovables y África con 18,6%.

Gráfica 2.11 Crecimiento consumo mundial de energía



Fuente: IEA

En esta estimación, los países de la región de África siguen siendo los menores consumidores de energía, quizá debido a la falta de perseverancia de algunos gobiernos para facilitar el acceso universal a la energía. De acuerdo con los estudios realizados por EIA, en la actualidad casi 1,3 mil millones de personas carecen de acceso a electricidad (alrededor del 20% de la población mundial), mientras que 2,6 millones de personas dependen de la biomasa tradicional para cocinar.

Indudablemente, el uso de agua está creciendo en importancia como criterio para evaluar la viabilidad física, económica y ambiental de los proyectos de energía, por ello su disponibilidad y acceso es un criterio fundamental para el desarrollo de los proyectos tales como la explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, la generación de electricidad y el incremento de cultivos de materias primas para la producción de biocombustibles, entre otros objetivos.

Limitaciones para el uso del agua en sectores distintos al consumo humano, tendrán un impacto en la confiabilidad y los costos del sector energético, pues su interdependencia es alta en razón a que la energía es vital para el suministro de agua, requerida por sistemas de energía que la recogen, transportan, distribuyen y tratan. Cada uno de estos recursos se enfrenta a la creciente demanda y las limitaciones en muchas regiones como consecuencia de los derechos económicos, el crecimiento demográfico y el cambio climático, lo cual incrementa la mutua vulnerabilidad.

Como resumen y complemento a las cifras presentadas y analizadas anteriormente sobre el comportamiento de los consumos de los combustibles se presentan las siguientes reflexiones:

- El consumo de energía en los países OEDC tendrá muy pequeñas variaciones en cuanto al volumen total, pero existen cambios importantes en la canasta energética, en la cual las fuentes de combustibles renovables desplazarán al petróleo en el sector del transporte y al carbón en la generación eléctrica. La utilización del gas crecerá a expensas del carbón. Estos cambios se

dan por varias causas como son el precio del petróleo, los avances tecnológicos y acciones y políticas de intervención.

- El desarrollo económico de los países no pertenecientes a la OECD crea un apetito por la energía que sólo puede saciarse con el crecimiento de la utilización de las fuentes de energía. Entonces, el crecimiento de la energía a nivel global deberá satisfacerse con la utilización de combustibles no fósiles de los cuales los renovables, la energía nuclear y la hídrica aportarán el 34% para atender dicho crecimiento. Esto hace que en la actualidad la contribución adicional de combustibles no fósiles sea por primera vez mayor que la contribución adicional de cualquiera de los combustibles fósiles.
- El sector de mayor crecimiento en el uso de energía es el sector de generación eléctrica que alcanzará el 57% del crecimiento proyectado de consumo de energía primaria hacia 2035, cifra que en el período 1990 - 2011 fue de 54%. Este mismo sector es el que genera las mayores variaciones en la canasta de combustibles, en la cual los combustibles no fósiles y renovables participan en más de la mitad del crecimiento del consumo.
- Particularmente en las economías emergentes, la industria lidera el crecimiento del consumo de energía. El sector industrial alcanzará el 60% del crecimiento de consumo de energía hacia 2030.
- El sector transporte, por su parte, tiene el crecimiento más débil, dentro del cual en los países de OECD la demanda se proyecta con reducción. En el sector se presenta diversificación en el uso de las fuentes de energía como consecuencia de políticas de ahorro de energía y reducción de emisiones que impulsan nuevas tecnologías. Como resultado, la producción de biocombustibles llegará a proporcionar el 23% del crecimiento de la demanda de energía para el sector transporte en el cual, además, el gas contribuirá en 13% y la electricidad en 2%.
- Aunque no tan rápido como el PIB, se estima un mayor crecimiento de la demanda de electricidad a nivel mundial (2,6% anual) en comparación con el total de energía para los próximos 23 años. La mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica implicará que el uso de los combustibles utilizados para generación eléctrica tendrá una tasa de crecimiento más lento que el de la energía generada.
- Las estimaciones indican que la intensidad energética seguirá en su tendencia de convergencia en el largo plazo, alcanzando globalmente menores niveles de consumo energético frente al crecimiento económico, especialmente en los países de economías en desarrollo (no miembros de la OECD).
- La tendencia de la participación del petróleo en la canasta mundial de energéticos continuará su declinación mientras que el gas seguirá ganando participación en dicha canasta.
- En la próxima década, el carbón se mantendrá como el mayor proveedor al crecimiento de los combustibles para generación de energía, alcanzando 39% de dicho crecimiento. Empero, los combustibles no fósiles están rápidamente supliendo una alta porción de dicho crecimiento. Adicionalmente la energía nuclear, la hidráulica y otros renovables ayudarán en la satisfacción del crecimiento tanto como lo hace el carbón.

## 2.4 El petróleo como fuente energética mundial

El inicio del siglo XXI ha demostrado grandes variaciones en el panorama de la energía que se aprecia en los cambios de producción de petróleo y gas natural en los Estados Unidos, país que puede generar a futuro una reconfiguración en la estructura de consumo mundial de la energía. Los grandes

cambios económicos que ha traído el monumental crecimiento de economías emergentes, así como los hechos que afectan la disponibilidad de las diferentes fuentes de energía, vienen impactando igualmente la canasta energética y el petróleo sigue siendo la principal fuente de abastecimiento de energía para el consumo del mundo.

En la primera década del siglo XXI hechos como la invasión de Iraq y la crisis presentada con las huelgas de PDVSA en Venezuela incidieron en la reducción de la producción. Por otra parte, desastres naturales como los ocurridos a causa de los huracanes en las costas de los Estados Unidos (con efectos en la refinación) y la recesión de Estados Unidos de 2008 (la mayor desde la Gran Depresión) fueron las causas de los más altos incrementos de los precios de los crudos.

El inicio de la segunda década del siglo ha sido marcado con otros hechos que han modificado el panorama de mercado del petróleo tales como los sucesos turbulentos de la llamada “Primavera Árabe”, el desastre natural por el terremoto y tsunami de Japón que afectó a nivel mundial la generación de energía nuclear y las crisis económicas de países de la Unión Europea, entre otras.

Es de resaltar que las cifras de consumo energético de 2012 confirman la prolongación en las tendencias de largo plazo. El centro de gravedad del consumo mundial de la energía ha seguido cambiando de los países de la OECD a las economías emergentes, especialmente en el continente asiático, pero no puede desconocerse la importancia en este campo de los países de Latinoamérica.

Estructuralmente el mundo no presenta estrechez de recursos energéticos de hidrocarburos si se consideran las cifras sobre las reservas probadas año a año. Sin embargo, en el largo plazo pueden aparecer nubes que pueden representar importantes retos para suministrarlos en algunas regiones que permitan la satisfacción de su demanda a precios razonables. Sin embargo, el petróleo y su casi ilimitada gama de productos derivados lo mantienen como uno de los energéticos más importantes del desarrollo económico y social en todo el mundo, fuente compleja de sustituir por lo que se estima que se mantendrá por muchos años como la principal proveedora de energía.

### 2.4.1 El consumo de petróleo

Tradicionalmente, el consumo de petróleo ha crecido de manera desigual en las distintas regiones del mundo, con variaciones importantes en los últimos años y como resultado de la crisis económica vivida particularmente en los países industrializados. Las cifras de consumo en 2012 remontaron los 89,7 millones de barriles por día, representando un incremento de 2% respecto a 2011, aumento que en términos de volumen igualó los 1,7 millones de barriles por día, variación superior al promedio calculado desde el año 2000, que en términos anuales ascendió a los 1,04 MBPD y que porcentualmente significa 1,27% promedio año.

Regionalmente se mantienen las tendencias, siendo la región Asia Pacífico la de mayor participación con aproximadamente una tercera parte del consumo mundial de petróleo del (33,2%), mostro un incremento de 5,2% con respecto a 2011, con lo cual se aprecia el crecimiento económico especialmente de China, India, Indonesia, Malasia, Singapur y Tailandia, en realidad solo tres países de la región presentaron reducción en el consumo de petróleo. La región muestra una tasa de crecimiento de 2,9% en los últimos doce años, cantidad que sobrepasa de lejos el promedio anual mundial. La gráfica 2.13 muestra la evolución del consumo mundial de petróleo, considerando las distintas áreas geográficas.

Norteamérica conforma la segunda región consumidora de petróleo y participa con un 25,7% del consumo mundial, pese a su reducción continua figurando desde 2005. Al mismo tiempo la región Europea redujo el gasto de petróleo en 380 mil barriles día con una tasa de crecimiento negativa de 5,1%, de manera similar a lo ocurrido en los doce últimos años, cuando los países de la Unión Europea perdieron cerca del 1,1% puntos porcentuales cada año, acumulando una disminución de 682

mil barriles día, resaltando la tendencia declinante surgida en 2008 a raíz de la recesión económica.

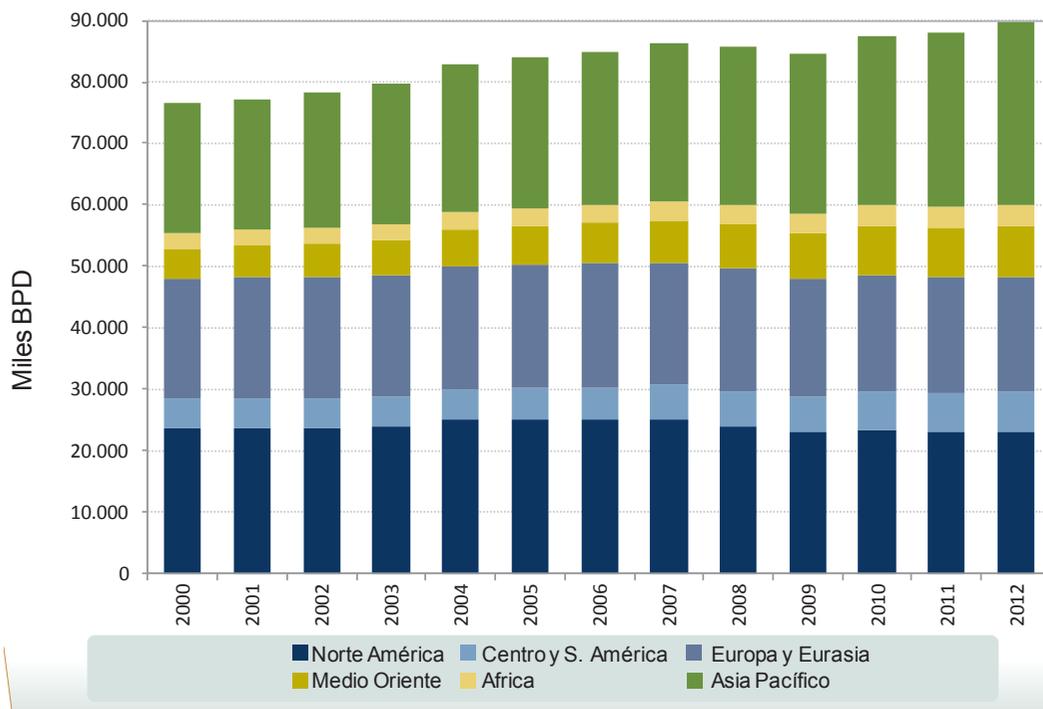
En la región de Centro y América del Sur la demanda de petróleo presentó un incremento de 290 mil barriles día, correspondiente a un aumento de 4,7% respecto a 2011 y una tasa de crecimiento promedio anual de 2,5% en lo corrido del siglo. Esta región se ubica por encima de África, cuyo consumo es el más bajo de todos los territorios con 3,5 millones de barriles día, aumentando 180 mil barriles con respecto a 2011 y una tasa de crecimiento promedio de 3% en los doce años anteriores. La gráfica 2.12 muestra la evolución del consumo mundial de petróleo, considerando las distintas áreas geográficas.

La región de Medio Oriente demandó un 3,5% más que en 2011, alcanzando una participación relativa en el total de 9,3%, con un consumo de 8,3 millones de barriles día y una tasa de crecimiento promedio año entre 2000/2012 de 4,2%.

Los análisis indican que en el año 2012 los países OECD continuaron disminuyendo su demanda en 337 mil barriles día, correspondiente a una tasa de -0,7% comparado con lo ocurrido en 2011 y un crecimiento promedio anual entre 2000 - 2012 también negativa de -0,5%, mientras que los países No OECD tuvieron un incremento de 4,9% el último año, acumulando una tasa de crecimiento promedio año de 3,7% en lo corrido del siglo XXI, incremento superior al promedio mundial que llegó al 1,3% anual en el mismo período. La evolución del consumo de petróleo, entre los países industrializados y las demás economías en el ámbito mundial, indica que durante el 2012 el gasto redondeó los 90 millones de barriles día.

Del aumento de 1,7 millones de barriles día sobre 2011, se destaca el ascenso de China con casi 500 mil barriles día, seguido de Japón con aproximadamente 296 mil barriles día y luego India, con cerca de 180 mil barriles día que de manera conjunta con la región de Asia Pacífico sumó aproximadamente 1,4 millones de barriles día.

Gráfica 2.12 Consumo mundial de petróleo

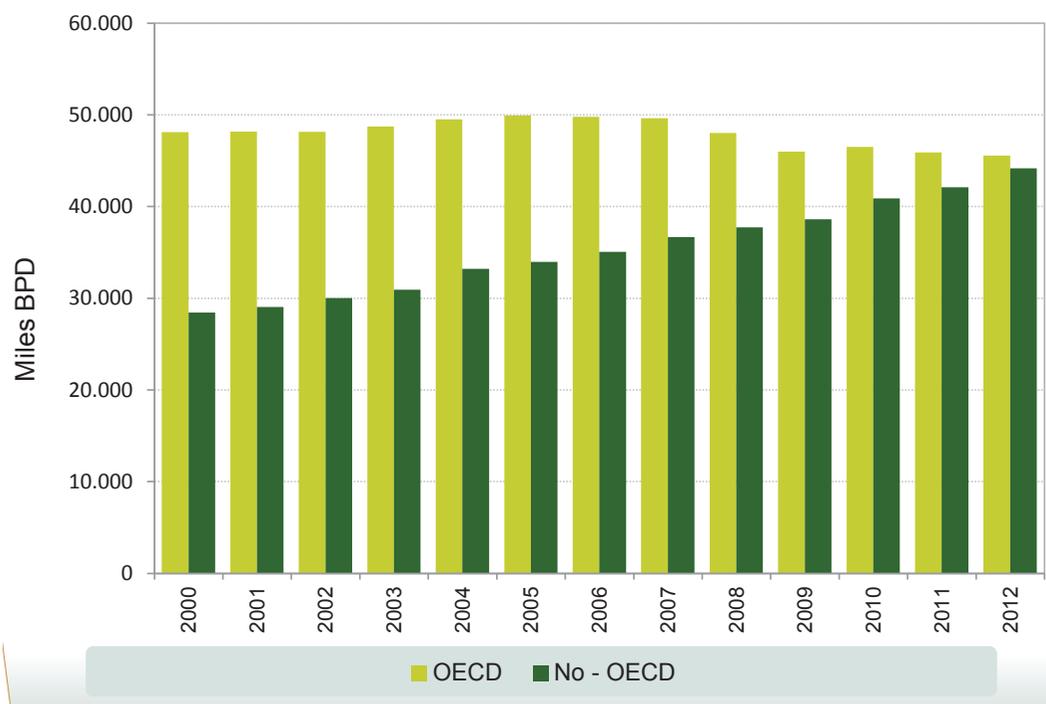


Fuente: BP Statistical Review 2013

Los resultados, además, señalan que la diferencia en el consumo de las economías industrializadas se ha venido reduciendo paulatinamente y en 2012 la diferencia entre éstas y los países en vía de desarrollo se acercó a los 1,4 millones de barriles día, mientras que en el 2000 esta diferencia ascendía a 19,6 millones de barriles.

Lo anterior confirma el auge de los países del tercer mundo con China a la cabeza, que ostenta una tasa de crecimiento medio anual de consumo alrededor de 6,6%, Singapur con 5,7%, India con 4,1% seguidas de Malasia y Tailandia con el 3,5%, compensando la pérdida de los paises de la Unión Europea provocada por el aumento de la eficiencia, la sustitución entre combustibles, efectos de saturación, pero esencialmente a la problemática de carácter económico generada por la caída de la zona Euro. En la gráfica 2.13 se presenta la distribución del consumo mundial de petróleo, según el tipo de economía.

Gráfica 2.13 Distribución del consumo mundial de petróleo



Fuente: BP Statistical Review 2013

## 2.4.2 Los precios del petróleo

Los precios de comercialización de los crudos en el mercado mundial se establecen de acuerdo a la cotización del día del crudo marcador o trazador. Un crudo marcador o trazador es aquel cuyo precio se utiliza como referencia para las transacciones realizadas con otros crudos. Los crudos se negocian con base en el precio del crudo marcador con un diferencial acordado entre las partes, diferencial referido a las diferencias en °API y contenido de azufre frente a las características del crudo marcador.

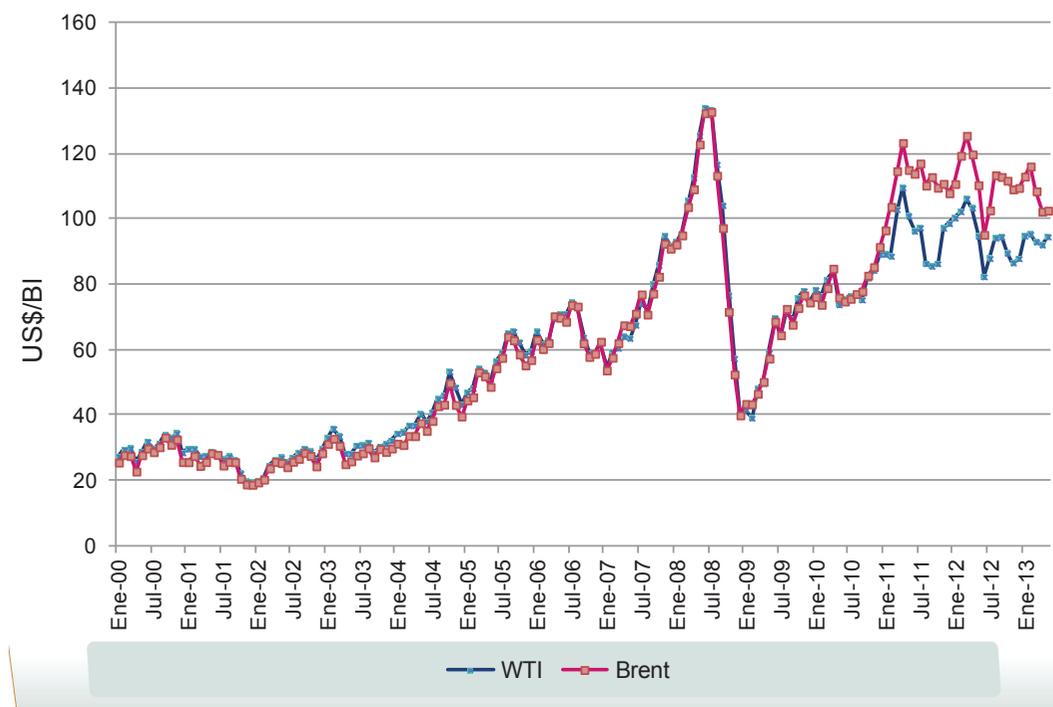
El primer crudo que se usó como marcador internacional fue el árabe liviano de 34 °API; posteriormente se han utilizado los crudos WTI y Brent para las regiones americana, europea y asiática. La utilización de uno u otro marcador obedece a diversas causas, entre ellas los volúmenes comercializados en las regiones.

El marcador BRENT se refiere a la mezcla de quince crudos producidos principalmente del Mar del Norte. Éste es un petróleo de alta calidad (38 °API), ligero, considerado petróleo dulce (0,37% de azufre) que por su característica de crudo liviano permite la producción de gasolina.

El crudo de referencia en Estados Unidos es el WTI (West Texas Intermediate), una mezcla de crudo de Texas y Oklahoma que se considera de muy alta calidad. Su característica de 39,6 °API y 0,24% de azufre implica mejores propiedades que el Brent, aun cuando su precio se ha descolado en los últimos años. Es importante anotar que los dos crudos de referencia son de bajo nivel en cuanto a producción y, por consiguiente, su mercado es muy limitado.

Los precios de WTI y BRENT durante décadas se cotizaban prácticamente a paridad, pese a la ligera diferencia de calidad y por ende de sus rendimientos en procesos de refinación El crudo WTI es el "crudo marcador" de la cotización petrolera en el NYMEX (New York Mercantile Exchange), entretanto el crudo BRENT tiene su centro de recolección en el Mar del Norte y es el "marcador" para la cotización petrolera en el IPE (International Petroleum Exchange) en Londres. La Gráfica 2.14 muestra el comportamiento de los precios spot de los crudos WTI y Brent en lo corrido del siglo XXI.

Gráfica 2.14 Precio spot de crudos marcadores



Fuente: EIA

En el mercado petrolero estable de antes, el precio del Brent estaba 2US\$/barril por encima del WTI, diferencia que reflejaba los costos de transporte entre Europa Noroccidental y Cushing, Oklahoma, o sea el transporte one-way de Este a Oeste. En otras palabras, la expectativa de esa relación se afinaba en la existencia de dos crudos casi gemelos, pero que se transan en lugares diferentes, uno en el continente central de USA (mid-continent) y el otro en el centro de exportación del Mar del Norte.

A partir de la primera mitad de la década de 2000 los precios de ambos crudos comenzaron a separarse uno del otro, en favor del Brent. Las razones físicas de esa separación fueron por una parte el comienzo de una rápida declinación de la producción en el Mar del Norte, en especial en los campos de Noruega y el Reino Unido. Si bien la producción de WTI disminuía, se incrementó la oferta de crudo

procedente de Canadá que se movilizaba a la parte central del continente norteamericano. Así las cosas, los refinadores en el área de Chicago con instalaciones de alta conversión optaron por utilizar el crudo canadiense, una materia prima más barata que justifica sus inversiones en esas instalaciones.

Desde enero de 2001 hasta enero de 2010, mientras la producción del Mar del Norte cayó de 6 a 3 millones de barriles día, la producción disponible en Estados Unidos aumentó de 3 a 5,8 millones de barriles día y la brecha se mantuvo durante varios años, llegando a alcanzar cerca de 20 US\$/barril, pero desde febrero de este 2012 la brecha se ha cerrado casi totalmente, llegando el 22 de julio a ubicarse el WTI ligeramente por encima del Brent, por primera vez en más de tres años y la razón está en la puesta en operación de nuevos oleoductos que han permitido movilizar los inventarios de WTI en Cushing.

Por otra parte, el mercado Asia-Pacífico utiliza como marcador el crudo DUBAI que por su particularidad de crudo pesado y de alto contenido de azufre es el adecuado para referenciar los crudos pesados, los cuales son usados para la refinación en las economías asiáticas, especialmente en China. En Arabia Saudita, por su enorme volumen de producción se tiene como marcador de referencia el Arabian Light, crudo medio (34°API). La OPEP estructuró y maneja una canasta de crudos compuesta por variedades de crudos ligeros de calidad mediana.

En el mercado mundial, en los años 2008 y 2012 por razones que se mencionaron con anterioridad, los crudos alcanzaron los más altos precios de la historia reciente, lo cual como reacción lógica obligó a los países a reforzar sus programas de ahorro de energía e implementar medidas en búsqueda de mayor eficiencia en su utilización. Estas razones son las que en parte explican la desaceleración a finales de la primera década y principios de la segunda década del siglo XXI.

En términos generales, en 2012 los precios del crudo se vieron afectados por la incertidumbre asociada al comportamiento de la economía mundial derivada de los eventos geopolíticos, del crecimiento de la demanda en mercados emergentes, de la lenta recuperación de la demanda de los países industrializados y la volatilidad de los mercados financieros.

Además un informe reciente de la Agencia Internacional de Energía sugirió que la bonanza de petróleo de esquisto en Estados Unidos está protegiendo al mundo de alzas extraordinarias de precios, mientras varios miembros de la OPEP luchan por mantener la producción ante disturbios y problemas de infraestructura.

### 2.4.3 Las reservas de crudo

Al finalizar 2012, las reservas probadas de crudo se calcularon en 1.669 miles de millones de barriles de reservas probadas, según el BP Statistical Review 2013 (Gráfica 2.16), 0,99% más que en 2011, de las cuales el 72,6 % pertenecen a los países de la OPEP y el restante 27,4% a los países fuera de la organización.

El aumento de tan solo 16,3 miles de millones de barriles en 2012 muestra una de las menores tasas de incorporación en lo corrido del nuevo siglo, cuyo promedio anual se sitúa en 2,4% en el mismo periodo. Los países que aumentaron sus recursos fueron en su orden India con 11,6 miles de millones, Iraq con 6,9, Irán que incluyó 5,8 y Estados Unidos que incorporó 4,1 miles de millones de barriles.

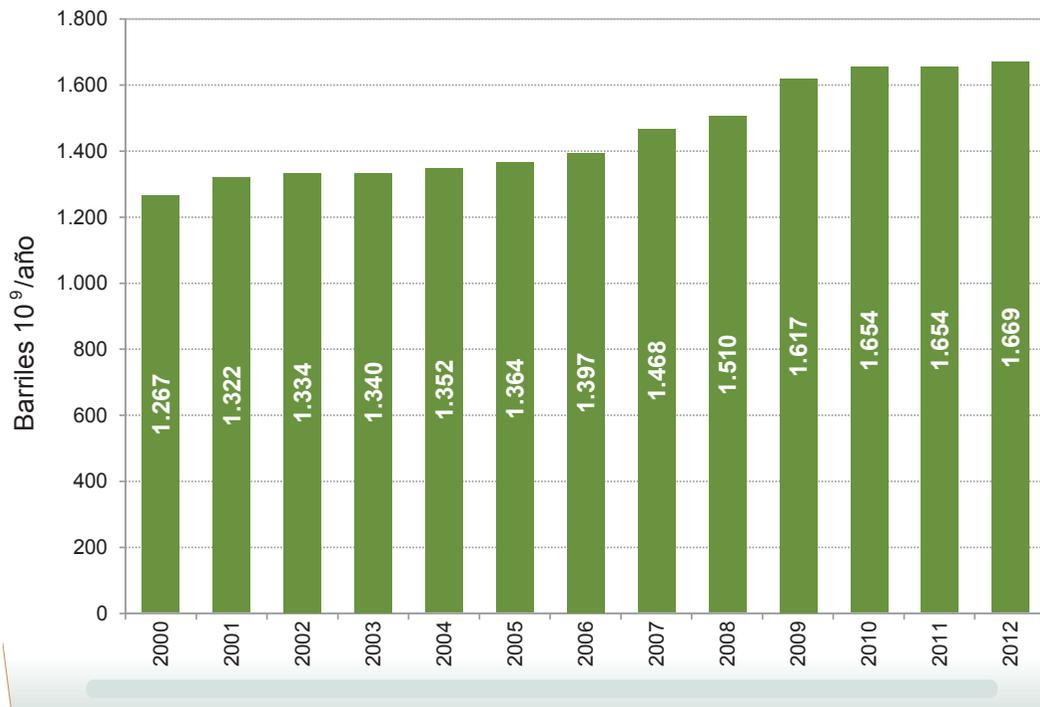
Los países de la OECD contribuyen con un 14,3% de los recursos mundiales y con referencia a 2011 registraron una caída de 0,2% equivalente a 300 millones de barriles y en los últimos doce años la tasa de crecimiento medio acumuló una reducción del 7,1%. Entre tanto, las economías No OECD participan con el 85,7% del total de reservas probadas y un aumento de 1,1% en relación a 2011.

La incorporación de recursos en estos países ha sido continua a lo largo del siglo XXI, alcanzando una tasa de crecimiento medio anual de 3,02% manteniendo la tendencia incremental registrada en

las últimas dos décadas. La región con la mayor cantidad de reservas de petróleo es Medio Oriente, totalizando en 2012 un volumen de 807,7 miles de millones de barriles 1,6% más que en 2011, que representan una contribución de 48,4% de las reservas mundiales y una tasa de crecimiento promedio año de 1,2%.

De acuerdo con el BP Statistical Review de 2013, en este territorio sobresalen Arabia Saudita con reservas que representan el 15,9%, Irán con 9,4%, Iraq 9,01%, Kuwait 6,1% y Emiratos Árabes con 5,9%. La gráfica 2.15 muestra la evolución anual de la incorporación de reservas probadas de crudo.

Gráfica 2.15 Evolución de las reservas mundiales de petróleo



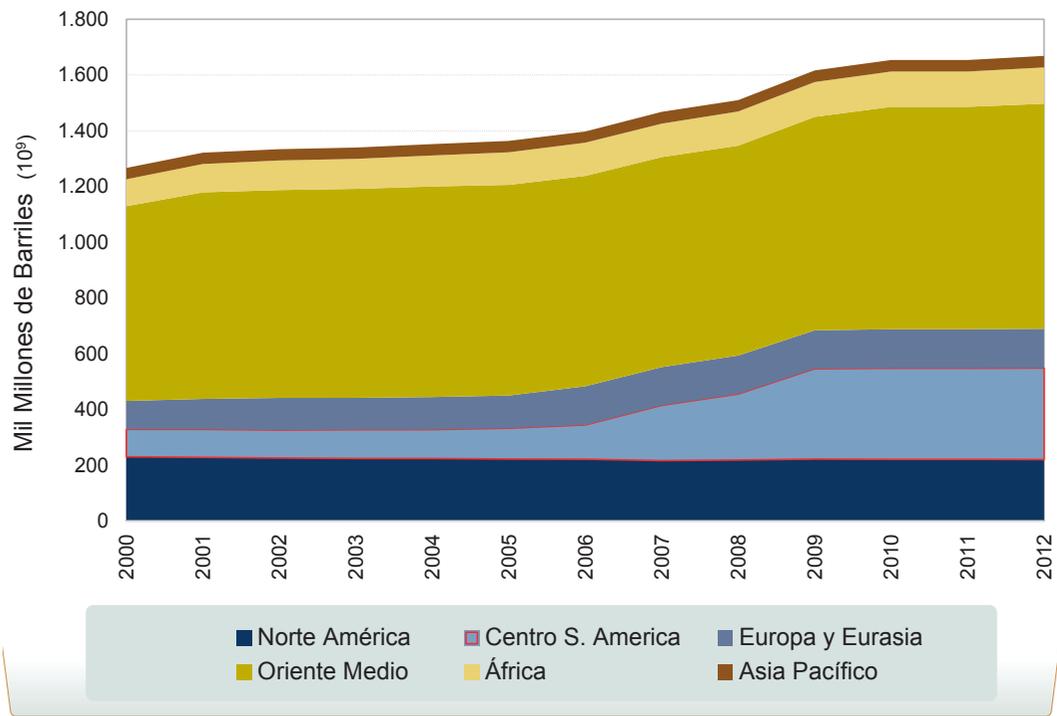
Fuente: BP Statistical Review 2013

En la región Europa y Eurasia, las reservas de crudo alcanzaron 140,8 miles de millones de barriles en 2012, un -01,2% inferior al 2011, aun cuando la tasa de crecimiento medio entre 2000 y 2012 llegó a 3,1% gracias al buen desempeño de comienzos del 2000. Se destaca la federación Rusa cuyo aporte al total de recursos es de 5,2% con 87,2 miles de millones pese a su reducción de casi mil millones de respecto de 2011.

La zona Asia Pacífico registró el menor volumen de reservas de crudo en 2012, con 41,5\*10<sup>9</sup> barriles que contribuyen con el 2,4% del total mundial, las cuales se localizan particularmente China, India, Indonesia, Australia y Malasia, incrementando incorporando solo un 0,1% más que en 2011, señalando que la tasa de incorporación ha crecido un 0,2% promedio año desde el año 2000.

Durante 2012 la región Norteamericana mostró un incremento importante con respecto a 2011 y con ello alcanzan los 220,2 miles de millones de barriles, que le permiten aportar un 13,2% de total. Su tasa de crecimiento en los últimos doce años ha sido negativa en 0,6%, pese a los altos crecimientos en la incorporación de reservas en Estados Unidos que desde el 2009 viene registrando altos volúmenes, tal es el caso del 2012 cuyo incremento igualó el 13% respecto del 2011, mientras los otros dos países que conforman la región Canadá y México presentaron tasas negativas. La gráfica 2.16 muestra la evolución de las reservas de forma regional.

Gráfica 2.16 Distribución de las reservas probadas de petróleo



Fuente: BP Statistical Review 2013

En la región de Centro y Suramérica se vienen presentando notables incrementos que la ubican como la región de mayor tasa de crecimiento en los últimos años, con un 10,9% en lo corrido de la nueva centuria y que le permiten contribuir con un 19,7% de los recursos mundiales, pese al bajo porcentaje de aumento entre 2011- 2012 que sumó tan solo 0,9%.

De la región se destacan Brasil y Venezuela cuyos incrementos corresponden a 5,1% y 11,9% respectivamente durante 2012, conservando éste último una de las variaciones porcentuales más altas en el período 2011- 2012 equivalente a 11,9% promedio año.

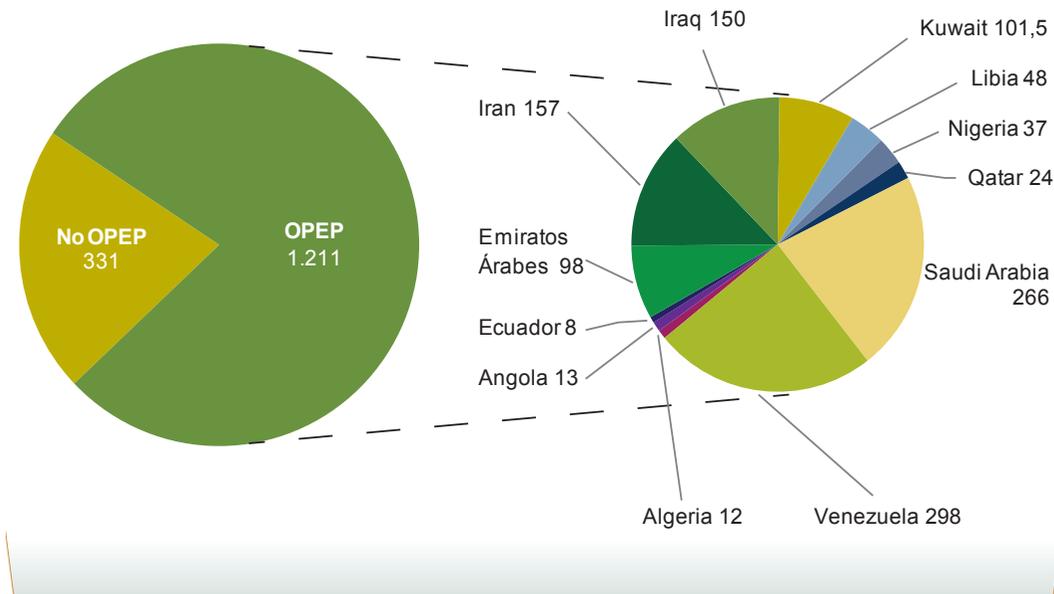
Individualmente, se destaca Venezuela por disponer del mayor volumen de reservas en el mundo con 297,6 miles de millones de barriles logrando un aumento de las mismas del 287% en el periodo 2000- 2012, con la incorporación de 220,7 miles de millones de barriles, acorde a los datos presentados en el BP Statistical Review 2013.

Según un informe de PDVSA, las variaciones en las reservas de crudo son resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y el uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo con cierto grado de declinación.

En su orden los países con las tasas de crecimiento más importantes en sus niveles de reservas durante 2012 fueron: Ecuador, Estados Unidos, Reino Unido, Yemen, India, Indonesia y Colombia, en tanto que la tasa más baja la ostenta Dinamarca con una reducción del 10,8%.

La gráfica 2.17 que a continuación se presenta, muestra la distribución de los recursos mundiales de crudo distribuidos según OPEP, organización integrada por: Angola, Argelia, Arabia Saudita, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Iraq, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

**Gráfica 2.17 Reservas mundiales de petróleo según OPEP (10<sup>9</sup> Barriles)**



Fuente: BP Statistical Review 2013

## 2.4.4 Producción de petróleo

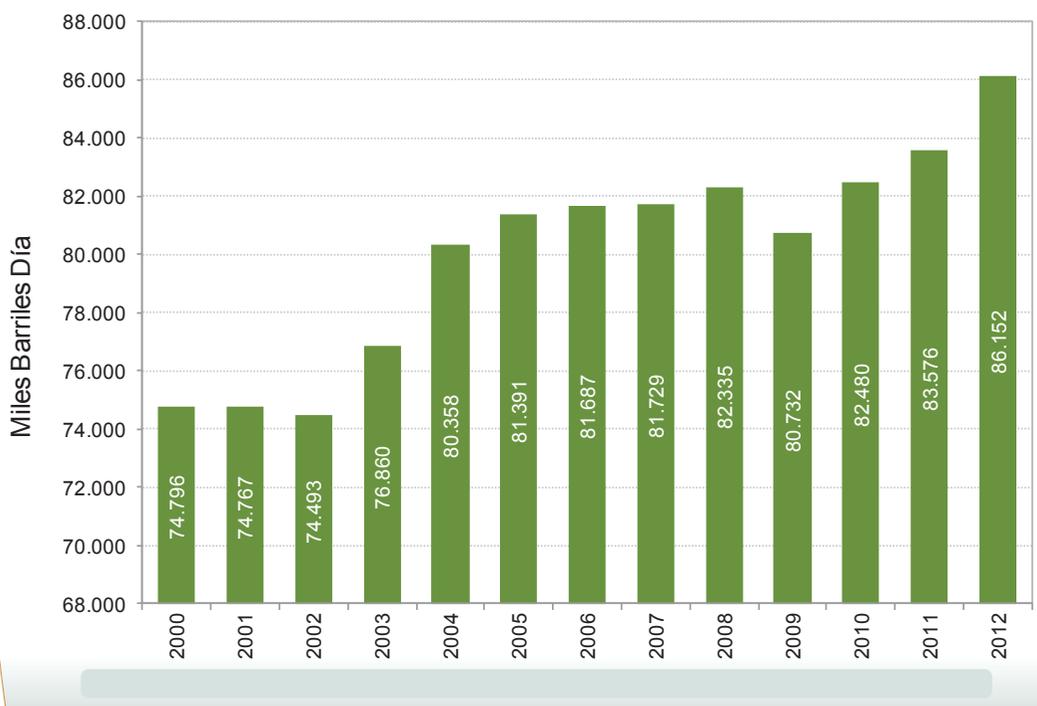
La producción mundial de crudos en 2012 presentó un incremento porcentual de 3,1% con referencia al 2011 y que representan 2,5 MBPD más en el mercado, para atender la creciente demanda de crudo. La producción totalizó un volumen que implica de 86,15 miles de barriles día un 15,2% adicional a lo producido en el año 2000 y una tasa de crecimiento medio anual de 1,2% en el mismo período.

La región de Medio Oriente fue la de mayor producción con 28,2 millones de barriles día, es decir una contribución de 32,8% del total mundial y un incremento de 2,1% respecto a 2011. La zona muestra un crecimiento continuo con un aumento del aporte calculado en 20,2% para el período 2000- 2012 evidenciando un crecimiento medio de 1,5% anual en mismo ciclo.

Arabia Saudita fue el país de mayor producción en esta zona, con 11,5 millones de barriles día participando de manera relativa con 13,4% del total y 40,8% de la región, mientras que su tasa de crecimiento promedio anual sumó 1,7% en lo corrido del siglo. Le sigue Emiratos Árabes Unidos con una producción de 3,38 millones de barriles y un aporte que se incrementó 1,7%, con respecto a 2001. La gráfica 2.18 publica la evolución mundial de producción de crudo.

La producción de crudo en Norteamérica reportó 14 millones de barriles día, un 8,8% más que en 2011 y una participación relativa en el mundo de 18,1%. Estados Unidos fue el principal productor de la región, con 57,2% y el 10,3% del total que equivalen a 8,9 millones de barriles día, un 13,6% más que en 2011. Le siguió Canadá, con 24% y México con 18,1% de la región, constituyendo en una de las zonas de mayor crecimiento en la producción durante 2012.

Gráfica 2.18 Producción mundial diaria de petróleo



Fuente: BP Statistical Review 2013

La región de Europa y Eurasia totalizó una producción de crudo de 17,2 millones de barriles promedio día en 2012, registrando una disminución de 0,6% con respecto a 2011 y una contribución del 20% del total de producción y un crecimiento medio de 1,2% en la nueva centuria, cierta estabilidad en la incorporación de recursos. El principal productor de esta región fue la Federación Rusa, con un aporte de 10,6 millones de barriles que representan el 12,4% del mundial y 61,8% del total regional. Durante 2011, la producción creció 3,5% es decir 363 mil barriles día, mientras que la tasa promedio anual de crecimiento en los doce últimos años ascendió a 4,2%.

En África, la producción de crudo igualó los 9,4 millones de barriles diarios, colaborando con 11% a la producción mundial en 2012. En relación con 2011, la producción aumentó 7,7% es decir 700 mil barriles día, siendo Nigeria el principal productor con 2,4 millones de barriles que representan el 25,6% de la región y 2,8% del mundo, al cierre en 2012. Le sigue Libia con una producción de 1,5 millones de barriles día contribuyendo con 1,75% del mundo y 15,9% de la región. En los últimos doce años esta región ha aumentado su aporte en 1,68 millones de barriles que representan 1,7% de crecimiento promedio anual en el mismo horizonte.

La producción de la región Asia-Pacífico sumó 8,31 millones de barriles día 0,7% por encima de 2011 contribuyendo con 9,6% del total mundial. China, el principal productor de la región, aportó 4,1 millones de barriles día correspondientes al 4,82% del mundo y 50% de la región, Le sobrevienen Indonesia, India y Malasia con aportes de 0,91 millones de barriles día, 0,89 y 0,65 respectivamente.

La producción de crudo en Centro y Suramérica totalizó 7,35 millones de barriles día con una contribución de 8,54% del total en el mundo y 1,2% menos que en 2011, consecuencia de la disminución de producción en Venezuela y Trinidad y Tobago que acumularon tasas negativas de 1,5% y 13,7%, respectivamente. La región reporta una tasa de crecimiento promedio anual de 0,8% en el presente siglo y un aumento de aproximadamente 700 mil barriles día, en el mismo horizonte. Los principales

productores de la región incluyen a Venezuela con 37,1%, Brasil 29,2% y Colombia que representa el 12,8% del continente Centro y Suramericano al finalizar el 2012.

Dentro de estas cifras conviene mencionar que la producción de crudos de los países de la OPEP se incrementó en 3,9% en el último año, superior a su promedio anual en el siglo XXI que ha llegado a 1,5% y una participación relativa del 43,4% finalizando 2012. La producción de petróleo en los países de la organización le ha permitido mantener una contribución al total mundial por encima del 40% durante las dos últimas décadas. Ver gráfica 2.19

La producción del petróleo, de los países no miembros de la OECD alcanzó los 66,6 millones de barriles día con un crecimiento de 1,5% en relación a 2011 y una contribución del 77,37% al total del mundo. El aumento de producción ha sido sostenido en los últimos doce años salvo lo ocurrido en 2009 que contrajo la economía mundial y por ende su consumo. El grupo de países pertenecientes a OECD alcanzó una participación en el total de 22,63% equivalente a 19,4 millones de barriles día, un 4,9% por encima de lo aportado en 2011. Sin embargo, la tasa de crecimiento promedio año en lo corrido del siglo XXI es negativa con 0,8% dejando de aportar 2,2 millones de barriles día en el lapso 2000- 2012.

En lo referente a la Unión Europea es necesario indicar que su contribución a la producción mundial ha venido descendiendo paulatinamente desde la segunda mitad de los años noventa y hoy representa menos del 2% del total mundial con 1,53 millones de barriles día, un 9,9% menos que en 2011, precedente que hace a la región deficitaria.

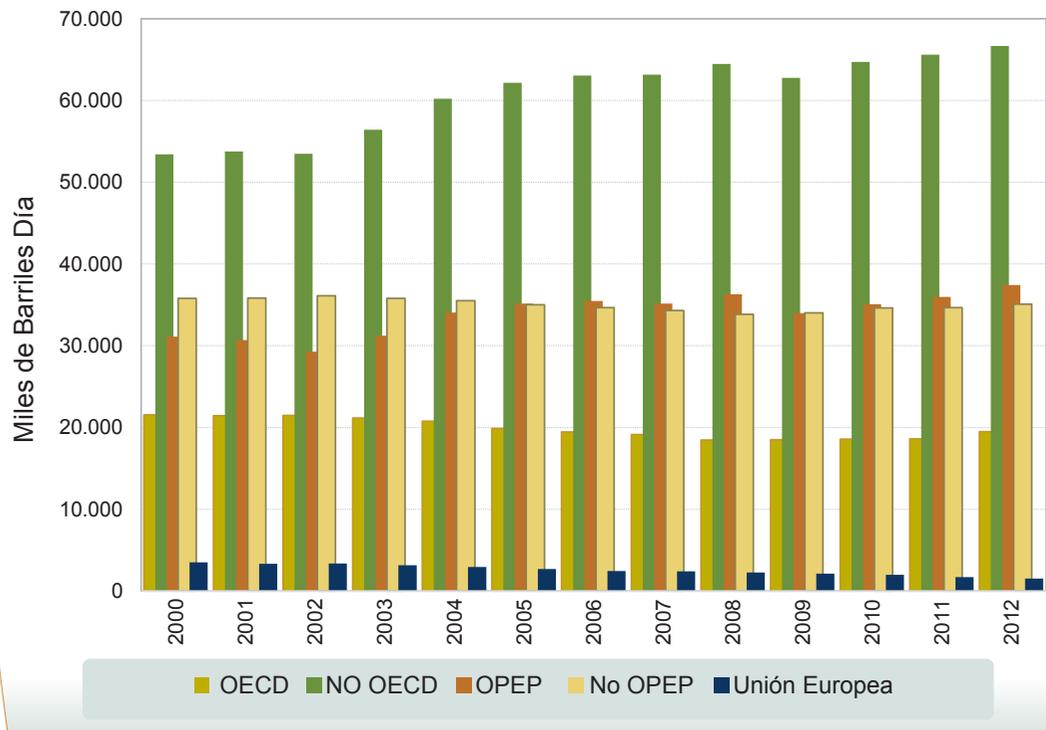
El panorama anterior permite a los analistas de OPEP considerar que el mundo tiene recursos suficientes para satisfacer las necesidades de energía por décadas, mediando para ello los esfuerzos que estarán destinados a la búsqueda y descubrimiento de nuevas reservas que se traducen en mayores perfiles de producción. Debe resaltarse además que el constante desarrollo de nuevas tecnologías incrementará la recuperación de reservas y permitirá llegar a nuevas áreas y a la búsqueda en países para convertirlos en productores-proveedores.

Bajo este contexto, la relación reservas producción (R/P) mundial al finalizar 2012 se aproxima a los 52,2 años. Es decir que manteniendo un nivel de producción de 31,4 miles de millones de barriles como lo acontecido en 2012 se dispondrá de petróleo por más de cincuenta años.

Gracias al rápido crecimiento en la incorporación de reservas de la región de Centro y Suramérica, ésta señala la mayor relación R/P, con 122,2 años casi 44 años de R/P por encima de Medio Oriente zona que ocupa el segundo lugar.

Medio Oriente presenta al finalizar 2012 una la relación R/P que lo ubica en torno a los 78,3 años, un año menos que en 2011, debido al aumento en la producción de la región. En Norte América la relación R/P alcanzó 38,8 años, 3,5 años menos que en 2011 pese al aumento importante de reservas registradas en el último año, ver gráfica 2.20.

Gráfica 2.19 Evolución de la producción regional de petróleo



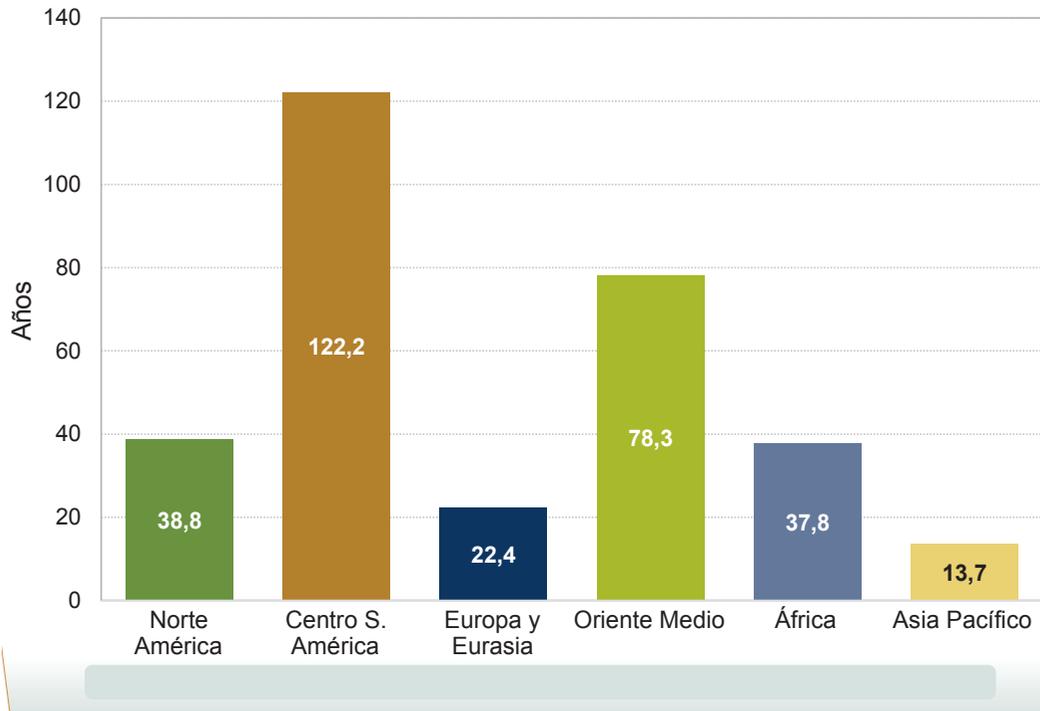
Fuente: BP Statistical Review 2013

África que alcanzó una R/P de 37,8 disminuyó igualmente su índice con respecto a 2011 en 1,6 años, a pesar de la reducción en su producción en algo más de 600 mil barriles día. En Europa y Eurasia la relación R/P fue de 22,4 años, manteniendo la misma relación que en 2011, aun cuando mostró leve disminución de producción en relación a 2011.

Por su parte, Asia-Pacífico muestra una R/P de 13,6 registrando una caída de 0,4 años respecto del año anterior, pese a la disminución de su producción. Con las estadísticas antes mencionadas, muchos analistas no son tan positivos y señalan que el aumento anual promedio de las reservas desde 2000 a 2012 fue de 34,2 miles de millones de barriles por año, mientras que el consumo totalizó en promedio 32,7 cifra próxima a la admisión de reservas a pesar de los grandes esfuerzos de la actividad exploratoria, lo que ha generado gran incertidumbre y preocupación a muchos estudiosos del tema, creándose una organización para el estudio del cenit del petróleo y el gas, (ASPO por sus siglas en Inglés), que ha dedicado sus esfuerzos a analizar lo que han denominado "El Pico del Petróleo".

Para el analista Hans Zandvliet, ingeniero holandés, en su publicación "El pico de petróleo y el destino de la humanidad" (2011), no significa el fin de la producción de petróleo, se refiere al alcance de su capacidad máxima de producción pues una vez se llegue a este pico máximo, la producción empezará a declinar progresivamente cada año hasta casi cero al fin de este siglo. Los análisis de ASPO permiten considerar que existen fuertes evidencias de que estamos cerca ese *pico de petróleo*, incluso algunos aseguran que ya lo hemos superado.

Gráfica 2.20 Relación reservas producción 2012



Fuente: BP Statistical Review 2013

Actualmente, el abastecimiento mundial de energía todavía está compuesto por más de un 80% de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) de los cuales el 40% es petróleo. En contraposición, las fuentes alternativas de energías renovables (hidroelectricidad, paneles solares, molinos de viento, etc.) que podrían sustituir el suministro faltante del petróleo están en su temprano comienzo y no tienen capacidad para remplazarlo, pues no alcanzan el 3% de la demanda de energía mundial. Esta situación crea el temor de una escasez mundial de energía que podría ocurrir en esta misma década, con ramificaciones y consecuencias trascendentales.

Si la producción de petróleo disminuye progresivamente en el transcurso de este siglo, no habrá suficiente energía para hacer crecer la economía, pues entraremos en una crisis económica permanente, que tal vez culminará en un colapso socio-económico en los países más dependientes de los combustibles fósiles.

Es un hecho: el mundo ha llegado a depender de la energía del petróleo. En la agricultura para mover los tractores diesel y demás equipos, los plaguicidas y fertilizantes químicos derivados del petróleo y gas y en el transporte de productos y personas depende casi en un 100% del petróleo. En general, se puede decir que la generación de energía eléctrica, el transporte terrestre, aéreo, marítimo, tienen una enorme dependencia del petróleo y del gas.

Pero las alternativas están inmaduras o inexistentes todavía. Las políticas energéticas de los gobiernos deben necesariamente apuntar a mantener el suministro energético de la población y por ello su principal propósito debe ser no solamente mantener sino incrementar las reservas petroleras mediante el diseño de esquemas de exploración y desarrollo y naturalmente la utilización de las modernas tecnologías que aseguren la máxima recuperación de las reservas.

Sin embargo, no debe olvidarse que si bien el volumen de las reservas "probadas" en el mundo, divididas por el promedio anual de consumo del petróleo indican un cociente de aproximadamente 50 años, la realidad es que con la tecnología actual y las características de cada campo, las reservas

realmente recuperables económicamente pueden llegar a niveles del 70%, quedando en el subsuelo el 30% que para su extracción requiere no solo de nuevas tecnologías sino de enormes cantidades de recursos económicos y de energía que podrían hacer inviable y no rentable la operación.

A esto deberá sumarse el hecho de que la extracción del petróleo de un campo es una operación de altísimo detalle de ingeniería, cuyas características de la formación rocosa que almacena el petróleo son las que establecen la tasa de extracción. Esto por supuesto implica que si con nuevas tecnologías fuese posible extraer “hasta la última gota” de las reservas, el tiempo para hacerlo podría ser mucho mayor que los 50 años mencionados y esta razón se suma a las inquietudes de los entendidos en el tema sobre el Pico del Petróleo.

Los expertos estudiosos de este tema no coinciden en sus apreciaciones sobre la fecha de ocurrencia del pico del petróleo. Aunque algunos aseguran que ya ocurrió (2010), otros consideran que ocurrirá hacia 2020. Lo cierto es que puede asegurarse que al menos 580 de los yacimientos más grandes ya han entrado en declive de producción con una declinación del 6,7% anual.

Por otra parte, la historia de los descubrimientos de campos petroleros importantes indica que el pico de los descubrimientos ocurrió entre los años 50 y 70 del siglo XX. Los descubrimientos hechos con posterioridad a dicho pico han sido modestos, por lo que hoy en día el mundo está consumiendo entre cuatro y seis barriles en el tiempo en que los petroleros están descubriendo uno nuevo.

En 2007, Brasil anunció enormes descubrimientos en el Océano Atlántico que en momentos eufóricos tasaron hasta 150 mil millones de barriles de petróleo, que finalmente hacia 2010 fueron confirmadas en 16 mil millones de barriles, descubrimiento que a la tasa actual de 32 mil millones de barriles anuales podrá proveer sólo durante medio año el consumo mundial.

Además no se trata de hallazgos fáciles para explotar, las cuencas están a unos 200 km fuera de la costa donde el mar tiene una profundidad de 2 km y donde se deben perforar 3 km en roca sedimentaria y 2 km por una capa de sal, condiciones técnicamente más desafiantes que las del desastre de la plataforma Deepwater Horizon de BP en el Golfo de México en abril de 2010. Además, se necesitarán entre 5 y 10 años para el desarrollo de estos campos.

No hay razón alguna para no pensar que aún existen enormes cantidades de petróleo que se puede extraer, tanto desde reservas ya comprobadas como desde enormes extensiones que aún no han sido estudiadas desde el punto de vista de posibilidades de encontrar petróleo. Pero no siempre vale la pena hacerlo, puesto que si el costo de la energía necesaria para extraerlo es mayor que la energía en forma de petróleo que se gana, netamente se estará perdiendo energía. De este análisis ha nacido el concepto de la “Tasa de Retorno Energético (TRE)” (Heinberg, 2007) y el concepto del EROIE, relación entre la energía recibida y la energía aportada por sus siglas en Inglés (Energy Returned On Energy Invested).

Al inicio de la era del petróleo, la extracción de yacimientos “vírgenes” con alta presión, sólo demandaron pequeñas torres de perforación hechas generalmente en madera que debieron perforar sólo unos cientos de metros para que el petróleo fluyera con toda facilidad. La TRE en ese momento pudo llegar a 100:1, o sea 100 unidades de energía extraída en forma de petróleo por cada unidad aportada para obtenerla.

Hoy en día, ya profusamente exploradas las áreas cercanas a las regiones habitadas, los nuevos hallazgos exigen exploraciones en zonas remotas, perforaciones más profundas, áreas más inaccesibles, mar adentro, en los océanos ártico y antártico, en perforaciones medidas en kilómetros, que han llevado a la situación de que un barril extraído y vendido en US\$ 75 representa escasamente un TRE de entre 5% y 10%, ritmo que acelera la llegada al límite TRE de 1:1, al cual no tendrá ningún sentido llegar, dado que en ese momento terminaría la era del petróleo.

Esta realidad ha llegado a aceptarse a tal punto que la EIA en el documento World Energy Outlook (WEO) 2008 expresó: “La producción de crudo convencional alcanzará un nivel casi estable de 68–69

MBD hacia 2020, pero sin llegar a su pico histórico de 70 MBD alcanzado en 2006, mientras que la producción de condensados y petróleo no-convencional crece sólidamente". Aunque se muestra bastante optimista, ya reconoce la existencia del pico de petróleo y aparentemente acepta que ya lo pasamos en 2006.

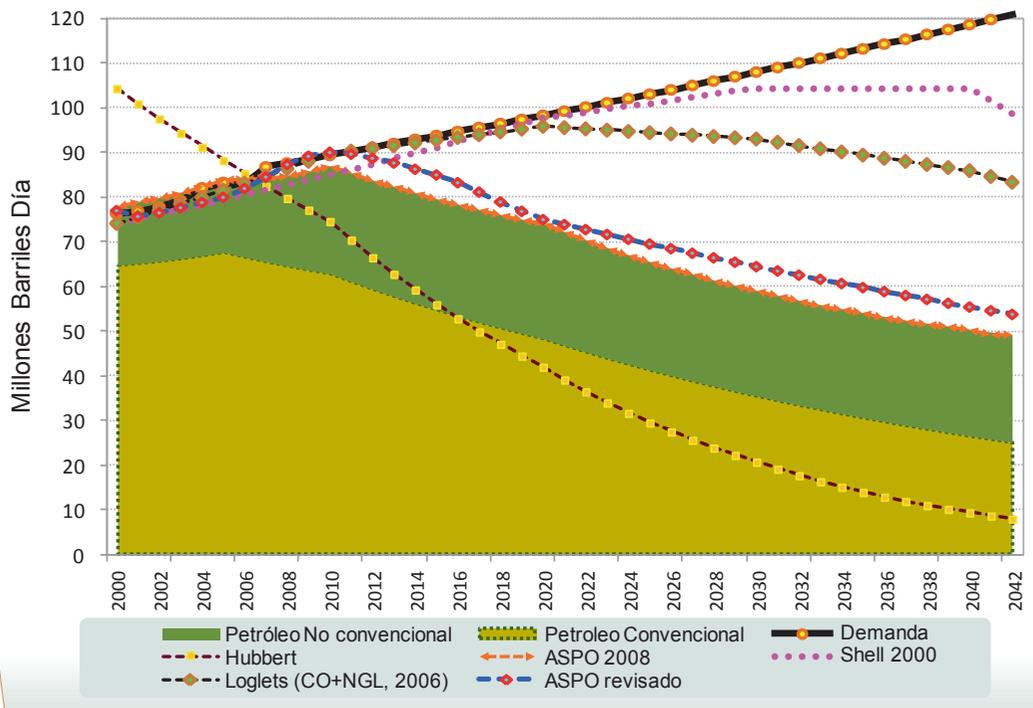
Todo lo expuesto muestra la situación a la que puede estar abocado el planeta y la humanidad frente a la dependencia de un recurso no renovable cuyas fuentes parecen estar en declinación. Pero la humanidad ha podido sobrevivir a muchos cambios drásticos, como nos lo dice la historia y tiene la capacidad creativa para superarlos.

Muchos analistas consideran que ante estas adversidades, nuevos descubrimientos tecnológicos permitirán encontrar las reservas no halladas hasta ahora, recuperar las que hoy en día no son recuperables y encontrar nuevas fuentes que replacen las que pueden extinguirse.

La gráfica 2.21, preparada por ASPO a finales de la década anterior, permite comprender mejor esta visión apocalíptica de lo que puede ser el acercamiento al fin de la era del petróleo, ya que muestra los diferentes pronósticos sobre la demanda y la oferta del petróleo en el inmediato futuro y en especial la notable brecha entre la demanda y la capacidad de la oferta bajo las condiciones mundiales de ese momento. Es imprescindible entonces la acción decidida en la búsqueda de nuevas reservas pero simultáneamente en la aplicación de políticas de utilización racional de la energía además del impulso a las nuevas fuentes de energía.

No obstante, no conviene ocultar la realidad: fuentes de energía renovable producen electricidad (directa o indirectamente), como los paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, hidroelectricidad y energía geotérmica. Pero simultáneamente hay sectores económicos que no pueden remplazar los combustibles fósiles por la electricidad renovable. Estas incompatibilidades constituyen obstáculos serios para la transición energética necesaria para dejar de utilizar los combustibles fósiles.

Gráfica 2.21 Pronósticos de producción de petróleo



Fuente: ASPO

El transporte (terrestre, marítimo, aeronáutico) depende por el 95% del petróleo, mientras que las alternativas todavía están en un estado de infancia. No existen aún alternativas para los buques movidos con fuel oil, camiones movidos con diésel y aviones movidos con turbo combustible.

Los carros eléctricos que inician su incursión en el mercado exigen baterías pequeñas, livianas, poderosas y rápidamente recargables, lo cual a pesar de los avances no ha podido conseguirse.

Hay sectores industriales que no pueden operar con la electricidad renovable como la producción de hierro, acero, vidrio, cemento y ladrillos y la agro-industria (tractores y máquinas agrícolas). Redundante decir que la industria petroquímica no puede existir sin petróleo y gas natural, para producir plásticos, fibras sintéticas, pinturas, pegamentos, farmacéuticos, cosméticos, plaguicidas, fertilizantes químicos, etc.

Existen alternativas de generación de energía, las centrales geotérmicas, las cuales circulan aguas termales, de profundidades de 2–3 km y de temperaturas de 150–200°C y luego de propulsar las turbinas eléctricas, las aguas frías vuelven a las profundidades terrestres. Pero esta tecnología es utilizable sólo alrededor de los bordes tectónicos y de los volcanes; fuera de esas zonas geotermales del mundo no es energéticamente rentable.

Las centrales nucleares tienen la enorme ventaja de que no emiten dióxido de carbono, pero la desventaja de que sus desechos radioactivos siguen siendo peligrosos durante varios milenios. Sin embargo, funcionan a base de un mineral con reservas limitadas. Podría ocurrir una escasez de uranio entre 2020 y 2050 y entonces vale la pena preguntarse si conviene construir tantas nuevas plantas nucleares para solo unos 20 o 30 años y luego dejar los escombros radioactivos a nuestros descendientes.

Ante este panorama es inevitable concluir que existen altas posibilidades de desligarnos de la dependencia de los combustibles fósiles por dos razones de mucho peso:

1. Porque estamos abocados a su agotamiento en el mediano plazo.
2. Porque nuestro planeta ha sufrido un enorme daño a causa de las emisiones de dióxido de carbono que han causado un enorme cambio en el ambiente por el agotamiento de estos.

## 2.4.5 Estimación del consumo de combustibles líquidos

Las estimaciones de DOE/EIA del comportamiento futuro de los combustibles líquidos en su caso base, considera un aumento del consumo que pasa de 88,6 millones de barriles por día en 2012 a 96,6 en 2020 y 104,4 millones de barriles por día en 2035, con una tasa de crecimiento promedio medio anual de 0,9%, lo que en general significa 17,8% en el periodo 2012- 2035, pese al incremento del precio del petróleo que se elevan en términos reales de 2011 de US\$94,4 por barril en 2012 a US\$ 146,4/barril en 2035. La gráfica 2.22 muestra la estimación de demanda mundial de líquidos.

Para atender la creciente demanda de líquidos, su producción viene incrementando el volumen de líquidos y aunque los convencionales (derivados del petróleo) aportan más del 90% del total, también se consideran los combustibles provenientes del carbón o plantas CTL, del tratamiento de gas o plantas GTL, los biocombustibles y los crudos provenientes de yacimientos no convencionales, los cuales se ven estimulados por los altos precios del crudo hacia finales del 2020. En el escenario de referencia todo el crecimiento en la demanda de líquidos se registra en los sectores de transporte e industria, con una participación del 63% y 37% correspondientemente, predominando en este último la industria química se constituye como el mayor demandante de petróleo.

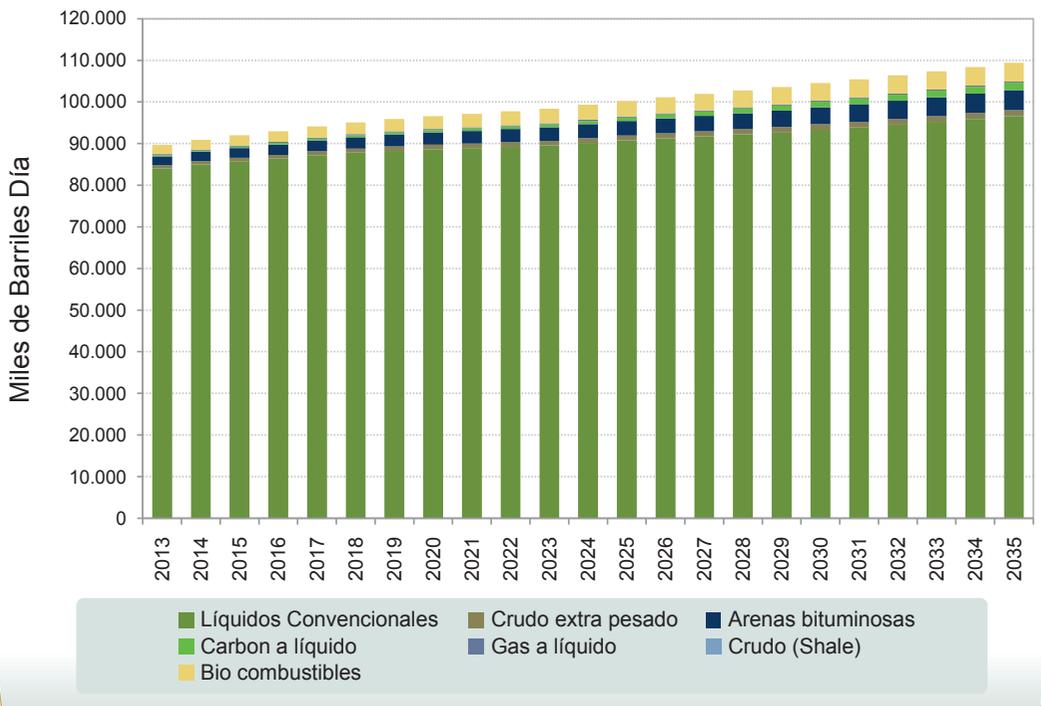
En el período proyectado los países No OECD, particularmente en Asia y Medio Oriente experimentarán fuerte crecimiento económico que estará acompañado de un crecimiento en la demanda de combustibles líquidos en los sectores industrial y de transportes. El mayor crecimiento en el consumo

durante el período 2013- 2035 ocurrirá en los países No OECD Asiáticos, particularmente China con 8,1 millones de barriles día e India con 3,6 y una tasa de crecimiento promedio año de 2,55% y 3,2%, respectivamente. Por su parte, el Medio Oriente incrementará sus consumos en 1,6 millones de barriles día y Centro y Sur América en 1,4 millones de barriles al día.

En resumen, las estimaciones de DOE/EIA consideran que en los próximos 23 años la demanda de líquidos en los países No OECD se aumentará cerca de 18,7 millones de barriles día, en tanto que su tasa de crecimiento promedio año se ubica en 1,64%.

Como reflejo del lento crecimiento económico por la declinación de su población, los países OECD incrementarán sus esfuerzos de economía de energía con medidas y establecimiento de estándares en la eficiencia energética de los automóviles. Como consecuencia de ello, los países No OECD en el 2015 habrán igualado a los OECD en el consumo de combustibles líquidos y ya para el año 2035 lo habrán excedido en un 37,8%.

Gráfica 2.22 Estimación del consumo mundial de combustibles líquidos



Fuente: DOE/EIA International Energy Outlook 2013

En el año 2035, la producción de combustibles líquidos habrá superado en 26,6 millones de barriles, la producción del año 2008, lo que representa un incremento de 30,9% en el período. El 57% de este crecimiento en volúmenes diarios corresponde a suministro de los países No OPEP y dentro de esta cifra, un 10,6% corresponde al incremento de producción de los biocombustibles en dichos países.

Es de anotar que las proyecciones toman en consideración que algunos países ricos en recursos tienen barreras políticas que calmarán el crecimiento de la producción después del 2015. Por ejemplo, Venezuela dispone actualmente de leyes que restringen la propiedad extranjera en los recursos de hidrocarburos, lo cual ha disminuido la inversión tanto nacional como extranjera y con ello se limita la capacidad de incrementar y aún mantener los niveles históricos de producción.

Igualmente, las proyecciones incluyen la situación de Iraq cuya producción de petróleo se redujo a

causa de la invasión a comienzos de 2003, hecho que no permite la recuperación de los niveles de producción precedentes, pero entre 2015 y 2035 se podrá tener un aumento significativo.

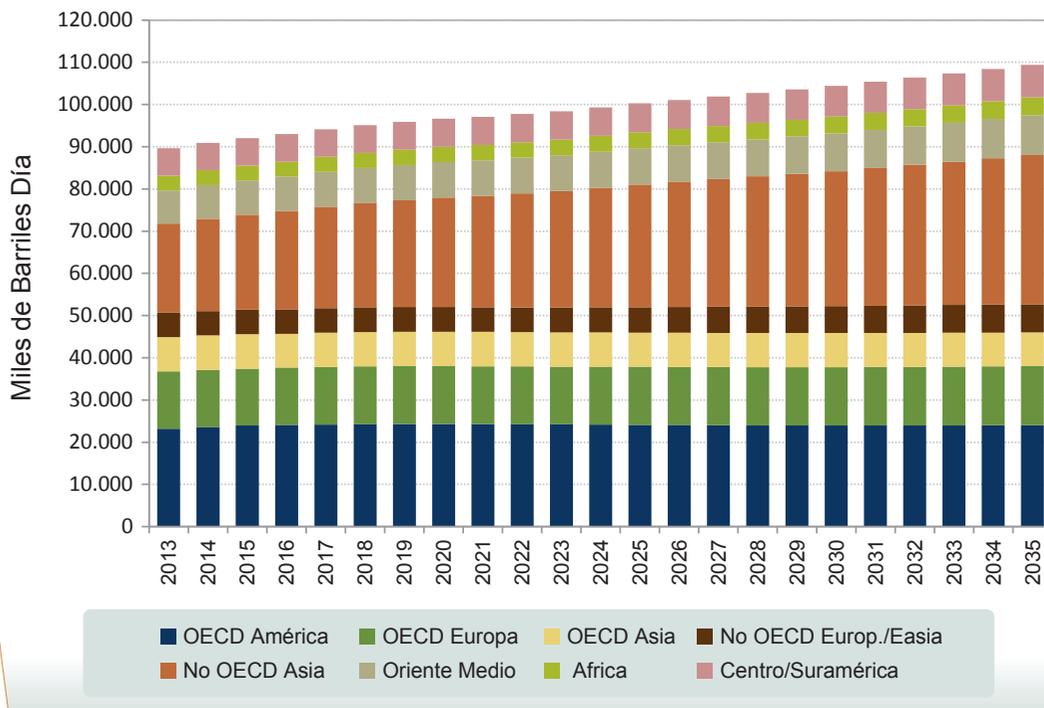
La producción de líquidos convencionales de los países No OPEP llegará en 2035 a 53,9 millones de barriles día desde 46,8 que produjeron en 2008, incremento en el cual tendrán las mayores participaciones Brasil, Rusia y Estados Unidos que gracias a la revolución del “shale gas” está marcando una profunda influencia en el mercado de los líquidos del gas natural o LGN a nivel mundial, considerando que los nuevos descubrimientos de este gas son a su vez ricos en productos líquidos.

Por otra parte, se estima que México y el Mar del Norte reducirán en 1 millón de barriles día su producción en el período proyectado, pero la declinación más significativa será el de los países europeos de la OECD que rebajarán su producción de 5,1 millones en 2008 a 3,0 millones por día en 2035, como consecuencia de la declinación de la producción en el Mar del Norte.

De acuerdo con la proyección de DOE/EIA, la producción de combustibles convencionales de Canadá se reducirá de forma importante, lo que será compensado con la producción de líquidos no convencionales de shale oil y shale gas en Estados Unidos. La gráfica 2.23 representa de manera regional la estimación de demanda de combustibles líquidos del mundo.

En cuanto a los combustibles no convencionales se destacan en los pronósticos el incremento en la producción de los crudos extra pesados del cinturón del Orinoco en Venezuela. No obstante, el mayor crecimiento en términos porcentuales lo tendrán los biocombustibles.

Gráfica 2.23 Estimación del consumo de combustibles por áreas



Fuente: DOE/EIA International Energy Outlook 2013

## 2.4.6 Capacidad de refinación

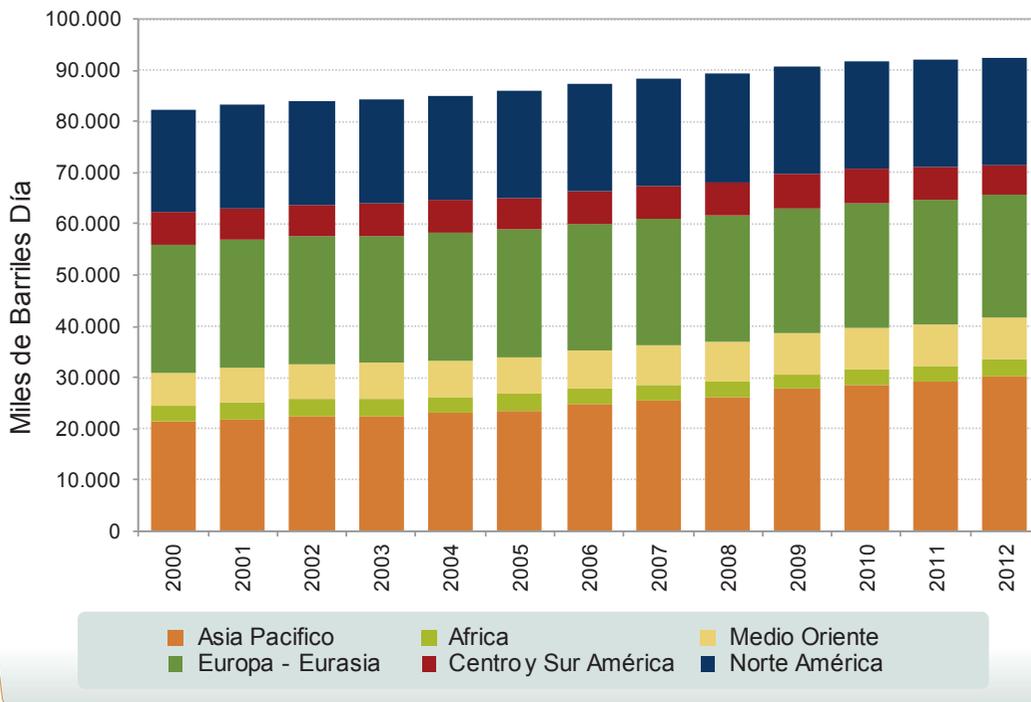
El proceso de refinación se desarrolla para el procesamiento del crudo que permite la extracción de distintos compuestos que dan mayor valor agregado y que a la vez permiten la atención de necesida-

des de los distintos sectores de consumo, ya sea que se trate de combustibles o de materias primas obligatorias para los procesos de transformación que demanda la industria manufacturera y bienes para los hogares.

La capacidad de refinación se ha incrementado de manera importante como resultado de las condiciones económicas y financieras a nivel internacional y del crecimiento de países emergentes especialmente en la última década, cuyo desempeño ha influido sobre la demanda global de combustibles y productos petroquímicos, suscitando aumentos en los porcentajes de refinación así como en sus márgenes alcanzados.

Al finalizar 2012 la capacidad de refinación mundial igualaba los 92 millones de barriles día, medio punto porcentual más que en 2011. La región de Asia Pacífico se constituye como la mayor dimensión con 30,1 millones de barriles diarios de capacidad de procesamiento, destacándose China con 11,5 millones, Japón e India con 4,2 y 4,1 millones de capacidad instalada, respectivamente. Individualmente, Estados Unidos dispone de mayor dimensión instalada con 17,3 millones de barriles, participando con el 18,8% del total mundial. La gráfica 2.24 presenta la evolución de la capacidad de refinación instalada mundial.

**Gráfica 2.24 Capacidad mundial de refinación**



Fuente BP Statistical Review of energy 2013

La región formada por los países de Europa y Eurasia, ostentaron hasta 2006 la mayor capacidad de refinación mundial, disponían en 2012 de una capacidad de 23,8 millones de barriles, perdieron 1,6 puntos porcentuales con respecto a 2011 y una tasa de crecimiento negativa en lo corrido del siglo XXI de -0,5%. Su participación relativa en el total de capacidad mundial ascendió a 25,8% la dispuso en segundo lugar, después de Asia Pacífico y aún sigue siendo superior a Norte América en 3 puntos porcentuales.

En la región sobresalen los aumentos de capacidad en la Federación Rusa, con un 3,3% con referencia a 2012 y una contribución al total del mundo de 6,2%, en España con 8,5% y Alemania con 1%

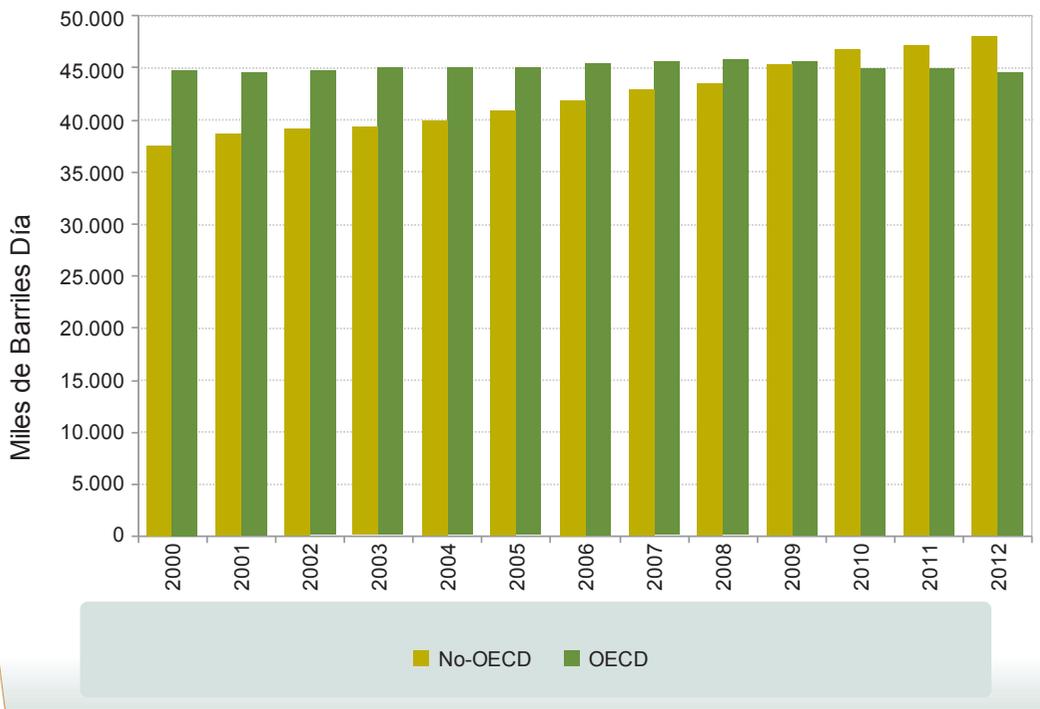
frente a la situación de 2011, sumando los dos países un total de 3,9% del total de capacidad de refinación mundial. Mientras que la Unión Europea en conjunto presentó reducción de 2,5% comparado con el año inmediatamente anterior, pese a que su contribución al total del mundo se sitúa en 16%. En el caso de la región Norteamericana su capacidad de refinación ascendió a 21,1 millones de barriles día un 0,4% por encima de 2011 y una contribución al total mundial de 22,8% que la sitúa regionalmente en el tercer puesto con infraestructura de procesamiento de crudo.

Las regiones de África y Medio Oriente aumentaron su volumen de refinación en 6,4% y 1,1% correspondientemente, aportando en conjunto un 12,5% del total, condición debida a la baja demanda de combustibles por su desarrollo industrial, a pesar de las importantes inversiones realizadas en los últimos años para atender la creciente demanda de combustibles en los países emergentes de la región asiática. Individualmente, África contribuye con el 3,6% del total del mundo, en tanto que Medio Oriente lo hace con 8,9% y una tasa de crecimiento promedio año de 2% en el periodo 2000- 2012.

Entre tanto, Centro y Suramérica mostraron una reducción de su capacidad de refinación en relación con 2011 de 8,8%, es decir, una disminución de más de 500 mil barriles por día de capacidad. Su participación mundial es de 6,4% sobresaliendo en esta zona el aporte de Brasil con 33,8% de la misma y Venezuela que alcanza el 22%.

Las principales variaciones en capacidad de refinación se han venido presentando en los países en desarrollo (No OECD), los cuales al finalizar el 2012 registraban un aporte del total equivalente al 51,7% con una tendencia de crecimiento promedio año de 2,1% en los últimos doce años, lo que representa ampliación de capacidad de más de 10,3 millones de barriles día. La gráfica 2.25 presenta la evolución de la capacidad de refinación de los países OECD y No OECD.

Gráfica 2.25 Capacidad de refinación regional



Fuente: BP Statistical Review of energy 2012

En el caso de los países de la OECD cuya contribución al total del mundo es 48,3%, es decir 44,6 millones de barriles día, muestran una continua reducción en los últimos cinco años y en el periodo

2000- 2012 su capacidad de tratamiento de petróleo disminuyó aproximadamente 100 mil barriles día, pese a ser la región de mayor demanda de combustibles líquidos.

Por otra parte, el equilibrio entre la oferta y la demanda de combustibles y el nivel de los márgenes de refinación son elementos que determinan el grado de inversión en la expansión de la capacidad de refinación. Para incrementar los márgenes de refinación normalmente se mejora la eficiencia de los procesos y así poder reducir excedente de capacidad. Sin embargo, para satisfacer los requerimientos futuros de combustibles no es suficiente incrementar la eficiencia de las refinerías, sino prever el desarrollo de nueva capacidad.

De acuerdo al documento "BP Statistical Review of Energy 2013" la utilización de la capacidad de refinación mundial durante 2012 alcanzó una tasa de 82,4% del total, siendo la más alta desde 2008, cuando se destaca la alta utilización en la Federación Rusa, la actividad de las refinerías de Norte América y de la región Asia Pacífico, mientras que el comportamiento de las refinerías de África presentó la menor actividad ubicándose por debajo del 70% de su capacidad de utilización. La gráfica 2.26 presenta el comportamiento del flujo de movimientos comerciales debido a la producción de combustibles y necesidades de las distintas regiones.

Hacia el futuro serán los niveles de consumo de los derivados y su calidad los factores que impongan las variaciones en las capacidades de refinación y con ello lo que vendrá serán incrementos de dichas capacidades para atender los mayores volúmenes demandados por las diferentes regiones, especialmente las de países con economías emergentes. Igualmente, se estima que se presentarán cambios estructurales en los esquemas de refinación para poder responder a los cambios de especificaciones de calidad en los diferentes productos, lo cuales son exigidos por los gobiernos para la disminución de compuestos contaminantes y cambios en las características de los crudos y/o sus mezclas.

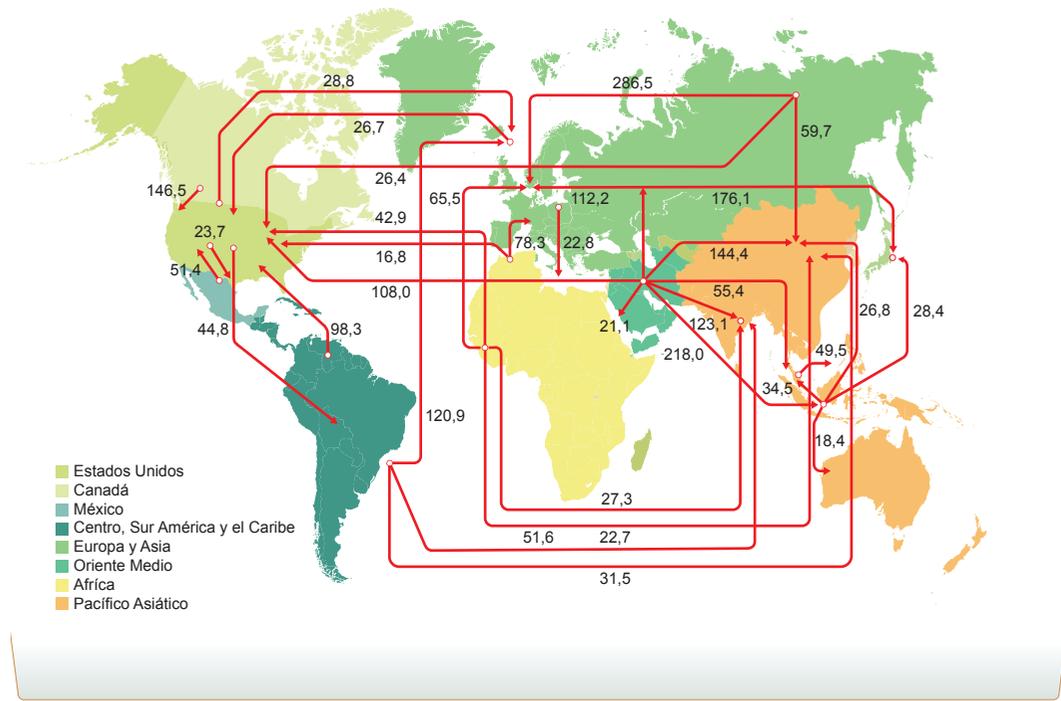
Los análisis de la OPEP consideran que en 2035 las capacidades de refinación se habrán incrementado en 17,2 millones de barriles diarios con respecto a la capacidad existente en 2012 por diferentes razones, entre ellas el crecimiento de la industria petroquímica que requiere mayores suministros de naftas, incrementos notables en las demandas de diésel y gasolinas, la mayor participación de destilados medios en la canasta del consumo así como la reducción en la demanda de los destilados pesados

Todos los factores antes mencionados requieren de replanteamientos en la configuración de los sistemas de refinación, lo que naturalmente exige ampliaciones y adiciones de nuevas plantas de procesos, por lo cual en el mediano plazo las necesidades de refinación no solamente exigirán nuevas plantas de refinación sino del aumento de capacidad de las existentes. También se considera que el crecimiento del negocio impulsa a los inversionistas a ampliar instalaciones, contar con sobrecapacidad, aún a costa de que los márgenes puedan sufrir deterioro.

Las nuevas instalaciones operarán en los países emergentes de Asia-Pacífico y Medio Oriente, en los que el rápido crecimiento económico exige de un gran aumento de suministro de energía. Pero a esto se suma la tendencia entre los productores, por razones económicas, de refinar domésticamente crudos más pesados poco apetecidos y no muy bien pagados en el mercado internacional, los que con menores rendimientos exigen de reacondicionamiento del esquema de refinación.

Los estimativos de OPEP mencionan que entre 2012 y 2015 la capacidad de refinación se incrementará en el mundo en 6,8 millones de barriles diarios de carga, como resultado de la terminación y puesta en marcha de proyectos que se encuentran ya en construcción, de los cuales el 50% pertenecen a la zona de Asia-Pacífico, ubicados principalmente en China e India.

Gráfica 2.26 Comercio mundial de combustibles



Fuente BP Statistical Review of energy 2013

Los proyectos que se desarrollaran en Asia-Pacífico tienen como propósito atender la creciente demanda doméstica. Entre tanto, los demás proyectos de las zonas del Medio Oriente y Latinoamérica cubren dos objetivos como lo son la atención de la demanda interna y las políticas enfocadas a agregar valor a los productos. Por su parte, nuevos proyectos en progreso en la antigua Unión Soviética buscan incrementar las posibilidades de exportación de productos a los mercados europeos.

Se estima que el pequeño crecimiento que tendrá la capacidad de refinación en los países desarrollados se producirá por aspectos como remplazo por cierre (planeado o potencial) de refinерías antiguas. Es de anotar que la situación de los refinadores en Europa se ha tornado difícil e incierta a causa de los mandatos de sus gobiernos de impulso al uso de los biocombustibles, la eficiencia en el consumo de combustible de las flotas de transporte, restricciones en las emisiones contaminantes y reducción de incentivos que por el contrario se ven incrementados en otros regímenes como China e India.

El negocio de la refinación en China está sufriendo un cambio a causa de la obligación de cerrar las refinерías que operan a un nivel menor a 40.000 barriles por día, con lo cual China aumentará su capacidad de refinación en 500.000 barriles por día entre 2012 y 2015. En ese período Medio Oriente sumará 1,1 millones de barriles por día a su capacidad de refinación.

Se presume que en Latinoamérica, Brasil tendrá un incremento de 230.000 barriles por día en su capacidad de refinación en atención a su política de dedicar a la refinación doméstica la producción incremental de crudo, México pondrá en operación la refinерía de Minititlán que procesará 100.000 barriles por día.

Colombia incrementará su capacidad de refinación en 230.000 barriles por día con la restructuración y ampliación de sus refinерías de Cartagena y Barrancabermeja y Venezuela procesará 240.000 barriles diarios más en una nueva refinерía que utilizará crudos extra pesados del cinturón del Orinoco, con los que producirá principalmente diésel para exportar a Europa.

En el período que se proyecta y como respuesta a las exigencias de calidad de los combustibles, los esquemas de refinación deberán ampliar y adicionar nuevos procesos que reduzcan los contenidos de azufre y que atiendan las necesidades de las nuevas generaciones de automóviles (desulfurización y mejora del índice de octano). Para ello será necesario ampliar o adicionar unidades de hidrocrqueo, coking, craqueo catalítico, isomerización, reformado catalítico.

## 2.4.7 Fuentes no convencionales de hidrocarburos

Dentro de los esfuerzos que han desarrollado los países para soportar la creciente demanda de energía sin que a la fecha tengan una definición propia, se encuentra la explotación de aquellos recursos que no cumplen los requisitos con los cuales se han caracterizado los hidrocarburos convencionales, es decir aquellos recursos que se acumulan en una roca que no es porosa ni permeable, imposibilitando que el hidrocarburo fluya fácilmente desde la roca a un pozo o hasta la superficie.

Estas acumulaciones que pueden ser petróleo o gas, en general son más abundantes que los convencionales y según los expertos, requieren de altas inversiones y tecnología de última generación para su extracción, usan mayor cantidad de agua para su producción que los convencionales, parecieran menos rentables que los convencionales y pueden llegar a constituir reservas explotables en la medida que bajen los costos y suban los precios.

Dentro del grupo de fuentes no convencionales se destacan los hidratos de gas, las arenas bituminosas (Tar Sand), coal bed methane (CMB) y en menor escala actualmente el shale oil, el shale gas, tight gas.

### Hidratos de Gas:

También denominados caltratos, se generan y almacenan en sedimentos marinos profundos, depositados en los fondos marinos. El gas natural se encuentra en forma de sólidos cristalinos, como "cristales de hielo", que consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas rodeadas por moléculas de agua. El metano se encuentra cristalizado debido a las altas presiones y bajas temperaturas reinantes. Estados Unidos es el país que lidera el estudio de este tipo de recurso energético y del desarrollo de las tecnologías que puedan permitir su futuro aprovechamiento industrial.

Su explotación comercial aún está lejana, pese a que el volumen de este tipo de recursos es enormemente superior al gas convencional y se estima que están llamados a jugar un papel fundamental en la transición de las energías fósiles, de las cuales hoy somos altamente dependientes, a las energías del futuro, renovables o no, que puedan propiciar un sistema energético sostenible, según AAPG Memoir 89, (2009) y en Geological Society Special Publication, n° 319 (2009).

### Arenas bituminosas:

Las llamadas arenas bituminosas o "*tar sands*" son yacimientos de crudos extra pesados (bitumen) que se han encontrado mezclados con arcilla, arena y agua. Altas reservas de este tipo de petróleo se han encontrado en Canadá, (provincia de Alberta), siendo el único lugar donde se explotan industrialmente, con una larga tradición. Según estimativos, actualmente representan el 81% de las reservas del mundo, pero se tiene certeza de que existen en países como Venezuela y Colombia, igualmente.

Mapa 2.1 Arenas bituminosas – Provincia de Alberta, Canadá



Fuente: Geological Society

Para la producción de un barril de petróleo de este tipo, es necesario procesar dos toneladas de arenas bituminosas. Para ello se utilizan dos métodos:

- El primero, llamado método “a cielo abierto”, requiere de la movilización mediante palas y camiones de enormes cantidades de arena a plantas procesadoras, en las que mediante aplicación de agua caliente se reduce la viscosidad del bitumen, que luego permite separar por medios mecánicos las arenas del petróleo.
- El segundo, llamado método “in situ”, similar al utilizado en la extracción en pozos petroleros convencionales a profundidades de 70 a 80 metros a los que se inyecta energía térmica mediante vapor de agua, con lo cual se consigue la reducción de viscosidad y separación del bitumen de las arenas para luego ser extraído mediante bombeo mecánico.

El bitumen extraído por las empresas canadienses se somete a proceso de hidrogenación para convertirlo en un crudo sintético (“syncrude”) de 30° API que puede ser bombeado para refinación. Las arenas bituminosas son una opción viable desde el punto de vista económico y energético, sin desconocer el gran problema ambiental.

#### **Coal Bed Methane (CMB):**

Es el gas natural metano asociado a las capas de carbón y se encuentra retenido en fracturas y, fundamentalmente, absorbido en la matriz de la roca. Existen importantes reservas mundiales de gas natural asociadas a este tipo de acumulaciones no convencionales y los principales productores son: Estados Unidos, donde el 7,5% de su producción total de gas proviene de este tipo de recurso no convencional, Canadá y Australia.

#### **Tight gas:**

Es el gas natural contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad matricial muy bajos. El gas ha migrado desde otra roca y se encuentra contenido en microfracturas y en la escasa porosidad matricial de la roca. Existen importantes reservas mundiales de gas asociadas a este tipo de acumulaciones.

#### **El Petróleo Pizarra (shale oil):**

Son hidrocarburos tanto petróleo como gas que se encuentran en lutitas (arcillas), lo cual no siempre es cierto, y rocas con tamaño de grano muy fino, ricas en materia orgánica y con muy bajos valores de porosidad y permeabilidad matricial.

Aunque el proceso de extracción puede ser similar al de las arenas bituminosas, obtener el crudo de lutitas es un proceso más complejo por la fuerte adherencia directamente a la roca, a diferencia del caso de las arenas bituminosas en el que la presencia de agua crea una interface entre el petróleo y la arena que la hacen fácilmente separable. Por esta razón la reducción de la viscosidad para movilizar el fluido requiere temperaturas de 460°C, que en la actualidad debe suministrarse mediante resistencias eléctricas.

El fluido es sometido a mejora mediante hidrogenación que lo convierte en un crudo sintético de 30° API para someterse a los procesos de refinación. El rendimiento es superior al de las arenas bituminosas ya que se obtiene un barril de crudo sintético por cada tonelada de material rocoso. Sin embargo, las altas exigencias de energía térmica hacen que estos hidrocarburos sean una simple opción de remplazo ante limitaciones de suministro de los crudos convencionales. Las investigaciones y pruebas de este combustible no convencional se realizan especialmente en el estado de Utah, donde se desarrollan pruebas con la utilización de vapor, microondas y fuego directo con las que se busca reducir el costo de recuperación.

Aunque en las actuales condiciones de los precios de los crudos este combustible no es más que un potencial recurso energético, se desarrollan intensas investigaciones en la búsqueda de posibilidades de su utilización, ya que se tienen en el mundo 100 grandes depósitos distribuidos en 27 países. En los mapas siguientes<sup>3</sup>, para algunos países, se muestran depósitos de este tipo de petróleo no convencional.

Mapa 2.2 Depósitos de “oil shale”

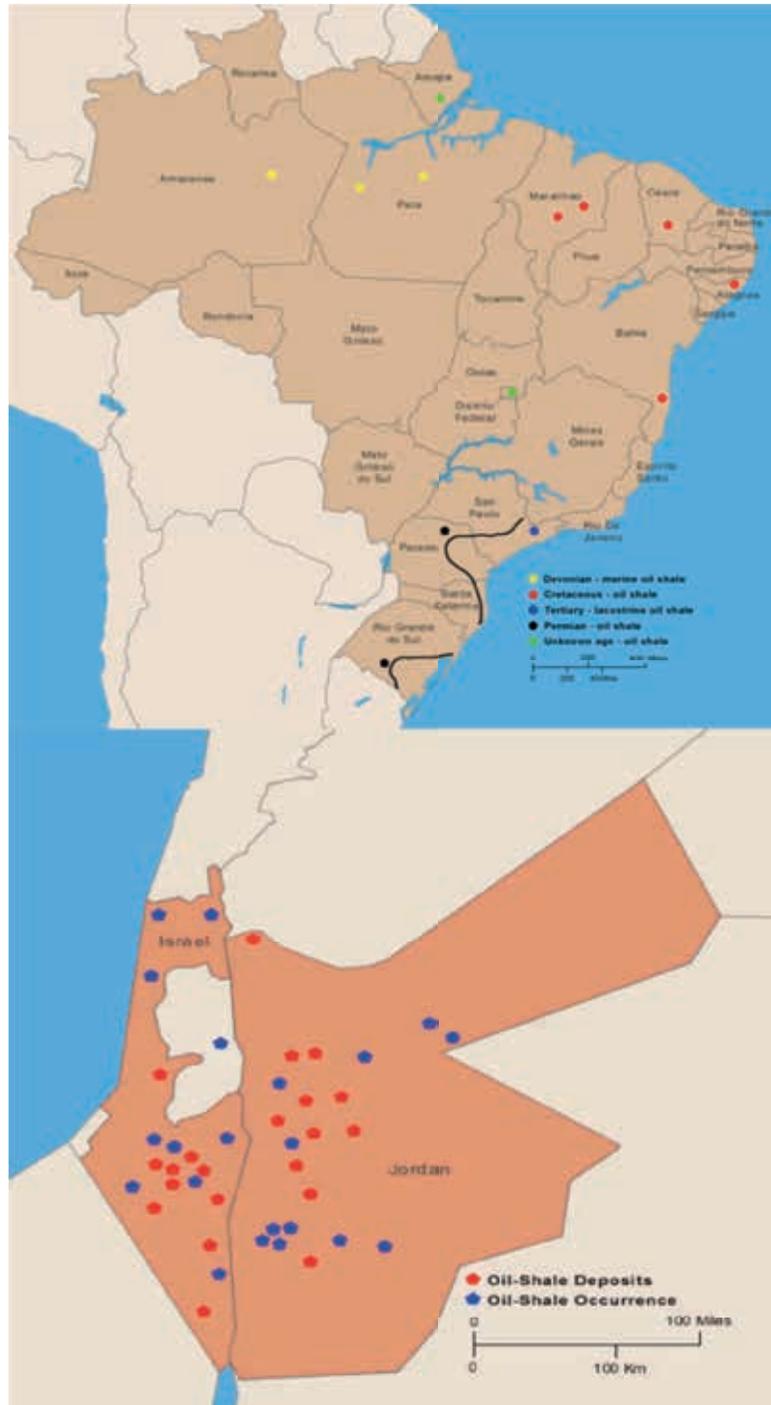


En el caso del gas tampoco se ha establecido una definición más precisa del gas no convencional y ha-

<sup>3</sup> *Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits. John R. Dyni*

bitualmente se considera la citada por el *National Petroleum Council* de los Estados Unidos que define el gas no convencional como “aquel gas natural que no puede ser producido en caudales y volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturamiento hidráulico a gran escala o recurriendo a la perforación de multilaterales desde un pozo principal u otra técnica que haga entrar en contacto más superficie de la roca con el pozo”.

Mapa 2.3 Depósitos de “oil shale”



En un yacimiento del tipo shale gas el hidrocarburo se encuentra como gas libre en los poros, espacios abiertos de la roca y/o de fractura, como gas absorbido en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica que contiene la roca y como gas disuelto en la materia orgánica contenida en la roca.

A partir de las técnicas de fracturamiento y perforación horizontal Estados Unidos ha incrementado de manera importante la producción de gas natural generando una revolución energética que ha llevado los precios del recurso a niveles bajos que han llevado a una reorganización de la canasta energética mundial, permitiendo que se liberen grandes volúmenes LNG (gas natural licuado) propiciando un lento desacople de los precios del gas natural con respecto a los del petróleo.

El convencimiento de la revolución energética está basada en que el gas natural posee ventajas con respecto al resto de los combustibles fósiles, cuyas características pueden resumirse en mayor limpieza que el resto de los energéticos fósiles, mayores reservas extraíbles con respecto al petróleo y más amplia distribución geográfica, garantizando una menor dependencia de unos pocos países productores.

La experiencia acumulada durante los últimos 30 años en la exploración- producción de hidrocarburos no convencionales, especialmente shale gas, demuestra en los Estados Unidos que es un proceso técnico, económico y medioambientalmente factible. Esa misma experiencia también prueba el beneficio económico y el aseguramiento del autoabastecimiento que supone para un país poder aprovechar volúmenes significativos de reservas energéticas internas.

Ante esta nueva realidad, ¿será que se está alcanzando el “pico del petróleo” como lo evaluaron algunos estudiosos, mencionado que las reservas entrarían en una constante declinación o más bien será que muchos países, en especial las economías industrializadas, llegaron al pico de demanda?. Hace más de cinco años éstas vienen disminuyendo su consumo y aquellas economías emergentes están empezando a modificar el patrón de consumo en el sector transporte (el de mayor demanda de recursos fósiles) por el uso de nueva tecnología automotriz como los carros híbridos que cuentan con mayor eficiencia, materiales para construirlos más ligeros y fuertes.

## 2.6 Entorno latinoamericano

Latinoamérica es una región rica en recursos energéticos si se tiene en cuenta que uno de sus países, Venezuela, posee las mayores reservas de crudo en el mundo y que estados como Ecuador, Brasil, Argentina y Colombia cuentan con recursos significativos de carbón, petróleo y grandes fuentes de generación hidroeléctrica. La región es exportadora de petróleo (Venezuela, Colombia, Ecuador, Brasil, Méjico, Trinidad Tobago) y carbón (Colombia).

Más del 80% de la utilización de energía primaria de la región se concentra en sólo seis países: Argentina, Brasil, México, Venezuela, Chile y Colombia. El consumo de energía de la región en el año 2012 representó el 5,3% de la energía mundial y una tasa de crecimiento medio de 2,98%, siendo los principales países consumidores Brasil con 41,2% del total de la región, Venezuela 13,1%, Argentina 12,3%, Colombia 5,4% y Chile 5,3%.

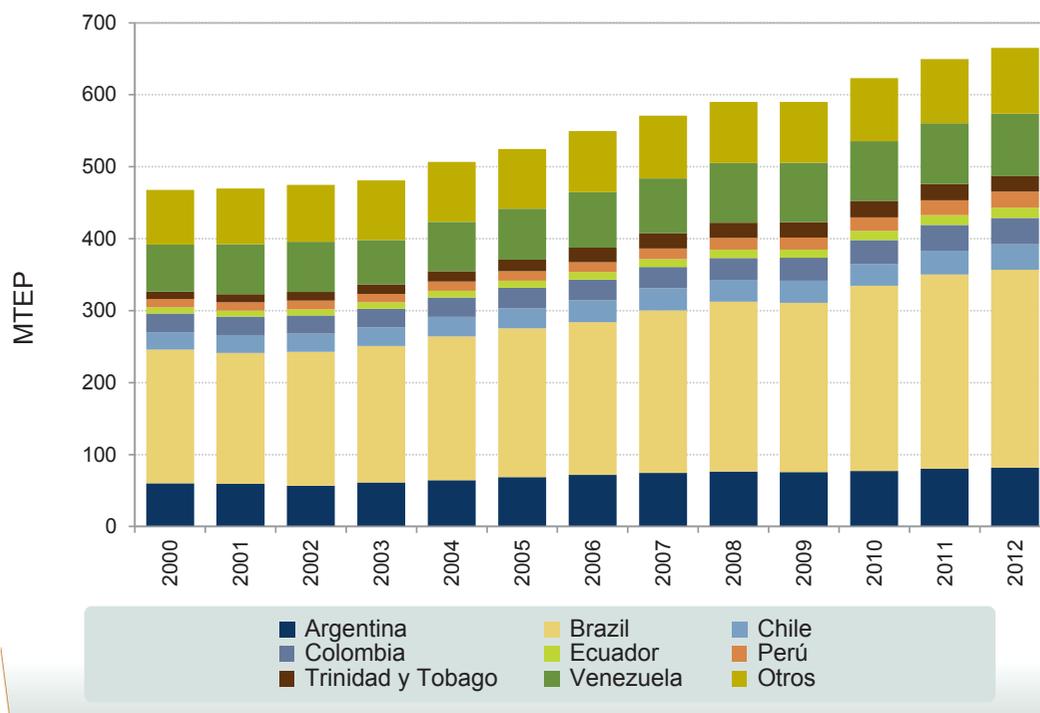
El crecimiento del consumo energético de la región en lo corrido del siglo XXI fue de 42,3% destacándose el comportamiento de Trinidad y Tobago con 108,5%, Perú 87,6% y Brasil 47,9%. Las anteriores cifras son indicativas de la pujanza de la región si se compara con el incremento de consumo mundial que en el período (2000/2012) fue de 33,6%.

La gráfica 2.27 muestra comparativamente los consumos de los principales países sobresaliendo Brasil, no sólo por sus valores absolutos sino por los altos crecimientos en la década, que alcanzaron el 3,31% promedio año y que son reflejo del tamaño de su población en comparación con la de los

demás países de la zona. Le sigue Venezuela y luego Argentina, con tasas de crecimiento medio anual que se aproximan a 2,42% y 2,62% respectivamente. En menor escala se encuentran Colombia, Chile, Ecuador y Perú que de manera conjunta crecieron en promedio anual 4,04% en los últimos doce años y demandaron en 2012 el 16,3% del total de la región.

Al cierre del 2012, el consumo de hidroenergía de la región registró un descenso en casi todos los países, representando una tasa negativa de 1,29% comparado con lo ocurrido en 2011, pues se demandaron 2,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo menos, destacándose Brasil con una caída del 2,5%, Argentina con -6,3%, Chile 2,2% y Colombia que lo hizo con -1,45%.

Gráfica 2.27 Consumo de energía en Centro y Suramérica



Fuente BP statistical review of world energy 20132

En cuanto a consumo de petróleo, todos los países presentaron aumentos y el crecimiento de la región descollando Ecuador cuyo crecimiento fue de 3,93%, seguido de Perú que alcanzó un aumento de 3,45% con respecto a 2011. Sin embargo, el energético de mayor dinamismo es el gas natural que alcanzó un aumento de 18,74%, es decir 7,8 millones de toneladas equivalentes de petróleo más que 2011, ubicándose Ecuador en primer lugar con un incremento de 31,2%, seguido de Perú con 22,1%.

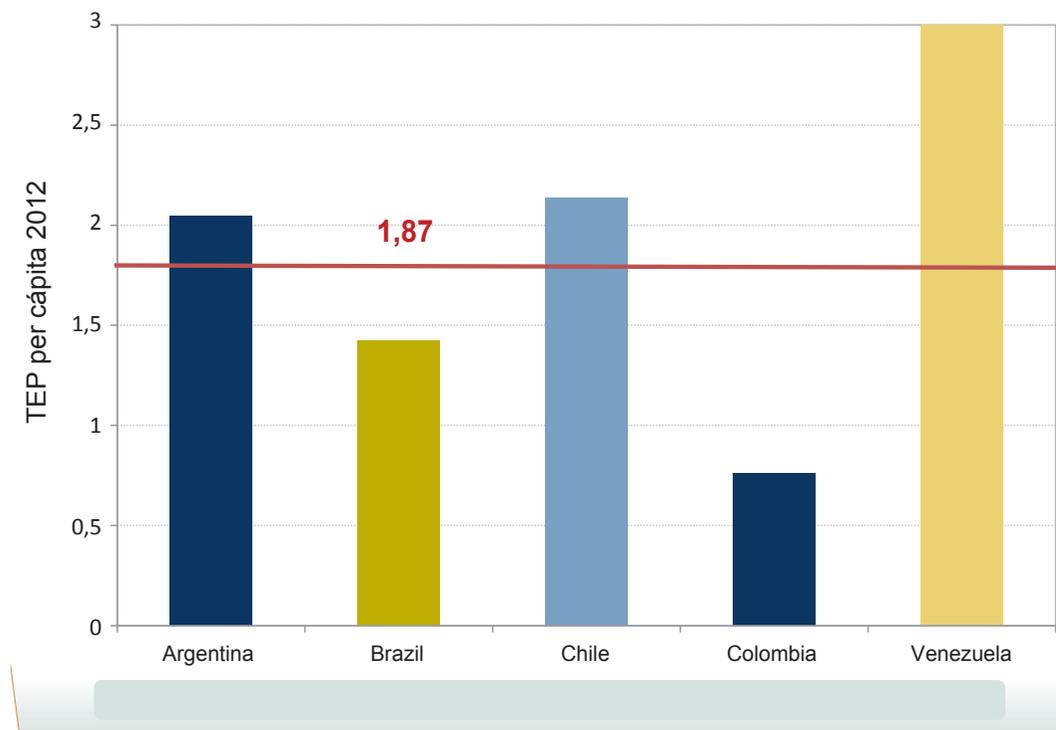
Los demás países igualmente mostraron una tendencia positiva, salvo el caso de Trinidad y Tobago que redujo su participación en 1,6 puntos porcentuales respecto de 2011.

En lo que respecta a carbón, la región consumió en 2012 cerca de 28,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo que representan menos del 1% del total del mundo, registrando una variación porcentual al alza de 2,2% con respecto a 2011, sobresaliendo Brasil nuevamente como el primer consumidor de la región con un 48% del total, mientras que a nivel mundial su contribución es inferior al 0,4%. Chile, Colombia y Argentina son también consumidores de este energético fósil y de manera agregada demandan casi 12 toneladas equivalentes de petróleo por año en el 2012 en la

región. Las energías renovables participaron con 2,3% del total y un aumento de 20,4% en relación con 2011, sobresaliendo de nuevo Brasil que consume el 72% y Chile con el 5,8%. En el ámbito mundial la región participa con un 6,5% y de manera individual Brasil contribuye con 4,7%.

En términos de consumo per cápita o media por persona (toneladas de petróleo equivalente por habitante año) la región registró durante 2012 un valor de 1,87. Este indicador refleja patrones de consumo de los diferentes sectores y constituye además una importante herramienta para el desarrollo de planes o programas que apuntan al uso eficiente o ahorro de energía. La gráfica 2.28 presenta el comparativo de los principales países consumidores de la zona en términos, señalando que el promedio de la zona es 1,87 TEP por año, donde Brasil y Colombia están por debajo del promedio.

Gráfica 2.28 Consumo de energía per cápita



Fuente BP statistical review of world energy 2013

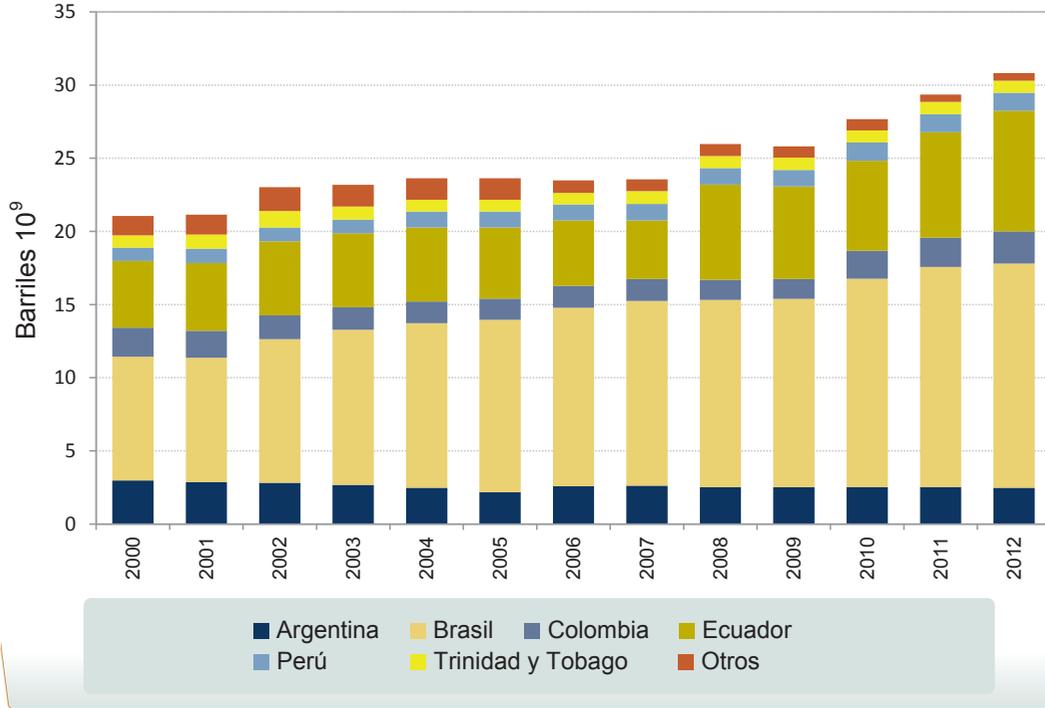
Sin duda alguna, la región Latinoamericana ha dado sorpresas en los últimos años por la espectacular incorporación de reservas de crudo, que hoy representan el 19,75% del total de petróleo crudo y el 4% de gas del total mundial, cifras que han ganado importancia por la mayor presencia en el suministro global, debido al incremento año tras año que acumula un crecimiento de 235% en petróleo y 10,5% en gas durante los últimos doce años, cambiando la cara del continente en las próximas décadas.

Antes incluso de que esas reservas hayan empezado a monetizarse con niveles de producción muy similares a los de hace 10 años, los ingresos petroleros han crecido exponencialmente debido al incremento de los precios del petróleo.

Según BP, al finalizar 2012 Argentina tenía reservas petroleras que le alcanzarían sin nuevos descubrimientos para 10,2 años; Brasil para 19,5; Colombia para 6,4; Ecuador para 44,6 y Venezuela para más de 200 años. La gráfica 2.29 muestra una evolución de las reservas probadas de petróleo en la región.

Muchos expertos aseguran que gracias a las nuevas tecnologías, el futuro de la región es alentador para la producción de petróleo y gas procedentes de yacimientos no convencionales particularmente para Argentina, Venezuela y Colombia, pero también señalan la necesidad de tomar previsiones para la protección del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático, pues al final tienen consecuencias significativas en la dimensión económica.

Gráfica 2.29 Reservas probadas de petróleo Centro y Suramérica

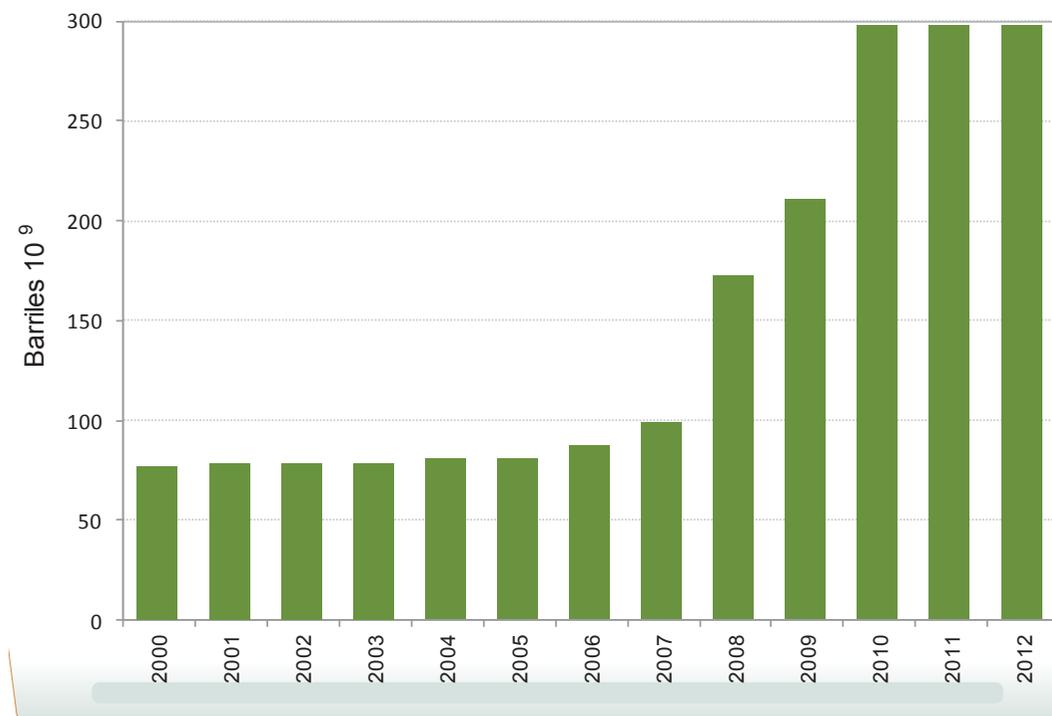


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

La gráfica 2.30 evidencia que la evolución de las reservas de Venezuela es un caso especial y dispone de casi una quinta parte de todas las reservas probadas de petróleo del mundo, y encabeza ya el ranking global, ya que ha elevado sus reservas en los últimos años gracias a que los avances tecnológicos han hecho viable la extracción de su crudo extrapesado encontrado en la faja del Orinoco.

Por otra parte, estudios realizados recientemente por la Agencia Internacional de Energía señalan que en Venezuela existe un importante potencial de petróleo procedente de yacimientos no convencionales de shale oil, donde se señala que Venezuela es considerado el séptimo país con las mayores reservas de este tipo después de Rusia, Estados Unidos, China, Argentina, India y Libia y que se encuentran localizadas en la cuenca occidental de ese país, específicamente en el oeste del estado Zulia, frontera con Colombia.

Gráfica 2.30 Reservas probadas de petróleo Venezuela



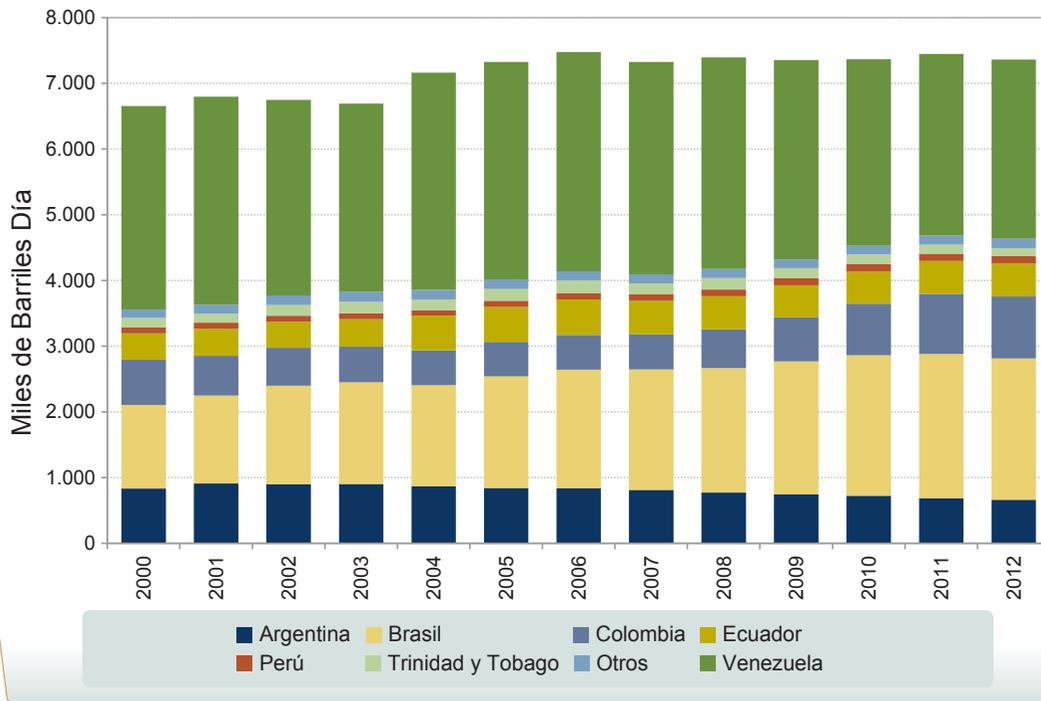
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

Por otra parte, Estados Unidos es el único país con avances en el desarrollo de este tipo de petróleo y durante el año pasado registró una producción de 847.000 barriles por día en este tipo de yacimientos, pero las condiciones de terreno en otros países no hacen tan claro que pueda replicarse la fórmula tecnológica con shale oil. Pues la diversidad en los yacimientos de petróleo en esquisto significa que algunas áreas a través de la formación geológica pueden tener pozos de relativa alta productividad, también conocidos como puntos dulces, mientras que en otras regiones es proporcionalmente más bajo, según lo indica también el estudio de la AIE.

La producción de petróleo de Latinoamérica finalizando 2012, llegó a los 7,3 millones de barriles diarios, noventa mil barriles menos que 2011 lo que significa una caída de 1,2 puntos porcentuales. En Argentina, Brasil, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela se presentó disminución que de alguna forma fue compensada con el incremento en Colombia, Ecuador y otros países con aporte menor.

En términos generales, la región ha mantenido un crecimiento moderado anualmente que se aproxima al 0,85% durante el periodo 2000- 2012, que en términos absolutos representa 700 mil barriles día en los doce años. Durante el año anterior, Venezuela fue el principal productor de la región con una contribución de 37%, seguido de Brasil que aportó 29,2% y Colombia que sumó 12,8%. No obstante, las tasas de crecimiento en el período dan cuenta de esfuerzos diferentes en cada uno de los países que por razones de distinta índole no han podido entregar resultados positivos en todos los casos. Brasil, Colombia Ecuador y Perú han visto aumentada su producción año tras año, con lo cual se ha visto el auge de la actividad y de estas economías en el entorno regional. En el caso de Brasil es de subrayar la tasa de crecimiento promedio año en lo corrido del siglo XXI, cuyo valor alcanza los 4,47 puntos porcentuales, lo mismo que Colombia que registra un 2,68% en el mismo ciclo La gráfica 2.31 presenta el comportamiento de producción petrolera en los países de la región.

Gráfica 2.31 Producción regional de petróleo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

Expertos de OPEP manifiestan que tanto el crecimiento de consumo como de producción de petróleo, debe estar acompañado de nuevas plantas de refinación o bien ampliación de las ya existentes. Este nuevo panorama de consumo ha incentivado a muchas empresas de distintos países de la región a invertir en infraestructura de refinación, para atender la creciente demanda de combustibles como es el caso de Brasil, Ecuador, Argentina y Colombia, países que ampliarán algunas de sus plantas o construirán nuevas instalaciones.

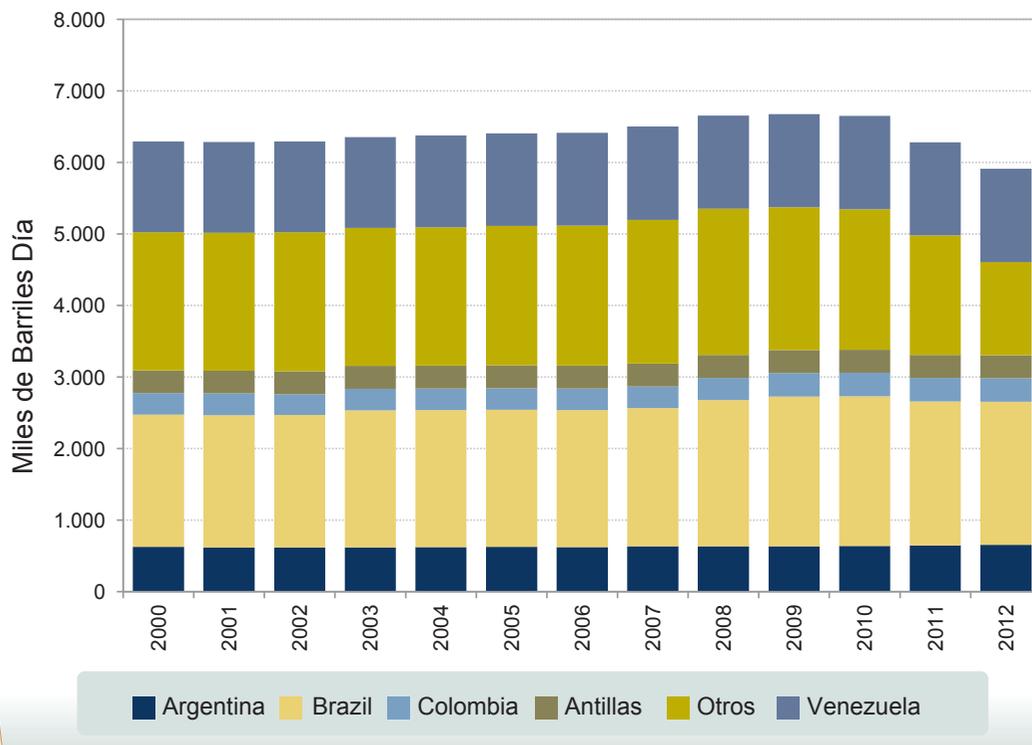
La capacidad regional de refinación alcanzó 5,9 millones de barriles día al finalizar 2012, contribuyendo con el 6,39% del total mundial, cifra 8,8% menor a la registrada en 2011. Entre los países con mayor capacidad están Argentina con (0,65 millones de barriles día y ocho plantas), Brasil (con 2 millones y 12 plantas), Venezuela (con 1,3 millones y seis plantas), Colombia con (0,33 millones de barriles y 4 plantas) y el resto de países de la región suma aproximadamente 1,3 millones de barriles día.

La economía con menor capacidad de refinación a nivel regional fue Costa Rica con apenas 15.000 barriles por día en su única planta y se encuentra por debajo de República Dominicana, Nicaragua, El Salvador, Jamaica y Puerto Rico.

El desarrollo de la infraestructura de refinación de petróleo en Brasil, ha mostrado el mayor dinamismo de la región con un incremento de 8,2% durante los últimos doce años, en tanto que Argentina lo ha realizado a 4,5% en el mismo lapso. Con menor celeridad se encuentra Venezuela que registra un crecimiento de 2,7% a la par que el resto de países en conjunto muestran una reducción de 25,9% que en el neto región significa retracción del 5,7% equivalentes a cerca de 400 mil barriles día menos que a inicios del milenio, recordando que la mayor refinación de Venezuela sufrió un catástrofe que dejó por fuera de servicio gran parte de sus instalaciones.

La gráfica 2.32 muestra la evolución de la capacidad de refinación de los principales países de la región.

Gráfica 2.32 Capacidad regional de refinación



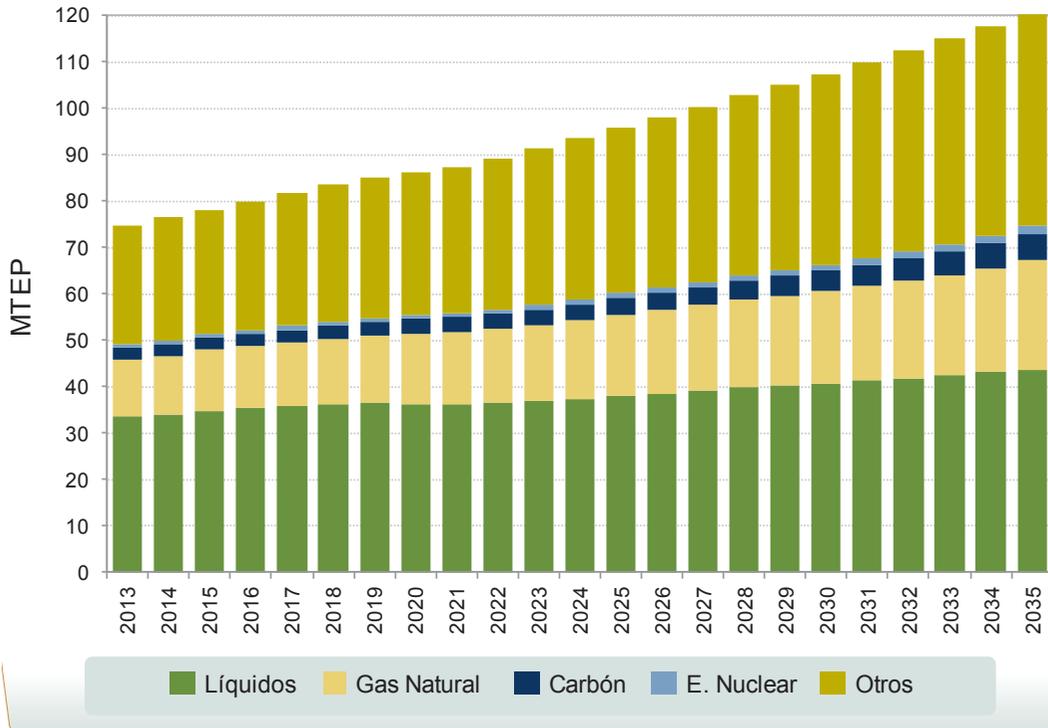
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

Es de esperarse que una región con crecimiento continuo y sostenido en el consumo de derivados del petróleo y un volumen importante de recursos primarios, se mueva a un esquema más apropiado para atender sus necesidades energéticas y reducir importaciones, cambiando el modelo y proveer valor agregado a los productos primarios como el petróleo y participar en el mercado internacional con derivados de mayor valor.

Estimaciones de EIA señalan que la demanda energética de la región latinoamericana en su escenario medio aumentará un 54,2% en el período 2012 - 2035, que equivalen a 408 millones de toneladas de petróleo, destacándose el ascenso del carbón cuya tasa alcanza 124,6%, seguido del gas natural con 82,5% en el mismo período. Los combustibles líquidos muestran un incremento total de 25,1% y la mayor participación relativa en el total con 37%, lo cual representan 422 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 2035.

Los análisis indican que al final del período los energéticos fósiles remontan las 705 millones de toneladas y la categoría de otros, dentro de las cuales se incluyen las renovables que suman 456 millones de toneladas equivalentes de petróleo, es decir el 39,3%. Individualmente Brasil es el país de mayor requerimiento energético, pues en 2035 demandará el 56% del total de la misma y un aumento de 292 millones de toneladas equivalentes de petróleo, representando una subida de 83%. La gráfica 2.33 muestra el comportamiento esperado de la demanda por fuente.

Gráfica.2.33 Proyección demanda mundial de energía



Fuente: IEA-DOE

De manera sectorial, se estima que el transporte demandará la mayor cantidad de energía final para el movimiento de personas y mercancías por carretera, ferrocarril, aire, agua y tubería. El comercio y la competitividad económica son los factores de mayor importancia que determinan la demanda de transporte de carga, así como el comportamiento de viajes. Por su parte, patrones de uso del suelo y la urbanización afectan la demanda de transporte de pasajeros y el petróleo. Los combustibles líquidos son los energéticos que suplen los requerimientos del sector transporte y tan solo Argentina, Colombia y Venezuela disponen de un equilibrio del mercado de derivados.

Se estima que el sector transporte crecerá en promedio 1,3% promedio año, sobre la base de un incremento del PIB de 3,3% y de 0,7% de la población en cada uno de los años del período de proyección.

Es importante mencionar que igualmente Latinoamérica ha tenido desarrollos importantes en el tema de biocombustibles. En 2012 más de la cuarta parte de este recurso renovable (27,4%) fue producido en esta región, lo que la ubica en el segundo lugar de producción de biocombustibles, con Brasil a la cabeza en la zona (22,4% de la producción mundial) después de Estados Unidos que produjo el 48% del mundo.



# 3. 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. De igual forma, presenta el análisis de la matriz energética colombiana y la participación del petróleo dentro de los recursos energéticos del país.

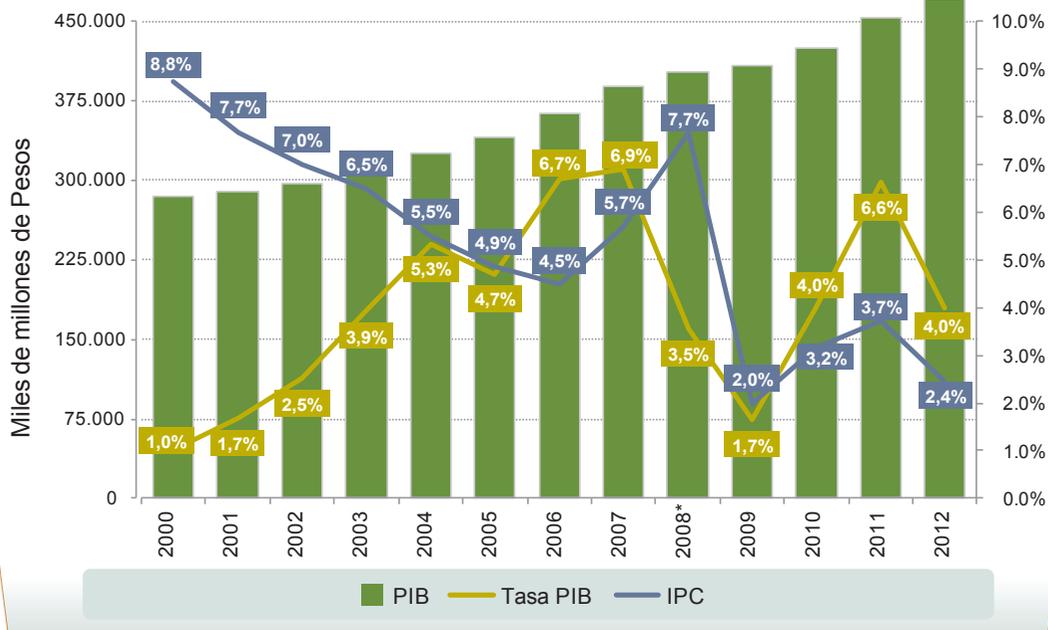
## 3.1. Principales Indicadores Económicos

Aunque en los últimos años de la primera década de este siglo (2008 - 2010), el crecimiento económico del país no fue tan alto como en los años precedentes (2004 - 2007), desde el 2000 ha mostrado un crecimiento continuo gracias a la recuperación del consumo interno y al mayor dinamismo de la demanda externa, mostrando un buen comportamiento en los indicadores de carácter laboral y social.

Tal como lo indicó el Banco de la República en su informe anual para el año 2011, la economía del país creció 6,6%, a pesar de la desaceleración de la economía mundial originada en la crisis financiera y fiscal de algunos países de la Unión Europea, representando el tercer crecimiento más alto de los últimos treinta años.

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

Gráfica 3.1 Evolución indicadores económicos colombianos



Fuente datos: DANE. PIB por Oferta sin Importaciones, precios constantes de 2005 por encadenamiento.

Ante el débil desempeño del mundo desarrollado, las economías emergentes se han convertido en el soporte de la recuperación mundial. Durante 2012, éstas alcanzaron en conjunto un crecimiento de 5,4%, lideradas por China e India, con cifras anuales superiores a 7%. El desempeño de Latinoamérica y el Caribe fue igualmente sobresaliente al lograr entre 2010- 2012 un crecimiento de 5,4%, una cifra que está por encima de los parámetros históricos, inferiores al 4 por ciento anual, según el BID (Banco Interamericano de Desarrollo), con expansiones en los casos de Argentina, Perú, Brasil y mayores a 4% en México, Chile y Colombia.

En el año 2011 el crecimiento interno del PIB en Colombia fue de 6,6%, el más elevado desde 2007, destacándose el tercer trimestre de 2011, en el que el aumento del PIB parece haber alcanzado un pico de 7,5% que contrasta con el del último trimestre del mismo año correspondiente a 6,1%.

Durante 2011 el PIB experimentó un impulso por sector, así: petróleo y gas natural, 17,5%; equipo de transporte, 15,9%; carbón mineral, 15,4%; azúcar, 12,8%; intermediación financiera y seguros, 11,8%; transporte aéreo, 10,5%; productos minerales no metálicos, 9,4%; servicios, esparcimiento y deportivos, 8,4%; correo y telecomunicaciones, 7%; comercio, 6,9%, y construcción obras civiles, 6,5%.

Los sectores con el más bajo desempeño ese mismo año fueron: café con -11,2%, productos de café y trilla -7,7%, papel y cartón -2,9%, muebles -1,6%, productos de madera -1,2%, productos metalúrgicos básicos -1,1%, gas domiciliario -1%, y servicios domésticos -0,8%.

En general, la economía nacional logró resistir los golpes de la economía internacional particularmente los provenientes de Europa. Estos problemas parecen no haber afectado la confianza de los inversionistas y de los consumidores. La situación internacional no impidió que la demanda interna creciera durante 2011 a una tasa de 8,8%, comparable con la registrada en 2006 cuando la economía colombiana se encontraba en pleno auge. Parte de este desempeño fue posible por unos altos términos de intercambio y por abundantes flujos de inversión extranjera directa (IED), en particular la destinada al sector petrolero y a la minería.

En 2012 el PIB creció 4% cuando se esperaba una tasa más baja debido a la caída industrial del cuarto trimestre de 0,7%. Fue notable el comportamiento del sector minas alcanzando un 5,9%, seguido de servicios financieros con 5,5%, comercio con 4,1% y transporte con 4%.

Aunque la explotación de minerales sigue jalando el crecimiento total, con resultados superiores al promedio de los demás sectores, también muestra una significativa desaceleración, pues pasó de crecer 14,6% en 2011 a 5,9 por ciento en 2012.

De las 10 ramas de la actividad económica, la industria cayó 0,7%, las demás, si bien tuvieron cifras positivas, crecieron menos que 2011, con excepción del agro, que pasó de 2,4% en 2011 a 2,6% finalizando 2012. Por su parte, electricidad, gas y agua pasaron de 2,9% a 3,5% y servicios sociales de 2,9% a 4,9% culminado el año.

En contraste, la construcción pasó de crecer 10% en el 2011 a 3,6% el pasado año, comercio alcanzó 4,1% en 2012 luego de haber logrado un 6% en 2011, mientras que transporte luego de crecer 6,2 % en 2011 pasó a 4 % en 2012.

Por el lado de la minería, se destaca la caída de la producción de oro en 7,1%, níquel en 3,1%, y carbón en 3,0%, durante 2012. La construcción, rama clave para el empleo, logró elevarse 3,6%, debido al repunte en las obras civiles, aunque también este sector se desaceleró con respecto a 2011.

Durante 2012, el consumo final creció 4,4% con respecto a 2011; es decir, al contrario de lo sucedido en 2011, el impulso lo determinó el consumo del Gobierno con 5,1%, frente a un incremento de 4,3 en los hogares. Por trimestre, el mayor crecimiento del consumo final interno de los hogares se registró de enero a marzo, con un resultado de 5,6% y también el último trimestre se aceleró a 3,9%, luego de una tasa de crecimiento de 3,6 en el segundo y 3,8 en el tercero.

Se destaca que en el cuarto trimestre de 2012, con respecto al mismo período de 2011, los bienes durables (electrodomésticos, por ejemplo) tuvieron un incremento de 15,6 por ciento. Sintetizando,

durante 2012 los sectores de mejor comportamiento fueron: consumo final con un incremento de 4,4% y exportaciones con 5,7%.

En el consumo de las familias, el aumento se produjo principalmente en la compra de bienes semi-durables con un 6,9%, seguido por servicios con 4,6%. A su vez, la adquisición de bienes durables aumentó 4,4% y la de productos no durables subió 2,8%, según los analistas expertos.

Por su parte, la formación bruta de capital, que no es otra cosa que la inversión, mostró un avance de 5,7% durante 2012. El mejor comportamiento fue el de maquinaria y equipo, con un aumento de 7,7%, seguido por construcción y edificaciones, cuya demanda aumentó 5,6%. En contraste, hubo un desempeño más lento de las obras civiles 2,2% y del equipo de transporte 0,7%.

En lo concerniente al IPC (Índice de Precios al Consumidor), indicador que mide la evolución del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo final de los hogares, expresado en relación a un período base- observado en el lapso 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 8,75% a 4,48% en 2006. 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 inferiores. A partir de 2009, el IPC volvió a presentar valores entre 2,0% y 4,0%, valores que se encuentran dentro del rango y las expectativas del Banco de la República.

En lo referente a Colombia, durante 2012 este indicador continuó a la baja, pues se desaceleró 1,2 puntos porcentuales, al pasar de 3,73% en 2011 a 2,44%, favorecido por el buen comportamiento en los precios de los alimentos, las comunicaciones, el transporte y el vestuario, según lo señalado por el DANE.

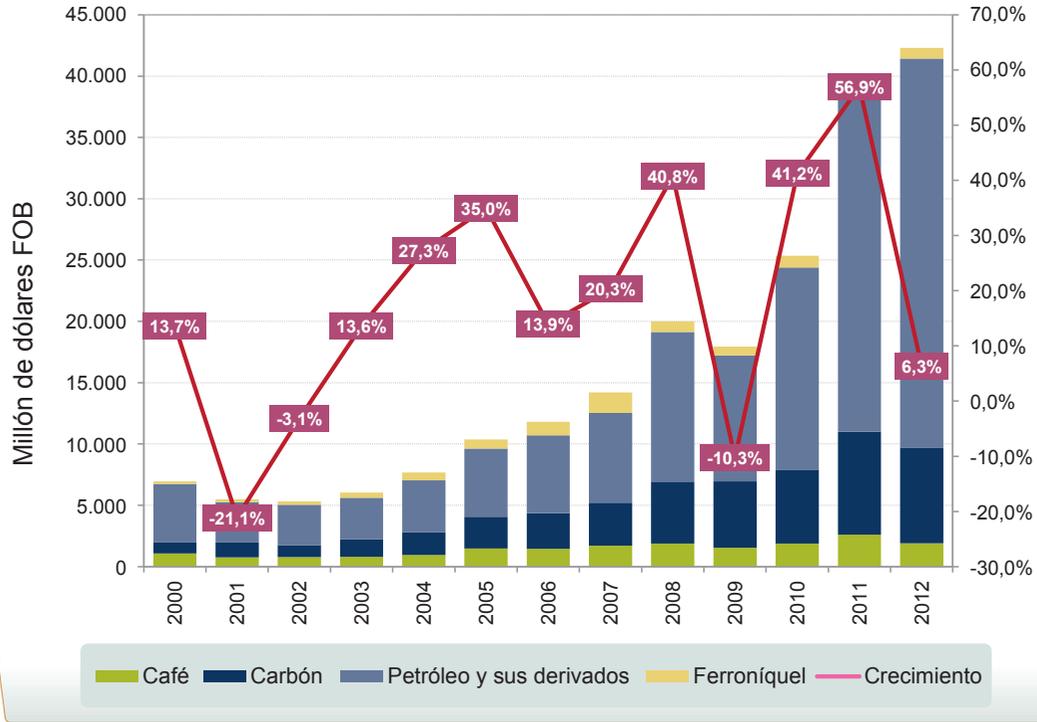
Los mayores gastos de las familias colombianas en 2012 se concentraron en los servicios de educación y salud, que registraron una variación de 4,59 % y 4,27 %, correspondientemente. Le siguieron la vivienda, cuyos precios se elevaron en 3,03 % y los alimentos con un ajuste de 2,52 %. En el campo educativo, los subgrupos con las mayores variaciones positivas en los precios fueron los de instrucción y enseñanza con 5,1 % y artículos escolares 1,46%. En los costos de salud, el DANE indicó que los gastos de aseguramiento privado subieron 5,99%, los de atención clínica 4,38 %, mientras en el ramo de artículos varios, especialmente medicamentos, se registró una variación de 3,55% durante 2012.

Geográficamente durante 2012, Bucaramanga se convirtió en la ciudad colombiana con el mayor índice de precios con 3,48%, seguida de Barranquilla donde el comportamiento de precios experimentó una variación de 3,02 % y de Cartagena con el 2,98%. Le siguen Villavicencio y Sincelejo con índices de 2,78 % y 2,71 %, respectivamente. En Medellín, los precios registraron un alza de 2,491 %, mientras que en Bogotá fue de 2,43 %. Cali fue de las capitales de menor carestía en bienes y servicios, ya que la variación de los precios durante 2012 fue de 1,89 %. Florencia, la capital de Caquetá, con una inflación de 1,19 %, se convirtió en la ciudad con el menor comportamiento de los precios. La escoltó Pasto con el 1,68 %.

En la economía nacional, el crecimiento de los precios en 2012 se situó dentro de un nivel que osciló entre el 2% a 4% fijado como meta por el Banco de la República, valor que resultó siendo el mismo para este 2013.

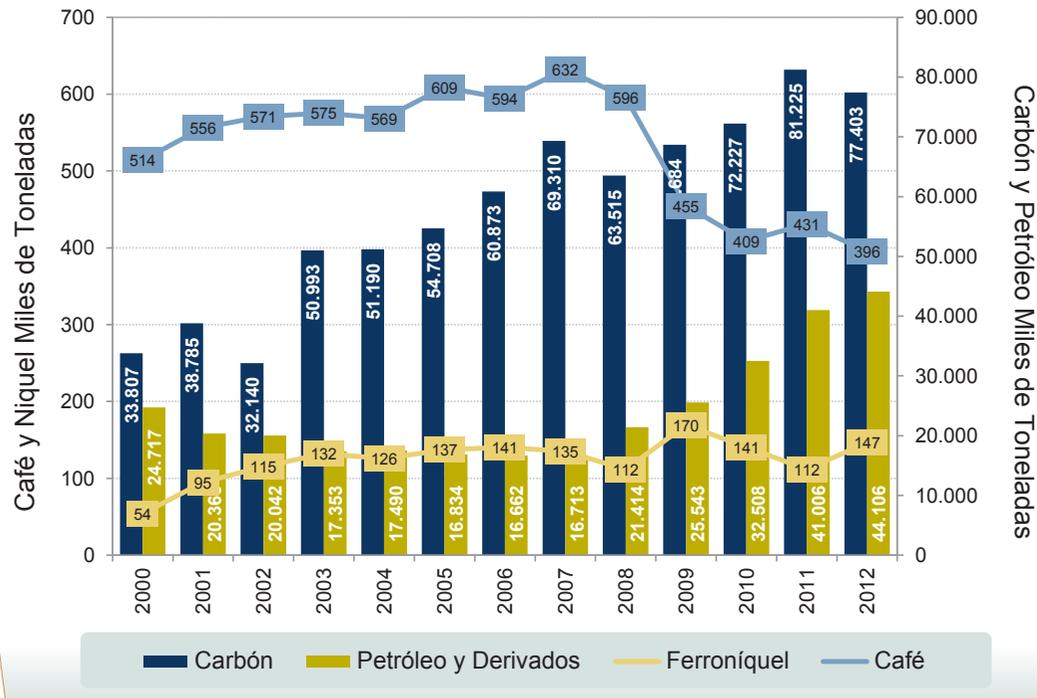
En cuanto al comportamiento del sector externo, el país experimentó una disminución en el valor de las exportaciones en los años 2000 a 2002, situación que se revirtió a partir del año 2003, alcanzando un valor de 37.626 MUS\$ FOB en 2008. En el año 2009 se presenta un nuevo descenso para retomar la senda creciente a partir de 2010 y lograr una cifra de 56.954 MUS\$ FOB. Las gráficas 3.2.a y 3.2.b presentan la evolución de los principales bienes de exportación nacional.

Gráfica 3.2.a Evolución de exportaciones tradicionales



Fuente: DANE

Gráfica 3.2.b Comportamiento de exportaciones volumen



Fuente: DANE

En general, el desempeño de las exportaciones colombianas en lo corrido del siglo XXI permite apreciar ventas externas con una tasa de crecimiento promedio anual de 14,5% al pasar de MUS\$ \$13.158 a MUS\$ \$60.253 al finalizar 2012. La actividad, tanto en las tradicionales como no tradicionales, es notable pues las primeras muestran una tasa de crecimiento medio anual de 18,1%, en tanto que las segundas lo han materializado al 10,2% en el periodo 2000 - 2012.

Si bien es cierto que las exportaciones no tradicionales presentan una tasa de crecimiento menor, también lo es el hecho de que éstas han más que triplicado su valor en 12 años, al pasar de MUS\$6.211 en 2000 a US \$17.990 en 2012, máxime los aprietos generados por la reevaluación de los últimos años.

En lo corrido de este siglo, el país presenta una balanza comercial positiva excepto para los años 2006 y 2007, años en los cuales las importaciones superaron ligeramente a las exportaciones en 143 y 824,3 MUS\$, respectivamente.

Para 2011 las exportaciones tradicionales (café, carbón, petróleo y sus derivados y ferróníquel) representaron cerca del 70% del total nacional y se incrementaron en un 56,94% con respecto al año 2010. Las no tradicionales, que representaron el 30% restante, presentaron un 18,6% de incremento con respecto al mismo 2010. En 2011, las exportaciones de petróleo, incluyendo sus derivados, y de carbón representaron 91,37% de las exportaciones tradicionales y el 63,82% del total exportado. El petróleo y sus derivados contribuyeron con el 70,26% y el 49,1%, respectivamente.

Las exportaciones en 2012 mostraron un comportamiento positivo que le significaron al país ingresos por MUS\$60.666, monto superior en US\$3.246 millones al observado en el año anterior, lo cual representó una tasa de crecimiento de 5,6%. De acuerdo con lo manifestado por el DANE, el resultado estuvo explicado principalmente por el crecimiento de 6,7% en las exportaciones de combustibles y productos de las industrias extractivas, que pasaron de MUS\$37.614 a US\$40.199,1 millones.

En diciembre de 2012, las exportaciones colombianas cayeron 11,2%, con referencia a diciembre de 2011, al pasar de MUS\$5.554 a MUS\$4.932, ocasionado por la reducción de las exportaciones de manufacturas en 24,0%, de combustibles y productos de las industrias extractivas en 5,7% y de productos agropecuarios, alimentos y bebidas en 23,8%.

La caída de las ventas de manufacturas se debió fundamentalmente a la disminución en las ventas de maquinaria y equipo de transporte que registraron una disminución de -23,9%. La disminución de combustibles y productos de las industrias extractiva fue ocasionada principalmente por la reducción de hulla, coque y briquetas de carbón con - 25,2%. Por su parte, la disminución de productos agropecuarios, alimentos y bebidas se explicó por la reducción en las exportaciones declaradas de café sin tostar, descafeinado, cáscara y cascarilla del café con - 41,8% y otros azúcares de -79,5%. En diciembre de 2012, se exportaron 22,4 millones de barriles de petróleo crudo, frente a 22,1 millones en el mismo período de 2011.

El informe del DANE también indica que las manufacturas presentaron un crecimiento de 4,8%, debido principalmente a las mayores ventas externas de maquinaria y equipo de transporte con 13,3%, las cuales pasaron de MUS\$1.722,0 en 2011 a MUS\$1.951,4 en 2012, mientras que las ventas de productos químicos y productos conexos le siguieron en orden de importancia, al crecer 3,5%.

Las exportaciones de café y carbón se redujeron 27% y 7%, correspondientemente, con respecto a 2011, en tanto que las de petróleo se incrementaron 13% y níquel también aumentaron un 7%. En total las exportaciones tradicionales presentaron un balance positivo al finalizar 2012 e incrementaron 6,33 puntos porcentuales con respecto a 2011, mientras que las no tradicionales lo hicieron a un tasa de 4,67% con relación al igual 2011.

Los productos agropecuarios lograron ingresos por valor de MUS\$6,628 que en comparación con 2011 registraron una reducción de 6,1% y su participación relativa en el total fue de 4,56%. Por otra parte, las manufacturas aumentaron 5,5% respecto al mismo período de 2011, al incrementarse en 9,9 millones de dólares y contribuir con 38,5% en el total de exportaciones.

Las exportaciones del sector minero alcanzaron los MUS\$34.190 con un incremento de 7,88%, al aumentarse en MUS\$2.465 en referencia al 2011, aportando 56,8% del total de las exportaciones en 2012.

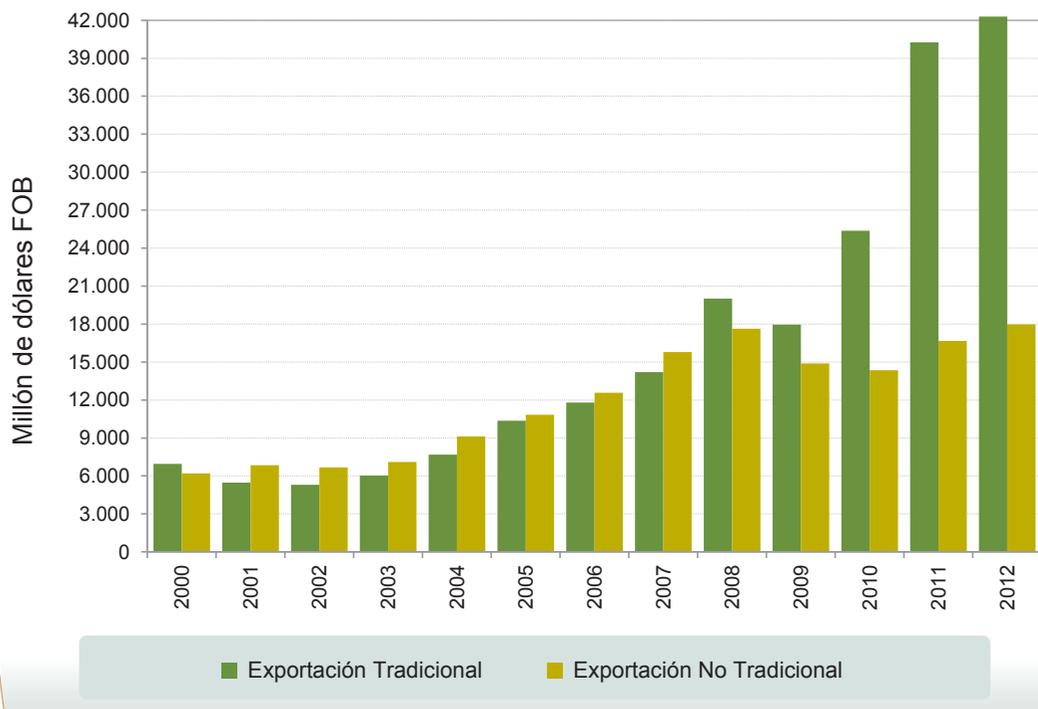
Las exportaciones colombianas se han basado en productos primarios como café, petróleo, carbón y ferróníquel, entre otros productos, lo que ha definido unos destinos en el mundo, al mismo tiempo han sido calificadas como tradicionales por conformar el grupo de productos que representan el mayor valor exportado históricamente.

Por su parte, las exportaciones no tradicionales corresponden entonces a los productos que se vienen exportando y que pueden representar grandes volúmenes, aunque los montos de exportación no son significativamente grandes, pero que han permitido diversificar sus socios comerciales.

Para el caso de Colombia, se consideran exportaciones no tradicionales productos como el algodón, arroz, frutas, melazas, hilados y tejidos, artes gráficas, cereales, entre otras, las cuales vienen mejorando su comportamiento pues han mantenido un crecimiento continuo en los últimos tres años, lo cual indica que la exposición a la crisis de las principales economías globales y la caída de su demanda externa ha afectado en menor proporción las exportaciones no tradicionales, debido a que éstas están dirigidas hacia nuevos destinos con necesidades distintas a las industrializadas.

Como se aprecia en la gráfica 3.2.c las exportaciones no tradicionales durante 2012 aportaron ingresos importantes por valor de MS\$ 17.990, que representa el 30% de las exportaciones totales en el año inmediatamente anterior.

Gráfica 3.2.c Evolución del tipo de exportaciones



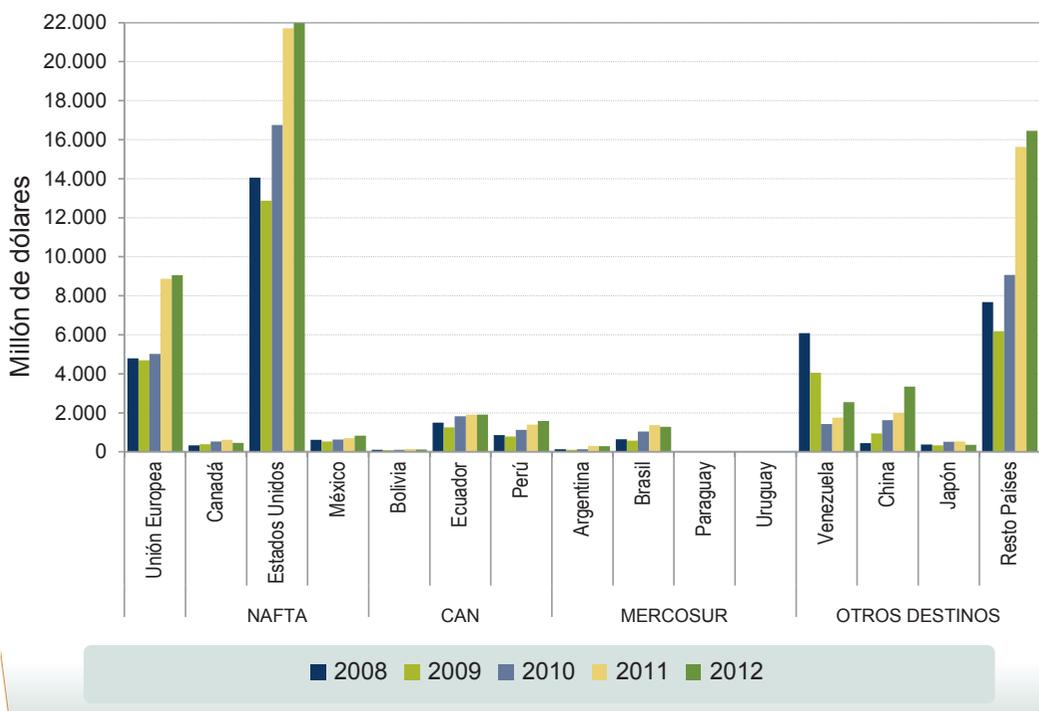
Fuente: DANE

Tradicionalmente, países como Estados Unidos y Venezuela han representado los principales destinos de las exportaciones colombianas, tanto tradicionales como no tradicionales, incluyendo en primer lugar a Estados Unidos con una participación del 36,3% pese a la reducción sufrida con respecto a 2011 de menos de un punto porcentual. En segundo lugar, está la Unión Europea China que registró durante 2012 ingresos correspondientes a MUS\$9.051 con un aumento de 2,1% respecto a 2011 cuando se alcanzó MUS\$8.868. En tercer lugar, se ubicó China con un incremento de 68,1% generadas fundamentalmente por las mayores ventas de combustibles y aceites minerales y sus productos.

Panamá, Venezuela, Ecuador y Perú con contribuciones de 32,3%, 48,2%, 0,1% y 19,6% correspondientemente, son los países después de China con los cuales se sostuvo importante intercambio comercial. Sin embargo, frente a países como Aruba, Suiza, Trinidad y Tobago, Canadá y Japón se perdió espacio valioso, con reducciones de 40,4%, 24,4%, 43,1%, 21,8% y 24%, respectivamente.

Con la Comunidad Andina de Naciones los intercambios lograron un incremento de 7,3% en relación a 2011, mientras que con la Unión Europea las exportaciones llegaron a sumar 15%, con Mercosur sus transacciones llegan a 2,7% y con otros países llega a un total de 35,6%. En las gráficas 3.3a y b se muestra la evolución de los principales destinos de las exportaciones colombianas en los últimos cinco años.

Gráfica 3.3.a Principales destinos de exportación



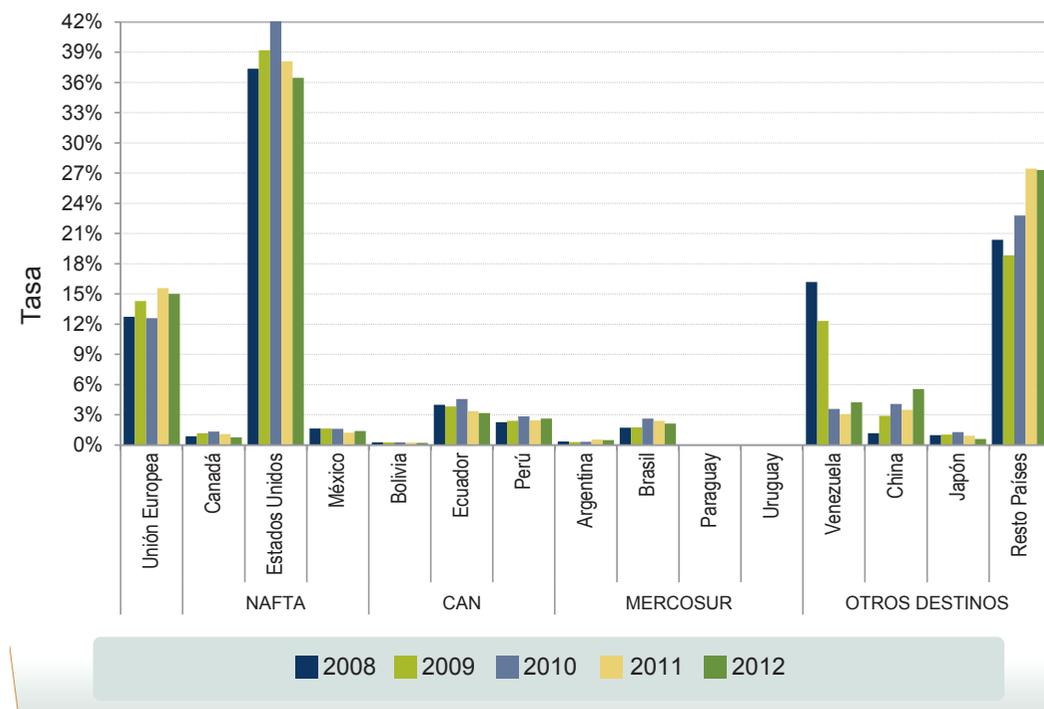
Fuente: DANE

Para ampliar los flujos de comercio e inversión, Colombia tiene en la actualidad tratados de libre comercio<sup>4</sup> vigentes con: Unión Europea, Estados Unidos, Canadá, Chile, México, EFTA (Suiza - Liechtenstein - Islandia - Noruega), AAP - Colombia - Venezuela, CAN (Ecuador, Perú Bolivia), MERCOSUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, Triángulo del Norte (El Salvador - Guatemala - Honduras) y Acuerdo Colombia - Cuba. Igualmente, dispone de acuerdos suscritos con la Alianza del Pacífico

<sup>4</sup> Acuerdo comercial regional o bilateral para ampliar el mercado de bienes y servicios entre los países participantes y consiste en la eliminación o rebaja de aranceles para los bienes entre las partes, y acuerdos en materia de servicios, sin que ello conlleve integración, social y política regional)

(Chile, México Perú), Corea del Sur y Costa Rica y está en negociación con Panamá, Turquía y Japón. En 2012, el 57,8% del total de las exportaciones que llegaron a MUS\$34.820 se realizaron con países que tienen suscritos acuerdos comerciales con Colombia. Según lo explica la gráfica 3.3.b, los tres grandes grupos con los cuales presentan los mayores intercambios comerciales corresponden a Estados Unidos, Unión Europea y Venezuela. La categoría de resto de países con crecimientos positivos sostenidos incluye gran cantidad de países como los de la Alianza de Pacífico, Turquía, Corea del Sur, Singapur, Israel y Antillas Holandesas, entre otros.

Gráfica 3.3.b Tasa de participación



Fuente: DANE

De la misma forma que las exportaciones aumentaron en los últimos años, las importaciones también crecieron, sin embargo, la balanza comercial sigue siendo positiva. Durante 2012, las importaciones colombianas crecieron 7,2% comparado con los registros logrados en 2011, al pasar de MUS\$54.674 a MUS\$58.632 en puerto colombiano (CIF), marcando una cifra record, aunque una tasa más baja que la registrada entre 2010 - 2011.

Tal como lo señala el informe del DANE, el aumento de las importaciones se debió esencialmente a las mayores compras de combustibles y productos de las industrias extractivas con 37,1% y de manufacturas con 3,5%. Cerca del 84% de las importaciones correspondieron a los siguientes productos: maquinaria y equipo con una participación de 30,8%, química básica 16,3%, automotores y partes 11,9%, derivados del petróleo 9,6%, seguidos por los grupos de metalúrgica 7% textiles 2,4%, maíz con 1,8%, plásticos 1,6%, papel 1,5% y confecciones 1,4%.

Al mismo tiempo y según el destino económico, las mayores tasas de crecimiento se registraron en las importaciones de bienes de consumo con 12,3%, en materias primas y bienes intermedios 11,1%, mientras que las importaciones de bienes de capital sólo crecieron 0,3%. Del grupo de bienes de consumo se destacan los alimentos, medicamentos, confecciones, vehículos y motocicletas.

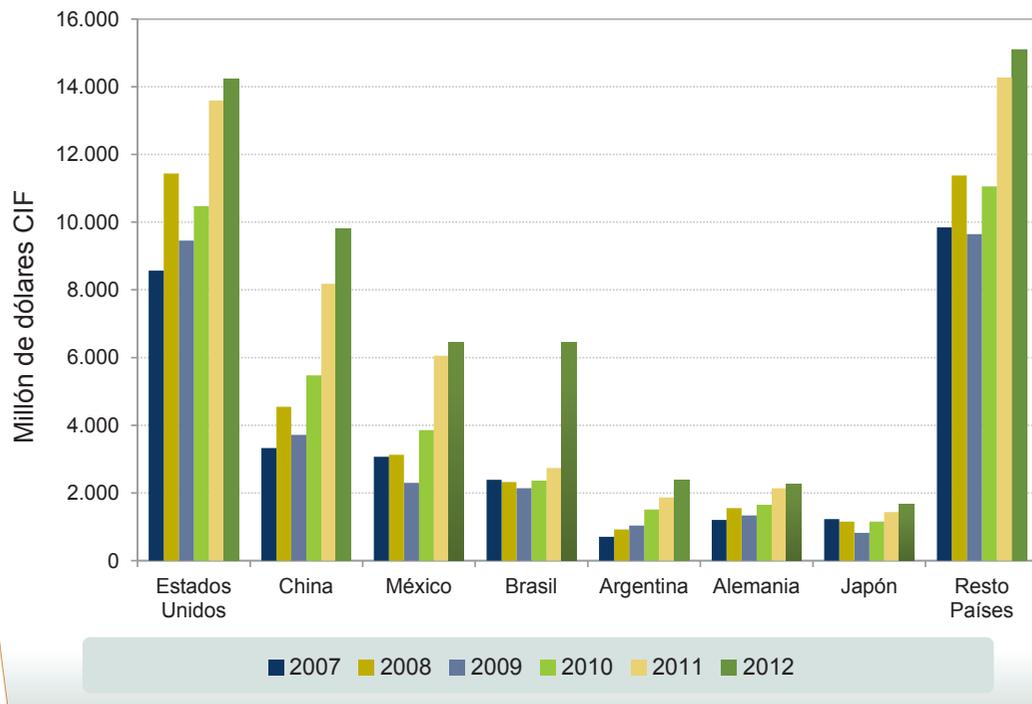
Dentro del grupo de bienes de consumo, el acumulado anual en 2012 en importaciones de aquellos bienes de consumo no duradero sumaron 19,8% más que en 2011 y los bienes de consumo duradero se incrementaron 6,0%, destacándose los crecimientos de alimentos y bebidas con 30% y confecciones con 25%. En los de consumo duradero: objetos de uso personal con 14,3% y vehículos de transporte particular con 3,7%.

De las importaciones de materias primas y bienes intermedios sobresalen las tasas de crecimiento de compras de combustibles y lubricantes con 47%, despuntando los derivados del petróleo, que se incrementaron 64,9% y los lubricantes lo hicieron al 20,3%. En materias primas para la agricultura, las cuales aumentaron 8,9%, dominan las importaciones de derivados del petróleo 47,6%, sangre para uso terapéutico, antisueros 37,7% y torta de soya 19,8%, pero cayeron las compras de trigo -7,7%.

En lo concerniente a importaciones de bienes de capital y materiales de construcción, los productos para la industria aumentaron 10,1%, los materiales de construcción 1,9%, mientras que las compras de equipo para la agricultura cayeron -1,3% y de equipo de transporte -12,7%, compensándose de esta forma las importaciones totales de bienes de capital cuyo incremento porcentual respecto de 2011 solo llegó al 0,3%, tal como se mencionó anteriormente.

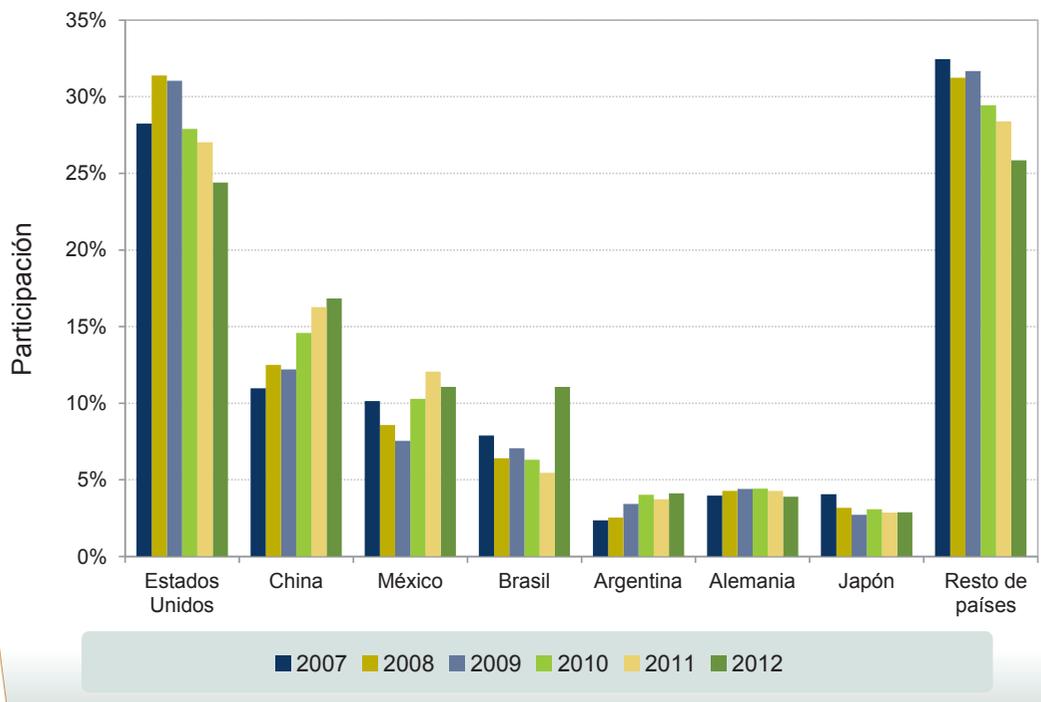
Los principales países de origen de las importaciones totales incluyen a Estados Unidos, China, México, Brasil, Argentina, Alemania y Japón con variaciones porcentuales con respecto a 2011 de 3,4%, 17%, 5%, 2%, 4,6%, 23,5% y 15,1%, respectivamente. Entretanto las importaciones de Francia descollaron por una caída de 18,3%. En 2012, solo cuatro países contribuyeron con más del 50% del total de importaciones, sobresaliendo China que de manera individual aportó cerca de la tercera parte del crecimiento con 2,5%. En las gráficas 3.4 a y b se muestra la evolución de las importaciones desde 2008.

Gráfica 3.4.a Importación colombianas y país de origen



Fuente: DANE

Gráfica 3.4.b Participación de importaciones



Fuente: DANE

De acuerdo con lo indicado por el Ministerio de Comercio Exterior, durante el 2012 las importaciones de los principales países de Latinoamérica se han visto afectadas por una menor dinámica de la economía internacional y su impacto en el comportamiento de cada uno de éstos. En diciembre de 2012, disminuyeron las importaciones de Ecuador en -6,0%, Brasil -4,5% y Perú 3,2%, mientras que los intercambios con Chile crecieron 2,8% y las de México 0,2%, con respecto al mismo mes de 2011.

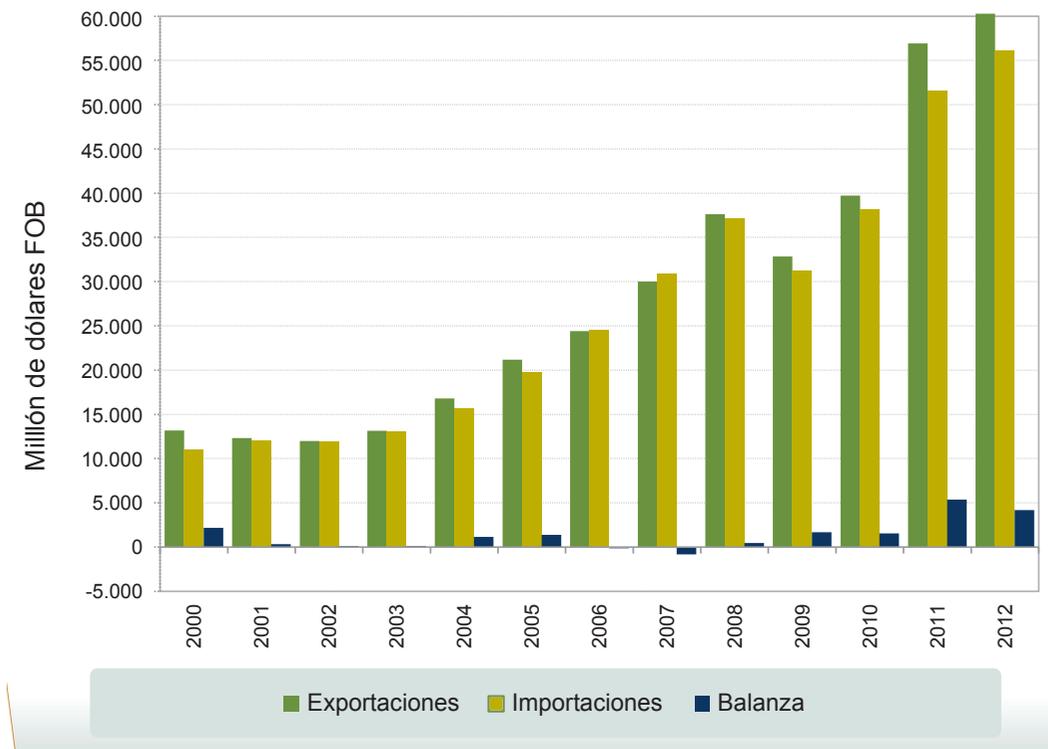
De forma semejante, el Ministerio de Comercio Exterior considera que las importaciones fueron afectadas por que el crecimiento del PIB mundial de 2012 fue del 3,2% frente al 3,9% registrado en el 2011 y en términos de volumen el comercio mundial, mantuvo un crecimiento del 2,8% frente al 5,9% registrado en 2011 y en cuanto a las importaciones, las más afectadas fueron las economías avanzadas, las cuales crecieron 1,2% durante 2012, mientras que las economías emergentes y en desarrollo lo hicieron en 6,1%.

Como resultado de las operaciones de intercambio comercial con el resto de países del mundo, durante 2012 se registró un superávit de MUS\$4.916, inferior en MUS\$ 506,7 al verificado durante 2011, con lo cual se presenta una balanza comercial positiva pese al descenso de 9,4 puntos porcentuales.

Si bien la balanza comercial es positiva en casi todos los años del presente siglo XXI, excepto en los años 2006 y 2007, tal y como se puede apreciar en la siguiente gráfica 3.5 es necesario señalar que excluyendo petróleo y derivados, el déficit en la balanza comercial de los tres últimos años ha evolucionado de - MUS\$13, pasando por -MUS\$19,2 y situándose en - MUS\$22,2 al finalizar 2012.

Colombia amplió su superávit comercial con Panamá, Países Bajos, España, Venezuela y Ecuador, pero se redujo con Estados Unidos, Chile y Aruba. Los déficits comerciales se ampliaron con México, Alemania, Argentina, Brasil, y Japón y se contrajo con China y Francia.

Gráfica 3.5 Balanza comercial colombiana



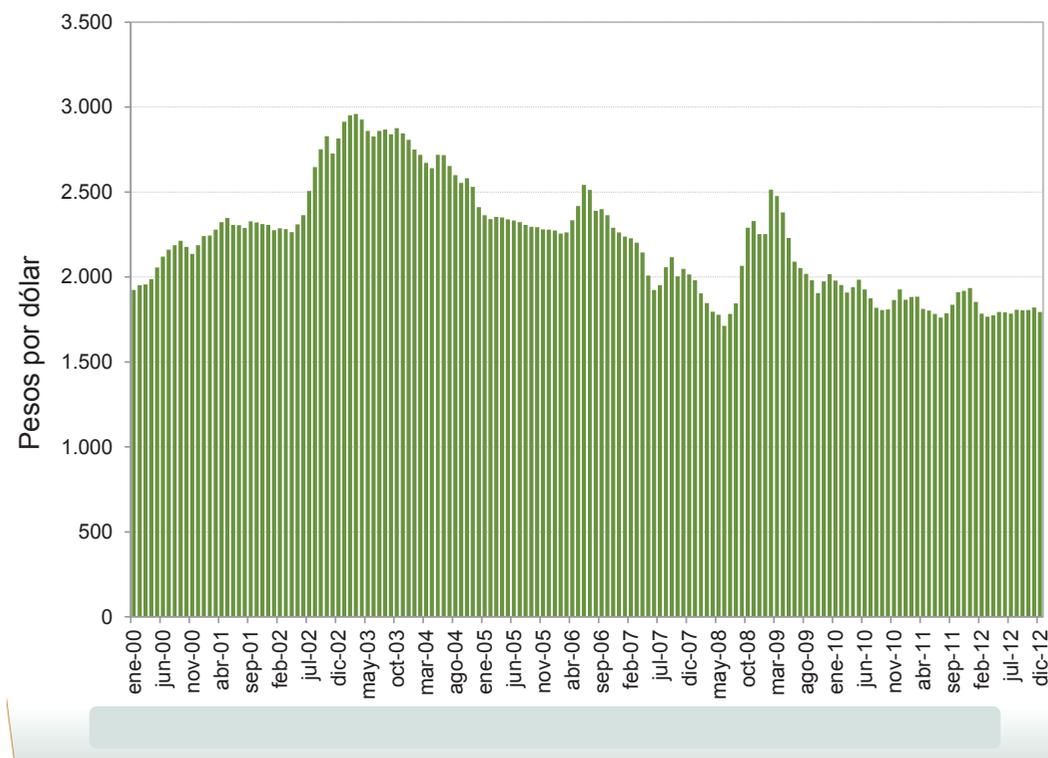
Fuente: DANE

La balanza comercial total con países con acuerdo fue superavitaria en MUS\$5.391, entre enero y diciembre de 2012 y en el total se amplió su superávit con Venezuela y CAN, se redujo con Estados Unidos, Chile, Triángulo Norte y Suiza, pero amplió el déficit con México, Mercosur y Canadá. La balanza comercial sin petróleo y derivados con países con acuerdo fue deficitaria en MUS\$7.830,5, amplió su superávit con Venezuela y CAN, lo disminuyó con Triángulo Norte, Chile y Suiza, se incrementó el déficit con Mercosur y Canadá, mientras que disminuyó con México y con Estados Unidos.

En términos generales se puede anotar que las exportaciones colombianas se han concentrado en bienes minero energéticos y por ello, se presenta una balanza comercial deficitaria si se excluyen estos bienes. La balanza con los países con los cuales se tienen acuerdos también es deficitaria y lo es en mayor grado, si se evalúan los bienes no minero energéticos. El hecho que en la actualidad tengan un mayor peso los bienes minero energéticos en las exportaciones no implica que los demás bienes estén decreciendo; por el contrario, en los diferentes acuerdos comerciales vigentes se han identificado productos con dinámicas positivas importantes.

En lo referente a la tasa de cambio, el peso colombiano se ha mantenido con respecto al dólar americano en una tasa inferior a \$1.900,00/dólar desde julio de 2010, con contadas excepciones: diciembre de 2010 y el cuarto trimestre de 2011.

Gráfica 3.6 Tasa de cambio



Fuente: Banco de la República

El Banco de la República, en su informe al Congreso en 2012, establece que “durante 2011 el dólar estadounidense se debilitó frente a las monedas de países tanto desarrollados como emergentes”. Específicamente, al comparar el promedio de las tasas de cambio de 2011 con 2010, todas las monedas de la región se revaluaron; así, el peso chileno y el real brasilero fueron las monedas que presentaron la mayor revaluación con 5,2% y 4,9%, respectivamente, seguidos por el peso colombiano 2,6%, el sol peruano 2,5% y el peso mexicano 1,5%, consecuentemente.

Al comparar el precio de cierre de 2011 con el del año 2012, el peso colombiano presentó una devaluación de 1,5%, inferior a la registrada por el real brasilero, el peso mexicano y el peso chileno, los cuales se devaluaron 12,5%, 12,4% y 11%, en su orden. El sol peruano, por su parte, presentó una revaluación de 3,9%”.

De igual manera, respecto a la evolución de la moneda local frente a la divisa americana, el mismo informe precisa el comportamiento dual durante 2011 así:

*“El comportamiento del peso colombiano respecto al dólar se puede dividir en dos periodos. En el primero, comprendido entre enero y finales de julio, la moneda local presentó una tendencia revaluacionista, después de una fuerte depreciación a finales de 2010. Dicho comportamiento estuvo influenciado por la disminución en las primas de riesgo internacional, lo que incentivó, al igual que en otras economías emergentes, la entrada de capitales. Adicionalmente, esto se vio apoyado por las expectativas acerca de una mejora en la calificación de la deuda pública de Colombia, la cual se materializó en marzo cuando Standard & Poor’s decidió otorgarle el grado de inversión, y luego en mayo y junio cuando lo hicieron Moody’s y Fitch, respectivamente.*”

*En el segundo período, comprendido entre finales de julio y diciembre, el peso se devaluó, en especial por el aumento en la percepción de riesgo internacional. Esta última explicada por la situación fiscal de algunos países europeos, la incertidumbre sobre las medidas de rescate a Grecia, la disminución en la calificación de la deuda de varios países y de algunos bancos de los Estados Unidos y Francia, así como por la disminución en las proyecciones de crecimiento mundial por parte del FMI.”*

Para algunos analistas la revaluación del peso colombiano soportada durante 2012 de aproximadamente 19% generó una gran preocupación en el sector productivo del país por las implicaciones negativas que tiene sobre la economía en general.

El sector más afectado es el de los exportadores quienes ven reducir sus ingresos por las exportaciones, algo que de continuar puede llevar a la quiebra a muchas empresas exportadoras. El problema de la revaluación del peso en 2012 pudo ser causado por muchos factores como lo son, por ejemplo, el incremento de las exportaciones y los precios de algunas exportaciones como el petróleo, el incremento del envío de remesas por parte de los colombianos residentes en el extranjero, el ingreso de dólares producto de lavado de activos, el aumento de la inversión extranjera en el país producto del mejoramiento de la economía y la seguridad interna, el déficit fiscal del estado lo cual lo lleva a financiar ese faltante con créditos en el exterior, entre otros.

Evaluando individualmente cada una de las causas, se puede concluir que no todos los factores son negativos. Si bien el hecho que mayores exportaciones y mejores precios incrementan el ingreso de divisas, también pueden presionar la revaluación del peso, sin que ello constituya una causa negativa. El incremento de exportaciones es consecuencia del crecimiento de la economía e intentar restringir las exportaciones para disminuir el flujo de divisas es sencillamente limitar el crecimiento económico algo inimaginable. Igual sucede con el envío de remesas por parte de colombianos residentes en el exterior.

Respecto al lavado de activos, sí se pueden considerar negativas, porque además de ser dineros que por sus características no pueden ser controlados por las entidades encargadas de ello, pueden recalentar la economía y no solo causar revaluación sino inflación.

Quizá el incremento de la inversión extranjera es una de las herramientas más benévolas para que los países en vía de desarrollo expandan su capacidad productiva con base en resultados sobre el PIB y el empleo, por lo que tampoco se puede considerar negativa la inversión extranjera, pues es consecuencia del buen comportamiento económico del país y de la confianza que los inversionistas tienen en nuestro país. En cambio, el déficit fiscal sí es un aspecto que se debe considerar negativo.

El ingreso de divisas producto de exportaciones no puede considerarse un problema, se deben buscar alternativas de solución encaminadas a buscar el mejor mecanismo de uso de dichas divisas. El problema no son los ingresos sino la utilización que de ellos se haga, por ello, con el incremento de las exportaciones colombianas provenientes del sector petrolero se ha venido transmitiendo una apreciación real de la moneda nacional que resta competitividad a los demás sectores de la economía, razón por la cual es urgente que esta riqueza se convierta en un motor de desarrollo y se refleje en mejores condiciones de vida para los colombianos.

Lo cierto es que en los últimos años el comportamiento de la tasa de cambio se ha mantenido por debajo de \$2.000 y que la revaluación frente al dólar es un fenómeno estructural de tipo internacional y no simplemente nacional y es muy difícil señalar si este parámetro se encuentra desacoplado de su valor de equilibrio de corto plazo.

## 3.2 Matriz Energética

El consumo energético final de Colombia se ha incrementado 29,4% entre 2000 y 2012 frente a un crecimiento del PIB de 65,47% en el mismo período. Las tasas interanuales medias resultantes están estimadas en 2,21% para el consumo energético y 4,04% para el PIB. Como efecto conjunto del proceso de sustituciones entre fuentes energéticas menos eficientes por otras más eficientes, se ha presentado una modificación del patrón de consumo energético, el consumo específico de energía para una unidad de producto ha disminuido en términos de energía neta en un 50% entre 1980 y 2012.

Se puede afirmar que en los últimos doce años Colombia ha logrado un sustantivo progreso en materia de eficiencia energética que se aproxima a un 9% entre los años 2000 - 2012. El comportamiento de la intensidad energética se explica por varios factores: por una parte, existe una relación asimétrica entre el consumo de energía en períodos de recesión y en períodos de recuperación económica (en ésta última la elasticidad consumo energético respecto al PBI tiende a crecer en términos relativos) y por la otra, factores como la urbanización y modernización conducen a una disminución del uso de leña y carbón, los cuales son sustituidos por energéticos más eficientes, lo que se refleja en una disminución del consumo expresado en energía neta.

Igualmente, los programas de gestión racional de la demanda de energía introducidos en Colombia junto a una importante penetración del gas explican el comportamiento de la intensidad energética.

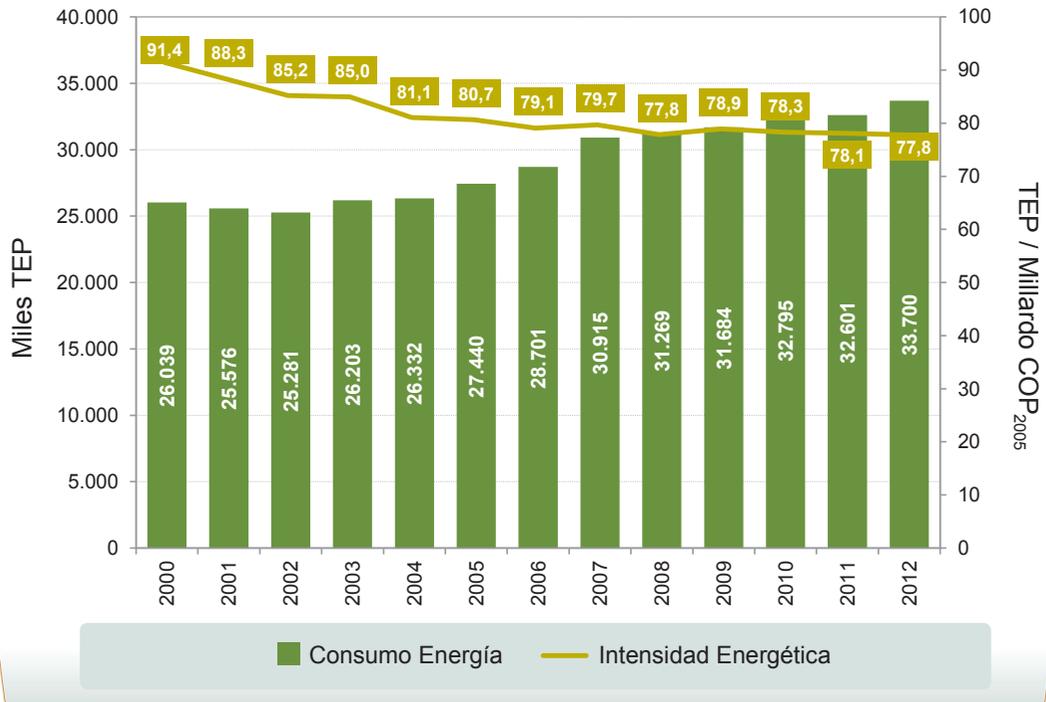
Durante los primeros años del presente siglo (2000 – 2004) el consumo energético se mantuvo y mostró crecimientos menores. Desde 2005 comienza un período de crecimiento continuo, interrumpido sólo en 2011 por diversas causas, destacándose la tasa de crecimiento del PIB para ese año de 6,6% y siendo previsible un aumento casi paralelo del consumo de energía final, aún con presencia de desacoples.

Al mismo tiempo, se visualiza una disminución permanente en el índice de intensidad energética, mostrando de esta forma mayor eficiencia en su uso final, como se mencionó en el acápite anterior. Frente a la evolución del PIB, se puede inferir que los crecimientos son inversamente proporcionales, es decir, que en la medida en que el PIB ha aumentado, el índice de intensidad energética ha disminuido, aproximándose al promedio de los países con mejores índice de desempeño.

Así, es usual observar que cuando se registran caídas en el PIB, las del consumo energético no son de la misma intensidad. En la gráfica No. 3.7, se observa el consumo de energía y su índice de intensidad energética. En la gráfica No. 3.8 se aprecian los valores para estos dos indicadores.

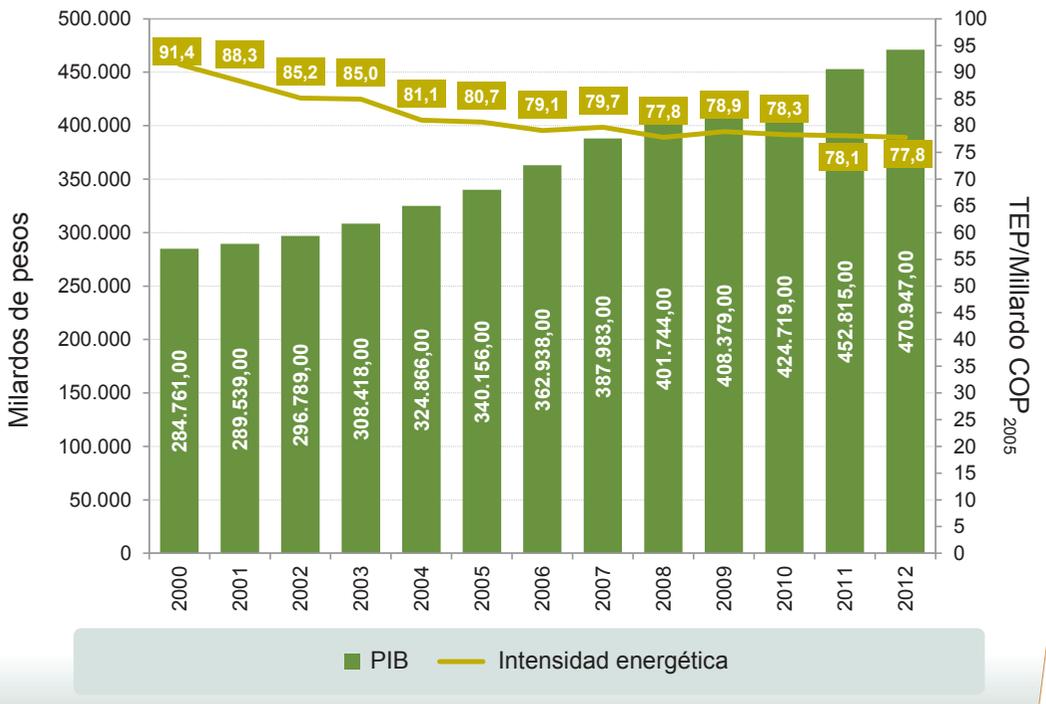
El consumo energético por fuente, indica que el petróleo sigue siendo el energético de mayor aporte a la canasta energética colombiana a través de sus derivados, seguido de la electricidad y gas natural, tal como se aprecia en la gráfica 3.9.a, la cual presenta la evolución del consumo de energía en lo corrido del siglo XXI.

Gráfica 3.7 Intensidad energética colombiana



Fuente: DANE y UPME

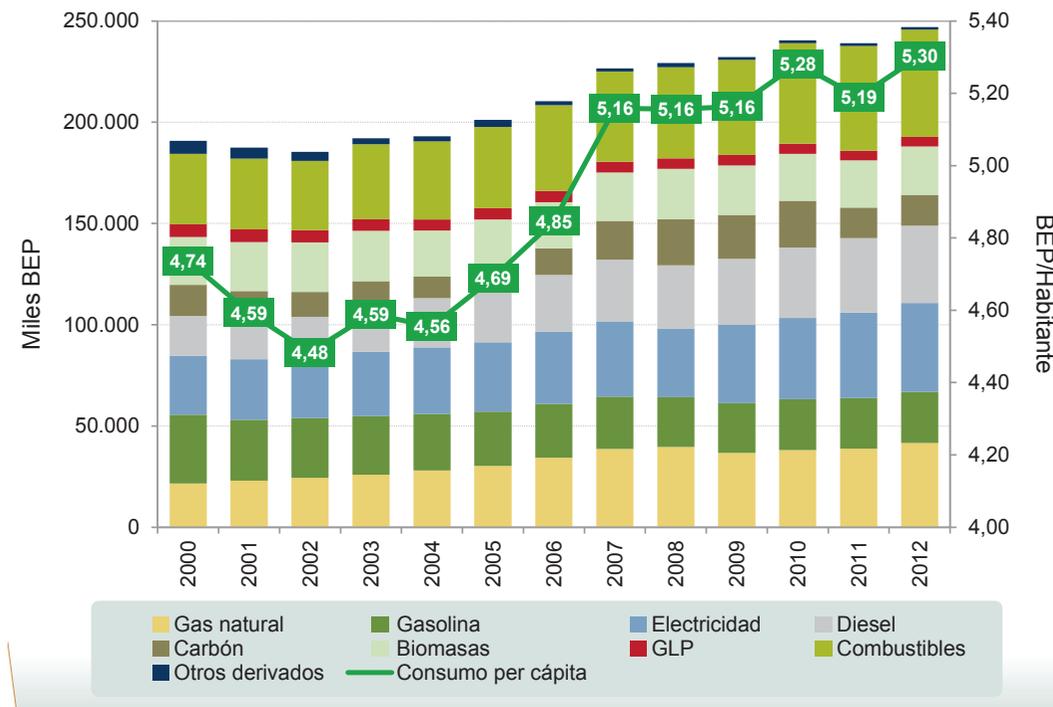
Gráfica 3.8 PIB e intensidad energética



Fuente: DANE y UPME

En el periodo 2000- 2012, el consumo energético se incrementó un 29,4% al pasar de 0,191 millones de barriles equivalentes de petróleo a 0,247 en 2012, lo cual indica una tasa de crecimiento promedio anual de 2,2%, en el mismo período. Durante los años 2001 y 2002 se presentó una disminución en el consumo energético total con respecto al año 2000 y a partir de 2003 la situación se revirtió, presentándose una tendencia creciente hasta 2011 en el cual el consumo decayó ligeramente en cerca de 0,08 millones de barriles equivalentes de petróleo y luego en 2012 se recupera con un aumento de 3,4% con respecto a 2011.

Gráfica 3.9.a Consumo per cápita



Fuente UPME – DANE

La gráfica 3.9.a igualmente muestra la evolución del consumo per cápita nacional, el cual señala un rápido aumento desde 2004 que se ve estancado en 2011 aun cuando en 2012 retoma su senda ascendente. Es claro que una mayor población y la urbanización conducen a un mayor consumo de energía, que en cierta magnitud es independiente al desarrollo económico del país, pues está asociado al mayor consumo que cada persona realiza diariamente.

Las necesidades energéticas de la sociedad colombiana han venido elevándose porque hoy se requiere más energía que antes para el transporte de personas y de mercancías, para la producción de bienes y servicios y una buena cantidad de energía para que la sociedad se mantenga continuamente informada de los sucesos y acontecimientos que ocurren en otras partes del mundo o bien para comunicarse a diario con más personas; en suma para disfrutar de una mejor calidad de vida de la población.

De manera individual, el gas natural es el energético cuyo consumo presenta la mayor tasa de crecimiento con 5,62% promedio año en el lapso 2000- 2012 y con una adición de 0,19 millones de toneladas equivalentes de petróleo al volumen consumido durante 2000, finalizando con 0,215 millones de TEP. Lo anterior representa un aumento de 93% en todo el período de evaluación, registrando una

disminución tan solo en el año 2009, cuando el país presentó la tasa más baja de PIB de los últimos 10 años, como consecuencia de la crisis económica vivida.

La gasolina motor demuestra una tendencia decreciente hasta el año 2011 y se aprecia un ligero incremento en 2012 de 1%, revirtiendo así la trayectoria que presentaba desde comienzos de siglo. La tasa de crecimiento es negativa en 2,4% promedio año entre 2000 y 2012, es decir que la reducción aculada llegó al 25,5% durante los doce años e individualmente participa con el 10,2% del total de energía final.

A diferencia de la gasolina, el diésel presenta una tendencia creciente desde los inicios del siglo, aumentando su uso en más de 90% entre 2000- 2012 y una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8% en el mismo período. Dicho energético participa en la demanda final con un 15,4% después del gas natural y la energía eléctrica, fuentes que representan un 16% y 17,8% correspondientemente, del consumo final.

La energía eléctrica, con una tasa de crecimiento promedio año cercana a 3,6%, ha recuperado una participación relativa en la canasta energética colombiana al pasar de un 15,28% en 2000 a 17,8% en 2012. Este incremento hace que siga siendo el segundo energético utilizado, aunque la diferencia con el gas natural se ha reducido considerablemente y en los años 2007 y 2008 el consumo de este último logró sobrepasar el de la energía eléctrica, recordando que el gas natural es garantía de confiabilidad de la electricidad y por ende, fuente de producción de la electricidad.

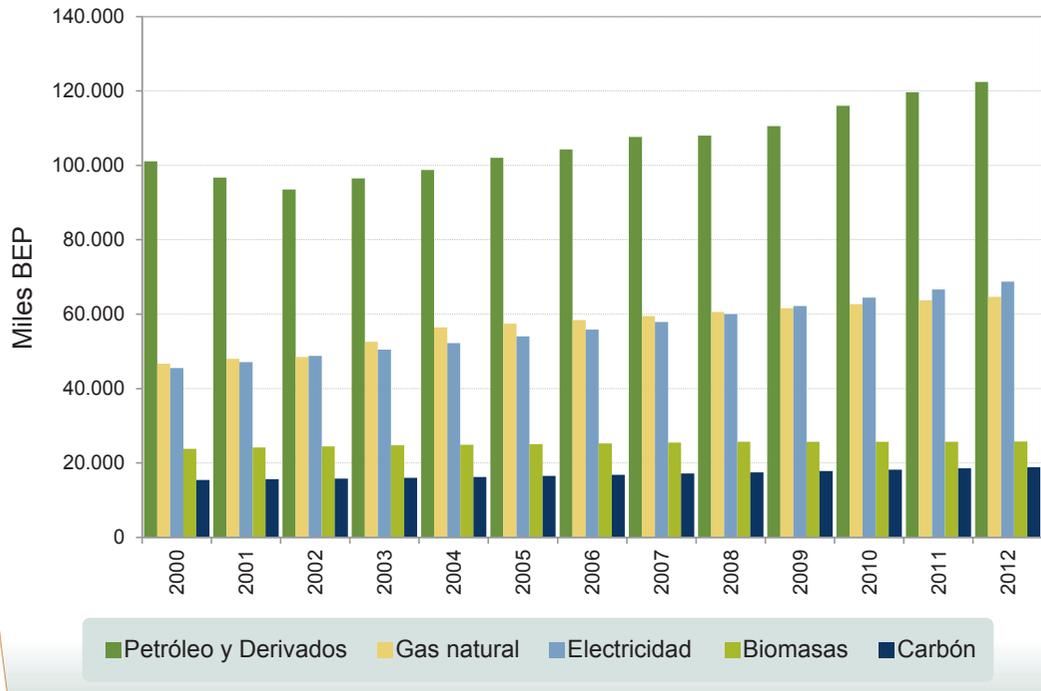
El consumo interno de carbón muestra un comportamiento variable con disminuciones entre 2001 y 2006 y posteriormente aumentos (2007 a 2012), manteniendo un consumo similar al del año 2000, pasando a ser el energético de menor consumo en el país, a pesar de su disponibilidad y grandes volúmenes de exportación.

En cuanto a la biomasa, su consumo con algunos aumentos se ha mantenido en los niveles de comienzos de siglo, pues es de destacar que 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 y el leve aumento se ha originado en la utilización que se hace de esta fuente como materia prima para la producción de biocombustibles.

Cabe anotar que en los años considerados, es decir 2000- 2012, el consumo de este energético es superior al del carbón y coque, la tasa de crecimiento promedio anual se acerca a 0,1% que se traduce en un aumento total inferior a 1% durante los doce años considerados.

Sectorialmente, el transporte es el mayor demandante de energía final, representando en la actualidad cerca del 36% del total, su tasa de crecimiento promedio anual en los últimos doce años fue del 2,1% y la tendencia general del sector está asociada con el incremento de la actividad económica, la mejora del nivel de vida y el crecimiento de núcleos de población en torno a las grandes ciudades. El creciente tráfico por las carreteras tanto de mercancías como de viajeros, se ha traducido en un incremento de los consumos energéticos del transporte terrestre, que en los últimos tres años ha mostrado incrementos importantes.

Gráfica 3.9.b Consumos energéticos



Fuente: UPME

Los derivados del petróleo son la principal fuente de abastecimiento del sector transporte, aun cuando hoy hacen parte de la oferta nuevos combustibles carburantes como el GNV y los biocombustibles, cuya contribución es marginal. Factores como los precios de los combustibles destinados para el sector transporte, el desarrollo de sistemas masivos de transporte de pasajeros en las grandes ciudades, entre otros, han modificado sustancialmente la composición del consumo al interior de este sector: el diésel ha presentado tasas de crecimiento superiores a las del pasado, incrementando su participación en el mercado y por consiguiente, generando una regresión del consumo de gasolina.

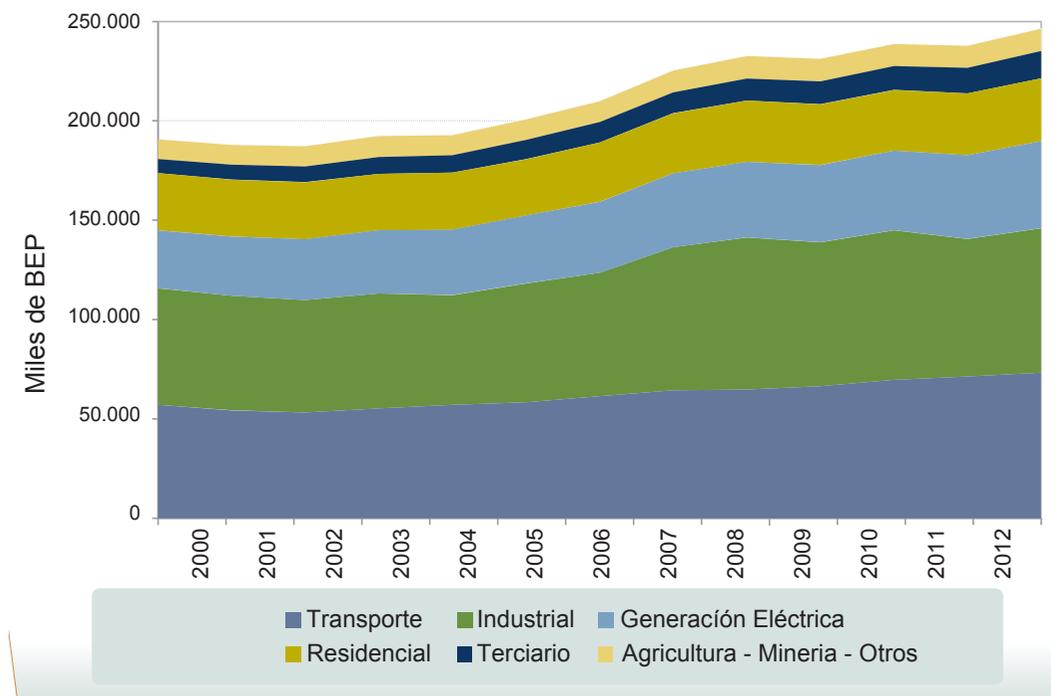
Esta meta si bien fue considerada deseable en el pasado, cuando Colombia era importador neto de gasolina, ha desequilibrado el mercado de combustibles en tanto se producen excedentes de gasolinas y faltantes de ACPM. Este fenómeno viene generando dificultades para la atención de la demanda, toda vez que la oferta nacional es insuficiente para atender los crecientes volúmenes demandados, además de incrementarse los recursos económicos destinados a los subsidios debido al mayor precio del diésel importado.

La industria colombiana es responsable de algo más que un tercio de los consumos energéticos finales del país y se ubica segundo después del transporte con una contribución del 35,8%. La tasa de crecimiento del consumo total energético del sector industrial en el periodo 2000- 2012 fue de 1,81% promedio anual con interesantes modificaciones del consumo por fuente gracias a los procesos de sustitución, los cuales muestran al gas natural, la electricidad, el carbón, diésel oil (ACPM) y en una buena proporción la biomasa, particularmente, para los procesos de cogeneración en las refinerías de azúcar.

En cuanto al consumo energético final de las familias, puede mencionarse que representa el 16% del consumo total y registra una tasa promedio de crecimiento anual de 0,8%. Es de destacar que esto se debió principalmente a la sustitución de fuentes por otras de mayor calidad.

En cuanto a los otros sectores, entre los que se encuentra el comercial, agropecuario, construcción y otros, cuyo peso dentro de la matriz de consumo es del orden del 12%, han presentado tasas de crecimiento importantes en el caso del comercial, en tanto que los demás sectores los aumentos son pequeños. En la época de contracción económica disminuyó el consumo energético y por la reactivación que se viene dando, los niveles se han recuperado. La gráfica 3.10 muestra la evolución de consumo energético por sector.

Gráfica 3.10 Evolución del consumo sectorial de energía en Colombia



Fuente: UPME

Como se puede apreciar, los seis sectores se pueden agrupar en tres grupos, desde el punto de vista consumo, así:

- Grupo 1.- Comprende los sectores Industrial y Transporte.
- Grupo 2.- Son los sectores de Generación Eléctrica y Residencial.
- Grupo 3.- Corresponde a los sectores terciarios, Agrícola, Minero y otros.

En general, todos los sectores muestran una tendencia creciente y en el peor de los casos a mantenerse.

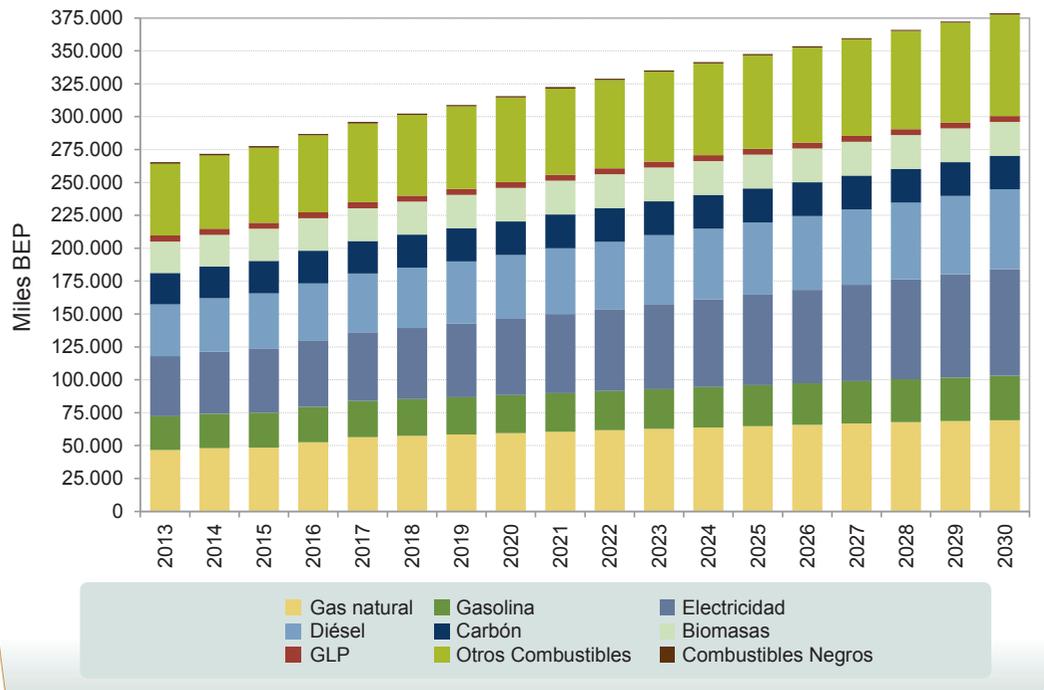
Por otra parte, las estimaciones de la demanda de energía en el mediano y largo plazo se han realizado teniendo en cuenta los pronósticos de crecimiento económico, de la población, así como la política de precios y el uso de nuevas tecnologías. Los resultados de este análisis constituyen el escenario base de prospectiva, sobre el que se ha realizado un análisis de sensibilidad a ligeras variaciones de la economía y algunas medidas de política energética.

Los supuestos que fijaron el escenario base de proyección de energía en Colombia consideran las siguientes variables: a.) Producto Interno Bruto que corresponde a los escenarios macroeconómicos entregados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP, el cual estima un crecimiento

de 4% en el horizonte de pronóstico, b.) la población, donde se consideran las expectativas de crecimiento de la población elaboradas por el DANE y para aquellos años en los cuales no se disponen datos se asumió un comportamiento e acuerdo con el promedio de los últimos años.

Otra de las variables de análisis son los precios de los energéticos donde se empleó la regulación definida para cada uno de los mismos. En el caso particular de la gasolina y el ACPM se tomó como base el precio del petróleo empleando el escenario medio de precios del DOE-EIA Energy Outlook 2013. Los resultados por fuente se presentan en la gráfica No 3.11.

Gráfica 3.11 Estimación de la demanda energética colombiana



Fuente: UPME

La estimación obtenida a partir de los supuestos mencionados muestran que la demanda de energía final crecerá a una tasa de 2,32% promedio anual en el período 2013 - 2030, que equivale a un aumento de aproximadamente 126 millones de barriles equivalentes de petróleo, destacándose el aumento de la electricidad y del gas natural con tasas de crecimiento promedio anual de 3,46% y 2,88%, respectivamente, seguidos por el ACPM, cuyo incremento se sitúa alrededor de 2,63%.

Las demás fuentes energéticas crecen de manera moderada siendo el GLP el de menor tasa de crecimiento en este análisis. En términos absolutos, todos los energéticos presentan crecimientos positivos, aunque es escaso el aporte a la canasta energética del sector de los derivados del petróleo como fuel oil y crudo dentro del grupo de otros combustibles.

# 4. Industria del petróleo en Colombia



La industria del petróleo en Colombia ha cobrado importancia paulatinamente y con ello la preocupación sobre su desempeño futuro, no solo por su aporte a la satisfacción de necesidades energéticas de la sociedad sino por su contribución a la economía colombiana en general.

Si bien, aún no se puede hablar de nuestro país como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una región con una producción importante de crudo, actividad que tiene una repercusión estratégica en la participación del producto interno bruto - PIB, en el ingreso de divisas resultado de las exportaciones, en la incorporación de recursos fiscales vía impuestos, regalías, participación en las utilidades de la estatal petrolera y en general, por la actividad económica asociada al sector, relación con otros sectores productivos de la economía local a través de la compra y venta de insumos, bienes finales y con el mercado laboral por medio de la demanda por mano de obra de distinta índole.

Los cambios instituciones presentados en el primer quinquenio del siglo y en particular la promulgación del Decreto Ley 1760 de 2003 con el que se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, se dio un giro total en la política petrolera, marcando el inicio de una era de intensa actividad en la exploración y explotación de los recursos, que junto con los altos precio internacionales y el buen clima de inversión revirtieron rápidamente el descenso de la producción y la falta de incorporación de nuevas reservas.

El decreto permitió el esclarecimiento del desempeño del Estado en la industria del petróleo, en momentos en los que se cernía una amenaza a la autosuficiencia petrolera del país. La ANH se encargó, desde entonces, de la administración de los recursos de hidrocarburos petroleros de la nación, de la asignación de las áreas de hidrocarburos para su exploración y explotación y del recaudo de las regalías y compensaciones monetarias de propiedad del Estado por la explotación de hidrocarburos.

Con estos cambios se presenta una modificación substancial del esquema de contratación para la exploración y explotación de los recursos, donde la participación de Ecopetrol no es obligatoria en las áreas abiertas y ésta última se convierte en un agente más del mercado, pasando a ser un empresa de economía mixta por la participación de 18% en sus activos.

Pero también es elemental recordar que la competitividad de un país en términos petroleros no sólo responde al esquema contractual, sino que también responde a la prospectividad de país, es decir, la posibilidad de encontrar hidrocarburos en las labores de exploración y en tal sentido, es de capital importancia los resultados alcanzados en términos de éxito de los proyectos emprendidos y las reservas probadas. A la par, se deben resaltar otras condiciones propicias del país en materia de mejora como el incremento en la seguridad, la fuerte institucionalidad y sobre todo el respeto de los términos pactados contractualmente.

## 4.1 El nuevo esquema de contratación

Con la eliminación de los contratos de asociación surge un nuevo esquema de "concesión" con el propósito de activar la competitividad del sector y atraer capital de riesgo que estimule la exploración

y explotación de hidrocarburos. El nuevo modelo, particularmente, permite que el ciento por ciento de la producción vaya al contratista a cambio del pago de unos impuestos y regalías, se amplían los plazos de exploración, se extienden los anteriores contratos hasta agotamiento de reservas, con mayor flexibilidad por el escalonamiento de las regalías y se introduce una ampliación a la participación estatal denominada “derecho por precios altos y la eliminación del impuesto de remesas.

Estas medidas incorporaban como fundamento el fomento de la recuperación secundaria de los yacimientos maduros, el desarrollo de un esquema de regalías que variara en función de los niveles de producción, simplificación de trámites en materia ambiental y algunos beneficios tributarios que permitieron a las compañías la amortización acelerada de las inversiones y el Government Take para los nuevos descubrimientos, con un índice cercano a 60%, con lo cual se protegió en cierta forma la inversión extranjera directa en el sector, buscando una garantía para que los agentes participaran en la actividad exploratoria.

En consideración de expertos del Banco de la República<sup>5</sup>, la creación de la ANH significó un viraje fundamental en la política petrolera del país, por cuanto al comenzar el nuevo milenio había serias dudas con relación a la estructura institucional petrolera vigente, ya que se podían definir dos preocupaciones esenciales: por un lado, la medición de la eficiencia de Ecopetrol como operador y por el otro, un potencial conflicto de intereses al interior de Ecopetrol por la naturaleza de las funciones asignadas de operador y regulador, las cuales llevaban a que la entidad tuviera al mismo tiempo las funciones de diseñador de política, regulador, operador, socio de alianzas estratégicas y competidor en el mercado.

Esta modificación implicó la definición de reglas claras y con ello un mayor atractivo para la participación de empresas petroleras, capital privado e inversión extranjera en el desarrollo de la explotación de los recursos colombianos. Esta nueva política en el sector de hidrocarburos ha demostrado ser exitosa en la atracción de inversión que ha redundado en una intensa actividad de exploración con la esperanza de que el país pueda incorporar importantes reservas que permitan reemplazar los antiguos yacimientos que están en franca declinación.

El nuevo régimen permitió la inclusión de tres modalidades de contratos de concesión: el contrato de exploración y producción (E&P), el contrato de evaluación técnica (TEA) y el especial. Por supuesto, estos arreglos contractuales dieron cabida a una mayor participación privada en la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, reflejada en una extraordinaria actividad, un aumento significativo de la producción y por ende de las regalías y carga impositiva a favor de las finanzas del Estado.

Los procedimientos para la asignación de áreas libres cuyo propósito es la suscripción de contratos E&P, evaluación técnica y los especiales (cuyas características a sí los indican) se realizan a través de procesos competitivos y excepcionalmente por sistema directo.

El esquema competitivo puede ser abierto o cerrado. En el primer caso luego de una convocatoria pública se escoge el oferente que en igualdad de condiciones efectúe el ofrecimiento más favorable a la ANH. El competitivo cerrado es adelantado vía invitación y se escoge aquel que en igualdad de condiciones formule la propuesta más favorable a la ANH.

El procedimiento de asignación directa para áreas seleccionadas recae en el proponente que reúna todos los requisitos. Los programas exploratorios, inversiones y derechos económicos deben ser superiores a los obtenidos en modelos de selección de competencia celebrados los dos años anteriores.

Desde 2007 se viene realizando la asignación de áreas liberadas mediante procesos competitivos especiales, los cuales se iniciaron con la Mini Ronda 2007 para la adjudicación de bloques en siete áreas situadas en los Llanos Orientales, Putumayo y el Valle Superior e Inferior del Río Magdalena. Durante

<sup>5</sup> Borradores de Economía No 692 2012

este proceso se adjudicaron 13 bloques de los 38 ofertados. Posteriormente, se realizó la Ronda Caribe en el mismo 2007 y de los trece bloques ofertados, nueve fueron adjudicados.

En 2008 se ejecutó una Mini Ronda con el ofrecimiento de 102 bloques en las áreas de Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena – Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Putumayo, Cordillera Oriental. Asimismo, se recibieron propuestas por 50 bloques. También se adelantó la Ronda 2008 proceso en el que ANH recibe ofertas por 22 bloques de los 43 bloques en las áreas de Cesar- Ranchería & Guajira, Sinú-San Jacinto Norte, Cordillera Oriental y Llanos Orientales área occidental.

Durante 2010 se llevó a cabo una nueva ronda en la cual se ofertaron 229 bloques ubicados en todas las cuencas del país y se logró la asignación de 78 bloques en cuencas emergentes y frontera p.e. Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto, entre otras.

Durante 2012 se realizó la Ronda 2012, proceso competitivo en el cual se asignaron áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos con la oferta de 115 bloques costa afuera y tierra adentro, cubriendo 15 cuencas sedimentarias con un área superior a 15 millones de hectáreas, de las cuales se adjudicaron 50 bloques. En esta ocasión, se fortaleció el interés para la exploración de yacimientos no convencionales. El 84% de las adjudicaciones pertenecen a la modalidad de contratos E&P (mayor concentración en la cuenca Llanos), y el 14% restante a TEA.

Se suscribieron 48 contratos de exploración y producción (E&P) y 6 contratos de evaluación técnica (TEA) para un total de 54 contratos suscritos durante 2012.

### 4.1.1 Contrato E&P

Este contrato es integral y se basa en regalías / impuestos cuyas características se presentan a continuación:

**Exploración:** Seis años con prórroga hasta por cuatro años.

**Evaluación:** Uno a dos años prorrogables por un máximo de dos años.

**Explotación:** Veinticuatro años por yacimiento con posibilidad de prórroga.

La actividad está reglamentada y para la exploración se exige la presentación y cumplimiento de programas mínimos por fase. En la etapa de evaluación la actividad será discrecional del contratista, pero para la etapa de explotación se exige el desarrollo de planes aprobados por la ANH que deben tener programas anuales de trabajo. El contrato establece total autonomía y responsabilidad del contratista en el desarrollo de las operaciones a las cuales la ANH hace seguimiento. Los pagos se hacen por el uso del subsuelo (US\$ por hectárea), dependientes del tamaño del área contratada y de la duración de la fase de exploración.

En lo referente a regalías, el contratista deberá pagarlas proporcionales a la producción bruta diaria. El 100% de la producción después de regalías será de libre disponibilidad del contratista; los activos pertenecen íntegramente al contratista y el pago de las regalías se establece según un “precio de activación” el cual es dependiente de la calidad y tipo de hidrocarburo encontrado. Adicionalmente, se pagan regalías a la ANH por concepto de “derechos económicos por precios altos”. Estas regalías circunstanciales han empezado con el 30% para desvíos hasta el doble del precio base, cambiando variablemente al 35% para desvíos entre el doble y el triple y subiendo hasta un 50% para precios hasta cinco veces el precio base.

Asimismo, si la producción acumulada del área en explotación, incluyendo el volumen de regalías, excede los cinco millones de barriles, la ANH tendría derecho a una parte de la producción neta de

regalías de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato. Aunque todavía hay vigentes algunos contratos de asociación, los actuales contratos para la exploración y producción de hidrocarburos cuentan con varias versiones según las diferentes rondas de exploración convocadas por la ANH desde su creación, siendo perentorio que el contratista explore y produzca con autonomía y a su propio riesgo y costo.

### 4.1.2 Contrato TEA

Este contrato es un modelo más sencillo que el E&P y aplica para áreas libres y especiales, en algunos casos, para procesos competitivos o contratación directa. Su objetivo principal es evaluar el potencial de hidrocarburos de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción o la totalidad del área contratada.

El proponente puede adelantar actividades de exploración superficial de geología, pozos estratigráficos, aerofísica, etc., entre otras, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y en áreas costa afuera, según el programa de trabajo, que pueden ser prorrogables por dos años más.

El evaluador debe desarrollar el programa con autonomía bajo su responsabilidad operacional exclusiva, con un derecho de prelación para suscribir un contrato de E&P. La ANH por su parte verifica el avance de las actividades, administra la información obtenida en desarrollo del contrato y recauda el derecho económico.

### 4.1.3 Government Take

Considerando que la actividad de exploración es de alto riesgo y en la medida en que se involucra capital privado para el desarrollo de esta actividad, tanto las empresas como el gobierno esperan maximizar su beneficio, las empresas recurren a medidas económicas que permitan comparar oportunidades de inversión y valorar los perfiles de riesgo en cada caso, monitoreando el ingreso que se produce para cubrir la inversión en capital, los gastos y asegurar que el retorno sea consecuente tanto con el activo como con los objetivos estratégicos de cada empresa.

Los gobiernos, por su parte, están motivados en mantener atractivo su régimen fiscal y que éste alcance los objetivos propuestos. Igualmente, analiza su participación en el flujo de recursos asociados a cada uno de los proyectos, teniendo en cuenta que en el caso colombiano, el Gobierno es propietario del subsuelo, es decir del recurso y por ende debe apropiarse de renta que normalmente se hace vía impuestos regalías, participación de la producción, etc, que no es otra cosa que el "government take".

De acuerdo con Van Meurs (2008) el "government take" corresponde al 'precio' que los inversionistas están dispuestos a ofrecer para obtener acceso exclusivo a los contratos de áreas de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. Dicho 'precio' es determinado por las fuerzas del mercado a través de: i) la oferta de concesiones y áreas de contrato por los gobiernos y ii) la demanda por concesiones y áreas de contrato por parte de las empresas.

El cálculo del "government take" o porcentaje que gana el gobierno sobre el flujo de caja neto de cada proyecto, no es un valor fijo, sino un rango que depende de diferentes elementos entre los que se destacan el tamaño de yacimiento, la calidad de crudo, el tamaño del área contratada y el precio del hidrocarburo, siendo la renta igual a la diferencia entre ingresos brutos menos los costos.

Según una evaluación adelantada por Ecopetrol, el government take colombiano en la nueva concesión de la ANH varía entre 40% y 64% para nuevos proyectos. El nivel más bajo se presenta en

campos pequeños, con reservas menores a 5 millones de barriles, en los que es más difícil lograr la viabilidad de los proyectos. Otros analistas señalan que el esquema colombiano está en un rango medio respecto al ofrecido por la industria en la región, pues muchos lo consideran balanceado con la perspectiva del país y con el grado de exploración de las cuencas sedimentarias colombianas.

Existe adicionalmente otro concepto denominado “state take” que comprende el “government take” es decir, la suma por concepto de impuestos, regalías y demás pagos, como los efectuados a la entidad administradora de los recursos petroleros de la Nación, más la participación que tiene el Estado por cuenta de la empresa nacional de petróleo, que en el caso colombiano es Ecopetrol S.A, en la que el Gobierno mantiene una participación accionaria de 89,9%.

Para distintos analistas la renta petrolera en caso de proyectos de hidrocarburos desarrollados por Ecopetrol de manera directa, puede alcanzar un government take que se ubica entre 40% y 64%, mientras que el state take puede llegar a 95%. Los mismos manifiestan que el state take colombiano es competitivo y, en términos generales, satisface los intereses del Gobierno y los de las compañías de hidrocarburos en una clara relación que de mantenerse, continuaría incentivando de forma sostenible la actividad petrolera en Colombia.

En todo caso, el Gobierno debe ser cauteloso a la hora de ejercer control sobre la administración de estos recursos y asegurar rentas derivadas de esta actividad, pues es necesario equilibrar los intereses en juego, estimular mayor inversión y, al mismo tiempo, remunerar la cesión que se hace de los derechos sobre el subsuelo.

Cualquier país donde el sector hidrocarburos representa la base de sus finanzas cuenta con desarrollo económico y social si se presenta una distribución equitativa de esa riqueza, razón por la cual una de las funciones más importantes de los gobiernos es el manejo de las rentas provenientes de la explotación de esos recursos y la forma como los mismos son irrigados a la economía.

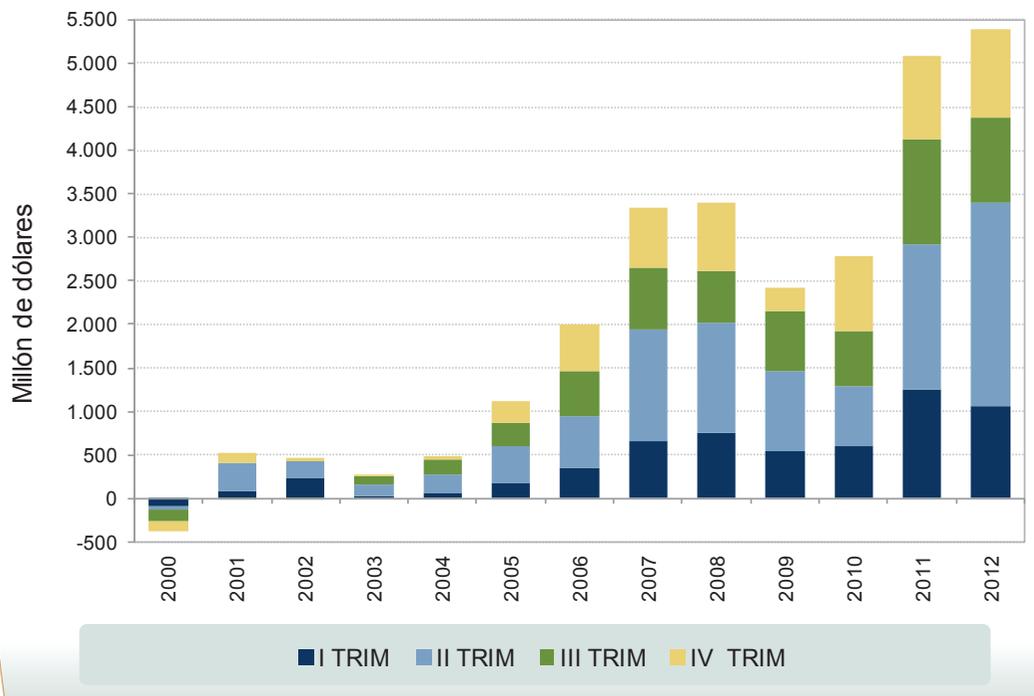
Debido a los distintos ajustes en las condiciones contractuales y tributarias de Colombia, así como un mejor escenario de precios en el ámbito internacional, se ha dado mayor participación a la inversión tanto privada como pública representada por Ecopetrol S.A., en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

### 4.1.3 Inversión extranjera directa

Colombia en los últimos años se ha convertido en un atractivo mercado para la inversión dada su situación económica (con una interesante perspectiva de crecimiento en los próximos años), su favorable evolución política y estabilidad regulatoria. En el ámbito económico sobresale su gran equilibrio macroeconómico, con recurso humano cualificado y competitivo, régimen laboral flexible, creciente integración económica internacional mediante acuerdos de libre comercio y preferenciales con los mayores bloques económicos y, además, una favorable legislación para la inversión extranjera.

Las condiciones de la economía mundial y la economía doméstica han sido propicias para la realización de mayores inversiones, generado un crecimiento de la industria petrolera. Tal como lo muestra la gráfica 4.1, la inversión ha venido presentando crecimientos importantes desde 2005, alcanzando en 2012 un aumento de 400% respecto al mismo 2005. Durante 2011 y 2012 se registraron cifras record de la inversión extranjera directa dirigida al sector de hidrocarburos, una de las más altas en el país, después de la disminución presentada en 2009 y 2010, producto de la desaceleración económica mundial.

Gráfica 4.1 Inversión extranjera directa en petróleos



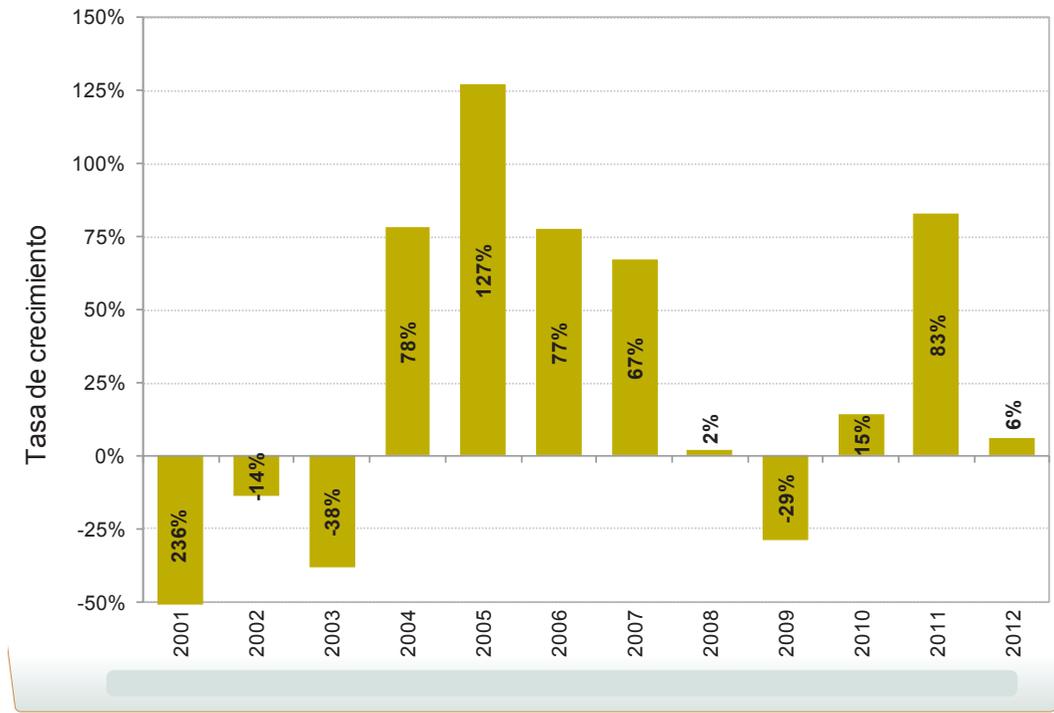
Fuente: Banco de la República Estadísticas

Los flujos de recursos se aproximaron a los 5.083 y 5.389 millones de dólares en 2011 y 2012, correspondientemente, en tanto que en 2010 su valor llegó solo a 2.781, siendo el 2011 el de mayor tasa de crecimiento de los cinco últimos años. La inversión extranjera se ha incrementado de manera importante en el país, actualmente el 37% de la inversión que ingresa se centra en las diversas actividades de la industria de hidrocarburos, convirtiéndose en motor de desarrollo de esta industria, al cual se le ha dado respuesta con el crecimiento de la producción petrolera que ha llegado al millón de barriles a finales de 2012, representando un incremento de más de 500 mil barriles desde 2008.

La afluencia de inversión extranjera directa, sobre todo al sector de hidrocarburos se encuentra por encima del promedio de Latinoamérica, afianzado la posición externa del país, situación especialmente relevante en economías en crecimiento que por su escaso nivel de desarrollo no cuentan con la capacidad de ahorro suficiente para financiar la formación de capital, también es positiva para el crecimiento a través de la transferencia de tecnología que se genera de las empresas transnacionales a las empresas nacionales; no obstante, esta situación ha contribuido igualmente a la reciente apreciación del tipo de cambio.

La gráfica 4.2 es indicativa de las variaciones en la inversión extranjera en el sector petróleo, con alta caída en los años 2008 y 2009, explicable tanto por las variaciones de los precios del crudo como por las difíciles condiciones económicas vividas en el mundo. Es de destacar la evolución de este indicador, luego de que con la drástica caída en los primeros años del siglo XXI se iniciara una tendencia al alza, producto de la reactivación del sector que solo se vio afectada por las fluctuaciones de la economía mundial antes mencionada.

Gráfica 4.2 Tasa de crecimiento



Fuente: Banco de la República Estadísticas

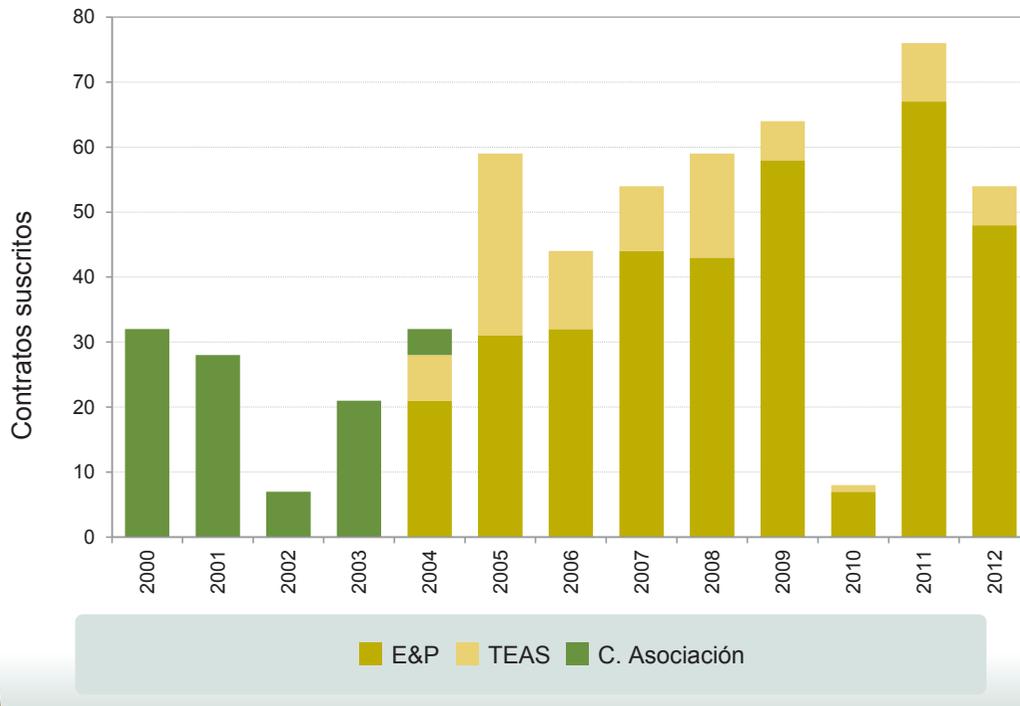
## 4.2 Contratos

Luego de los cambios contractuales, los buenos resultados no se hicieron esperar y un número importante de compañías tanto nacionales como extranjeras presentaron sus ofertas, iniciándose un período de intensa actividad con un aumento sustancial en la suscripción de contratos y un progresivo interés en el país. Por ello, entre 2004 y 2012 la ANH ha firmado un total de 351 contratos E&P y 95 TEA, lo cual refleja la acogida que ha tenido el cambio de las condiciones del contrato petrolero y sus repercusiones para las empresas de este sector.

Hoy en día se registran más de 150 compañías invirtiendo en exploración y producción en el país, de las cuales 18 se encuentran en el Top 10 del Petroleum International Weekly (PIW), uno de los más prestigiosos del mundo y en el que las empresas están ubicadas en orden de importancia tomando en consideración factores financieros y operativos. Un número significativo de las demás compañías que han llegado al país son de las que en el sector se conocen como "juniors", principalmente de origen canadiense y estadounidense.

En síntesis, Colombia atraviesa por un buen momento en materia petrolera, donde se están acopiando los resultados de haber diseñado reglas estables y con criterios de largo plazo, que arrojan un buen balance de retorno- riesgo, pues las expectativas que el mundo ha puesto en Colombia son altas. La gráfica 4.3 presenta la evolución de los contratos suscritos desde 2004.

Gráfica 4.3 Evolución de la suscripción de contratos



Fuente: ANH

Durante 2010 se aprecia una reducción importante en la suscripción de contratos, lo cual según muchos especialistas internacionales obedece eventualmente a la “crisis de los países desarrollados”, cuyas consecuencias se observan fundamentalmente en la desaceleración de los países más ricos del mundo, impactando también a las economías emergentes. Sin embargo, el dinamismo de la actividad continuó en 2011 y 2012, cuando los niveles en la suscripción de contratos registraron cifras record como lo sucedido en 2011.

### 4.3 Exploración

La exploración es la primera actividad que deberá desarrollar el contratista a quien se le haya asignado un contrato de E&P en un determinado bloque y el fin principal es la búsqueda de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos. Requiere de inmensos recursos económicos para adelantar todas las actividades geológicas, geofísicas y demás operaciones, todas las cuales implican un enorme riesgo financiero para el contratista.

La necesidad de contar con recursos energéticos en los países, sumada a la importante riqueza que representa el hallazgo de una formación productora de hidrocarburos, han hecho que estas tareas se hayan convertido en importantes generadoras de nuevas tecnologías aplicadas para intensificar la actividad exploratoria, con la cual se busca incorporar nuevas reservas y asegurar, en lo posible, el abastecimiento de estos energéticos provenientes de fuentes domésticas y el crecimiento económico en el mediano y el largo plazo.

Nuestro país hacia mediados de los años 70 del pasado siglo pasó de ser autosuficiente a importador de petróleo, lo cual pudo superarse en los 80's cuando se descubrieron los yacimientos de Caño Limón y posteriormente Cusiana y Cupiagua, los cuales siguen siendo un importante soporte del abastecimiento del país, permitiendo retornar a la condición de exportador de petróleo.

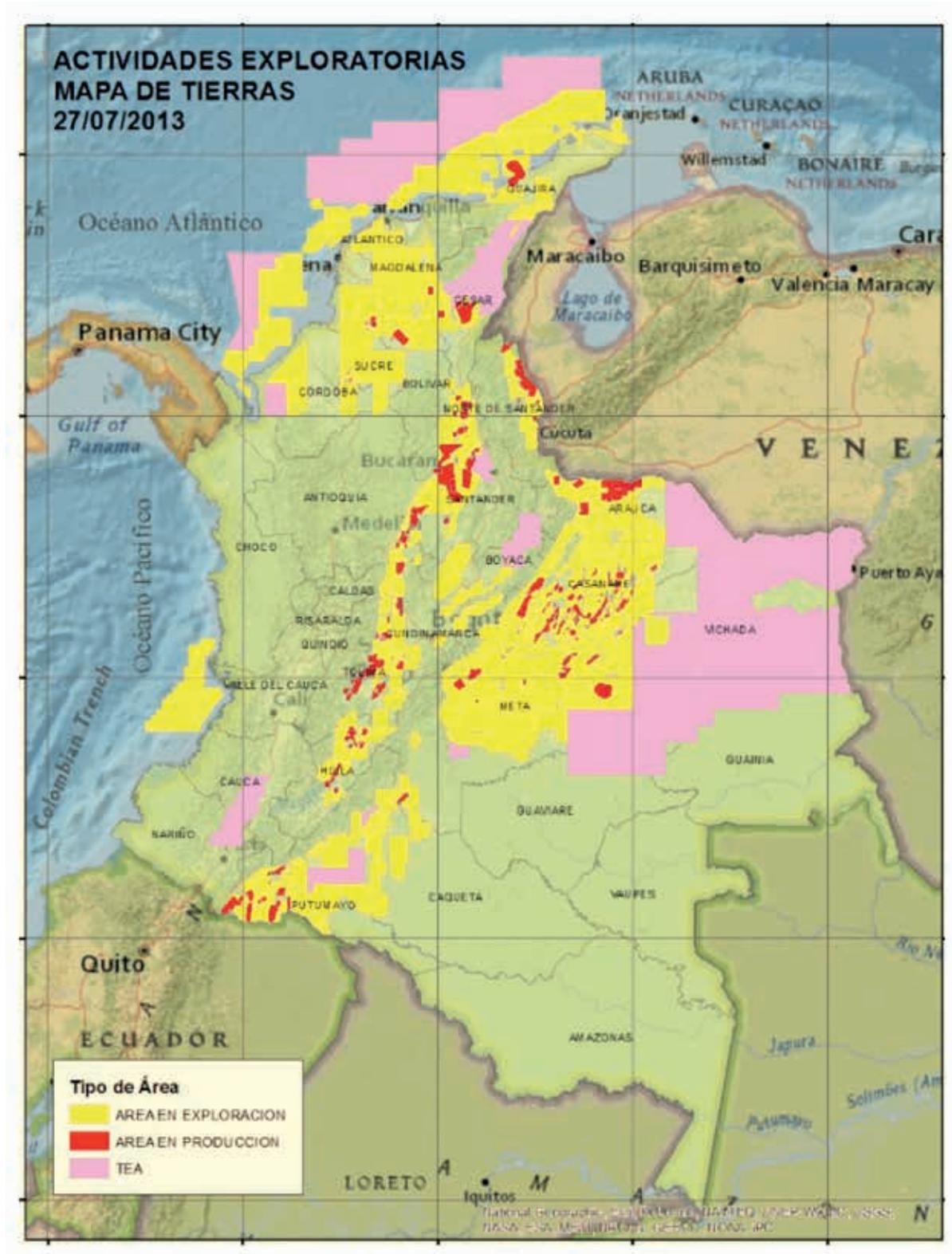
Adicional a la necesidad de incrementar las reservas para el país, los inversionistas en este sector adelantan sus actividades en la búsqueda de una justa rentabilidad de corto plazo, lo cual explica que sus esfuerzos se concentren en cuencas sedimentarias que puedan representar riesgos moderados, motivo por el cual se han concentrado en las zonas de los Llanos Orientales, Magdalena Medio, Catatumbo y Putumayo.

Los nuevos hallazgos resultados de la exploración desarrollada, han permitido adiciones de reservas probadas, actividad en la cual ha venido creciendo la participación de pequeños inversionistas. La exploración a gran escala se considera necesaria para aumentar las probabilidades de encontrar importantes depósitos y adición de grandes volúmenes de reservas y puede enunciarse que en lo corrido del siglo ha sido parca, lo que ha implicado que una gran parte del territorio no haya sido objeto de evaluación de prospectivas de hallazgos petroleros.

No obstante, con el propósito de mejorar el conocimiento geológico del país, la ANH viene realizando directamente actividades exploratorias (adquisición sísmica y estudios generales) en algunas áreas y hacerlas más atractivas al momento de ofertarlas para su respectiva evaluación y prospectividad.

Con el incremento en la firma de contratos en 2012, se estima que la actividad exploratoria retome el dinamismo esperado acorde con los compromisos contractuales pactados. A continuación, se presenta el mapa de tierra (Mapa 4.1) a junio de 2013, el cual presenta en detalle las actividades que se desarrollan en el territorio colombiano en la búsqueda de hidrocarburos, lo que habla de los enormes esfuerzos desarrollados en la búsqueda del autoabastecimiento, pero también de las regiones que aún no han sido exploradas y que pueden representar prospectos interesantes de hidrocarburos.

Mapa 4.1 Actividades exploratorias



Fuente ANH

### 4.3.1 Exploración sísmica

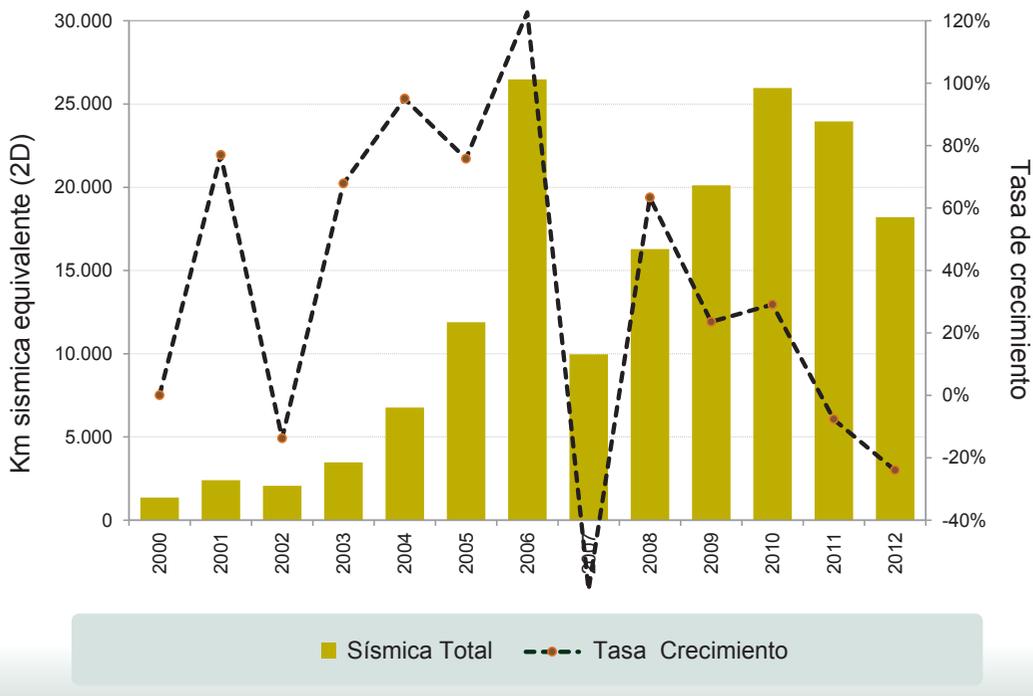
Esta tarea corresponde a la determinación en profundidad de la forma y disposición de las diferentes unidades rocosas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse. Su finalidad, es la de localizar las rocas porosas que almacenan los hidrocarburos (petróleo y gas).

Con los avances tecnológicos se desarrollaron esquemas para tomar mejores imágenes y los geólogos de hoy pueden hacer representaciones en dos dimensiones (2D) y tres dimensiones (3D) y cuatro dimensiones (4D) de los lugares de estudio. La información proveniente de datos sísmicos en 2D se utiliza para trazar un lugar y desarrollar una sección transversal del paisaje subterráneo. La imagen 3D es una representación más realista de los datos sísmicos y las imágenes 4D construidas sobre la imagen en 3D, añaden la capacidad de seguimiento de los cambios a una zona en el tiempo.

Con ello el país mantiene y acrecienta el conocimiento actualizado de las zonas estudiadas, lo que le permite mejorar su percepción sobre la prospectividad geológica de nuevas áreas y atraer inversionistas fundamentales para garantizar el éxito de las actividades de exploración y producción en Colombia.

La gráfica 4.4 muestra la evolución de la actividad sísmica en Colombia en el periodo 2000/2012. Los análisis indican que desde la modificación del modelo contractual para la exploración de hidrocarburos, la actividad sísmica registra niveles ascendentes de manera sostenida que dan una señal del dinamismo que la industria mantiene y con el cual se estima un aumento significativo en los próximos años, con miras a ampliar la disponibilidad de recursos y, por tanto, la extensión del autoabastecimiento.

Gráfica 4.4 Evolución de contratos



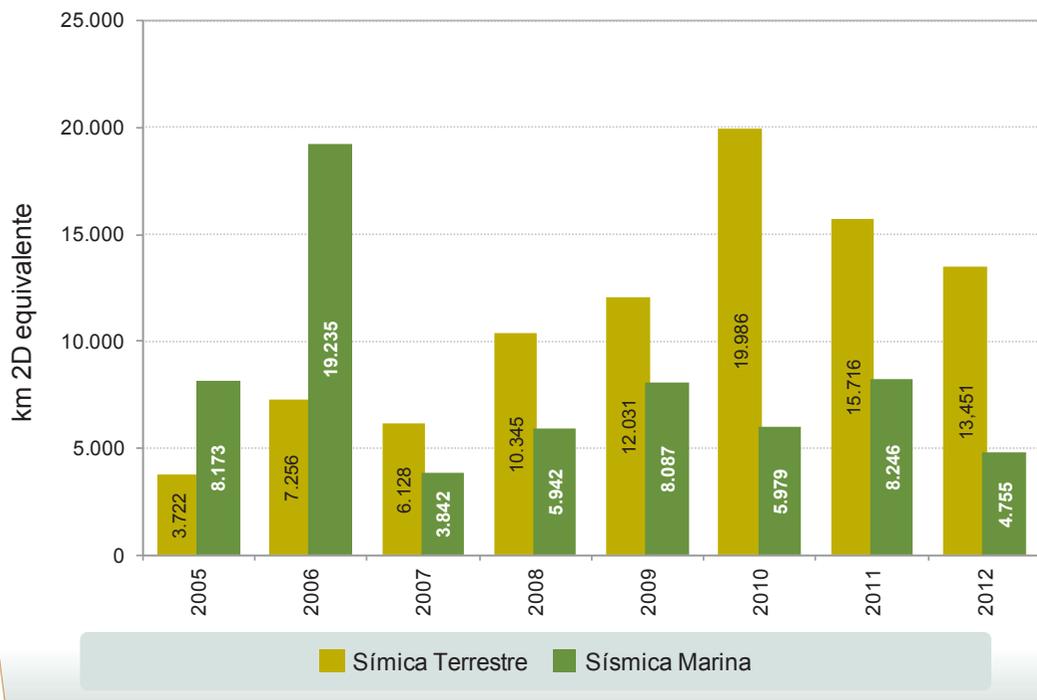
Fuente: ANH

En 2011 se levantaron 23.960 kilómetros de sísmica equivalente, un poco inferior a lo desarrollado en 2010 (25.960 kilómetros). Aproximadamente el 90% de estos valores corresponden a labores desarrolladas por parte de empresas extranjeras y sólo un 10% a Ecopetrol S.A. La mayor parte de la actividad sísmica fue ejecutada en tierra firme, cerca de 15.700 kilómetros y aproximadamente 8.250 en aguas profundas, esta última destinada a evaluar y probar previsiones exploratorias costa afuera del Caribe, con la mejor tecnología disponible.

Durante 2012, se destaca el resultado obtenido en términos de los kilómetros de sísmica desarrollada con un total de 18.205 km, lo que representa el 106% de la meta establecida para el año. Dentro de los contratos E&P, se realizó el levantamiento de 12.072 km de sísmica 2D equivalente, de los cuales 10.578 km fueron ejecutados en programas de plataforma continental y 1.494 km se ejecutaron en programas offshore.

En el caso de los Teas, el resultado muestra un total de 4.785 km de sísmica 2D equivalente, correspondientes a programas offshore 2.261 km, en tanto que a programas onshore 2.524 km de sísmica 2D equivalente. La ANH directamente, ejecutó una campaña sísmica de casi 1.350 km, en las cuencas Sinú San Jacinto – Montes de María, Cauca Patía Norte, con el propósito de mejorar el conocimiento de las cuencas Caribe y Pacífico.

Gráfica 4.5 Exploración sísmica



Fuente: ACP

La gráfica 4.5 muestra la distribución de los programas sísmicos ejecutados desde 2005, enfatizando que la inversión privada ha permitido aumentar el conocimiento de la geología y mejorar las expectativas de hallazgos en las cuencas tradicionales en las que se han concentrado las exploraciones (Llanos Orientales, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena; Sinú, Putumayo, Catatumbo) y en nuevos prospectos como el de la cuenca del Pacífico, en las aguas profundas de la costa chocoana. Es evidente el incremento de las operaciones costa afuera producto de las actividades y compromisos suscritos que se vienen desarrollando, con lo cual se está disponiendo de mejor información y desde luego de mayor territorio colombiano analizado.

### 4.3.2 Perforación de pozos exploratorios (A-3)

La única manera de saber realmente si hay hidrocarburos en el lugar donde la investigación geológica sugiere la posibilidad de encontrar un depósito, es mediante la perforación de un pozo y corresponde a la segunda etapa del proceso exploratorio, considerándose una de las más costosas y gran riesgo, pues se trata de la investigación directa del subsuelo, única forma de comprobar la existencia de hidrocarburos y de obtener información que ayude a determinar si un descubrimiento es rentable económicamente.

La profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2.000 y 25.000 pies, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo. El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina "pozo exploratorio" y en el lenguaje petrolero se clasifica "A-3" y desde el inicio de la investigación geológica hasta la conclusión del pozo exploratorio, pueden transcurrir de uno a cinco años.

Cuando se descubren hidrocarburos, alrededor de un pozo exploratorio se perforan otros pozos, llamados de "avanzada", con el fin de delimitar la extensión del yacimiento y calcular el volumen que puede contener, así como la calidad del mismo. Pero los resultados no siempre son positivos, en muchas ocasiones los pozos resultan secos o productores de agua, por ello esta actividad se cataloga como inversión de alto riesgo.

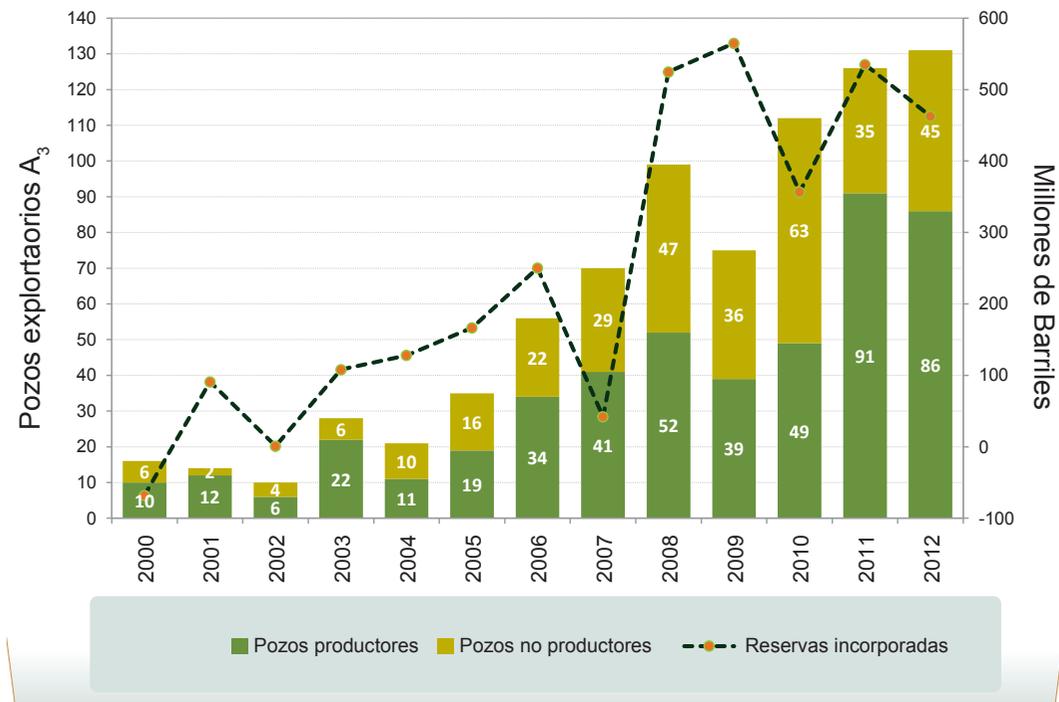
La historia de la exploración en suelo colombiano se inició en 1921 y en 90 años de actividad se ha transitado a través de las diferentes etapas que ha vivido el mundo de los hidrocarburos: desarrollo de la industria, introducción permanente de nuevas tecnologías, crisis del mercado petrolero, diferentes políticas de contratación tales como las concesiones, los contratos de asociación y los contratos de E&P actuales.

Durante el siglo pasado se perforaron cerca de 1.800 pozos exploratorios, (los denominados A-3) de los cuales 576 presentaron resultados positivos, pues demostraron presencia de hidrocarburos. En lo corrido del nuevo siglo la perforación exploratoria ha reportado 793 pozos, de los cuales 21 han sido exitosos, indicando que la probabilidad de hallar un pozo con hidrocarburos en el país fue en promedio de 38,5%, rango alto con respecto al promedio mundial. La actividad de perforación exploratoria en nuestro país ha permitido la incorporación de más de 8.200 millones de barriles de petróleo equivalentes en reservas.

Históricamente, entre 1921 y 1980 en el país se perforaron cerca de 10 pozos exploratorios promedio por año, de los cuales resultaron exitosos cerca del 30% los que se concentraron inicialmente en las cuencas de los Valles Medio e Inferior del Magdalena con 63% de la actividad y hacia la mitad del siglo pasado se expandieron a las áreas de Putumayo (9%), Valle Superior del Magdalena (9%), Llanos Orientales (8%) y región del Catatumbo (6%).

Todo este esfuerzo significó el descubrimiento de alrededor 4.700 millones de barriles equivalentes de petróleo, lo que representa en promedio 20,43 millones de barriles por cada pozo exitoso, advirtiendo que muchos de estos pozos presentaron pobres resultados frente a los más importantes de la época en los campos de La Cira - Infantas, en las cercanías de Barrancabermeja, que alcanzaron en su época más de 800 millones de barriles. La gráfica 4.6 presenta la evolución de la actividad de perforación exploratoria y sus resultados durante los últimos 12 años.

Gráfica 4.6 Perforación exploratoria y reservas incorporadas



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

La población relativamente pequeña del país para la época ligado al incipiente crecimiento económico permitieron que las reservas disponibles representaran tranquilidad en cuanto al abastecimiento. Sin embargo el crecimiento del país hizo que hacia los años 70 del siglo pasado se llegase a la insuficiencia y el país se convirtiera en importador de petróleo para alimentar sus refinerías.

Surgió entonces la necesidad de reactivar la búsqueda de reservas lo que llevó a una agresiva actividad exploratoria en los años 1980 con un promedio de 40 pozos por año, actividad que declinó en los años 90 a 20 pozos por año y un posterior crecimiento en el nuevo siglo cuando el promedio anual ha sido de 60 pozos por año, lo cual da un promedio de 41 pozos en el período 1980-2012.

La intensificación de la actividad exploratoria que involucró el conocimiento de nuevas cuencas dio como resultado el descubrimiento de grandes reservas especialmente en la cuenca de los llanos Orientales y Valles Superior y Medio del Magdalena, cuyas reservas son las que en mayor proporción están actualmente abasteciendo las necesidades del país.

Aunque la actividad exploratoria del nuevo siglo ha sido muy superior a los promedios de las últimas dos décadas del siglo pasado, los resultados en lo relacionado con éxitos, pero especialmente la suma de nuevas reservas, no permiten mucho optimismo en el panorama futuro, aunque el promedio de pozos productores en relación con los perforados ha sido superior a los promedios históricos. Sin embargo, no debe perderse de vista que los reportes sobre potencial real del campo y consecuente definición de nuevas reservas requieren de un período de evaluación de tres a cinco años.

No puede, descartarse la probabilidad de que la intensa actividad de exploración dará como resultado el hallazgo de importantes nuevas reservas. Debemos recordar que dentro de las 23 cuencas sedimentarias del país aún existen territorios en los cuales la exploración ha sido muy escasa y casi nula, ya que los esfuerzos se han concentrado en las zonas en las cuales los análisis han considerado como potencialmente productoras de hidrocarburos, zonas que abarcan el 22% de la superficie total.

Es un hecho que la actividad exploratoria es de altos costos y relativamente bajas probabilidades de éxito, lo que representa riesgos financieros pero igualmente elevados retornos en caso de éxito. Estas circunstancias han impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías en la búsqueda de petróleo, enfocadas a reducir el citado riesgo, lo cual ha permitido a los países a aventurarse a explorar en áreas remotas, en las cuales era impensable incursionar en el siglo pasado.

Las nuevas tecnologías pueden, en efecto, requerir mayores recursos financieros para la exploración pero la toma de decisiones se hace con mejores elementos de juicio, lo que implica un mejor retorno en los capitales invertidos.

Al comentar sobre nuevas tecnologías, se hace referencia a los modernos equipos de perforación de pozos profundos en plataforma submarina, la creación de imágenes tridimensionales en profundidad y la combinación de perforación vertical y horizontal, que permiten diseños acordes con las especificidades de su geología. Bajo estas consideraciones, siempre existirá la posibilidad de encontrar yacimientos de grandes dimensiones, aunque cada día sea menor la frecuencia de estos hallazgos, no sólo a nivel local sino también mundial.

En 2011 la exploración se desarrolló en tres cuencas sedimentarias que registraron: Llanos Orientales 95 pozos perforados (33 pozos productores); el Valle Superior del Magdalena, con ocho pozos y la cuenca Caguán-Putumayo, con seis pozos perforados. De los 126 pozos exploratorios perforados, el 87% (109) lo hicieron empresas privadas, en su mayoría extranjeras; el 10%, (12 pozos) se perforaron en asociación con Ecopetrol, y el 4%, (5 pozos) fueron perforados por Ecopetrol.

En cumplimiento de los compromisos exploratorios se destaca que durante 2012 la actividad exploratoria desarrollada en los contratos E&P condujo a la perforación de 130 pozos exploratorios, con un aumento de 4 pozos respecto a 2011, mientras que por convenios E&P se perforó un pozo, para un total de 131 en 2012, constituyendo un record histórico en el país.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2004 y 31 de diciembre de 2012, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 483 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios, de desarrollo y de avanzada.

### 4.3.3 Reservas

Una vez probada la presencia de hidrocarburos, se procede a las evaluaciones técnicas y económicas para determinar aquellos volúmenes que son comercialmente explotables. Dado que todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad de información de geología e ingeniería confiable y disponible al tiempo de la interpretación de esos datos, conduce a clasificar esas cantidades básicamente en reservas probadas, probables y posibles.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevén serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos de hidrocarburos en un tiempo determinado. Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

La evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos que la ANH realiza según acuerdo 11 de 2008, están alineadas con las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World

Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), tanto para la estimación de las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

La explotación de las reservas requiere inversiones para perforación de nuevos pozos y la terminación de los mismos, la construcción de infraestructura de tratamiento y transporte entre otros elementos. En consecuencia, la estimación de las reservas considera todos los elementos antes mencionados para determinar su valor económico y si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como recursos contingentes. Con leves cambios en el precio o una disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, se puede valorar positivamente, entonces estos volúmenes de recursos podrían incorporarse como reservas.

Las reservas probadas, también conocidas como reservas 1P, se definen como el volumen de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estiman serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: 1) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas en los pozos existentes con la infraestructura actual y con ciertos costos de inversión y 2) las no desarrolladas, se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles. Las primeras están conformadas por los volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas 2P, por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

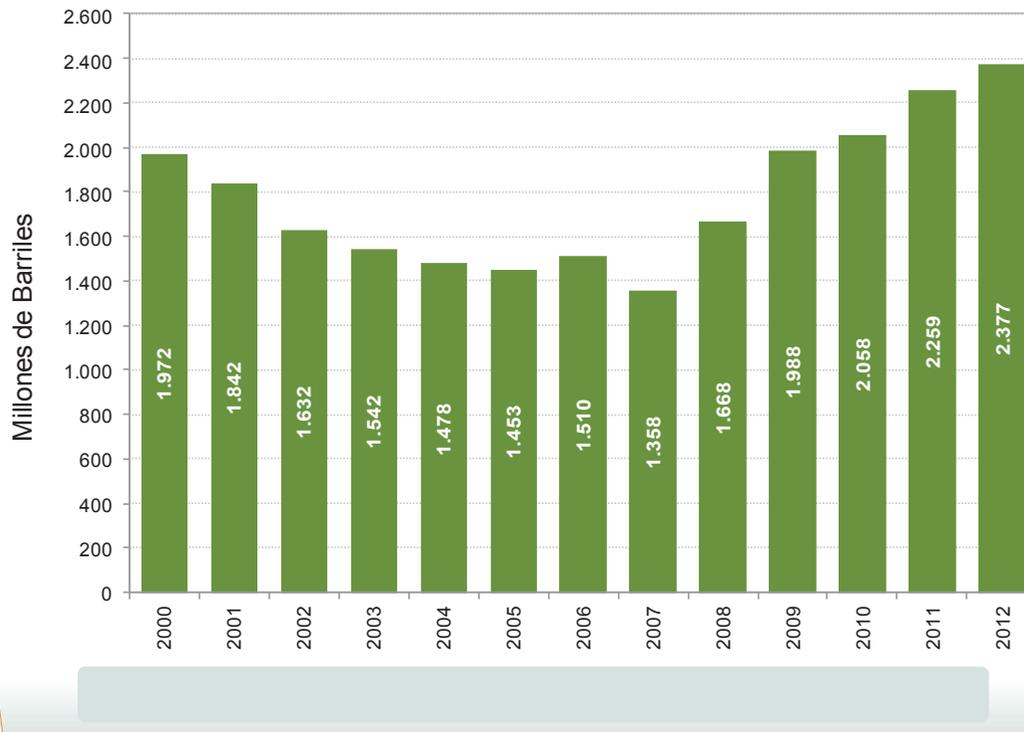
Las segundas, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. De esta manera, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consecuentemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

La gráfica 4.7 muestra la evolución de las reservas probadas de petróleo de los últimos doce años, la cual sigue una trayectoria descendente en el periodo 2000- 2007 con un volumen total de 1.972 millones de barriles de petróleo que desciende hasta 1.358 millones de barriles en 2007 y una tasa de crecimiento negativa de 5,1% promedio año.

Luego se inicia un período de crecimiento continuo que permitió no solamente reponer los volúmenes producidos año a año, sino que el total se amplió y al finalizar 2012, las reservas probadas ascendían a 2.377 millones de barriles de petróleo, producto de nuevos descubrimientos, reclasificaciones y

revisiones, con un aumento de 20,5% en los doce años y una tasa de crecimiento promedio anual de 2,1% en el mismo período, en tanto que los últimos 9 años, es decir desde la creación de la ANH, este indicador se mueve alrededor de 4,3% promedio anual.

Gráfica 4.7 Reservas probadas de petróleo en Colombia

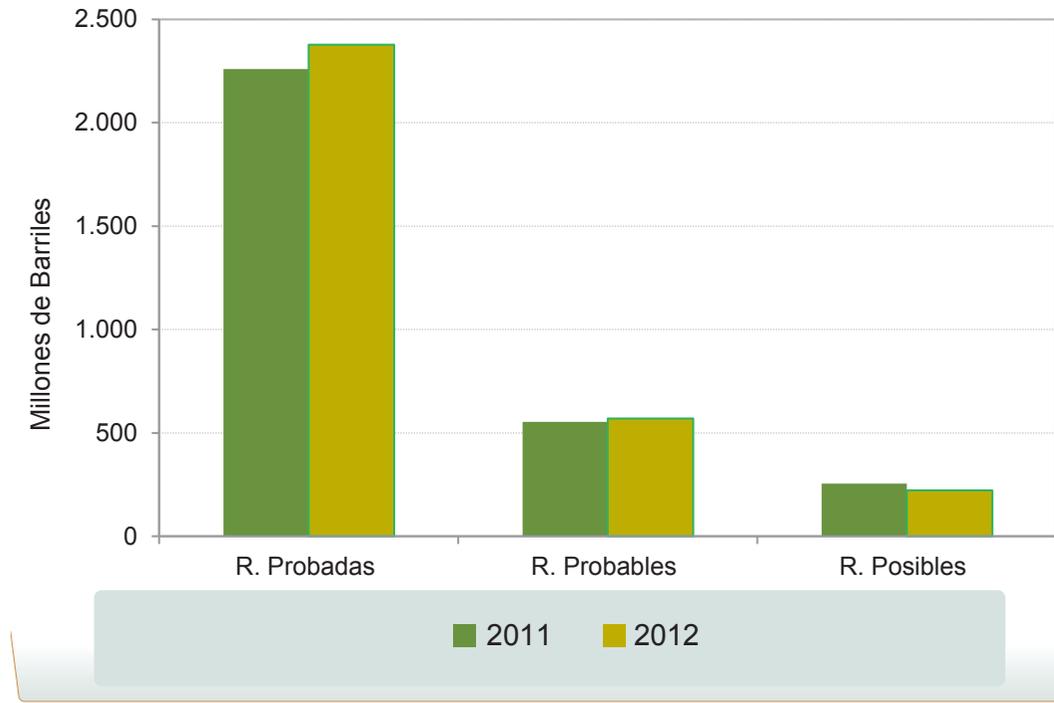


Fuente: MME y ANH

Con cierre a 31 de diciembre de 2012, las reservas de petróleo mostraron un total de 2.377 millones de barriles que equivalen a un aumento de 5,2% respecto de 2011 y en términos de volumen, 227 millones incluyendo los 345 millones de barriles producidos en 2012, que permite un R/P de 6,89 años a la tasa de producción del mismo 2012. Las reservas catalogadas como 3P es decir el conjunto de probadas, probables y posibles al cierre del mismo 2012 sumaban 3.170 millones de barriles con una participación de las reservas probadas de 75%, probables de 18% y posibles de 7%.

Al comparar las reservas 3P de 2012 con los valores de 2011 se registra un incremento del 3,3%, toda vez que hasta 31 de diciembre de 2011 el total alcanzaba 3.068 millones de barriles. Como se indicó anteriormente las reservas probadas aumentaron 5,2%, en tanto que las probables lo hicieron al 2,9% y las posibles se redujeron en un 12,5%. La gráfica 4.8 presenta la evolución de las reservas totales de los últimos 2 años.

Gráfica 4.8 Comparativo de reservas totales de petróleo



Fuente: MME y ANH

La exploración y producción de hidrocarburos enfrenta retos importantes como el de mantener unas reservas suficientes que permitan no solo el autoabastecimiento sino el respaldo a la economía nacional. En el corto plazo se estima que una porción significativa de la producción de petróleo proceda de campos maduros y en declinación, mientras se evalúan las nuevas cuencas petroleras a explorar cuya geología cada vez más compleja o se localizan en aguas profundas.

Por ello, a continuación se presentan los escenarios de incorporación de nuevas reservas de petróleo, los cuales fueron construidos utilizando variables específicas de las actividades de exploración y producción y de entorno, tanto interno como externo, que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pueden afectar el futuro del sector en el período 2012-2030. Las variables analizadas incluyen:

- i. Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo y gas)
- ii. Potencial de crudos pesados (especialmente en la cuenca de Los Llanos)
- iii. Potencial de no convencionales (gas asociado al carbón, shale gas, shale oil, arenas bituminosas)
- iv. Factor de recobro de hidrocarburos
- v. Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo)
- vi. Política estatal petrolera (*government take*)
- vii. Factores medio ambientales (restricción de la actividad de E&P por razones ambientales)
- viii. Factores socio culturales, nivel de conflicto (restricción de la actividad de E&P por razones sociales)

Igualmente se tomaron cinco fuentes de recursos para la proyección de incorporación de reservas y desarrollo de perfiles de producción, entre los cuales se consideraron:

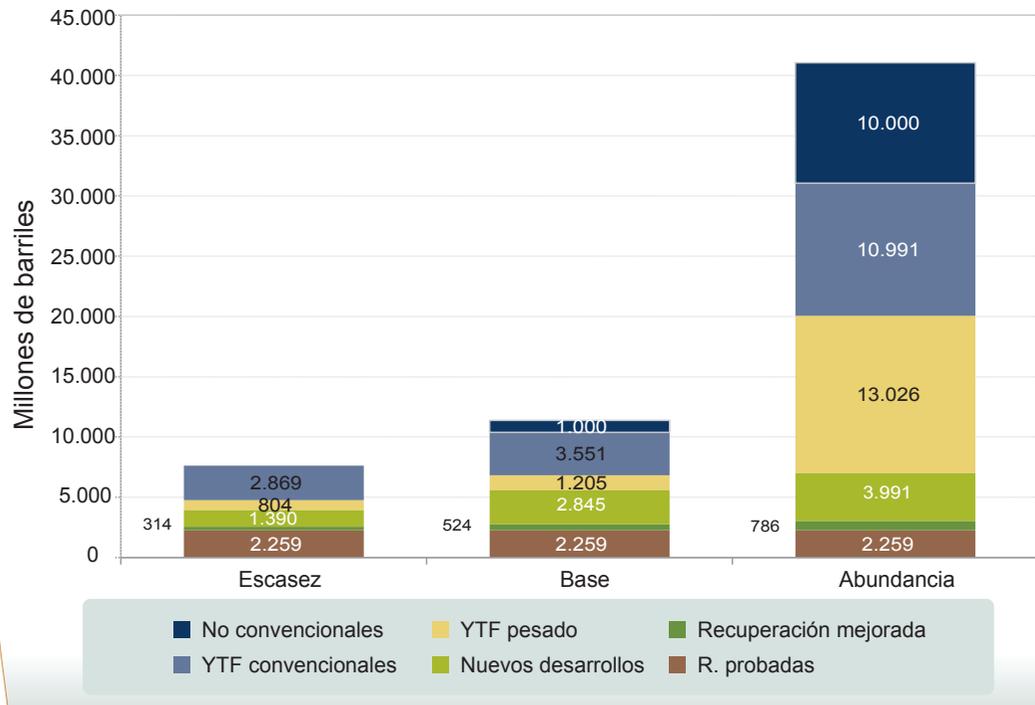
- a) Reservas probadas en producción: producción en campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas.
- b) Reservas a adicionar por recuperación mejorada: adición de reservas y producción por recuperación mejorada o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías.
- c) Reservas no desarrolladas: descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables en el resto de los campos
- d) Incorporación de otros recursos convencionales, potenciales incluyendo gas offshore y crudos pesados no descubiertos (yet-to-find)
- e) Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales (shales, CBM y arenas bituminosas).

La gráfica 4.9 presenta la caracterización de cada uno de los escenarios estimados. En este contexto, Colombia cuenta con un interesante potencial de hidrocarburos a ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo, incluyendo más de 13 mil millones de barriles de crudo en los próximos 20 años (escenario base). Una porción significativa del potencial son recursos de explotación compleja como crudos pesados y shale oil. Una característica de la prospectividad de Colombia es la importante participación de todas las cuencas (maduras y fronteras) en la materialización del potencial.

A partir del análisis de la infraestructura, se estimaron las necesidades de inversión en el sector energético. El escenario base contempla inversiones del orden de 6 millardos de dólares anuales por los próximos 10 años, incrementándose a más de 9 millardos por año entre 2022- 2030 para el desarrollo de los no convencionales. En el primer período se contemplan inversiones en desarrollo, en la construcción de un mejorador de 300 KBD que comienza a operar en 2017 (3,7 millardos) y la construcción del oleoducto del Pacífico (por un monto 2,2 millardos). En el segundo período se incluye, además de inversiones en exploración y desarrollo, la construcción de una planta de LNG de 200 BCF para la exportación de los excedentes de gas, que comienza a operar en el año 2020 (por un monto de 2,7 millardos).

Los escenarios incorporan el impacto que pueden tener: (i) precios internacionales de hidrocarburos al considerar la incorporación de recursos con altos costos de desarrollo en aguas profundas y EOR (Recuperación Mejorada de Crudo) solo en casos de precios altos (>US\$75/Bl), y (ii) variables medio ambientales y socio culturales al limitar el desarrollo de áreas sensibles como algunas regiones costa afuera (Cayos, Pacífico Profundo) y Amazonía.

Gráfica 4.9 Escenarios de incorporación de reservas de petróleo



Fuente: estudio ADL UPME 2012

## 4.4 Producción

La producción petrolera en Colombia ha experimentado transformaciones con el comportamiento de nuevos descubrimientos, lo que le ha permitido al país épocas de "bonanza" en las cuales ha llegado a ser (como en el actual momento) exportador de crudos, pero igualmente épocas de estrecheces que para fortuna del país han sido prontamente superadas con nuevos descubrimientos.

En la producción del siglo pasado son destacables los crecimientos en los años 70 con los descubrimientos en el Putumayo, en los años 80's con los de Caño Limón y posteriormente Cuasina y Cupiagua, lo que significó que al finalizar el siglo se llegara a la máxima producción (1999) cuando el campo de Cusiana alcanzó el máximo histórico de su producción e inició su declinación.

Son distintas las acciones que se han emprendido para mitigar la declinación natural de los campos en explotación y ante la dificultad de encontrar nuevos gigantes como lo ocurrido en el pasado, las cosas han cambiado y las grandes empresas del mundo están redirigiendo sus miradas y los presupuestos que antiguamente no les interesaban. La justificación surge del hecho incuestionable de la dificultad, riesgo y costo cada vez mayor para encontrar grandes y medianos yacimientos de petróleo.

Según los expertos de IHS, los mayores presupuestos se están invirtiendo en desarrollo y producción de hidrocarburos y aumentar la rentabilidad de los campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un importante potencial si se optimiza su operación mediante el uso de nuevas tecnologías, que hace tres o cuatro décadas no existían o que resultaban costosas.

El aumento de producción de los campos viejos en todo el mundo está cobrando tanta importancia que muchas de las reservas adicionales provienen de estos campos vía incremento del factor de reco-

bro con mecanismos de recuperación secundaria y terciaria, aumento de la perforación de pozos de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías en la perforación y terminación de pozos para producir en zonas de espesor reducido, entre otras. Colombia no ha sido ajena a estas prácticas y el mecanismo de recuperación mejorada algunos de los campos en declinación ha aumentado hasta 500%. La gráfica 4.10 presenta la evolución total de petróleo del país en los últimos doce años.

Gráfica 4.10 Evolución de la producción colombiana de petróleo



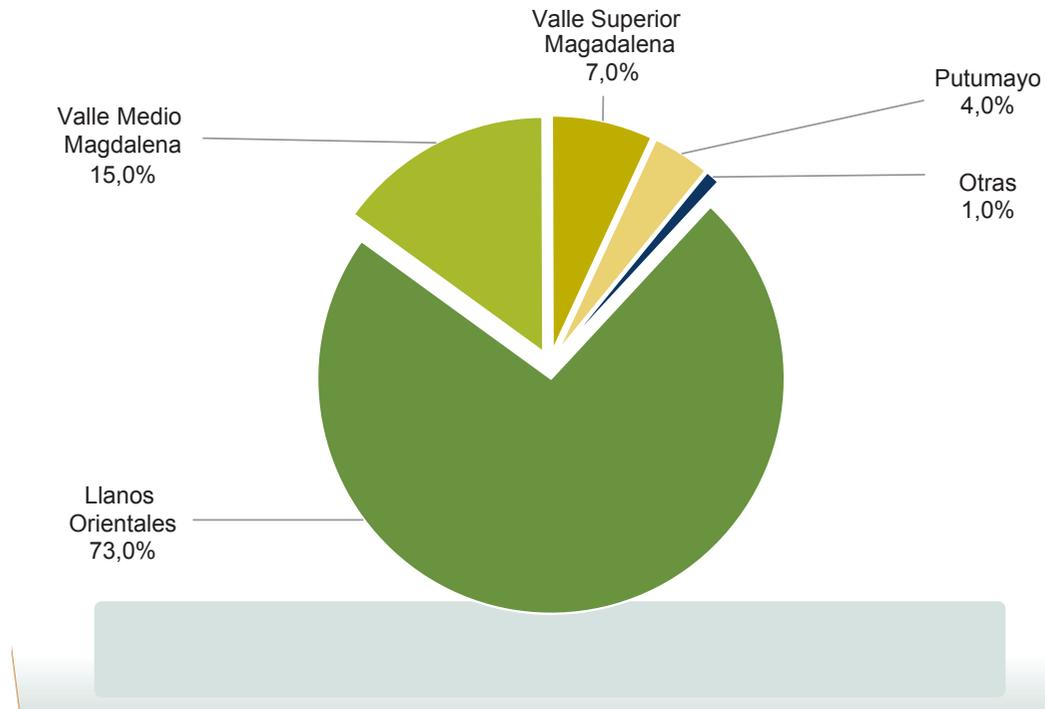
Fuente: Ministerio de Minas, ANH

Uno de los casos de mayor éxito es el campo Casabe, ubicado en el departamento de Antioquia, el cual fue descubierto en 1941 y luego de haber declinado su producción a niveles menores de 5.000 barriles por día en 1984, al año siguiente le fue implementado un programa que logró resultados en los primeros tres años, pero fue abandonado. Luego en 2004 es objeto de un nuevo programa y en 2010 la producción superó los 16.000 barriles diarios. Otro ejemplo lo constituye la Cira con una producción de 5.000 barriles por día en 2005 y con la aplicación de nuevas tecnologías se logró llegar a 25.000 barriles, nivel que ha venido manteniéndose en los últimos años.

Durante el primer quinquenio la producción se inició con 687 miles de barriles por día, cifra que mostró constante declinación de la producción de los pozos antiguos, la cual se prolongó hasta 2005 cuando llegó al mínimo de 525 miles de barriles por día. Desde el año 2006 se aprecia un continuo incremento hasta 2012, cuyo promedio diario anual se acerca a los 945 mil barriles por día, superando en 3,3 % la producción de 2011 cuyo total fue de 914 mil barriles por día.

El panorama petrolero del país ha sufrido una gran transformación en el nuevo siglo, al pasar de la dependencia de cuencas del Magdalena principalmente, a tener como fuente de suministro principal al área de los Llanos Orientales que, como se muestra en la gráfica 4.11, está produciendo el 73% del total nacional, relegando a segundo y tercer plano las que fueron en su momento las más importantes cuencas productoras como las de los Valles Medio y Superior del Magdalena y el Putumayo.

Gráfica 4.11 Participación por cuenca



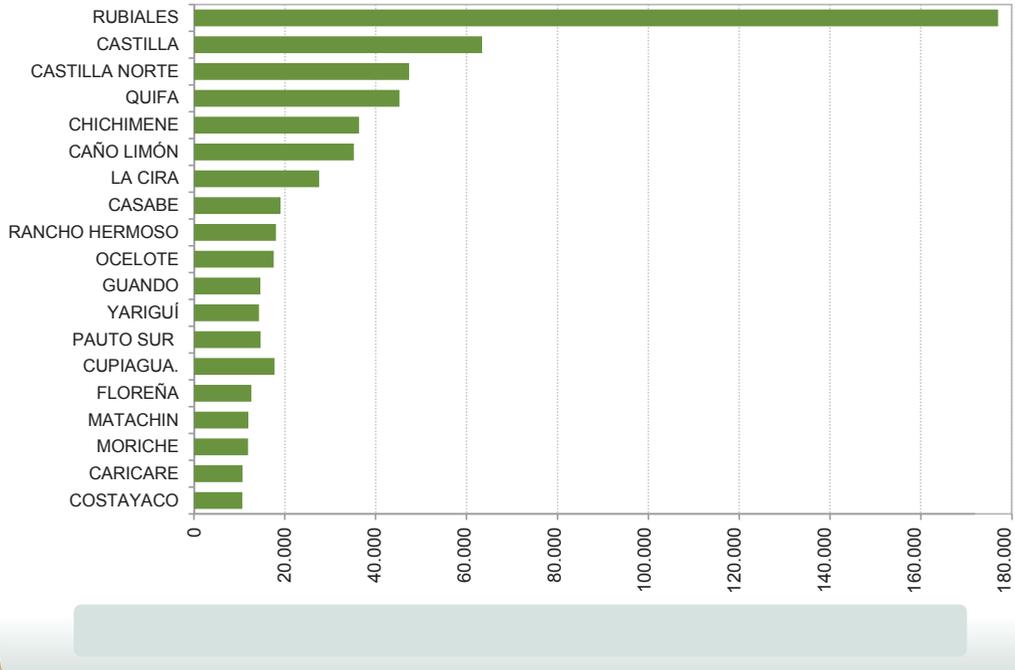
Fuente: ACP

En estos resultados es necesario resaltar también la importancia que le ha dado el país a la utilización de las modernas tecnologías como se mencionó anteriormente, las cuales buscan la mayor recuperación posible de los yacimientos y han venido siendo empleadas en la rehabilitación de formaciones antiguas especialmente en la zona de los Valles Medio y Superior del Magdalena, que son los que albergan los pozos de mayor antigüedad, como son los campos de La Cira, Infantas, Palagua, Llanito, Nare, entre otros, del Valle Medio y campos como Dina, Andalucía, Balcón, San Francisco y muchos otros del Valle Superior del Magdalena.

La gráfica 4.12 presenta el comportamiento de la producción de petróleo en promedio diario anual y señala los campos que aportan más de 10 mil barriles por día, los que son liderados por el campo Rubiales con una producción que llega al 18,8% del total del país, seguido de Castilla con una participación del 6,7%, Castilla Norte que llega a 5%, Quifa a 4,8% y Chichimene a 3,8%. Es de resaltar que estos cinco campos todos se localizan en el Departamento del Meta, cuenca de los Llanos Orientales. Los restantes 14 campos representan el 25%.

Estos cinco campos son responsables del 39,1% del total del país, razón por la cual los esfuerzos exploratorios se realizan en esta cuenca, dadas las mayores probabilidades de éxito. Es de anotar que el restante 35,8% de la producción nacional proviene de campos que reportan producciones inferiores a los 10 mil BPD día.

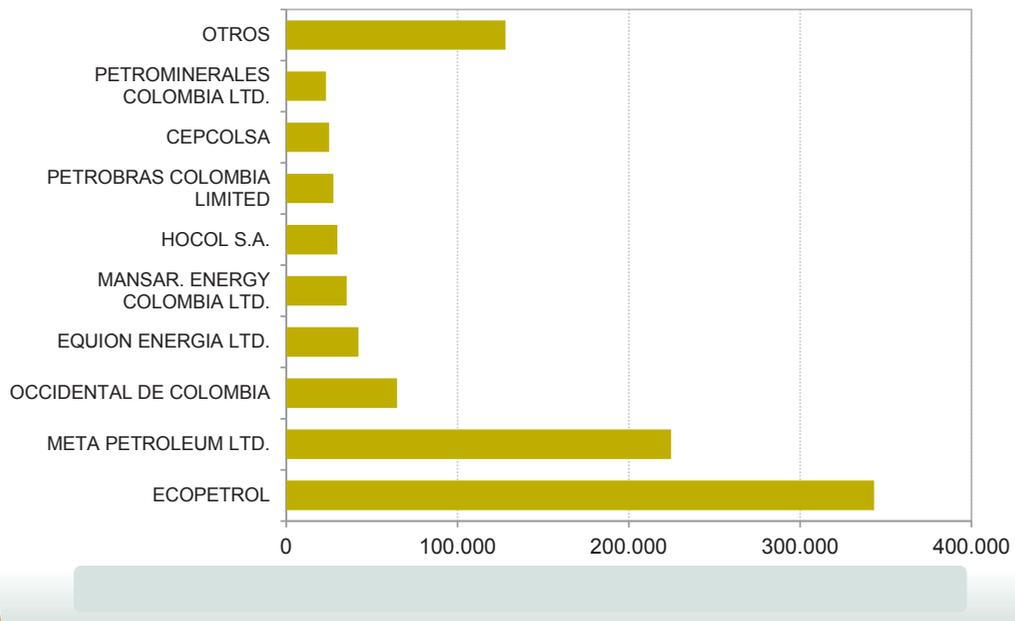
Gráfica 4.12 Campos productores con producción mayor a 10.000 BPD



Fuente: MME

En términos de empresas Ecopetrol S.A. cuenta con la mayor producción de crudo, alcanzando un 36,3% del total nacional que representan 343,1 KBPD, seguida de la empresa Meta Petroleum Limited, que participa con el 23,8% correspondiente a 224,6 KBPD y en tercer lugar se ubica Occidental de Colombia que aporta el 6,9% significando 64,7 KBPD. Estas tres empresas responden por el 67% de la producción nacional, como se presenta en la gráfica 4.13.

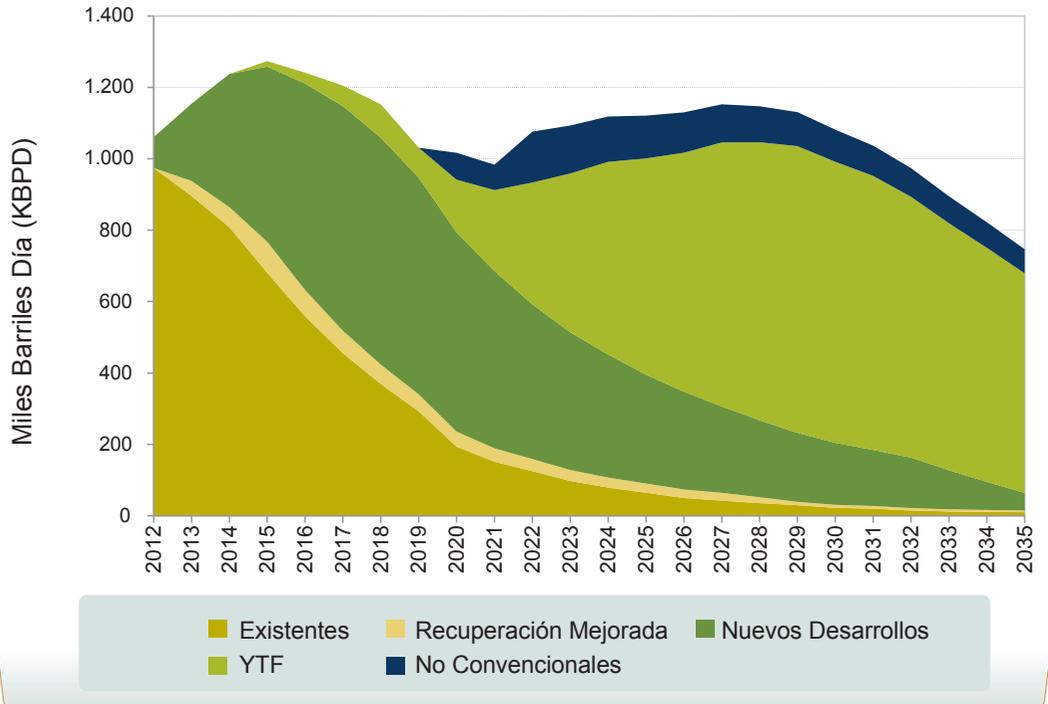
Gráfica 4.13 Participación de producción por empresa



Fuente: MME

Con base en las hipótesis de construcción de los escenarios de incorporación de reservas de petróleo incluidos en el numeral 4.3.3 se generaron distintas curvas de oferta de hidrocarburos. La gráfica 4.14 refleja el perfil de producción que alcanzaría el escenario base.

**Gráfica 4.14** Proyección de producción de petróleo en Colombia



Fuente: estudio ADL UPME 2012

El primer componente de las proyecciones es la Continuidad de la Producción de las reservas probadas existentes y es el de mayor certidumbre. El segundo componente se refiere al incremento de producción por recobro mejorado, resultado del uso de técnicas y tecnologías de recuperación mejorada. El desarrollo de descubrimientos recientes y la comercialización de reservas probables y posibles, constituye el tercer componente de la proyección. El estudio incluye hipótesis sobre el desarrollo de 18 proyectos con recursos prospectivos de petróleo y gas que no están clasificados todavía como reservas probables o posibles pero que de acuerdo con la información de las empresas operadoras, estarían próximas a ser comercializables.

El cuarto componente de la producción futura hace referencia al éxito exploratorio de hidrocarburos convencionales, crudos pesados y gas offshore. La proyección futura de hidrocarburos proveniente de campos por descubrir ("yet to find") implicó formular supuestos respecto a los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos de petróleo, incluyendo crudos pesados y gas localizados, estos últimos principalmente en el offshore colombiano. La cuantificación de recursos se realizó acorde con los resultados del estudio efectuado por la Universidad Nacional de Colombia (2012) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH.

Este componente excluye del cálculo de reservas por incorporar algunas cuencas de frontera donde no se anticipa mayor actividad exploratoria y otras por razones de protección ambiental, descritas posteriormente. El análisis tiene 3 elementos, que fueron tratados de manera separada así: i) crudos pesados de los Llanos Orientales, ii) crudos convencionales y pesados en cuencas distintas a los Llanos y iii) gas offshore.

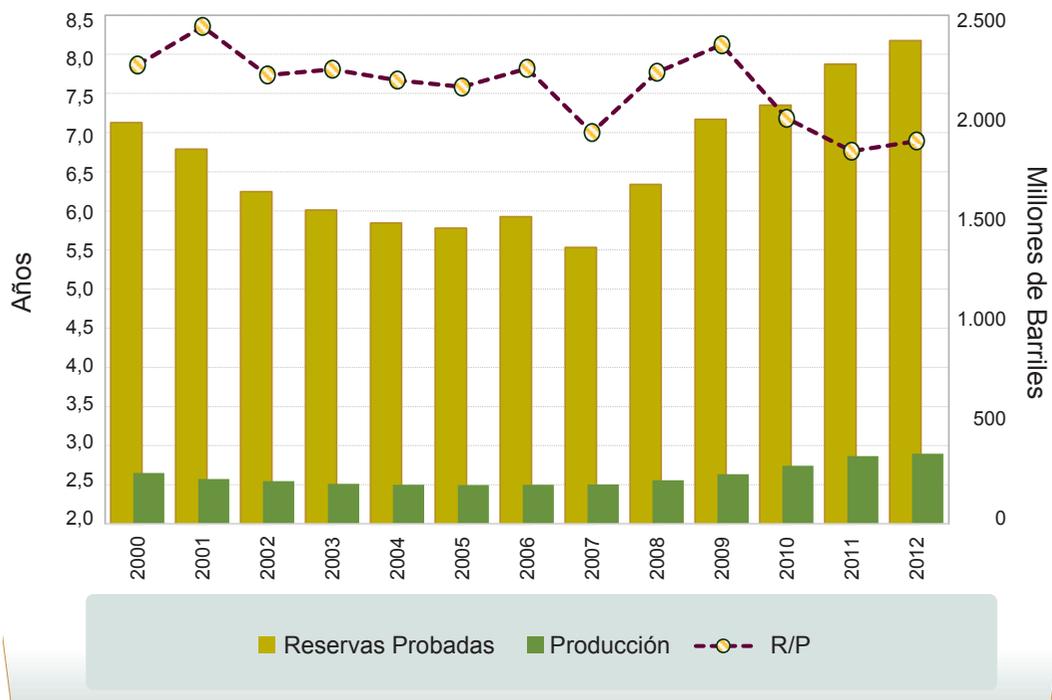
El último componente de análisis hace referencia al éxito exploratorio de los hidrocarburos no convencionales, en cuyo análisis de la producción futura de no convencionales implica formular supuestos sobre los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos: CBM, shale oil, shale gas y arenas bituminosas (tar sands).

### 4.5.1 Relación reservas / producción

Determinando la razón reservas de petróleo con la producción, se genera el indicador R/P el cual señala el período durante el cual se alcanzan las reservas si la producción se mantiene a su ritmo actual y bajo el presente nivel de tecnología. Desde luego que cambios en la producción y en las reservas probadas modifican la relación reserva probada y la -producción (R/P), o vida media de las reservas probadas. La relación R/P no contempla la declinación de la producción, la incorporación de reservas en el futuro, ni variaciones en los precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte.

Además, es importante mencionar que estos valores se estiman bajo la suposición de una producción constante durante el mismo período. El reto que afronta el gobierno colombiano es el aumento de la relación R/P, con lo cual se estaría extendiendo no solo el autoabastecimiento, sino la contribución al equilibrio macroeconómico del país. La gráfica 4.15 presenta la evolución del indicador en los últimos 12 años.

Gráfica 4.15 Evolución del indicador R/P



Fuente: ANH

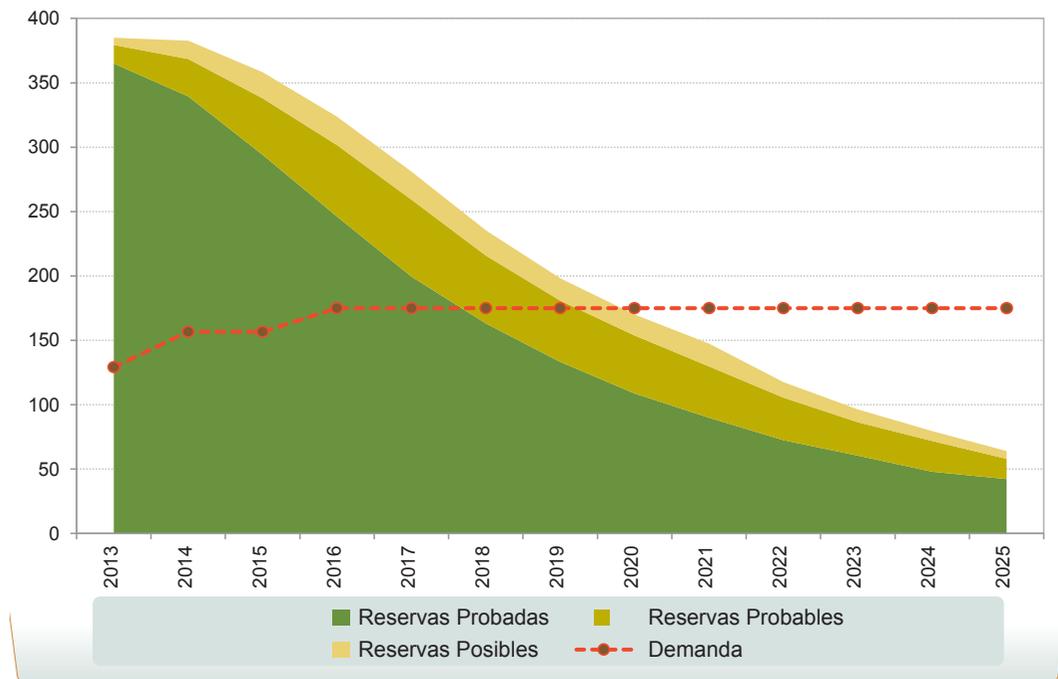
En el año 2000 el país disponía de una R/P de 7,86 años, cifra que se incrementó hasta 8,35 en 2001, máximo valor alcanzado en lo corrido del siglo, que luego siguió una senda decreciente llegando al valor más bajo en 2011 con 6,76 años. Comparando la tasa de crecimiento de las reservas y la de producción es de resaltar que en el primer caso ésta alcanza el 2,1% promedio anual en el período 2000- 2012, en tanto que la de producción lo hace al 3,1% en el mismo horizonte, lo que representa posibilidad de escenarios de insolvencia, si la tasa de reposición no se iguala por lo menos a la de extracción.

Claro está que se pueden agregar nuevos barriles con la implementación de tecnologías de última generación y con el descubrimiento de nuevos campos, pero la realidad actual es que cerca del 90% del crudo que se produce hoy procede de campos descubiertos hace más de dos décadas y en el mismo intervalo no se ha descubierto en Colombia campos mayores a 500 millones de barriles. Sin embargo, la modificación de la política petrolera ya mencionada ha permitido el hallazgo de nuevas reservas en campos menores.

### 4.5.2 Autoabastecimiento

De continuarse con las mismas tasas de crecimiento en la incorporación de reservas y la producción, la situación de autoabastecimiento se volvería insostenible a mediados del 2018 a menos que se cuente con descubrimientos importante en ésta década. Esta aseveración considera las reservas probables, si se incluye los tres tipos de reservas la situación cambia y sería en el 2020 en que se perdería la autosuficiencia.

Gráfica 4.16 Autosuficiencia petrolera



Fuente: ANH, ECOPETROL, cálculos UPME

Si se toma como base la meta de alcanzar una producción de 1.000.000 barriles de petróleo por día y que ésta crecerá a un ritmo de 3% anualmente y se considerara la expectativa moderadamente optimista de la proyección del escenario medio que plantea nuevos hallazgos de 269 millones de barriles anuales (superior a los resultados reales de esta década que son de 252 millones anuales en promedio), se calcula que hacia el año 2023 las reservas se habrán agotado, tal como lo evidencia la gráfica 4.16. El escenario descrito implica que en los próximos doce años hasta 2024 deberán hallarse 3.230 millones de barriles de petróleo.

Sin duda hay necesidad de que en el país se descubran nuevos y grandes yacimientos de hidrocarburos. Eso implica una intensa actividad exploratoria como la que se viene presentando. Hace 10 años se perforaban cerca de 15 pozos A3 al año y en el 2012 se realizaron 131, con lo cual se espera en

cualquier momento que ese hallazgo rinda los frutos esperados, conforme a la nueva política petrolera, a la inversión de riesgo y a la prospectividad colombiana.

## 4.6 Hidrocarburos no convencionales

En este numeral se tratará lo referente a los llamados recursos no convencionales, los cuales son definidos por el autor Etherington (2005) como *“aquellas fuentes de energía líquidas y gaseosas agrupadas en tres categorías, ordenadas conforme con el grado creciente de diferenciación con el petróleo convencional y considera los hidrocarburos líquidos y los hidrocarburos gaseosos. En el primer grupo se incluye: el petróleo pesado y extrapesado, arenas asfálticas y pizarras/esquistos bituminosos. En los gaseosos se consideran gas metano en depósitos de carbón, esquisto de gas, gas de arenas compactas e hidratos de gas”*.

En lo que se refiere a la definición de un recurso “no convencional” existen diferentes conceptualizaciones. Según el autor antes mencionado *“es aquel que no puede ser producido a tasas económicas sin ayuda de tratamientos de estimulación masiva o de procesos especiales de recuperación”*. Por su parte. Stabell (2005) y Schmoker (1999) usaron una definición basada sobre dos aspectos comunes:

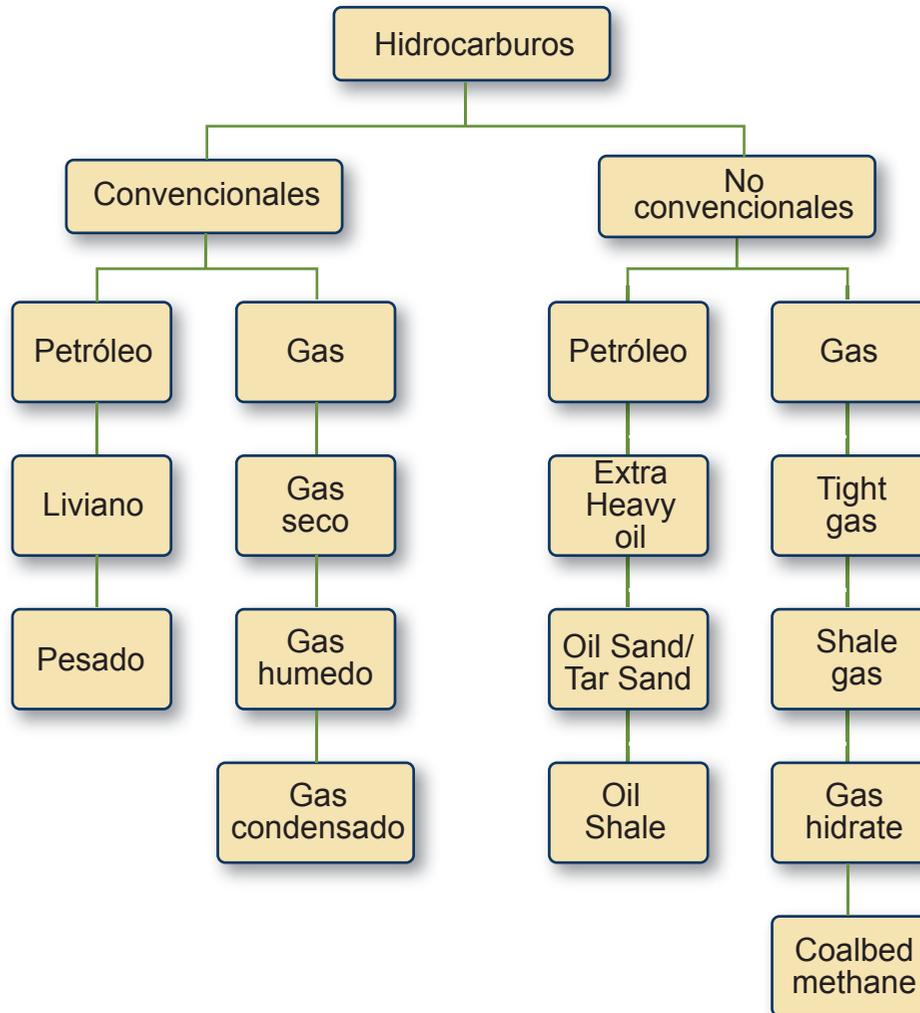
- que están compuestos de grandes volúmenes de roca saturada con hidrocarburo.
- que los tipos de acumulación no son dependientes de flotabilidad, es decir de separación por gravedad. Dentro de un medio poroso.

Schmoker continúa *“...y, por lo tanto, no pueden ser analizados en términos de tamaños y números de entidades discretas delineadas por los contactos de agua downdip, tal como se hace con los campos convencionales”*.

Otra definición más amplia, es la que define a los recursos no convencionales como *“aquellos que están contenidos en reservorios de baja permeabilidad o que poseen petróleo pesado o de alta viscosidad, y que requieren tecnologías avanzadas de perforación o de estimulación, a fin de lograr producción a tasas de flujo comerciales. A continuación se presenta esquemáticamente una clasificación de los hidrocarburos incluyendo los no convencionales”*<sup>6</sup>.

6 *Esquistos Bituminosos “Oil Shale”, Lucio Carrillo B., 2011*

Gráfica 4.17 Clasificación de los hidrocarburos



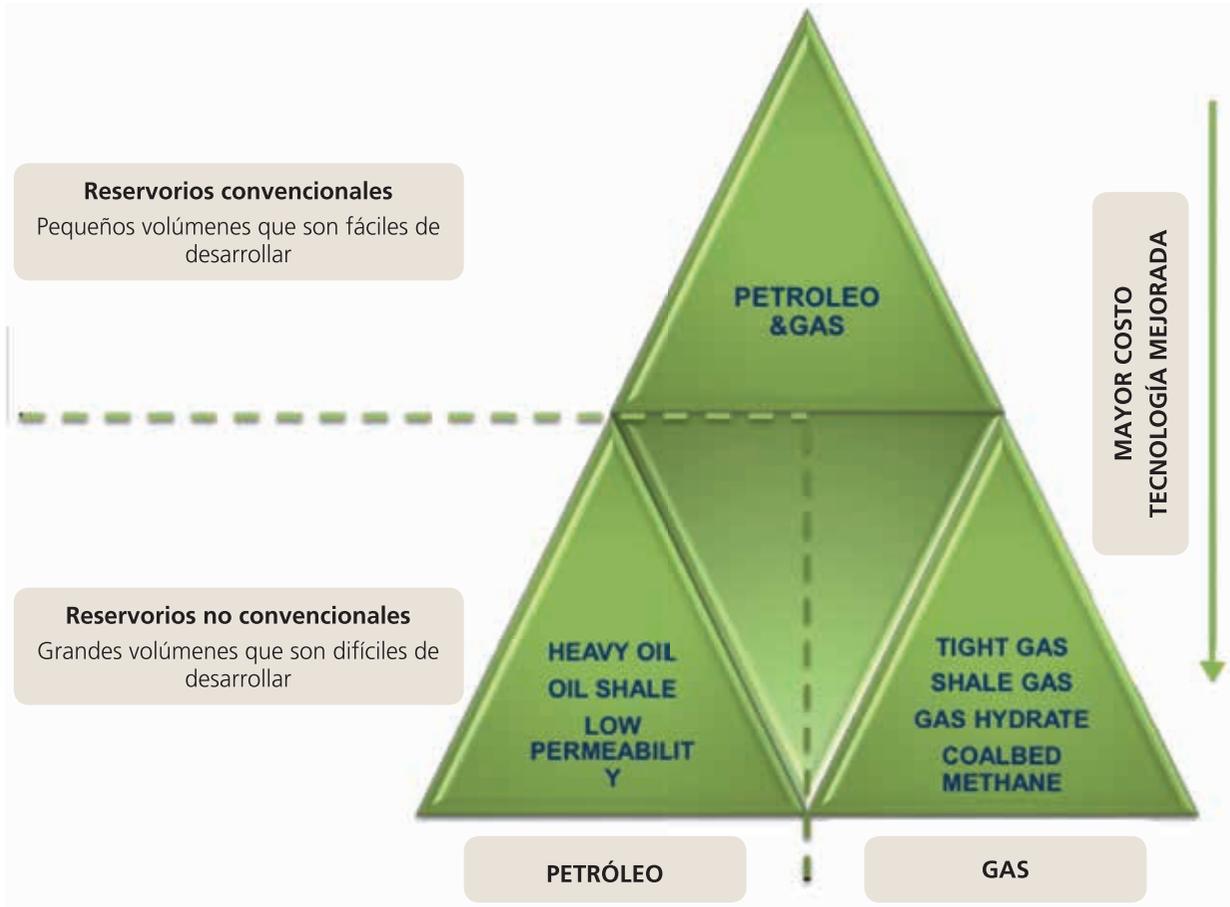
Fuente: VVV

La siguiente figura se refiere al denominado triángulo de los recursos que fuera publicada por Masters & Grey en 1970. Este concepto sugiere que todos los recursos naturales se encuentran depositados en la naturaleza siguiendo una distribución log normal.

Para el caso de petróleo y gas, los reservorios de alta permeabilidad son de tamaño pequeño y fácil de desarrollar una vez descubiertos. Para los de baja permeabilidad o alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburos in-situ son enormes requiriendo de alta tecnología para su explotación de manera económica<sup>7</sup>.

7 Ibídem 2

Gráfica 4.18 Triángulo de los recursos



Fuente: VVVV

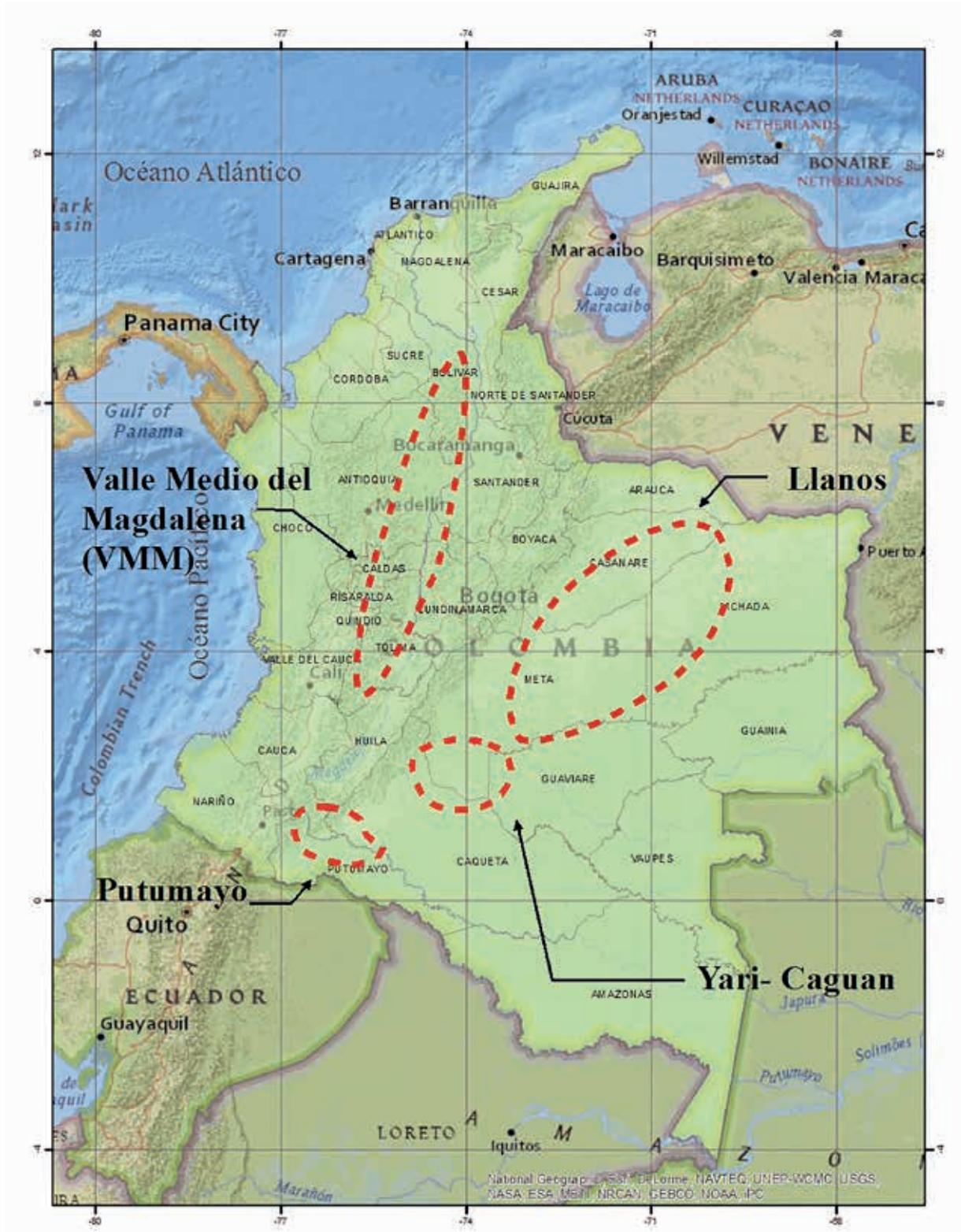
La Agencia de Energía de Estados Unidos ha identificado a Colombia como uno de los países beneficiarios de la presencia de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, para lo cual el Gobierno nacional a través de sus distintas entidades se encuentra trabajando intensamente a fin de establecer una regulación apropiada que permita el desarrollo de este tipo de recursos de manera consecuente y sostenible.

Colombia presenta un gran potencial en crudos pesados con los que se han incrementado las reservas probadas dentro de las que representan el 45% (Minminas). Este potencial se encuentra principalmente en las estructuras de la cuenca de los Llanos Orientales y dentro de ella se cuentan, principalmente en el Piedemonte, importantes prospectivas de depósitos de arenas bituminosas (tar sands).

Según Pulido y Almanza<sup>8</sup>, los estudios sobre la presencia de arenas bituminosas en el país no arrojan cifras sobre la cantidad de estas reservas, pero sí la ubicación de los depósitos, en el departamento de Caquetá en las regiones de San Vicente y Florencia, en el departamento del Meta en cercanías del Río Guejar y en Sogamoso y Río Nare en la región central. Los mapas 4.2 y 4.3 muestran las áreas de exploración de crudos pesados definidas por la ANH y la ubicación de los depósitos de arenas bituminosas.

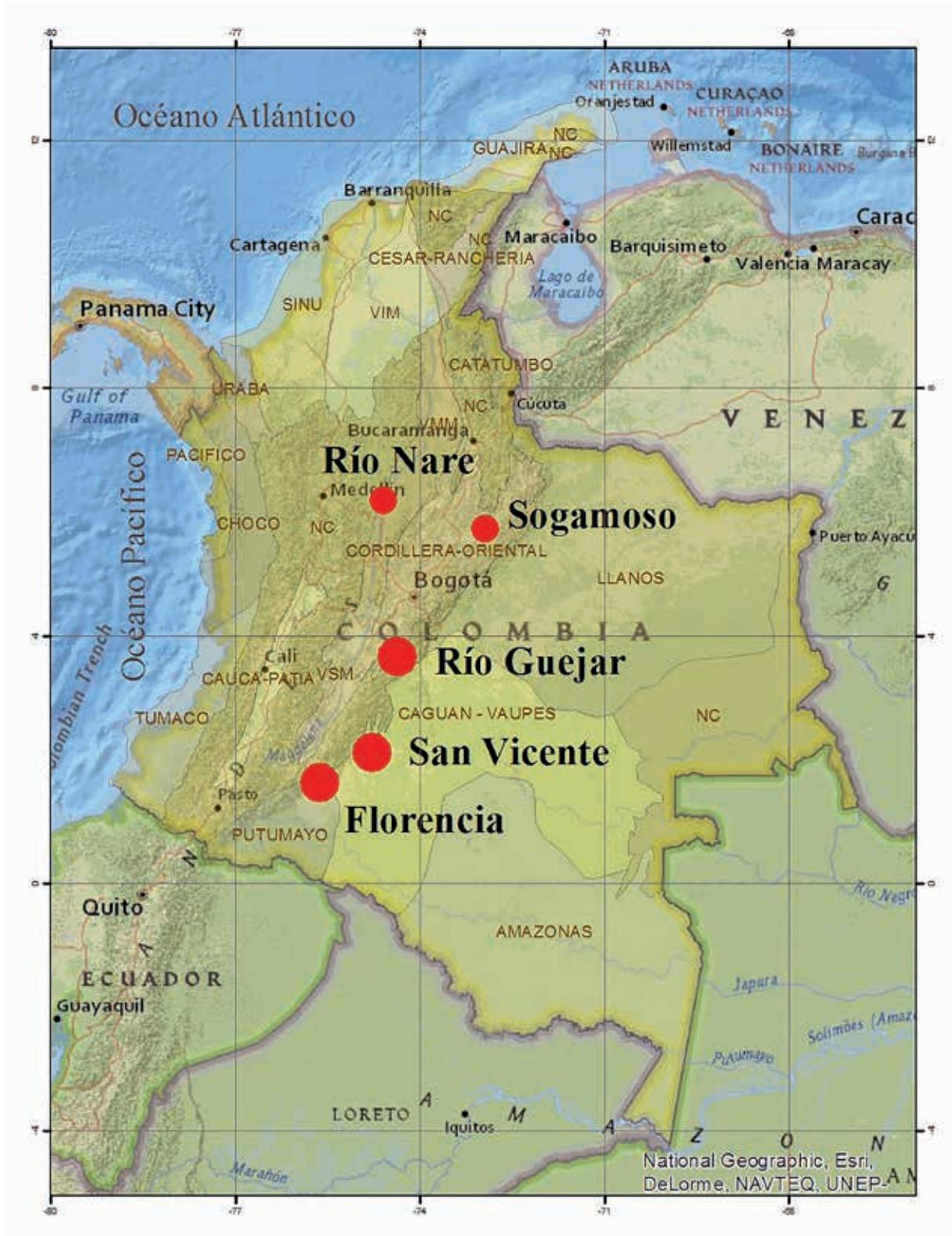
<sup>8</sup> Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo, Diana Carolina Almanza Ortiz y María Angélica Pulido Briceño; Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ingeniería - Departamento de Ingeniería Industrial, Bogotá D.C.. 2009

Mapa 4.2. Áreas de exploración de crudos pesados



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Mapa 4.3 Depósitos de arenas bituminosas



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

En la tabla que se presenta a continuación, se indica el tipo de tecnología requerida para la explotación de estos recursos no convencionales y las áreas potenciales.

**Tabla 4.1 Áreas colombianas con recursos no convencionales**

DEPARTAMENTO	ZONA	ÁREA (Km <sup>2</sup> )	TECNOLOGÍA DE RECOBRO
Caquetá	San Vicente	656	Minería de superficie
Caquetá	Florencia	460	Minería de superficie
Meta	Río Guejar	350	In-situ
Santander	Río Nare	50	In-situ
Boyacá	Sogamoso	40	In-situ

*Fuente: ECOPETROL*

Los estimativos del Ministerio de Minas y Energía y la Universidad Nacional de Colombia consideran probables reservas de 6137 millones de barriles de petróleo en las citadas formaciones de arenas bituminosas, lo cual se constituye en una posibilidad para el país en su esfuerzo por conservar su autoabastecimiento energético.

Aunque existe la tecnología, desarrollada especialmente en Canadá, para la explotación y aprovechamiento del petróleo encontrado en estos depósitos, los altos costos de explotación y mejoramiento del hidrocarburo obtenido, además de los altos impactos ambientales, pueden ser un obstáculo para el desarrollo de su explotación en el momento actual, dados los niveles de los precios de los crudos. No obstante, al finalizar el año 2012 la ANH está incluyendo estas áreas en la nueva ronda.

# 5 La refinación en Colombia



En este capítulo se presentan las principales actividades que se desarrollan para transformar el crudo hasta la entrega de los combustibles al usuario final. Estas actividades abarcan la refinación, distribución y el mercadeo de los productos derivados.

## 5.1 Refinación

La obtención de productos valiosos a partir de diversos procesos y subprocesos de transformación del petróleo crudo con valor agregado, se denomina refinación. Esta es una operación estratégica y necesaria para la obtención de productos indispensables para el desarrollo de la industria manufacturera, sector transporte, hogares y demás sectores en los cuales son utilizados con diversos fines.

La refinación comienza con la separación del petróleo crudo en grupos de hidrocarburos, los cuales están directamente relacionados con las características del crudo procesado. Parte de los productos obtenidos en la primera separación pueden transformarse posteriormente en otros productos, ya sea cambiándoles el tamaño, la estructura de las moléculas, etc. a través de diversos procesos de conversión. Los derivados de mayor importancia hacen referencia a los combustibles líquidos, cuyo uso principal es el de proveer la energía para el sector transporte.

En lo que respecta al consumo de combustibles en el transporte aéreo, se estima que a diferencia del comportamiento del autotransporte, éste crecerá en todas las regiones. El incremento en el comercio internacional será un factor clave en la evolución de la demanda de esta modalidad de transporte.

Actualmente Ecopetrol S.A. mantiene el monopolio de las actividades relacionadas con la refinación de hidrocarburos. Aunque esta actividad es libre y se permite la entrada de cualquier agente que lo solicite, es decir, aunque el país cuenta con todas las condiciones para establecer un mercado competitivo en términos de refinación e importación, éste no se ha creado aún. Hoy en día no existe competencia entre Ecopetrol y los potenciales agentes, pues éstos participan en el negocio de distribución mayorista y minorista. Se exceptúa una pequeña unidad de destilación primaria situada en Yopal (Casanare) que inició operaciones en 2011.

Para lograr el abastecimiento de los combustibles necesarios para el desarrollo, a más de las importaciones requeridas, Ecopetrol ha optimizado sus procesos y el país ha desarrollado programas de reformulación de combustibles desde el año 2005. Asimismo, ha llevado a cabo proyectos con el fin de mejorar la calidad de los combustibles y producirlos acorde con las políticas de conservación del medio ambiente, con el reto que implica hoy el hacer una buena selección de crudos para cargar a las refinerías y obtener el mayor rendimiento de productos.

La historia de la refinación en Colombia se inicia hacia el año 1908 con la creación de la compañía Cartagena Refining Co. por parte de tres familias cartageneras. Su objetivo principal era la obtención y venta de queroseno, a partir de la refinación de crudos importados de Norte América, negocio que duró solamente trece (13) años<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> La historia del petróleo en Colombia. Hernán Vásquez C. Revista Universidad Eafit N° 93

En 1921, la Tropical Oil Company, que operaba la concesión de mares, había importado un alambique de Talara en el Perú con una capacidad de 1.500 barriles diarios, para refinar parte del crudo de la Concesión de mares y es así como al finalizar el año 1922 se lograron refinar 199.541 barriles de un total de 322.786 producidos por la concesión, una vez que el 18 de Febrero de 1922 los técnicos de la Tropical Oil Company terminaron de construir el oleoducto desde los centros de producción del campo Infantas hasta la Refinería de Barranca<sup>10</sup>.

A mediados de los años treinta, la Tropical Oil Co. montó una nueva unidad de refinación para producir 13 mil barriles diarios adicionales, de modo que la capacidad total pasó a ser de 23 mil barriles por día. La ampliación de la capacidad estuvo acompañada por aumentos en calidad y en la gama de productos obtenidos.

Después de la reversión a Ecopetrol de la Concesión de mares y bajo la administración de Intercol se lleva a cabo el primer ensanche de la refinería por la contratista Foster Wheeler Co., llevando su carga a 37.500 barriles/día, incluyendo nuevas plantas de destilación primaria, viscorreducción, ruptura catalítica, planta de ácido sulfúrico, etc.

Con el fin de atender el mercado de combustibles de la Costa Atlántica, Intercol inicia la construcción de la Refinería de Cartagena en el área de Mamonal, con una capacidad inicial de carga de 28.000 barriles/día, siendo inaugurada en 1957 y ensanchada a 42.000 barriles/día en 1962. Esta refinería fue adquirida por Ecopetrol en junio de 1974, con una capacidad de carga de 50.000 barriles/día<sup>11</sup>.

Hacia el año de 1973, el país contaba con las siguientes refinerías<sup>12</sup>:

**Tabla 5.1 Refinerías en Colombia en 1973**

Refinería	Ubicación	Capacidad BPD	Carga BPD
Ecopetrol	Barrancabermeja	110.000	85.000
Intercol	Cartagena	48.000	46.000
Colpet	Tibú	6.000	3.000
Intercol	La Dorada	5.500	5.000
Texas	El Guamo	2.500	2.500
Antex	El Plato	1.800	1.800
Texas-Gulf	Orito	1.000	1.000

Debido a su baja eficiencia operacional, algunas de estas refinerías se cerraron y en la actualidad el país cuenta con el siguiente sistema de refinación:

### **Refinería de Barrancabermeja**

Propiedad de Ecopetrol hoy en día, se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta modernas plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental. Es la más grande del país y cuenta con una capacidad de carga de más de 238 miles de barriles día (KBPD) conformada esencialmente por unidades de destilación primaria (Topping), de ruptura catalítica, polietileno, 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.

### **Refinería de Cartagena**

Propiedad de Ecopetrol, se conoce actualmente como reficar es la segunda en importancia del

<sup>10</sup> [www.elfrente.com.co](http://www.elfrente.com.co)

<sup>11</sup> *Ibidem* 1

<sup>12</sup> [www.bdigital.unal.edu.co](http://www.bdigital.unal.edu.co)

país. Ubicada sobre el mar Caribe, dispone de infraestructura y facilidades portuarias para el cargue y descargue de productos que entran o salen del país.

Los productos procesados por estas plantas atienden los requerimientos de energéticos y petroquímicos de la zona norte y occidente del país cuando la demanda así lo exige. Dispone de una capacidad nominal de carga de crudo de 76 miles de barriles día, produce principalmente GLP, gasolinas (motor y extra), ACPM, queroseno/JP-A y combustóleo. Cuenta con unidades de Destilación Primaria, Viscosreducción, Ruptura Catalítica, Polimerización, y de Azufre entre otras.

### **Refinería Apiay**

Es una refinería propiedad de Ecopetrol, ubicada cerca de Villavicencio en el centro del país, con una capacidad nominal de carga de 2,5 miles de barriles día. Cuenta con las siguientes facilidades de procesamiento: una torre atmosférica, una de vacío y las recuperadoras de vapores, que producen principalmente asfalto, ACPM, bencina y gasóleo.

### **Refinería Orito**

Esta planta ubicada en Orito (Departamento del Putumayo) cuenta con una capacidad nominal de carga de 2,8 miles de barriles día, produce principalmente gasolina corriente, queroseno, ACPM y combustóleo. Es propiedad de Ecopetrol.

### **Refinería de Hidrocasanare**

Opera a partir del año 2011 con una unidad de destilación atmosférica de capacidad nominal de 10.000 barriles/por día, para obtener gas, nafta, queroseno, ACPM, gasóleo atmosférico y crudo reducido.

Es necesario señalar que existen proyectos de reconfiguración en las dos principales refinerías, con el propósito de incrementar la capacidad de tratamiento y la elaboración de destilados ligeros e intermedios, gracias a la instalación de trenes de aprovechamiento de productos residuales. Esto hace que prácticamente con la misma capacidad de refinación, el rendimiento de combustibles aporte una mayor cantidad de gasolina y diésel.

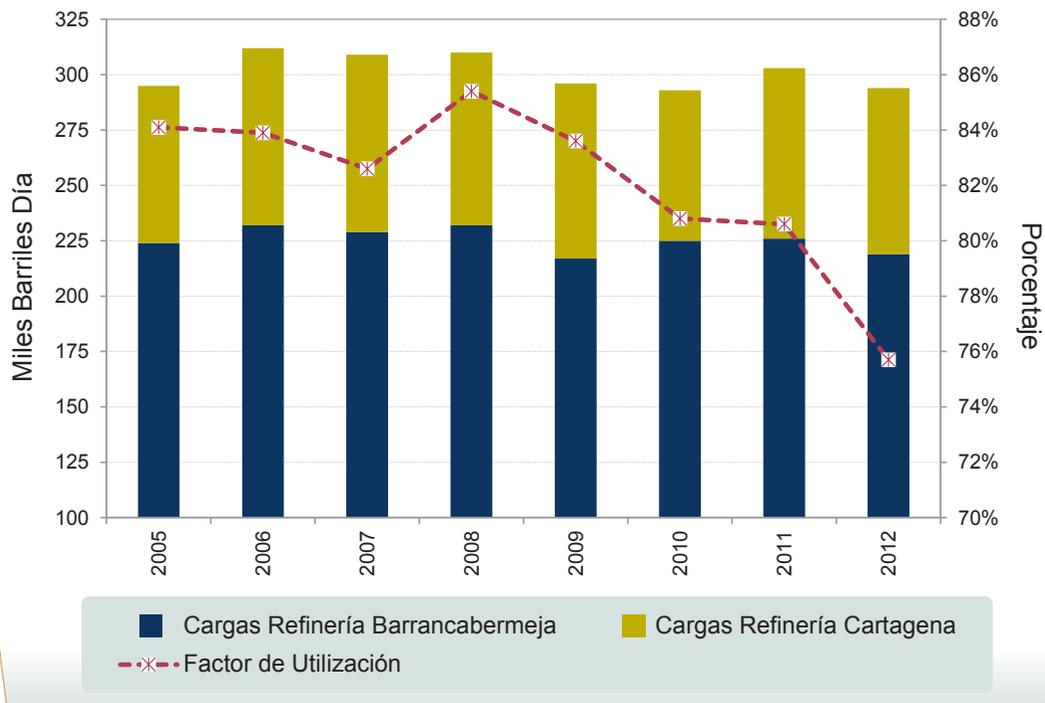
Entre 2000 y 2012 la capacidad total de refinación se redujo, mientras que el crecimiento del parque vehicular nacional fue importante y la producción de destilados como el ACPM resultó insuficiente, por lo que ha sido necesaria la importación de este energético, además de la adecuación de los procesos para la producción de este combustible. Igualmente se realizaron cambios en las capacidades de los procesos secundarios y de unas unidades en particular de hidrotatamiento para eliminar el azufre en razón a los nuevos estándares sobre contenido de azufre en gasolinas y el diésel, especialmente en la refinería de Barrancabermeja. Sin embargo, para cumplirla en su totalidad, se requerirá de mayor capacidad, que se espera complementar con nuevos proyectos.

A partir del 1 de enero de 2013, el diésel distribuido por Ecopetrol cuenta con menos de 50 partes por millón de azufre, el cual es apto su uso en vehículos con tecnología de punta y con lo cual nuestro país junto con Chile se encuentra en la cima de países con mejor calidad de combustibles en Latinoamérica. Es de gran importancia el tema debido al proceso de desertización que ha venido ocurriendo desde hace más de dos décadas.

La actividad de refinación ha requerido importantes inversiones para la realización de diversos proyectos de modernización que lleven a la actualización de las plantas acorde con los nuevos desafíos de la industria y tanto Barranca como Cartagena adelantan proyectos de infraestructura que han demandado más de MUS\$2.400 entre 2007 y 2012 para cumplir y adecuarse a los estándares internacionales.

Ahora el reto es incrementar a 200 mil barriles la capacidad de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para que de manera agregada puedan procesar crudos pesados y producir coque. Los crudos pesados generalmente tienen alto contenido de azufre, sal, metales, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno, productos que son corrosivos, por lo que es necesario que el proceso de refinación tenga una infraestructura adecuada para lograr la calidad deseada. Es de recordar que el país cada día produce mayores volúmenes de crudos pesados, cambiando por ende la dieta de la refinería, que en otrora procesaba petróleos de elevada calidad.

Gráfica 5.1 Indicadores de refinación



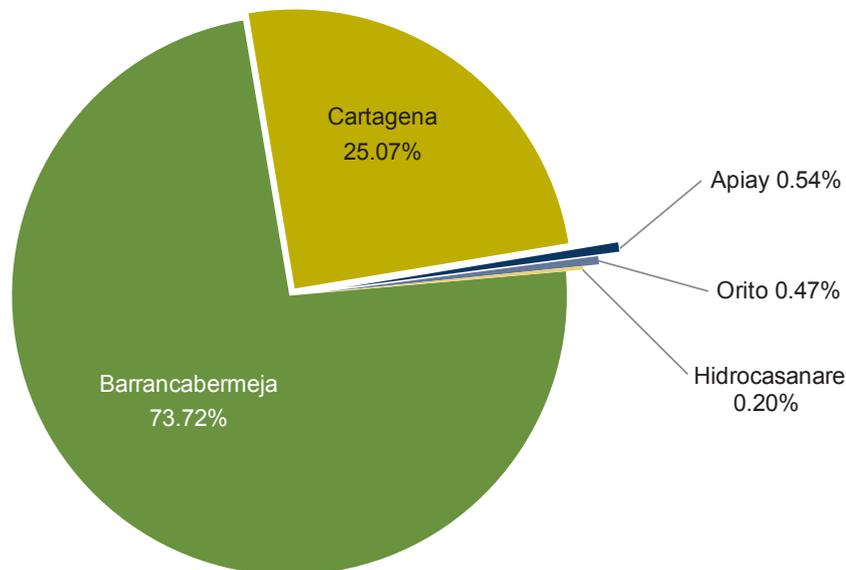
Fuente: Ecopetrol

La gráfica 5.1 presenta distintos indicadores como son las cargas a refinería, factor de utilización, márgenes, entre otros, que dan razón del comportamiento de la actividad. Se muestra en la misma figura la carga a las principales refinerías de Ecopetrol, junto a su factor de utilización.

Se observa un comportamiento fluctuante en los valores correspondientes a cargas volumétricas de cada una de los complejos de refinación, el cual puede originarse por distintas causas, tales como mantenimientos programados, condiciones de mercado no aptas para incentivos económicos que estimulen el procesamiento a máxima carga o poca disponibilidad de crudos de alta calidad que permitan los rendimientos esperados en términos de productos derivados. Por tanto, el factor de utilización se ha visto afectado a la baja, dada su correlación con el comportamiento volumétrico.

La gráfica 5.2 presenta la evolución de los volúmenes de crudo utilizados en los procesos de refinación del país. Es de anotar la participación marginal de las plantas distintas a Barrancabermeja y Cartagena, por ello estas dos se constituyen en los elementos de los análisis.

Gráfica 5.2 Cargas a refinerías



Fuente: SICOM UPME

La medición de los resultados económicos de la actividad de refinación se efectúa a través de un indicador que generalmente, aunque existan diversas metodologías de cálculo, se mide como margen de contribución (ingresos por ventas totales menos costos de suministro y otros costos variables) en términos unitarios expresados en \$US/barril. Los costos de inversión de una refinería adaptada a la actual demanda son 4 veces superiores a los de una refinería simple de 1970 y el doble de una convencional de 1980, según lo expresa la revista Oil and Gas.

Los costos de inversión de una refinería dependen especialmente de la capacidad de destilación y de la complejidad de la misma en términos de unidades de procesamiento adicionales. El diseño de la refinería y sus condiciones de operación, determinadas por los crudos procesados, la cantidad y calidad de productos fabricados, fija los costos. El margen medio de la industria se obtiene comparando la producción tipo de una refinería estándar con respecto al crudo tipo. Por ejemplo, para una refinería situada en el Mediterráneo, como gran parte de la españolas, habría que comparar las cotizaciones en Mediterráneo de los diferentes productos y el crudo tipo y los productos de mayor valor agregado (gasolina y ACPM) suelen tener diferenciales positivos con respecto al crudo y el del fuel oil suele ser negativo.

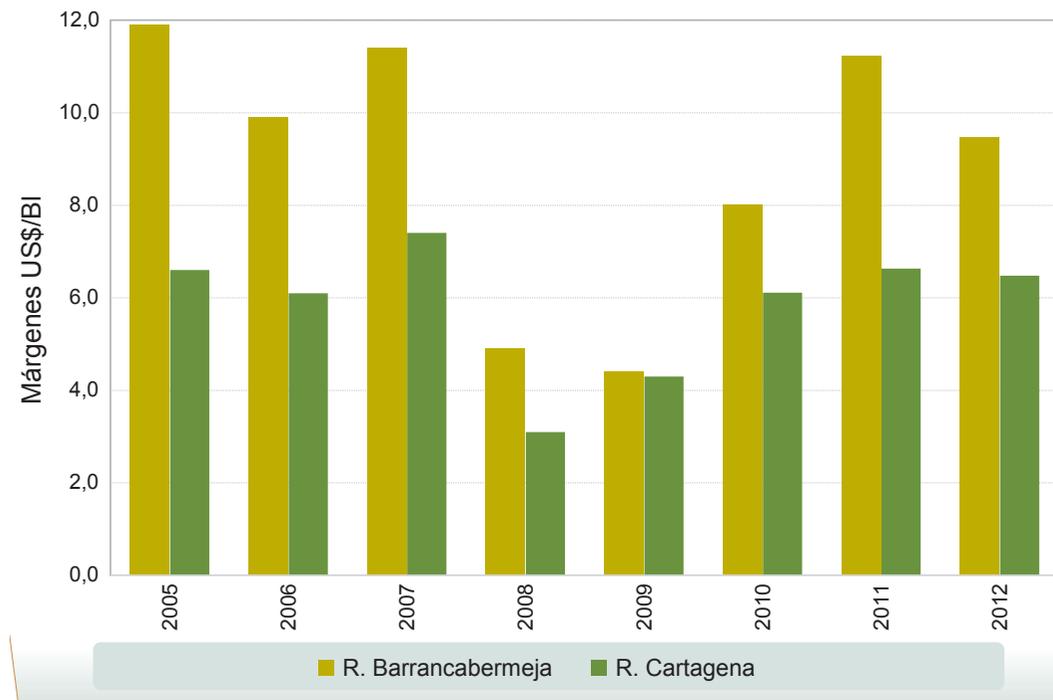
Los análisis de márgenes siempre llegan a la conclusión de que las acciones más interesantes están en los márgenes brutos (diferencia entre el valor de los productos obtenidos del crudo procesado en una refinería y el costo de dicho crudo puesto en la refinería), en la selección adecuada de crudos como en la mejora de los rendimientos de los mismos. Posiblemente en estos tres factores se encuentra los elementos que pueden conseguir resultados notorios e inmediatos, mientras que la reducción de los costos operativos, aunque no despreciable, tiene posibilidades más limitadas, donde la participación de la energía concentra casi la mitad de dichos costos.

El margen de refinación permite medir la competitividad de una refinería, comparándola con un sistema de refinación en función de su esquema. El análisis y seguimiento de los márgenes de refinación

es consecuentemente, un elemento esencial en la gestión de la industria y no existe una metodología única de cálculo de los márgenes, por lo que es altamente improbable que los márgenes de una compañía coincidan con los de cualquier otra aun cuando estén utilizando una misma calidad de crudos como materia prima.

Los precios de los productos derivados del petróleo en Europa y los Estados Unidos siguen en general la tendencia de los precios de los crudos marcadores, en particular el crudo tipo Brent, pero al igual que las diferencias entre tipos de crudo, la diferencia entre precios de refinados y petróleo crudo varía dependiendo de las condiciones particulares de los mercados domésticos.

Gráfica 5.3 Evolución del margen de refinación



Fuente: ECOPETROL

Los márgenes de refinación en Colombia han mantenido una variabilidad continua y en el último año pese a que los crudos cargados registraron una disminución en su precio, la canasta de productos presentó una disminución mayor, afectando el margen frente al año 2011, periodo en el que se alcanzaron los mejores resultados de los últimos cinco años.

## 5.2 Combustibles

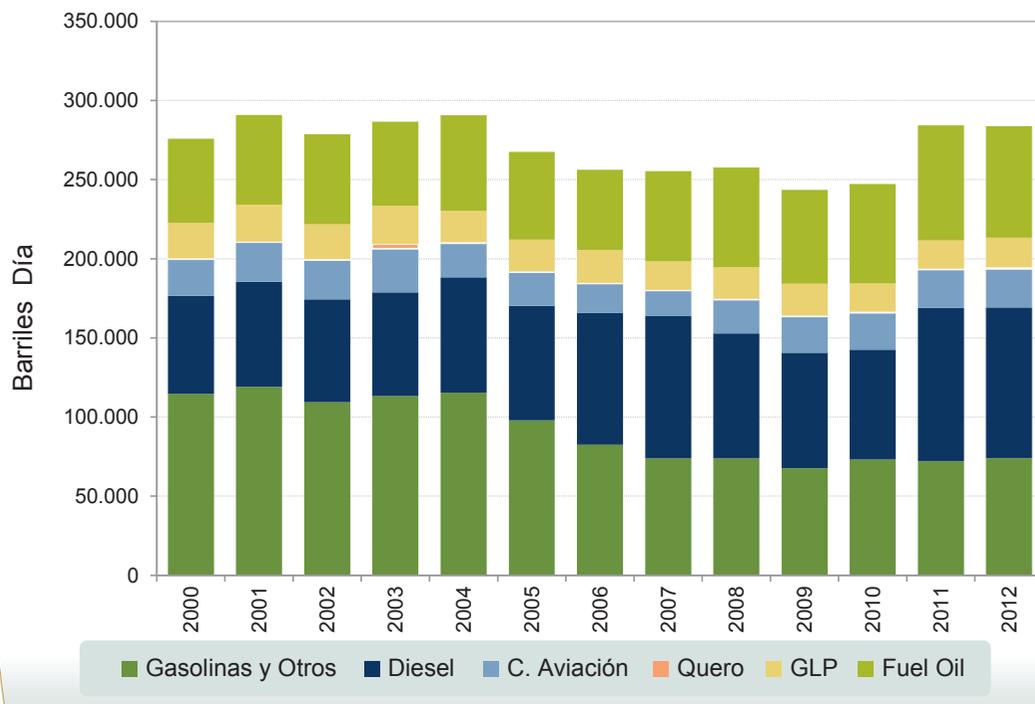
En la medida en que las necesidades energéticas aumentan, surgen nuevas tecnologías y modernos combustibles como alternativas de mayor eficiencia y optimización, elementos claves para operaciones más productivas, tanto para los países como para el medio ambiente. Este aumento se debe principalmente al crecimiento económico mundial y al cambio en el patrón de consumo de los mayores demandantes de energéticos en el sector transporte, distinción que corresponde a los países emergentes.

La oferta de combustibles en el país ha tenido variaciones debido a factores tales como el precio, sustitución por otros combustibles, eficiencia de los motores, mayores relaciones de compresión en los mismos, menor peso de los vehículos, el desarrollo de mezclas con biocombustibles (etanol y bio-

diésel), lo que impacta a las refinерías en su operación y manejo de inventarios, por ello los refinadores vienen aumentando los rendimientos de los productos con mayor valor y reduciendo la producción de algunos pesados y residuales.

Con la finalidad de visualizar dichos cambios, a continuación en la gráfica 5.4 se presenta la evolución de la producción interna de cada uno de los principales combustibles en el país en el periodo 2000 - 2012, de acuerdo con los datos suministrados por Ecopetrol, teniendo en cuenta que la mezcla de gasolinas con etanol inició en noviembre de 2005 y la de ACPM con biocombustible en 2008. La gráfica 5.5 presenta la oferta nacional de los combustibles derivados del petróleo más importante que se demandan en Colombia.

Gráfica 5.4 Oferta nacional de derivados del petróleo



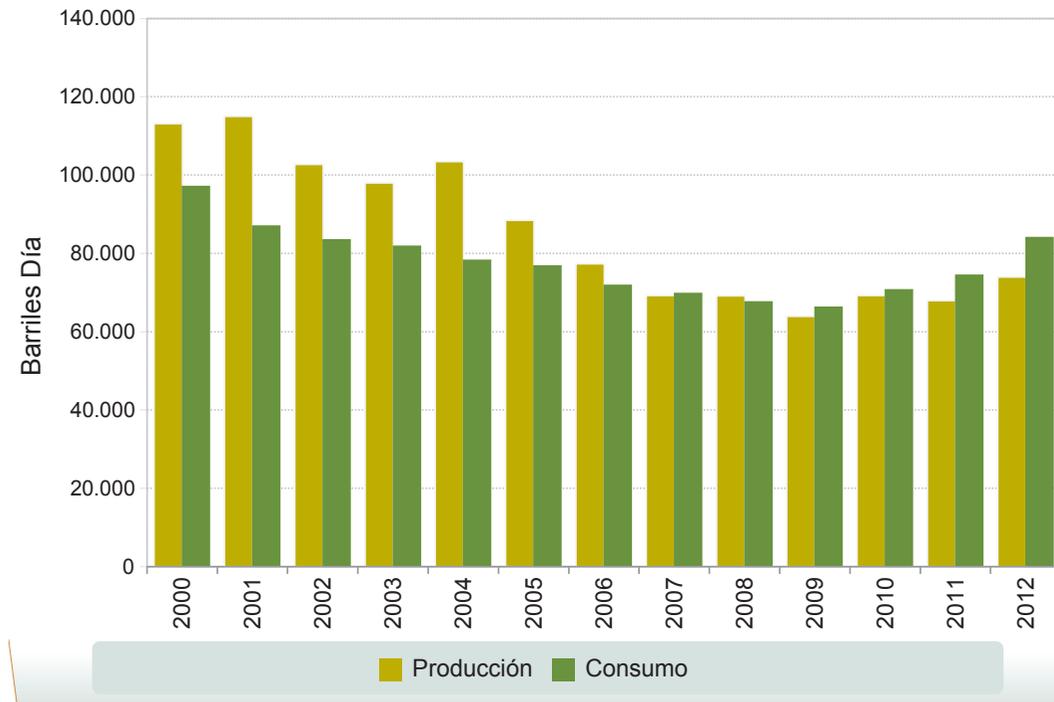
Fuente ECOPETROL

Los derivados del petróleo son la principal fuente de abastecimiento del sector transporte, aun cuando hoy hacen parte de la oferta nuevos combustibles carburantes como el GNV y los biocombustibles, cuya contribución es marginal.

En términos generales, se puede mencionar que la oferta de gasolinas ha sido decreciente durante el periodo de estudio lo mismo que el GLP, en tanto que los destilados medio como el ACPM han contado con un suministro creciente igual que el fuel oil y los combustibles de aviación mantienen una producción más o menos homogénea. El sector transporte representa el mayor demandante de combustibles líquidos encabezados por el diésel, seguido de gasolinas y en tercera instancia los energéticos de aviación.

La gráfica 5.5 presenta la evolución de producción y consumo de la gasolina regular en Colombia, sigue ocupando un lugar distinguido en la estructura de consumo, con una pérdida cada día mayor frente al diésel o ACPM que muestra un crecimiento acelerado, en tanto que la participación del gas natural aún es marginal, situación ésta que se espera revertir en el mediano plazo.

Gráfica 5.5 Gasolina regular



Fuente: Ecopetrol - UPME - Sicom

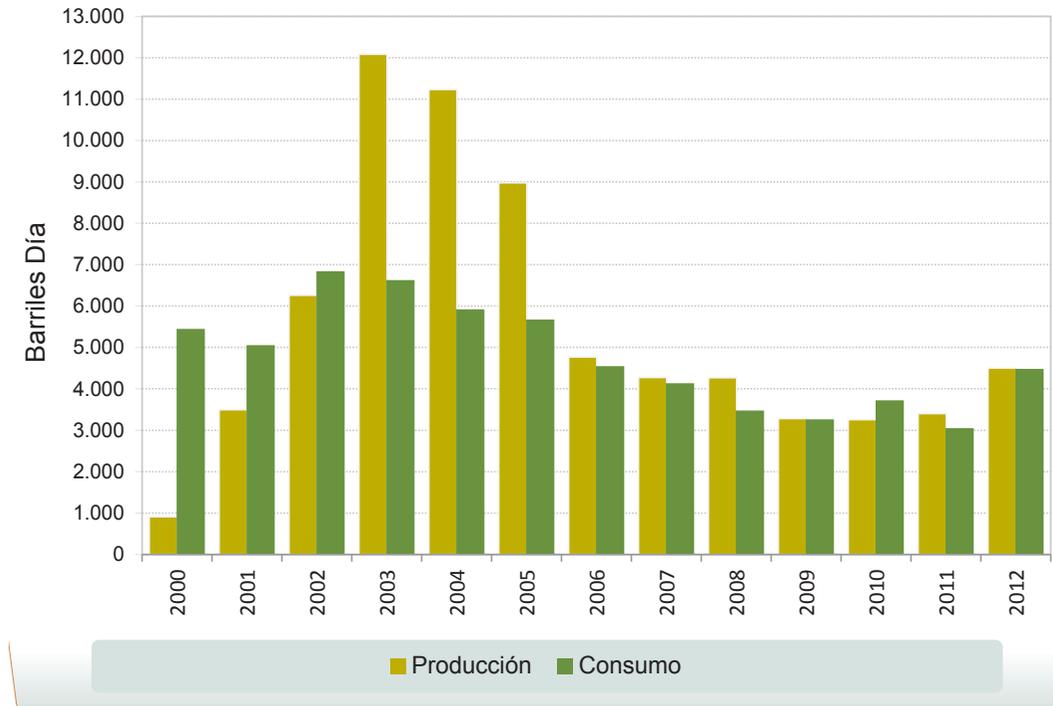
Se aprecia en la gráfica una reducción continua no solo de oferta sino en la demanda, con punto de inflexión en 2009, emprendiendo luego un ligero incremento tanto en la oferta como en la demanda y que hoy se traducen en un desequilibrio. La demanda ha crecido a una tasa media anual de -1,2% entre 2000- 2012, en tanto que la oferta lo ha hecho al 3,6% lo cual responde a la situación de desigualdad.

El consumo de gasolina corriente durante el último año fue de 83 mil barriles diarios, un 8,9% más que en 2011 y la oferta creció igualmente 12,9%, no obstante representan un consumo inferior a 40 mil barriles diarios menos que en el año 2000, particularmente por los procesos de sustitución entre segmentos de transporte.

El aumento del parque circulante de automóviles como consecuencia del aumento de la población en las grandes ciudades del país- contrarrestan las continuas mejoras técnicas en el consumo específico de los nuevos vehículos disponibles en el mercado.

En el caso de la gasolina extra, la tasa de crecimiento en el consumo alcanzó una reducción de 1,6% entre el mismo 2000 - 2012, mientras que la oferta presenta un comportamiento positivo. Con respecto al año anterior (2011), la producción se incrementó 32% y la demanda alcanzó el 45%. En todo caso, el consumo de gasolina extra es mínimo comparado con el de la gasolina corriente que lo supera 18 veces, quizá debido a que los grandes centros de consumo en su mayoría por encima de los mil metros sobre el nivel del mar y el precio de la extra, supera en casi un 20% el precio de la gasolina corriente. La gráfica 5.6 presenta de manera conjunta la evolución de producción nacional y consumo.

Gráfica 5.6 Gasolina extra

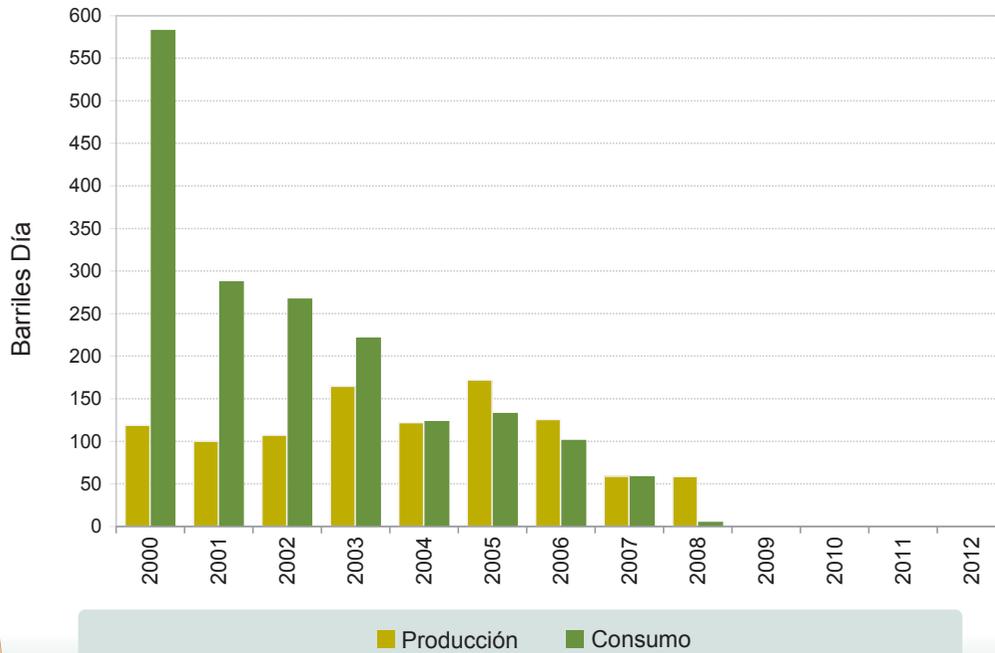


Fuente: Ecopetrol - UPME - Sicom

La bencina y el cocinol se catalogan como naftas (es decir una gasolina que no cumple especificaciones por su bajo número de octanos). Estos dos productos eran utilizados básicamente en el sector residencial y en el caso de la bencina (o gasolina blanca) se utilizaba también como materia prima para procesos industriales, tales como disolvente de grasas, gomas y resinas y como limpiador de tejidos en seco y para fabricar barnices y medicinas, además en el pasado se empleó como combustible para lámparas.

Sin embargo, los accidentes caseros originados por su peligrosidad y manipulación inadecuada, así como la llegada a grandes centros de consumo de los distintos gases combustibles como el GLP y el gas natural, el cocinol y las naftas fueron sustituidas particularmente en las residencias, razón por la cual los refinadores suspendieron su producción. La gráfica 5.7 muestra la evolución de oferta y demanda tanto de bencina como de cocinol en el país.

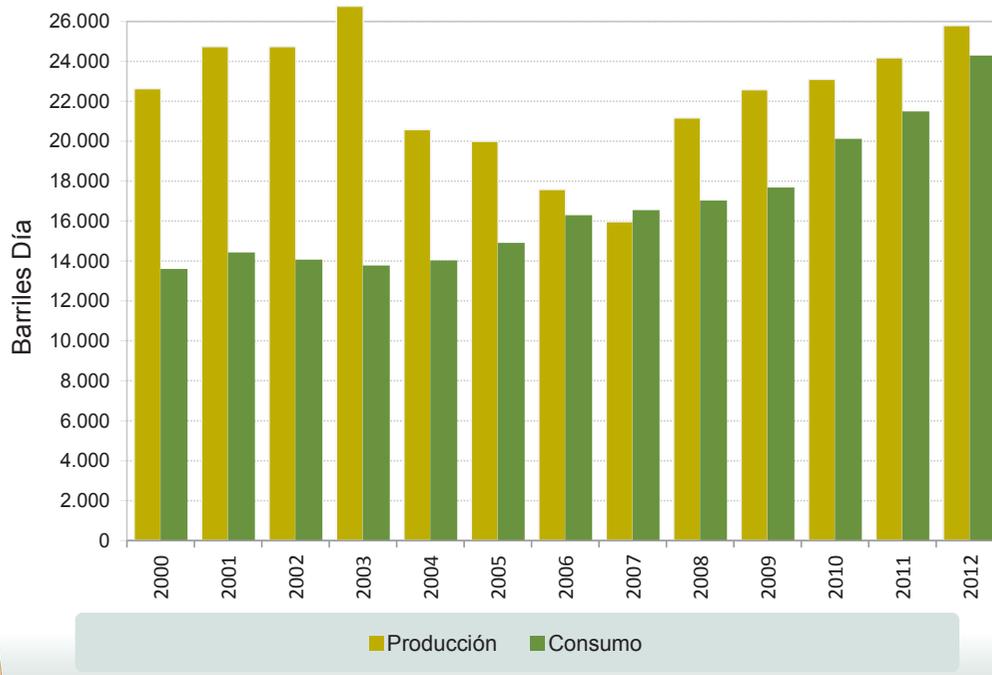
Gráfica 5.7 Bencina y Cocinol



Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

El JP-A es un destilado medio de aviación empleado para el movimiento de motores de turbina, se trata de un queroseno que procede de la destilación primaria del petróleo, con alto poder calorífico que le permite obtener la máxima energía posible con el mínimo peso y bajo punto de congelación.

Gráfica 5.8 JP-A



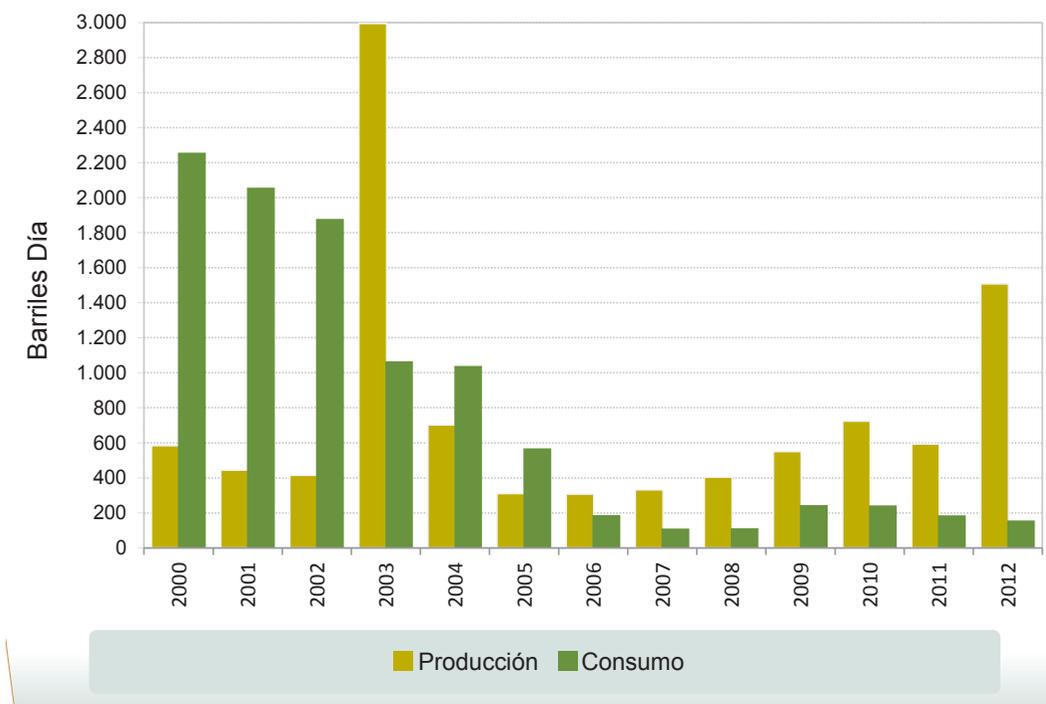
Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

En los últimos doce años, se ha registrado una tendencia de consumo creciente, evidenciando un crecimiento promedio anual de 4,9% mientras que la oferta lo ha efectuado al 1,1% anual en el periodo 2000- 2012. La gráfica 5.8 muestra la evolución de producción y consumo de este combustible.

Durante 2012, se consumían diariamente algo más de 24 mil barriles día, un 78% por encima de lo consumido en el año 2000 y un 13% más que en 2011 cuando se llegó a 21,4 miles de barriles por día. Lo anterior muestra el incremento de operaciones aeroportuarias en Colombia, involucrando carga y pasajeros.

Otro de los productos de refinación utilizados es el queroseno que se cataloga como un destilado medio de densidad intermedia entre la gasolina y el diésel o ACPM, de amplio uso como combustible para procesos industriales. De acuerdo con las estadísticas provenientes de Ecopetrol, su consumo viene descendiendo y en los últimos doce años ha mostrado una tasa promedio anual con crecimiento negativo igual al 20%, lo cual indica el alto grado de sustitución que ha tenido en el país este combustible. La gráfica 5.9 presenta la evolución del comportamiento de producción y consumo del queroseno.

Gráfica 5.9 Producción y consumo de queroseno



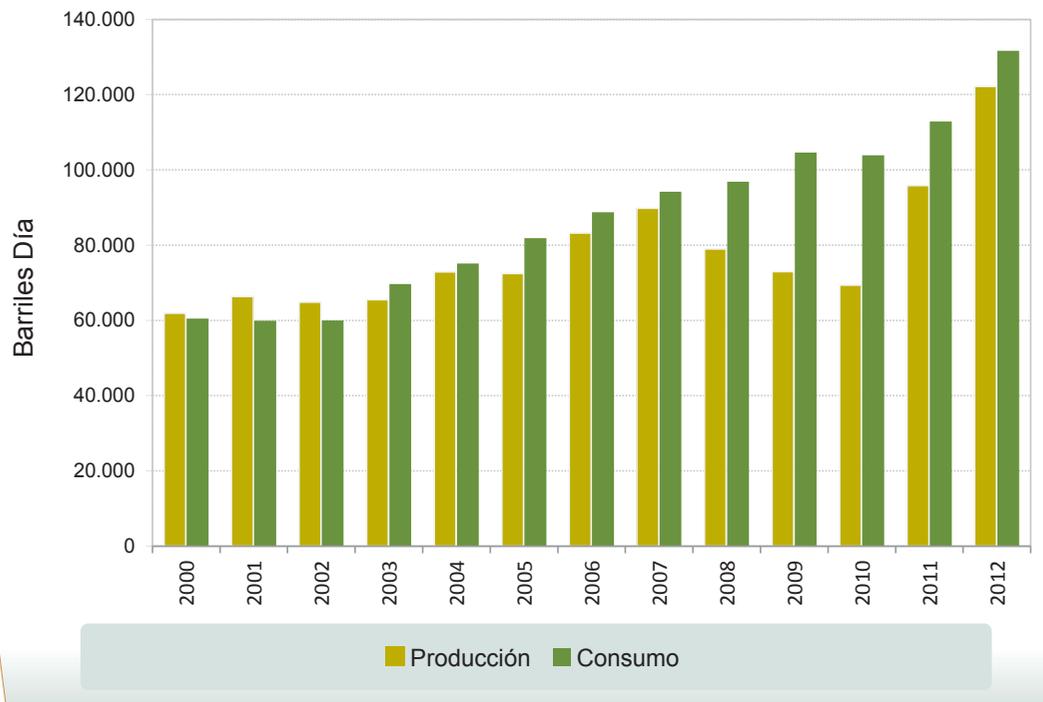
Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

El diésel o ACPM (Aceite Combustible Para Motores), es el combustible con la mayor tasa de crecimiento de consumo de todos los energéticos secundarios, sobrepasando el 6,7% promedio año desde el 2000, indicando así un cambio estructural en los patrones de consumo del sector transporte, el cual pasó de un consumo de 60,4 barriles día en el mismo 2000 a 131,3 miles de barriles día en 2012, con un aumento de 117% en el periodo, situación originada primordialmente porque técnicamente el motor diésel es más eficiente que el de gasolina, debido a que comprime y aprovecha durante más tiempo la mezcla de aire y combustible, teniendo más capacidad de mover grandes cargas. Tiene usos más diversificados que la gasolina, pues de igual forma es usado para generar energía mecánica o eléctrica y para la producción de calor directo en quemadores de hornos, secadores y calderas.

La producción no ha tenido el mismo comportamiento de la demanda y las refinerías colombianas han alcanzado un aumento de solo un 97% durante el periodo 2000- 2012, por lo que hoy el país es deficitario en este combustible y el mayor afectado es el transporte por carretera tanto de pasajeros como de mercancías, mayores demandantes de este combustible, los cuales representan casi un 80% del total de los consumos del sector.

Las tecnologías de motores de ciclo diésel vienen avanzando de manera permanente, con lo cual se estima que los motores de última generación permitirán mayores rendimientos y menores consumos buscando con ello la eficiencia y menor impacto ambiental, especialmente en las grandes ciudades donde se concentra su uso por la movilización masiva de personas. La gráfica 5.10 presenta la tendencia de producción y consumo de ACPM en Colombia en los últimos doce años.

Gráfica 5.10 ACPM

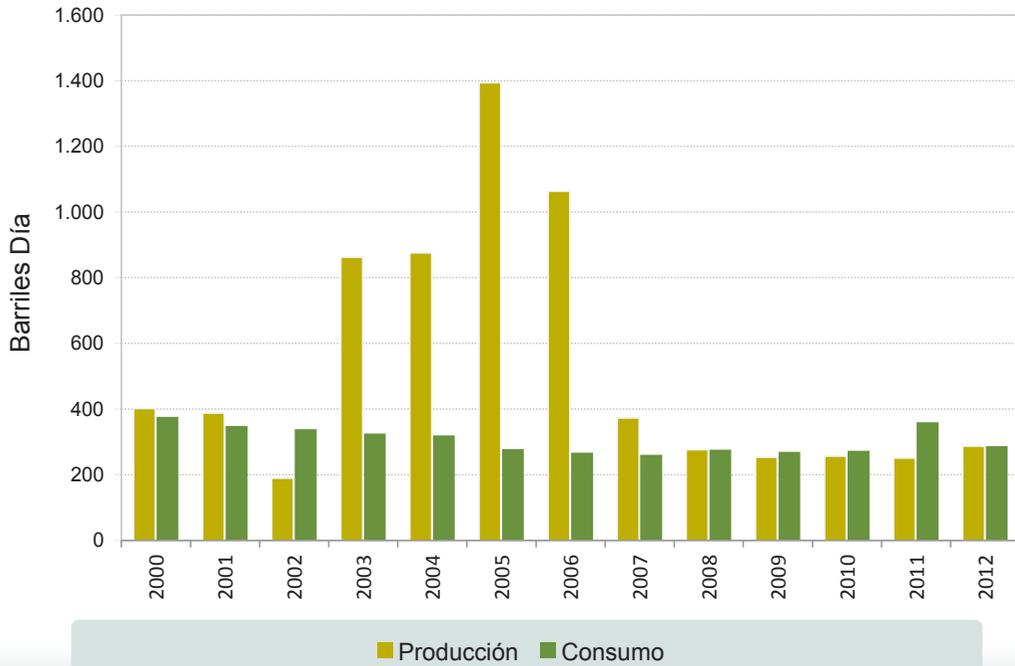


Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

El avigas es otro de los combustibles utilizados para los aviones con motores de combustión interna y se reconoce como una gasolina de alto octanaje también llamada gasolina 100/130. Se destaca el uso de este combustible para operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, las cuales en su mayoría se desarrollan en áreas de difícil acceso.

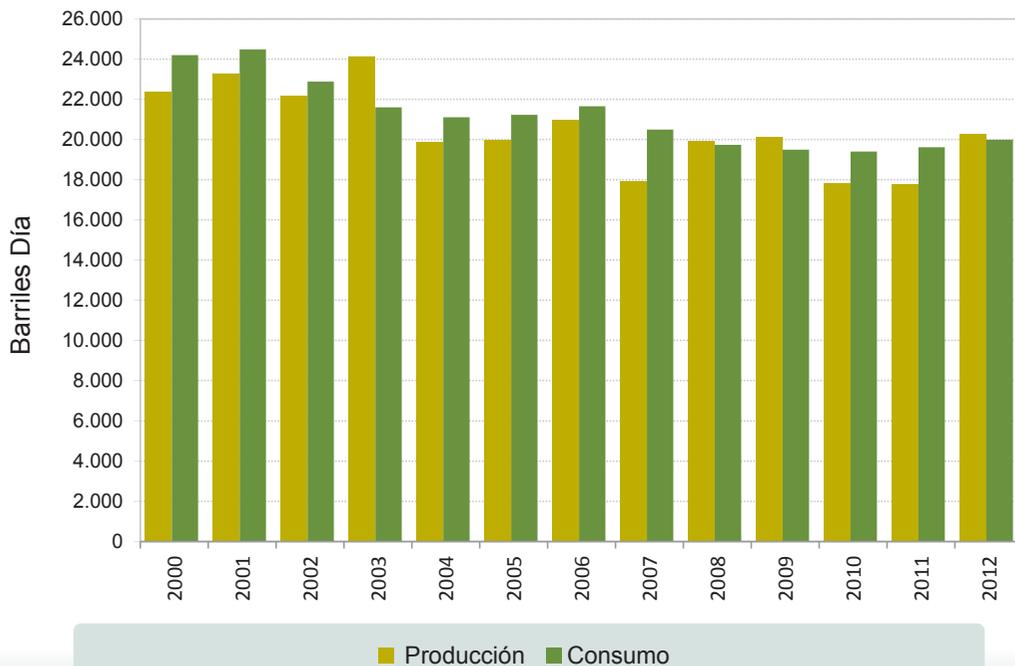
Como lo muestra la gráfica 5.11, el consumo de avigas en el país es moderado y durante lo corrido del siglo XXI registra una tasa de crecimiento promedio anual negativa de 2,2% igual que la oferta la cual llega a 2,8%. En 2012 su disponibilidad aumentó 14% frente a 2011 y el consumo registró un disminución de 20% con respecto al mismo 2011, ello muestra la irregularidad de su consumo, con lo cual es difícil la programación operativa en refinería.

Gráfica 5.11 Avigas



Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

Gráfica 5.12 GLP



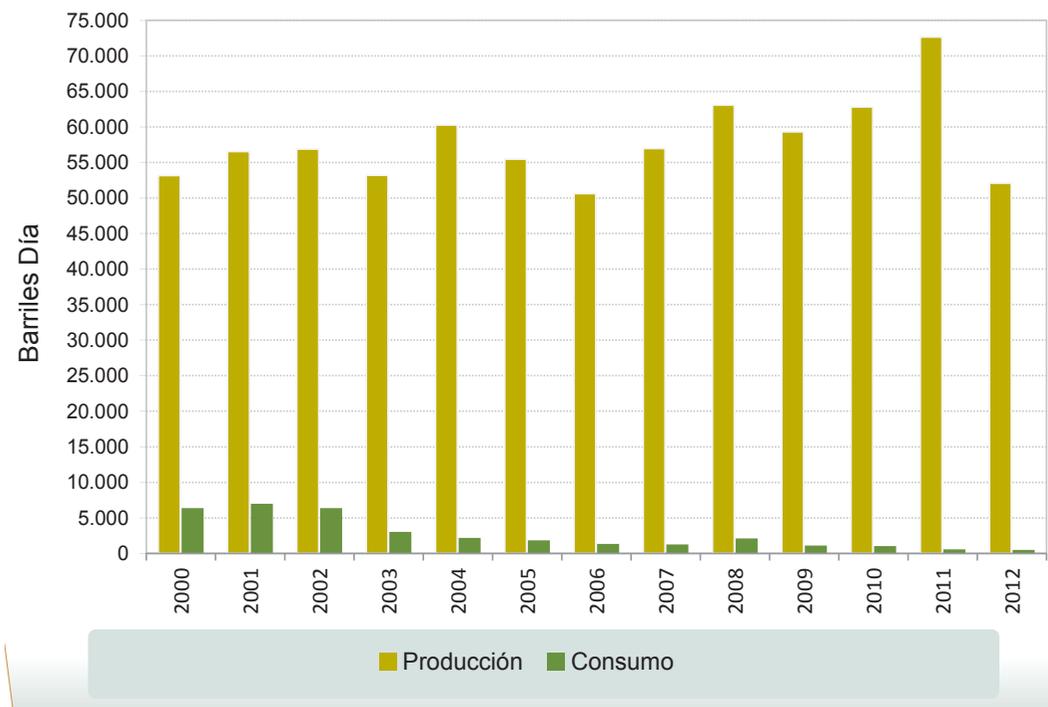
Fuente: Ecopetrol - UPME

El GLP es una fuente energética que procede bien sea de la destilación del petróleo en las refinerías o del proceso de tratamiento del gas natural en los campos de producción. Hasta hace muy pocos años los mayores proveedores de GLP eran las refinerías y particularmente la de Barrancabermeja que durante los doce últimos años ha tenido un comportamiento con significativas fluctuaciones en razón a los cambios de dieta en las refinerías y a las necesidades de producción de destilados medios, para atender la creciente demanda. Ahora con la producción de GLP en Cusiana y Cupiagua la situación de oferta cambia, pasando a convertirse en un mercado excedentario.

Sin embargo, la demanda de GLP viene disminuyendo como lo muestra la gráfica 5.12, resultado de diversas acciones que se han ejecutado tanto por el lado de gobierno, como de los productores, distribuidores y demás agentes participantes. Los principales nichos de mercado se encuentran en los sectores residencial e industrial, donde el primero representa casi el 90% del consumo total. No obstante, la llegada del gas natural ha desplazado al GLP, de manera sistemática y por ello se estudia en la actualidad un esquema que permita la optimización de la canasta energética colombiana tendiente a la utilización racional de todos los recursos energéticos de los cuales dispone el país.

El fuel oil o combustóleo es un energético que se elabora a partir de productos residuales como lo indica Ecopetrol en su catálogo de productos. Es de amplio uso en otros países como combustible en quemadores, hornos, secadores y calderas o demás equipos, pero también se emplea como materia prima para la fabricación de bunkers o productos utilizados para la movilización de navíos.

Gráfica 5.13 Fuel oil



Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

Aunque la producción se ha mantenido casi constante a lo largo del nuevo siglo su consumo ha sido decreciente y con respecto al año 2000, la pérdida de participación en el mercado interno registra una caída de 92,4%. En casi su totalidad el producto se comercializa en el mercado externo. La gráfica 5.13 presenta el comportamiento de oferta y demanda colombiana de fuel oil.

Por su parte, la tabla 5.2 muestra las cifras de producción y consumo en el año 2012, para cada uno de los combustibles producidos por Ecopetrol en sus refinерías.

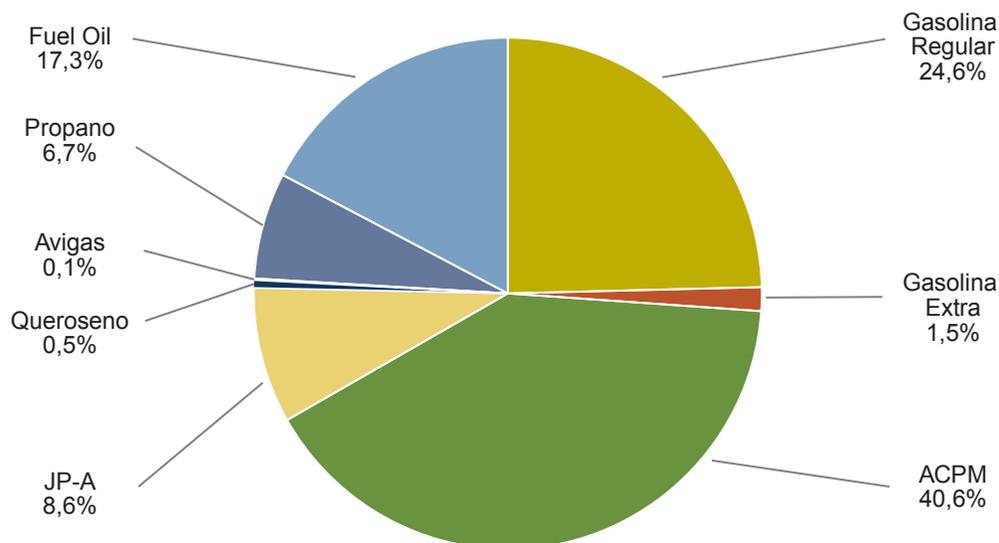
**Tabla 5.2 Producción y consumo de combustibles – 2012**

Mercado de combustibles		
Combustible	Producción	Consumo
Gasolina Regular	67.919	67.919
Gasolina Extra	3.402	3.050
ACPM	95.871	112.849
JP-A	24.182	21.497
Queroseno	594	186
Avigas	250	360
Propano	17.777	19.619
Fuel Oil	72.624	552
<b>Total</b>	<b>282.620</b>	<b>226.031</b>

Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

La gráfica 5.14 sintetiza la participación relativa de cada uno de los combustibles elaborados en las refinерías, donde se ha buscado una configuración de producción que permita atender las necesidades energéticas de la población, destacándose el caso del diésel que registra una contribución de 40%, mientras que las gasolinas sólo alcanzan cerca de un cuarto del total producido.

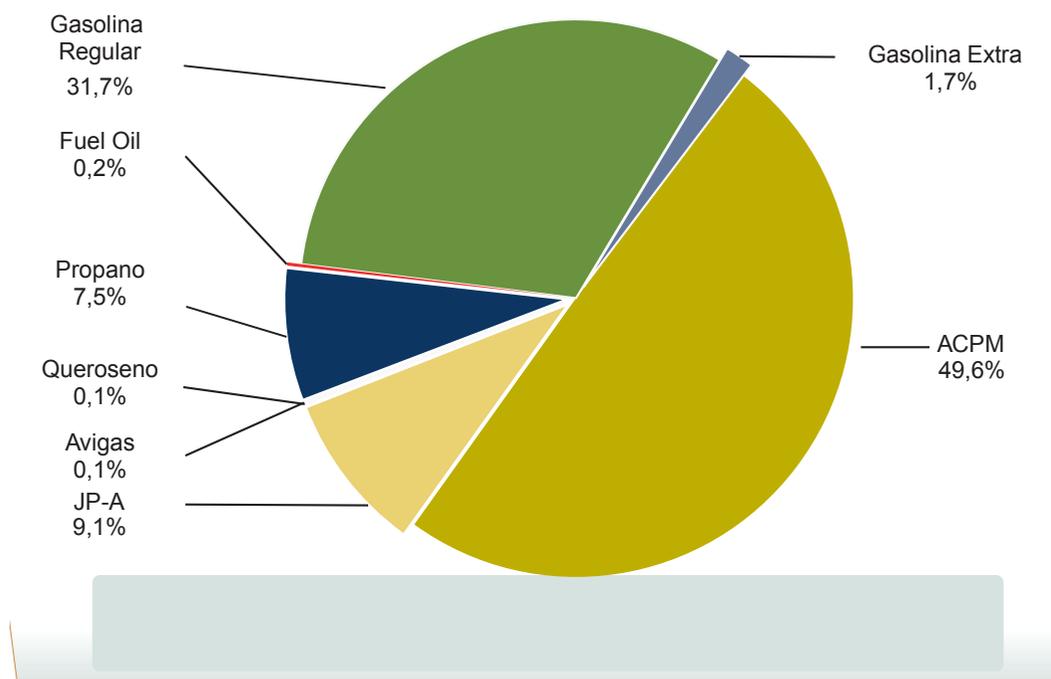
**Gráfica 5.14 Distribución de la producción de combustibles 2012**



Fuente: Ecopetrol - UPME - SICOM

De la misma manera, la gráfica 5.15 a continuación presenta el comportamiento del consumo de combustibles alcanzado en 2012, con algunas diferencias con respecto a la oferta interna, que permiten presumir la insuficiencia en algunos combustibles que son primordiales para las actividades diarias de producción de bienes y servicios y que se requieren para el normal funcionamiento de la sociedad. Así las cosas, el país actualmente importa ACPM, pequeños volúmenes de gasolina y a su vez exporta fuel oil.

Gráfica 5.15 Distribución del consumo 2012



Fuente: Ecopetrol - UPME - Sicom

### 5.3 Principales proyectos de refinación del país

La dinámica del mercado de los combustibles, los cambios en las características de los mismos por efectos ambientales, las modificaciones por avances tecnológicos y ocurrencia de otros factores tanto internos como externos, han llevado a las refinerías a desarrollar proyectos de gran importancia, para adecuarse a estas necesidades. A continuación, se presentan los principales proyectos que se desarrollan en las dos más grandes refinerías, es decir Barrancabermeja y Cartagena.

#### 5.3.1 Plan maestro de desarrollo de la refinería de Cartagena (PMDC)

Este proyecto estratégico para Colombia, conlleva la ampliación de la capacidad de la refinería hasta 150 mil barriles por día, con el mejoramiento de la calidad de combustibles para que los mismos cumplan las especificaciones de calidad exigidas por la normativa ambiental tanto nacional como internacional y por ende, optimizar los indicadores financieros y operacionales de la segunda refinería más importante de Colombia.

Los lineamientos del Gobierno Nacional contemplaron la creación de una nueva sociedad en la cual Ecopetrol participa hasta con el 49%, con un aporte de capital máximo de US\$250 millones.

“Reficar, como empresa de economía mixta, nace el 11 de octubre de 2006 a partir de los activos de Ecopetrol, representados en la refinería y la inyección de capital de la empresa suiza Glencore International A.G. Finalmente en el año 2009, la participación accionaria de Glencore International A.G. es adquirida por la empresa Andean Chemical.”<sup>13</sup>

A pesar de las mejoras y ensanches que se han llevado a cabo en la Refinería de Cartagena, la eficiencia de las plantas es aún baja y sus productos requieren mejoras para cumplir estándares internacionales, situación que llevó a la empresa, después de un análisis técnico exhaustivo, a concluir que las actuales unidades productivas se transformen en 16 unidades algunas de ellas modernizadas y otras nuevas, para darle a la refinería la flexibilidad operativa necesaria para atender los mercados actuales y futuros de combustibles, incluidos los de exportación.

El desarrollo del proyecto se lleva a cabo en tres etapas. La primera de ellas, la ingeniería conceptual, se desarrolló entre los años 2006 – 2008 y actualmente se llevan a cabo las dos etapas faltantes, es decir, la construcción y posterior puesta en marcha.<sup>14</sup> Para el año 2012, Ecopetrol reseña que durante dicho año se continuó con la etapa de construcción del proyecto, el cual se prevé que entre en operación para 2014.<sup>15</sup>

### 5.3.2 Proyecto modernización refinería Barrancabermeja (PMRB)<sup>16</sup>

Teniendo en cuenta que el país ha venido incrementando la producción de crudos pesados y que parte de ellos deberán ser cargados en la Refinería de Barrancabermeja, se implementó el Proyecto Modernización Refinería Barrancabermeja (PMRB), el cual tiene como objetivo principal agregar valor al país, mediante la adecuación de la refinería de Barrancabermeja para transformar crudos más pesados en productos más valiosos y de mejor calidad.

Se tienen los siguientes objetivos específicos para el proyecto:

- i. Procesar crudos pesados y ácidos nacionales.
- ii. Incrementar la conversión de nivel medio (76%) a alta conversión (>95%).
- iii. Abastecer la demanda nacional más allá de 2020.
- iv. Cumplir estándares nacionales de calidad de combustibles 2013.
- v. (Diésel < 50 ppm S, Gasolina < 300 ppm S)

Para el cumplimiento de dichos objetivos se hace necesario el ensanche de la refinería en cuatro unidades de proceso nuevas así:

- a) Coquización retardada, con una capacidad de 54.000 BPD
- b) Hidrocrqueo de conversión parcial, con una capacidad de 80.000 BPD
- c) Hidrodesulfurización de nafta de coker para 16.700 BPD de capacidad
- d) Generación de hidrógeno para la producción de 200 MMPCSD

<sup>13</sup> Reporte de Sostenibilidad 2010 - Reficar

<sup>14</sup> *Ibidem* 5

<sup>15</sup> Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2012 - Ecopetrol

<sup>16</sup> Proyecto de Modernización Refinería de Barrancabermeja PMRB - José Joaquín Pinto S. Gerente del PMRB - Cámara Colombiana de Infraestructura

También se requiere la construcción de otras plantas de servicios y la modernización de algunas plantas de proceso como:

- 1) Unidades de tratamientos y procesos auxiliares.
- 2) Unidades de servicios industriales.
- 3) Integración y adaptación del esquema de destilación existente.
- 4) Tanques de almacenamiento, sistemas de tea y manejo de coque.

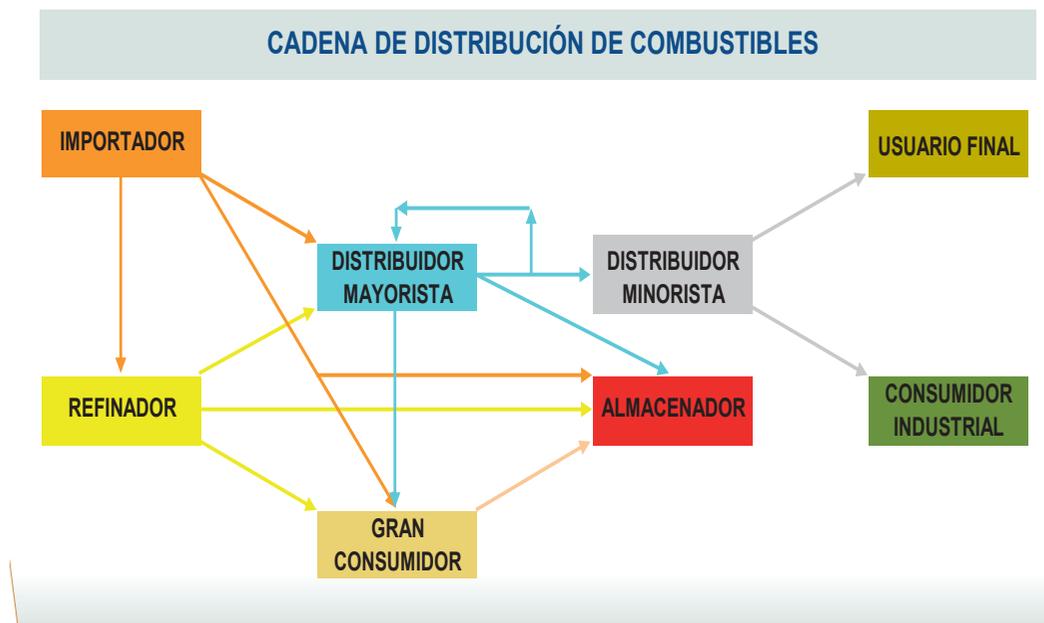
Se estima que en el año 2019 entrará en operación la modernización de la refinería, con lo cual desaparecerá la producción de fuel oil, producción que será reemplazada por la producción de coque de refinería y se dispondrá de un mayor volumen de ACPM y nafta para atender la demanda nacional y los requerimientos de diluyente, respectivamente. De igual manera no se considera oferta de asfalto y base para IFO, puesto que la fracción pesada del crudo irá como carga a la Unidad de Coquización para producir productos valiosos.<sup>17</sup>

El avance de este proyecto según el Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2011 – Ecopetrol, precisa que en este año se culminó la etapa de ingeniería básica y estructuración del proyecto, que busca adaptar la infraestructura de la refinería para procesar crudos pesados en volúmenes del orden de los 175 mil barriles por día y actualizar su configuración para llevarla de media a alta conversión.

## 5.4 Distribución de combustibles derivados del petróleo

Terminado el proceso de refinación, los diferentes productos son conducidos por diferentes medios de transporte hasta las plantas de abasto, para así continuar la cadena de comercialización a través de las diferentes empresas que componen la distribución mayorista y posteriormente, al siguiente actor en la cadena que es el distribuidor minorista. A continuación, la gráfica 5.16 presenta el modelo operativo de la distribución de combustibles líquidos.

Gráfica 5.16 Distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo



Fuente UPME

17 Estudio de necesidades de infraestructura para garantizar el abastecimiento estratégico y otras – DNP ITANSUCA 2011

## 5.4.1 Distribución mayorista

Corresponde a este agente el recibo de productos de refinadores y/o importador para su almacenamiento y entrega a los demás operadores para su movilización a principales centros de consumo ya sea por poliductos o por camiones para el abastecimiento de las diferentes regiones del país.

El decreto 4299 de 2005 lo define así: *“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, conforme a lo señalado en el Capítulo V del presente decreto”*. La definición fue modificada por el decreto 1333 de 2007 así: *“Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento”*.

Para lograr el abastecimiento del país, actualmente se cuenta con una red de 54 plantas de abasto, de las cuales 34 se encuentran interconectadas a los poliductos y 20 plantas cuyo abastecimiento se efectúa mediante carro tanques. Se aclara que las 54 plantas no incluyen los terminales correspondientes a combustibles de aviación (aeropuertos).

La tabla 5.3 presenta una descripción de la capacidad de almacenamiento de las principales plantas de abasto, según los registro de SICOM.

Tabla 5.3 Capacidad de almacenamiento principales plantas de abasto

Nodo	Planta (s)	Almacenamiento (BLS)	Días de consumo
Baranoa	Baranoa	46.724	9
	Galapa	26.341	
	Barranquilla	24.670	
Bucaramanga	Chimita	159.772	13
	Terminal Exxon Móvil Bucaramanga	31.068	
Cartago	Planta Cartago	2.905	13
	Planta Conjunta Cartago	61.575	
Gualanday	Planta inactiva Gualanday	5.810	13
	Planta Conjunta Gualanday	68.140	
Mansilla	Mansilla	51.009	12
	Planta Biocombustibles Mansilla	19.964	
	Planta Chevron Puente Aranda	73.763	
Medellín	Planta Conjunta Mansilla	44.515	11
	Planta Puente Aranda	43.5716	
	Planta Chevron El Pedregal	41.518	
Pereira	Planta La María	136.108	15
	Planta Medellín	89.071	
	Pereira	25.700	
Yumbo	Planta Pereira	70.214	16
	Planta Conjunta Yumbo	193.358	
	Planta Mulaló	63.911	
	Planta Yumbo Inactiva	5.810	

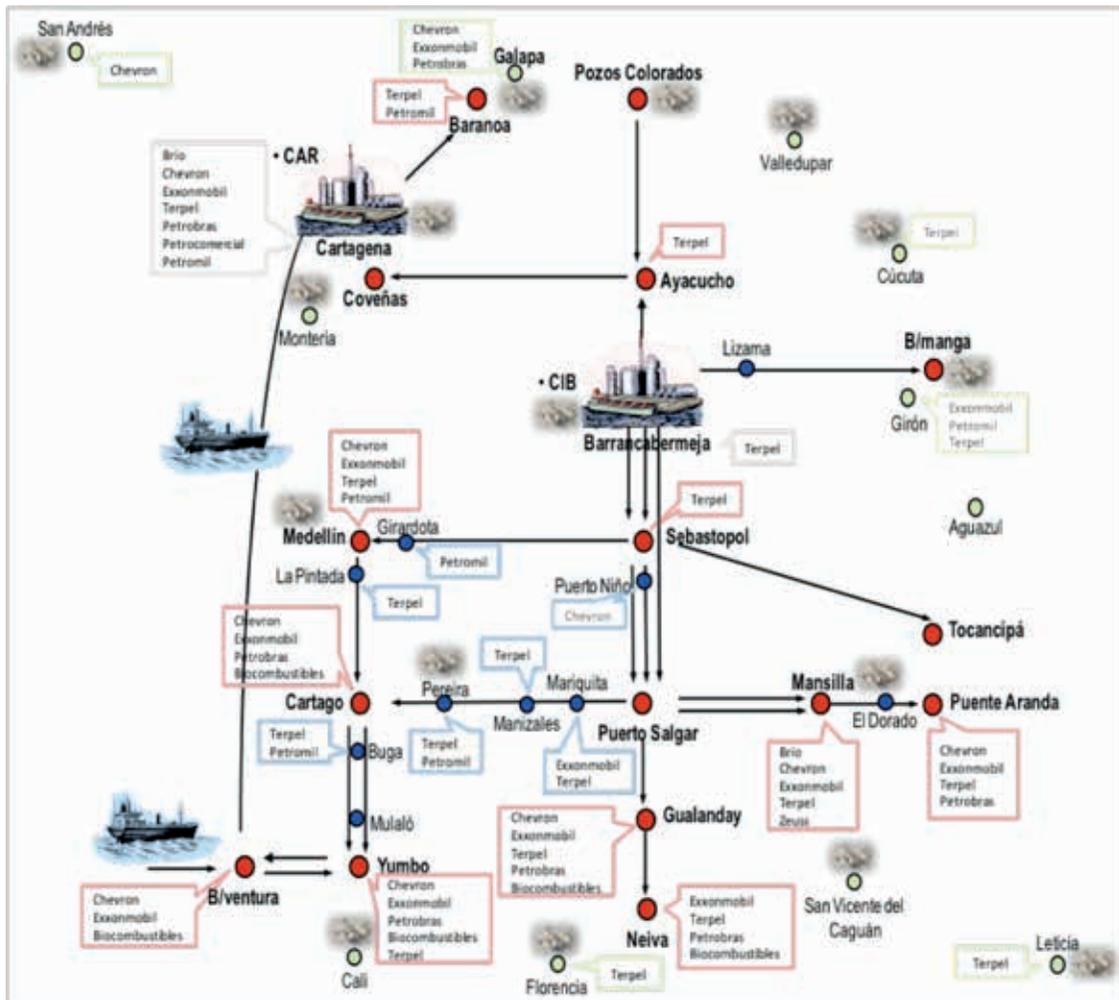
Fuente: SICOM

La ubicación de la mayoría de las plantas de abasto en el territorio nacional se encuentra en los departamentos del centro del país, Antioquía, Cundinamarca y Valle del Cauca que corresponde a las áreas de mayor consumo.

Por intermedio de estas plantas de abasto, las estaciones de servicio y si los grandes consumidores así lo desean, son abastecidos de las necesidades de combustibles, en concordancia con lo establecido en el Decreto 4299 de 2005, reglamentario de la Ley 812 de 2003, que en su artículo 61 determinó los agentes que hacen parte de la cadena de distribución de los combustibles derivados del petróleo.

Es de anotar que existen en el país algunas industrias que cuentan con la aprobación del Ministerio de Minas y Energía para operar como refinadores pero sus volúmenes son bajos, por lo cual no se han tenido en cuenta para efectos estadísticos de ventas. Adicional a lo anterior casi todas se dedican a la producción de combustibles marinos (IFO's) y no tienen producción de combustibles para estaciones de servicio automotriz. La gráfica 5.18 muestra el esquema de interconexión de plantas y poliductos existentes en el país.

Gráfica 5.17 Localización de algunas plantas de abasto



Fuente: ECOPETROL S.A.

Los principales combustibles que se entregan a las estaciones de servicio son las mezclas con etanol de gasolina motor (corriente y extra) y biodiesel con ACPM. La tabla 5.4 presenta las cifras de entregas

a estaciones de servicio de gasolina motor corriente y extra, diferenciadas por departamento para los años 2010, 2011 y 2012.

Tabla 5.4 Entrega de gasolina motor a estaciones de servicio (KBPD)

Departamento	2010	2011	2013
Amazonas	92	78	94
Antioquia	12.599	12.678	12.775
Arauca	20	40	42
Archipiélago de San Andrés, providencia y Santa Catalina	209	209	214
Atlántico	2.492	3.010	3.186
Bogotá	18.011	18.292	18.276
Bolívar	2.064	2.376	2.567
Boyacá	2.176	2.345	2.278
Caldas	1.478	1.513	1.531
Caquetá	845	889	885
Casanare	700	804	850
Cauca	1.449	1.362	1.346
Cesar	1.600	656	768
Choco	622	751	790
Córdoba	1.655	1.858	1.938
Cundinamarca	5.412	5.546	5.757
Guainía	22	26	24
Guaviare	179	189	185
Huila	1.891	1.997	2.054
La Guajira	340	442	461
Magdalena	662	837	935
Meta	1.891	2.010	2.110
Nariño	2.288	2.698	2.937
Norte de Santander	516	690	858
Putumayo	433	421	402
Quindío	1.006	1.043	1.063
Risaralda	1.851	1.852	1.833
Santander	4.042	4.144	4.342
Sucre	815	972	1.006
Tolima	2.237	2.336	2.394
Valle del Cauca	9.278	9.283	9.141
Vaupés	13	15	17
Vichada	38	42	32
<b>Total País</b>	<b>78.927</b>	<b>81.406</b>	<b>83.091</b>

Fuente: SICOM

Las entregas de mezcla de biodiesel y ACPM a las estaciones de servicio para el mismo período se presentan en la tabla 5.5.

Tabla 5.5 Entregas de ACPM a estaciones de servicio (KBPD)

Departamento	2010	2011	2013
Amazonas	37	29	27
Antioquia	11.657	12.270	12.567
Arauca	100	222	223
Archipiélago de san, providencia y Santa Catalina	49	49	49
Atlántico	2.521	2.991	3.183
Bogotá	12.511	12.933	13.026
Bolívar	2.549	3.474	3.461
Boyacá	3.269	3.577	3.454
Caldas	1.372	1.667	1.703
Caquetá	371	440	431
Casanare	1.561	1.947	2.174
Cauca	915	905	976
Cesar	5.398	4.573	3.999
Choco	656	950	1.150
Córdoba	1.415	1.644	1.716
Cundinamarca	8.536	8.965	9.059
Guainía	12	12	16
Guaviare	85	87	87
Huila	1.666	1.748	1.784
La Guajira	775	1.332	1.221
Magdalena	602	822	855
Meta	2.614	3.031	3.226
Nariño	2.395	1.771	3.045
Norte de Santander	1.309	1.622	1.947
Putumayo	455	472	418
Quindío	847	858	944
Risaralda	1.283	1.317	1.321
Santander	3.947	4.079	4.220
Sucre	487	613	620
Tolima	3.595	3.839	3.857
Valle del Cauca	8.596	8.768	9.046
Vaupés	6	6	6
Vichada	62	91	85
<b>Total País</b>	<b>81.654</b>	<b>87.104</b>	<b>89.897</b>

Fuente: SICOM

Son crecientes las entregas efectuadas a las estaciones de servicio tanto en gasolina como en ACPM. Comparando los volúmenes suministrados en 2011 y 2012, se aprecia un incremento de 3,21% en gasolina, mientras que en ACPM el aumento registrado alcanzó 2,1%, luego de presentar altas tasas

de crecimiento en los últimos años, las cuales alcanzaron hasta dos dígitos. Es de aclarar que las ventas de ACPM a grandes consumidores representan más de una tercera parte de los volúmenes comercializados en estaciones de servicio. Especialmente los departamentos de Cundinamarca, Antioquia y Valle registran las mayores cantidades de combustibles comercializados y Bogotá que individualmente representa el 22,4% del mercado de gasolina y el 15% del ACPM.

El abastecimiento de los volúmenes mostrados en las tablas anteriores se efectúa a través de quince (15) distribuidores mayoristas debidamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía. La mayor participación la ostenta el grupo Terpel seguido por la empresa Exxonmobil de Colombia.

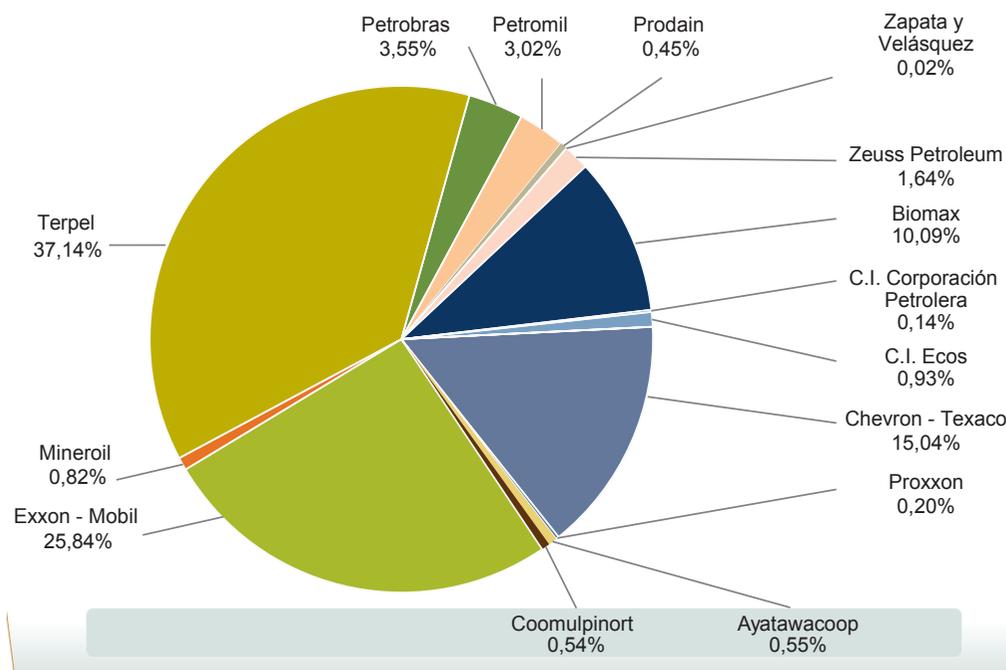
La participación de cada uno de los distribuidores mayoristas en el mercado de Estaciones de Servicio, acumuladas desde junio 2010 hasta diciembre de 2012, se muestra en las gráficas 5.18 y 5.19, discriminadas por combustible.

Las ventas de gasolina están dominadas por la empresa Terpel cuya participación en el total nacional representa el 37,1% seguida de Exxonmobil que contribuye con el 25,8%, el tercer lugar lo ocupa Chevrontexaco con un 15% y la reciente empresa Biomax ya alcanza el 10%. Estos cuatro agentes comercializan a través de estaciones de servicio el 88% de la gasolina total que se distribuye en el país y el restante 12% es comercializado por más de 10 agentes adicionales.

Además de las marcas tradicionales, nuevos jugadores como Gulf, multinacional con sede en Estados Unidos está trabajando para establecerse en el mercado de estaciones de servicio, lo que aumentaría la presencia de firmas internacionales en el país, con lo cual los inversionistas estiman todavía un gran potencial en este segmento de negocio de la distribución y un positivo ambiente fiscal.

En este contexto, se prevé una dinámica significativa en el mercado, no sólo por el incremento en el número de estaciones de servicio con nuevos jugadores en el territorio nacional, sino por las estrategias de empresas en operación para mantener su posición.

Gráfica 5.18 Participación en estaciones de servicio gasolina

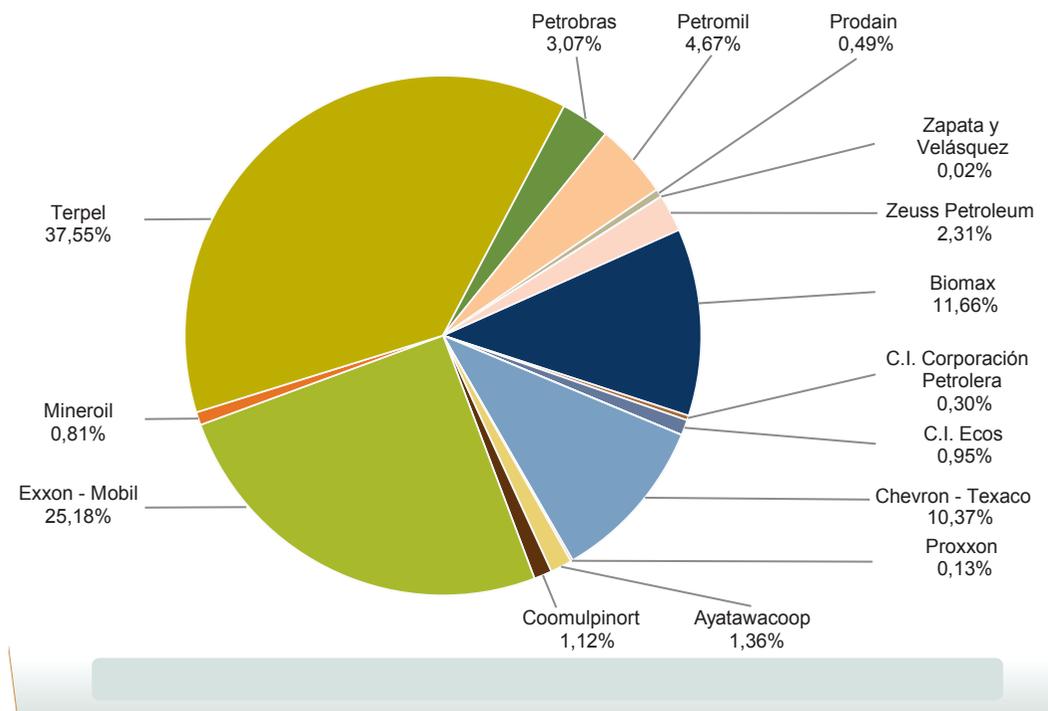


Fuente: SICOM

En el caso del ACPM y de forma similar con el comportamiento de la gasolina, la organización Terpel domina las ventas con un 37,5% seguida de Exxonmobil que contribuye con el 25,1% y en tercer lugar se posiciona la empresa Biomax con un 11,6% del total de mercado, seguida por Chevrontexaco que obtiene un 10,3%. De manera conjunta, estas empresas comercializan el 85% del total del combustible vendido en estaciones de servicio. El 15% restante es comercializado por más de doce empresas, de las cuales se destaca Petromil cuya participación en el mercado de ACPM llegó a 4,6% durante 2012.

Por otra parte, el dinamismo de la producción y venta de vehículos en los años recientes, motivado por el crecimiento económico y por el buen momento que atraviesa la industria, además de la facilidad de financiamiento especializado para vehículos, ha permitido un comportamiento positivo, generando una mayor demanda de vehículos comerciales de carga, los cuales son de vital importancia para el transporte de mercancías a nivel local y por ende, de combustible para el tránsito de los mismos, continuando con la misma dinámica de consumo.

Gráfica 5.19 Participación en estaciones de servicio ACPM



Fuente: SICOM

Los análisis indican que otro de los productos de refinería y de gran importancia en la economía colombiana es el JP-A o Jet A1, turbocombustible o turbosina, cuyo uso se efectúa como combustible para aviones con turbinas tipo propulsión o jet, favorecido por la topografía del país que dificulta la operación de otro tipo de transporte, facilita la integración y la conectividad, especialmente con las regiones más apartadas de agreste entorno.

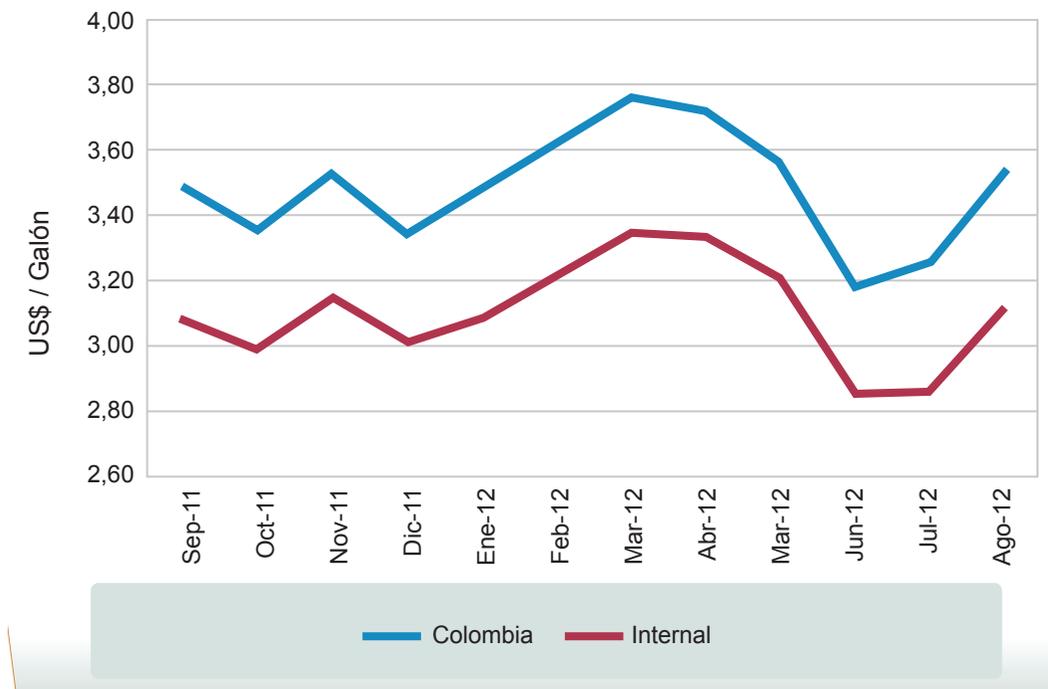
Su consumo ha evidenciado una dinámica importante por la conexión con la economía mundial, hecho que resulta imperativo dada la globalización en el mundo. En este sentido, el Estado considera el transporte aéreo un servicio público esencial, lo cual pone de manifiesto su papel como un factor vital para el desarrollo económico nacional.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> El impacto del transporte aéreo en la economía colombiana y las políticas públicas - Cuadernos de Fedesarrollo N° 34 – abril 2011.

En Colombia, los costos del transporte aéreo crecen en mayor proporción que la inflación, brecha que se explica principalmente por el impacto del costo del combustible, que representa alrededor del 30% de los costos del transporte aéreo en servicios de pasajeros, y más del 50% en los servicios de carga. Además, el precio del combustible de aviación en Colombia es más caro que en el mercado internacional (precio promedio en cinco aeropuertos representativos del tráfico aéreo internacional de Colombia).

Entre enero y diciembre de 2012, este diferencial implicó que el combustible de aviación resultara 13% más caro que en el mercado internacional, castigando la competitividad del transporte aéreo del país.<sup>19</sup> La gráfica 5.20 publicada por ATAC, muestra el comportamiento del precio del JP-1A en ala de avión entre septiembre de 2011 y agosto de 2012.

Gráfica 5.20 Precio del combustible Jet A1 en ala de aviación



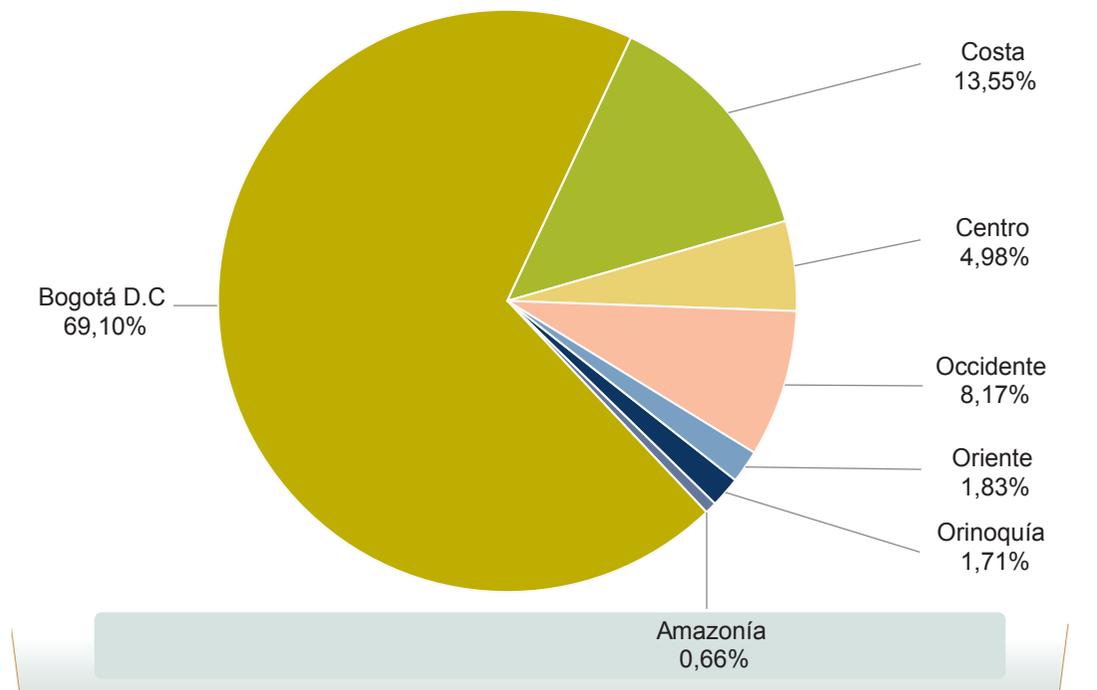
ATAC - Bitácora de Vuelo - Septiembre de 2012

Junto con el turbocombustible, el otro producto para aviación llamada gasolina de aviación 100/130 o avigas, utilizada en aviones con motor de pistón. La gráfica 5.22 muestra el consumo de estos dos combustibles a nivel nacional, entre junio 2010 y diciembre de 2012.

En la capital del país se distribuye la mayor cantidad de combustible de aviación con una participación superior al 69%, seguida de la Costa Atlántica cuya contribución llega al 13,5% y luego se encuentra la región de Occidente que representa el 8,1%. En esta estadística aparecen las regiones antiguamente denominadas "Territorios nacionales", con unas participaciones bajas pero de trascendencia, pues el transporte aéreo es el medio para que dichos territorios puedan acceder a los bienes y por ende, mejorar la calidad de vida para sus pobladores. La gráfica 5.21 presenta la participación de la comercialización de los combustibles de aviación durante 2012.

19 ATAC - Bitácora de Vuelo - diciembre de 2012

Gráfica 5.21 Consumo de combustible de aviación 2012



Fuente: SICOM

## 5.4.2. Distribución minorista

La distribución minorista es el eslabón de la cadena encargada de las ventas al consumidor final también llamadas ventas al detal y se realiza a través de la cadena de estaciones de servicio que se encuentran a lo largo y ancho del país, todas ellas abanderadas por los distribuidores mayoristas, de acuerdo con la exigencia que sobre el tema ordena el Decreto 4299 de 2005.

Este decreto que reglamenta la cadena de comercialización define al Distribuidor Minorista así: *“Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la **venta** de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, a través de una estación de servicio, o como comercializador Industrial, ...”*. Esta definición fue modificada posteriormente por el Decreto 1717 de mayo de 2008, así: *“Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer **la distribución** de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, a través de una estación de servicio o como comercializador industrial, ...”*.

Según Fendipetróleo el sector minorista ha sufrido la tragedia del contrabando y calcula que más de 13 millones de galones de combustible ingresan cada mes de manera ilegal al país, transferido principalmente de Venezuela, Ecuador y Perú, a través de la extensa frontera terrestre y fluvial, poniendo en riesgo la existencia de las estaciones de servicio legalmente establecidas en el país.<sup>20</sup>

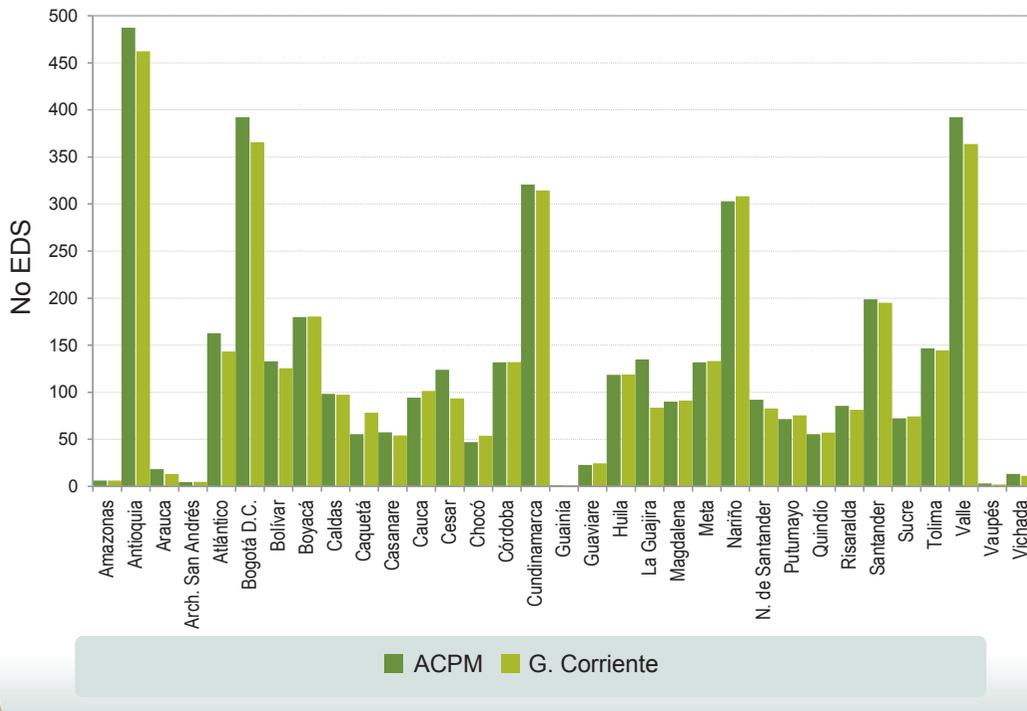
El sector cuenta actualmente con 4.500 estaciones de servicio, cantidad que se ha venido aumentando de manera importante durante los últimos años, con un crecimiento superior al 100%, tomando como referencia las 2.200 estaciones que operaban en el país a finales del año 2000. Este incremento ha traído como consecuencia una disminución en el promedio de galones vendidos por estación, pasando de 96.000 galones mensuales en el año 2002<sup>21</sup> a unas ventas de 43.832 galones mensuales en el 2012.

<sup>20</sup> Fendipetróleo – Boletín de Prensa – Junio 2010

<sup>21</sup> Fendipetróleo – Boletín de Prensa – Febrero 2011

La gráfica 5.22 muestra la cantidad de estaciones de servicio (EDS) existentes en 2012. Es de anotar que los departamentos con mayor cantidad de estaciones de servicio son en su orden Antioquia con 487, seguido de Bogotá y Valle con 392, cada uno. Posteriormente, se encuentra Cundinamarca con 321 y Nariño que cuenta con 308 establecimientos para la venta de combustibles.

Gráfica 5.22 Distribución de estaciones de servicio por departamento



Fuente SICOM

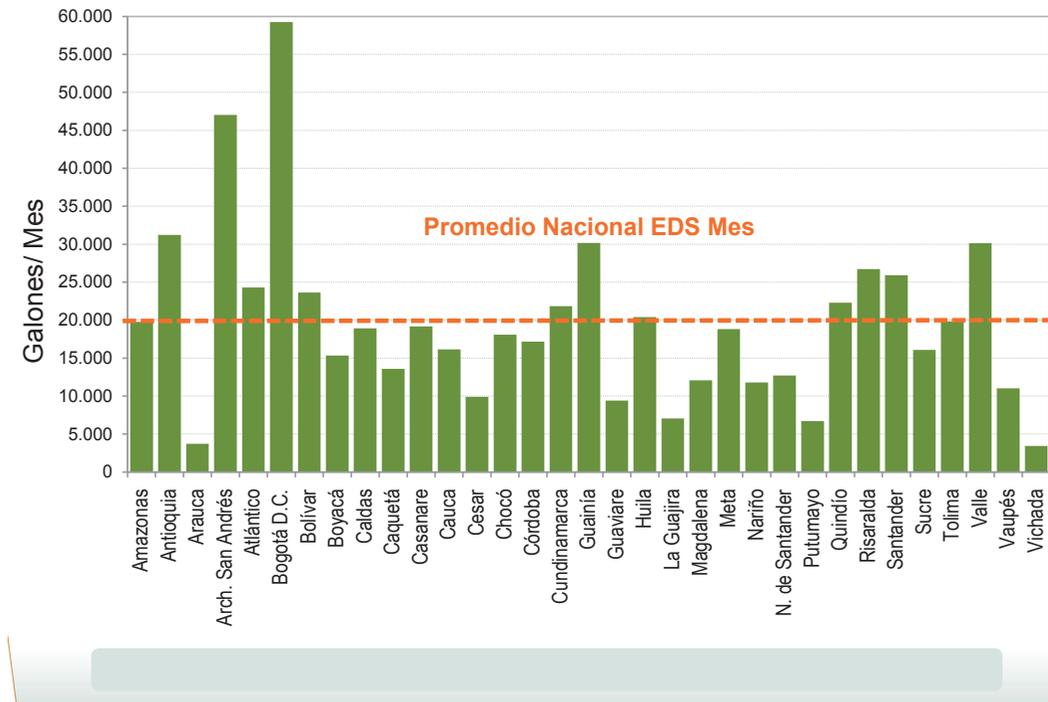
### Gasolina motor corriente

Las ventas de gasolina motor corriente por estación de servicio en galones/mes, se presenta en la gráfica 5.23, la cual muestra que trece (13) departamentos del país venden este combustible por encima del promedio nacional, el cual alcanzó en el mes de diciembre de 2012 un total de 19.501 galones/mes.

Se destaca la capital del país, cuyas ventas promedio estación en el mes de diciembre llegaron a 59.243 galones de gasolina corriente, seguida de San Andrés con 47.000 galones con la salvedad que este departamento contaba en ese mes con solo cinco (5) estaciones de servicio mientras que Bogotá disponía de 366 para la misma actividad. Nuevamente los departamentos de Antioquia y Valle del Cauca con un volumen superior a 30.000 galones mes, se sitúan como las regiones de mayor venta.

Por el contrario, los departamentos de Boyacá y Nariño que cuentan con una cantidad importante de establecimientos para la distribución de combustibles, no alcanzan resultados tan favorables. En el caso de Boyacá las ventas lograron niveles de 15.342 galones, inferior al promedio nacional con 195 estaciones de servicio, en tanto Nariño con 308 estaciones de servicio, vendió en promedio 11.800 galones indicando alto grado de saturación y por ende ventas mensuales por estación con volúmenes mínimo ubicándose en uno de los niveles más bajos del país se encuentran entre las más bajas del país.

Gráfica 5.23 Ventas de gasolina motor corriente promedio mes EDS - 2012



Fuente: SICOM

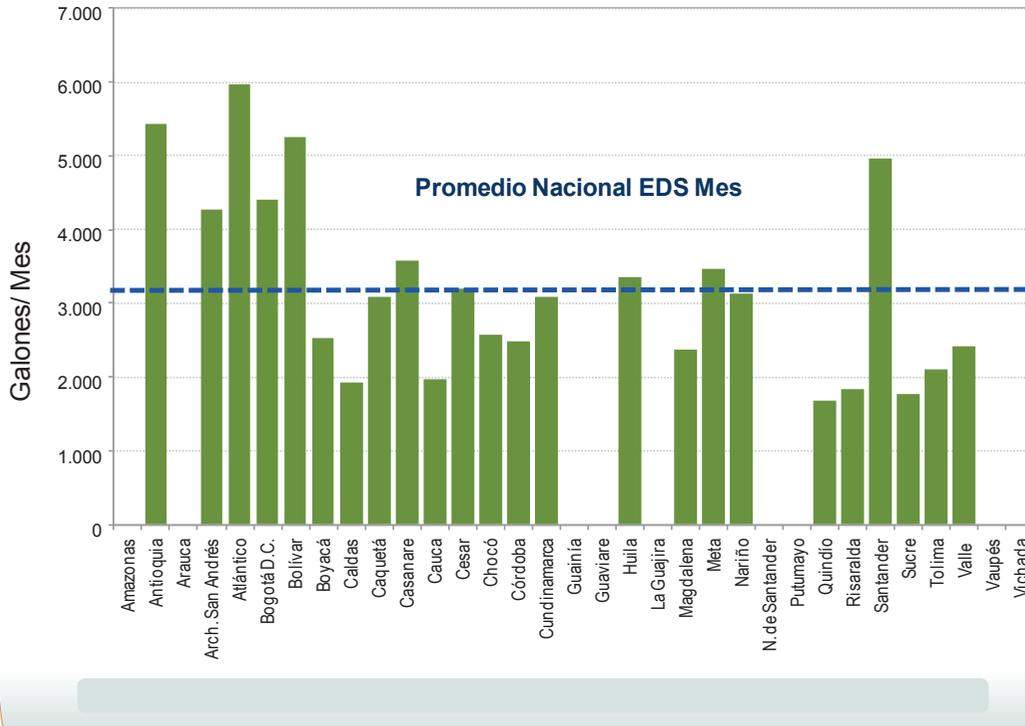
En términos generales la gasolina motor corriente muestra un promedio de venta estación relativamente bajo que obedece a menor consumo por diferentes motivos tales como: efecto precio, restricciones de movilidad (Pico y Placa), tecnología de motores con mejor calidad, sustitución por otros combustibles, etc. En la gráfica 5.23 se puede apreciar los comportamientos de todos los departamentos, destacándose aquellos que tienen consumos inferiores al promedio nacional en el periodo enero – diciembre de 2012.

### Gasolina motor extra

Al igual que la gasolina motor corriente, este combustible ha sido objeto de los mismos factores que afectan el crecimiento de consumo, aunque más acentuado en el factor precio ya que por sus propiedades es un combustible de mejor desempeño y en consecuencia su precio es mayor, razón por la cual muchos consumidores han cambiado a gasolina corriente o mezclan las dos gasolinas para bajar sus costos.

El promedio nacional de ventas de gasolina extra en el mismo mes de diciembre de 2012 fue de 3.200 galones/mes, valor seis (6) veces menor al promedio de venta de corriente. Los departamentos localizados en la Costa Atlántica junto con Bogotá vendieron los mayores volúmenes de extra. Los departamentos de Quindío y Caldas registraron las menores ventas promedio de extra y aquellos localizados en zonas de difícil acceso como los de la Orinoquía y Amazonía no comercializan este producto. La gráfica 5.24 muestra el comportamiento de cada uno de los territorios.

Gráfica 5.24 Ventas de gasolina motor extra promedio mes EDS - 2012



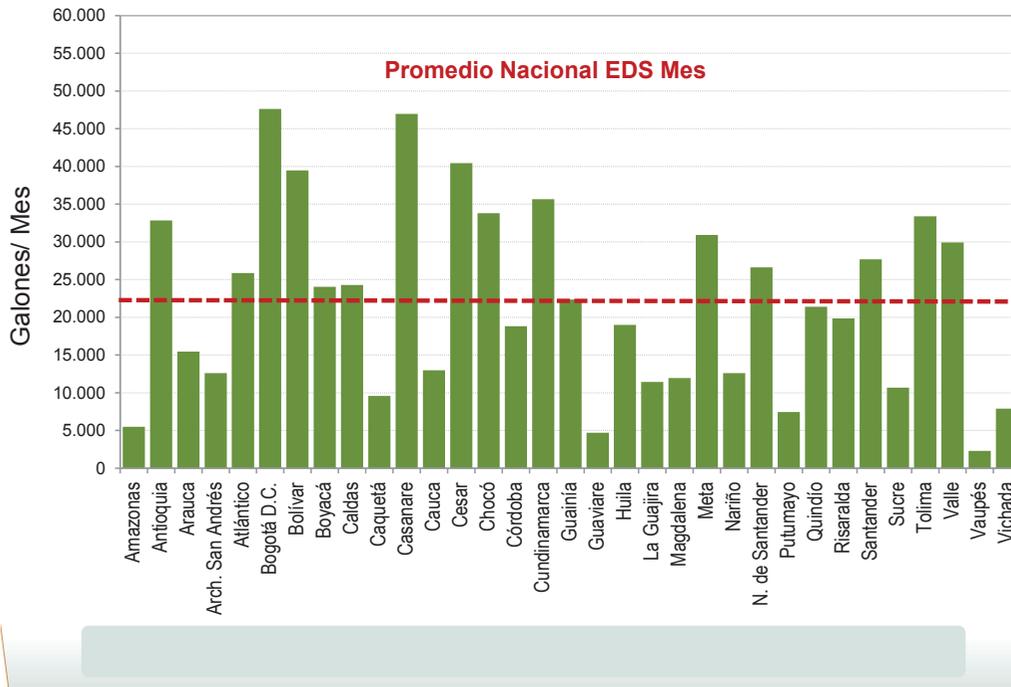
Fuente: SICOM

### ACPM (Diésel)

En lo referente a ventas de ACPM por estación de servicio es de anotar que el promedio nacional correspondió a 22.000 galones /mes por estación de servicio y 15 departamentos superaron este límite. La gráfica 5.26 presenta el comportamiento espacial destacándose además de Bogotá, la comercialización en Casanare, Cesar y Bolívar, los cuales registraron niveles que sobrepasan los 40.000 galones mes por estación.

Es evidente que la comercialización de ACPM difiere a la de gasolina, debido particularmente a que el primero permite la movilización de carga y pasajeros, mientras que el segundo está dedicado al transporte de vehículos particulares. Bogotá, además del movimiento de mercancías, gran porción del ACPM se consume para atender las necesidades del transporte público de pasajeros. El consumo de ACPM viene creciendo de manera significativa para el traslado del petróleo que proviene de los Llanos y que no puede ser transportado por ducto. Adicionalmente, los departamentos surcados por los principales ejes viales del país comercializan en sus estaciones de servicio la mayor cantidad de ACPM, las cuales están localizados en sitios estratégicos y mayoritariamente a lo largo de las vías o a las afueras de las grandes poblaciones.

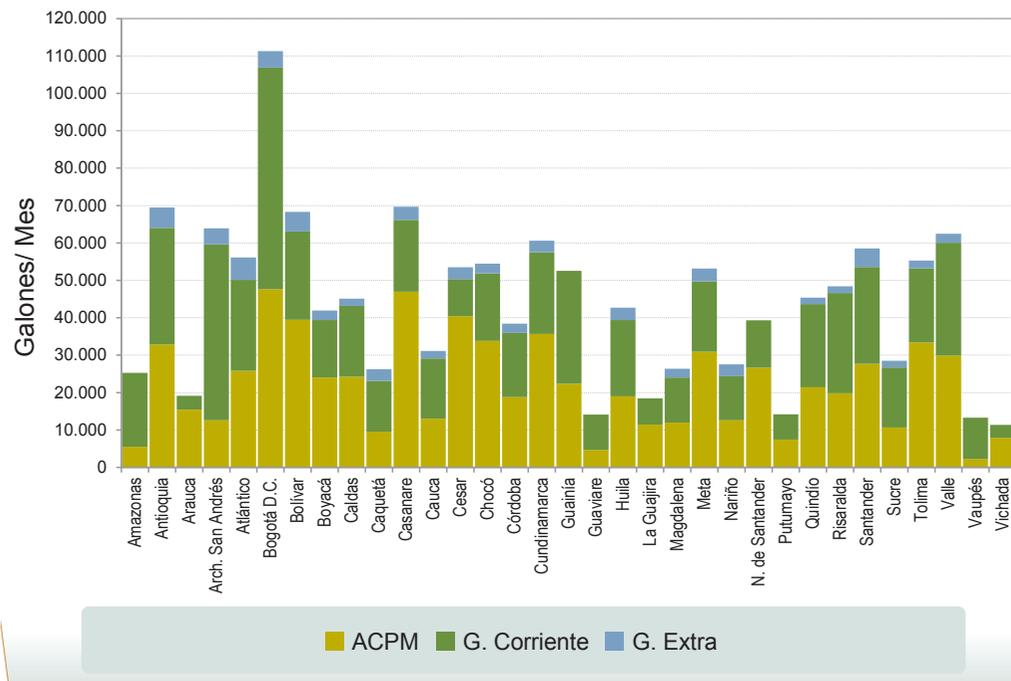
Gráfica 5.25 Ventas de ACPM promedio mes EDS - 2012



Fuente: SICOM

La gráfica 5.26 presenta el resumen de ventas promedio estación de servicio por departamento incluyendo los tres principales productos comercializados.

Gráfica 5.26 Promedio EDS mes 2012 total combustibles



Fuente SICOM

Las ventas totales de los combustibles automotores (gasolinas corriente, extra y ACPM) señalan que son catorce los departamentos que se encuentran por debajo del promedio nacional que como se mencionó anteriormente fue de 43.832 galones. Nuevamente se destaca el comportamiento de Bogotá que comercializa en cada estación dos veces más el valor nacional.

La tabla 5.6 presentan las ventas por estación segmentadas por el volumen total de ventas para el mes de diciembre de 2012.

**Tabla 5.6 Total de estaciones de servicio segmentadas por volúmenes de ventas**

Departamento	Ventas < 40.000	40.000 ≤ Ventas < 60.000	60.000 ≤ Ventas < 80.000	80.000 ≤ Ventas < 100.000	100.000 ≤ Ventas
Amazonas	6	1	0	0	0
Antioquia	209	80	51	42	111
Arauca	18	2	0	0	0
Archipiélago de San Andrés	2	0	0	1	2
Atlántico	76	37	20	8	25
Bogotá	88	64	58	51	163
Bolívar	65	16	21	13	23
Boyacá	119	30	15	9	11
Caldas	63	10	11	7	9
Caquetá	71	3	2	1	3
Casanare	29	6	7	7	10
Cauca	78	10	10	3	2
Cesar	72	23	16	8	11
Choco	35	10	4	3	7
Córdoba	94	19	16	4	6
Cundinamarca	151	53	42	31	54
Guainía	0	0	1	0	0
Guaviare	25	1	0	0	0
Huila	82	12	15	2	12
La Guajira	133	3	0	0	0
Magdalena	77	9	5	2	1
Meta	73	24	15	8	19
Nariño	302	31	13	8	6
Norte de Santander	65	15	7	2	6
Putumayo	83	2	0	0	0
Quindío	35	10	4	4	6
Risaralda	42	22	13	4	6
Santander	113	21	22	18	35
Sucre	61	11	5	0	0

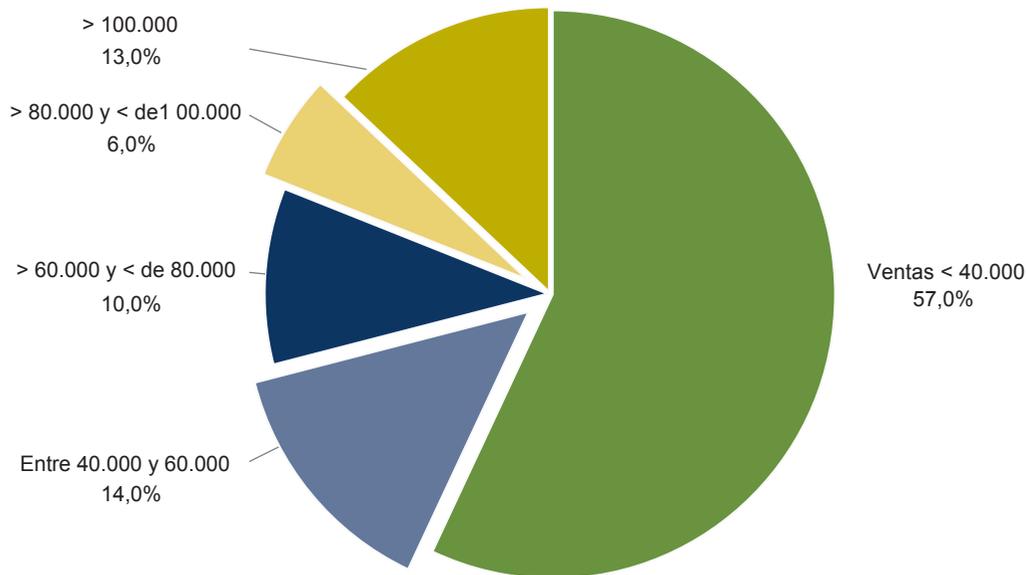
Continúa

Departamento	Ventas < 40.000	40.000 ≤ Ventas < 60.000	60.000 ≤ Ventas < 80.000	80.000 ≤ Ventas < 100.000	100.000 ≤ Ventas
Tolima	78	27	17	11	19
Valle del Cauca	185	87	45	24	60
Vaupés	4	0	0	0	0
Vichada	14	0	0	0	0
<b>Total Nacional</b>	<b>2.548</b>	<b>639</b>	<b>435</b>	<b>271</b>	<b>607</b>

Fuente: SICOM

Desde luego que los mejores índices son alcanzados por las ventas en Bogotá donde el 45% de los establecimientos mercadean más de 100.000 galones mes. Según información de Fendipetróleo (uno de los gremios de este segmento), en el contexto internacional la condición de venta mínima para garantizar la sostenibilidad de una EDS es de 66.000 galones/mes.<sup>22</sup> La distribución de las estaciones de servicio segmentadas por volúmenes para 2012 se muestra en la gráfica 5.27

Gráfica 5.27 Distribución según volumen de ventas 2012



Fuente: SICOM

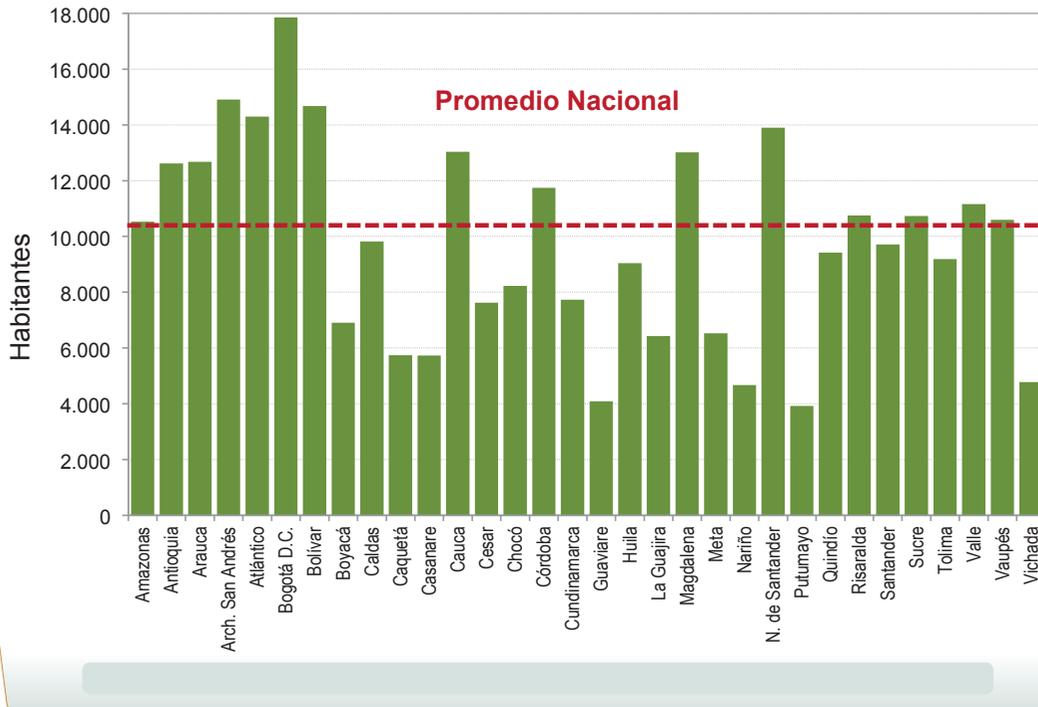
Teniendo en cuenta que las 4.500 estaciones de servicio abastecen a la población colombiana es importante presentar el cubrimiento poblacional por estación de servicio tanto por departamento como total nacional. La gráfica 5.28 muestra los habitantes atendidos por EDS, en cada uno de los departamentos.

Valorando las estadísticas, a nivel nacional en promedio cada EDS debe atender un poco más de 10.300 habitantes y como lo expresa la gráfica, un poco menos de la mitad de los departamentos alcanzan este valor. En esta oportunidad, Bogotá es el territorio donde existe una estación de servicio por cada 17.900 habitantes, seguido por el Archipiélago de San Andrés que cada estación atiende

22 Ibidem 11

14.900 habitantes, desde luego que la situación no es comparable, toda vez que en el Archipiélago hay cinco estaciones de servicio. Otros de los departamentos con alta densidad poblacional por estación de servicio son Atlántico y Bolívar localizados en la Costa Atlántica.

Gráfica 5.28 Habitantes atendidos por EDS



Fuente: SICOM – DANE

### Gas natural vehicular

Este energético empezó a prestar el servicio como combustible vehicular sustituyendo particularmente la gasolina hace más de 20 años, principalmente en algunas ciudades de la Costa Atlántica como Barranquilla y Cartagena. Sólo después del año 2000 comenzó a implementarse en el interior del país, terminando el año con 3 estaciones de servicio y con aproximadamente 100.000 vehículos convertidos<sup>23</sup>.

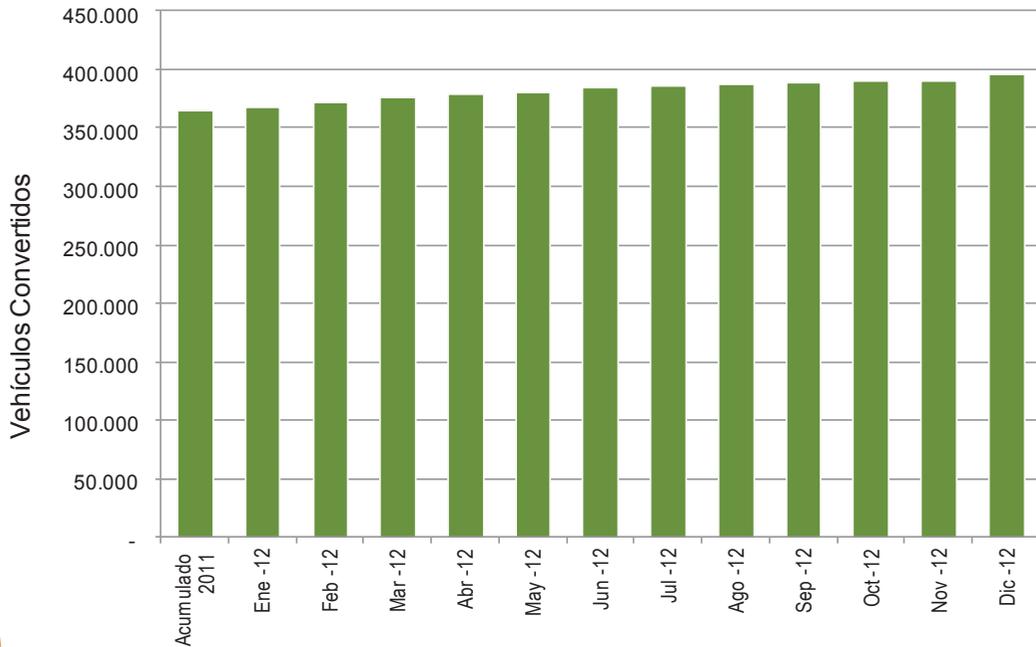
El gas natural es una muy valiosa alternativa frente a los combustibles líquidos, por los beneficios ambientales que tiene su combustión y para aquellos segmentos de transporte de alto recorrido diario por su costo. Se puede definir como un combustible automotor sustituto de la gasolina en motores de combustión interna de encendido por chispa y en forma parcial del diésel en aquellos motores de encendido por compresión.

La conversión de vehículos a gas natural vehicular se ha venido desarrollando paulatinamente de acuerdo con las políticas y necesidades de la población. No obstante, una señal de escasez en el producto en el segundo quinquenio de este siglo, incidió directamente en la ejecución del programa, moderando la rata de crecimiento en el consumo y por supuesto en la conversión de nuevos vehículos.

La gráfica 5.29 presenta la evolución de conversiones hasta diciembre de 2012, detallando la situación mensual durante el mencionado año. El crecimiento de conversiones de 2012 frente a 2011 fue de 8,3% lo que significó un aumento de 30.468 vehículos, logrando finalizar 2012 con 396.000 vehículos operando con gas natural comprimido en el país.

<sup>23</sup> [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co)

Gráfica 5.29 Evolución de conversiones a gas natural 2012



Fuente: UPME

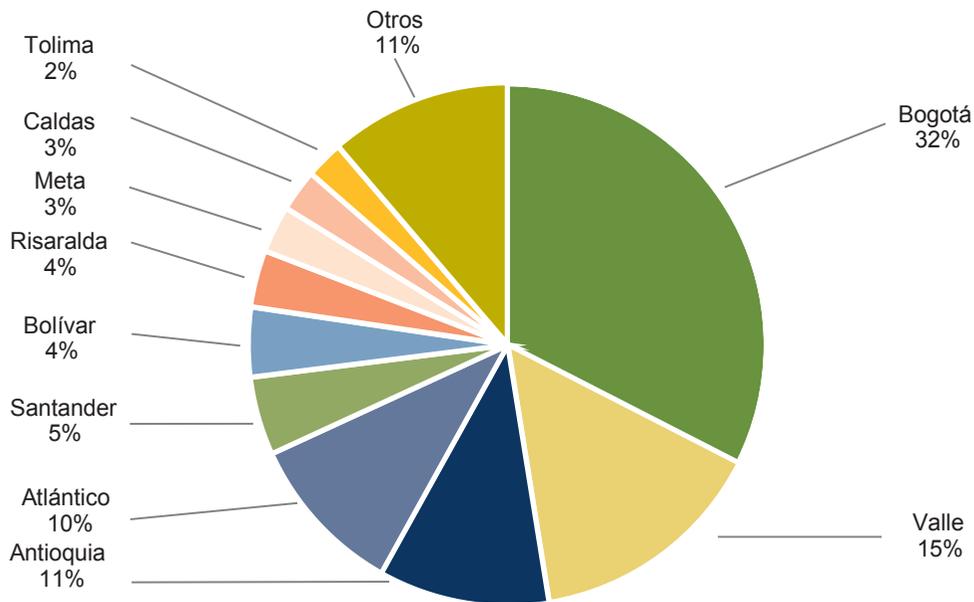
Bogotá D.C. es la región del país que más ha convertido vehículos, seguido por el Valle del Cauca y Antioquia. La gráfica 5.30 presenta la participación espacial en términos de conversiones vehiculares. Los taxis son el segmento de transporte terrestre que mayor cantidad de vehículos usan gas natural como combustible, igualmente se destaca la decisión tomada por las autoridades locales en el departamento de Antioquia, para la utilización del gas para transporte masivo de pasajeros.

Pese a los intentos de la industria para estimular la demanda de gas natural vehicular, los crecimientos en los últimos años son moderados, a pesar de sus beneficios económicos y ambientales frente a otros combustibles.

Al finalizar 2012, se registró un consumo anual total de gas natural vehicular de 903,88 GBTUD, distribuido en 21 departamentos y 74 municipios del país. Bogotá D.C, Atlántico, Valle del Cauca y Antioquia son las regiones que presentan las mayores participaciones dentro del consumo de GNV, sumando entre ellas el 64% del total.

Sin duda el gas natural y pese a que el uso del gas natural para locomoción resulta económicamente más atractivo en aquellos vehículos con un alta intensidad de uso, tales como taxis, vehículos ligeros pertenecientes a flotas y vehículos de transporte público como microbuses o buses interurbanos, el mercado de este combustible no ha logrado consolidarse. Una de las posibles principales causas es la autonomía, acceso restringido al combustible en algunas zonas del país, puesto que la disponibilidad de estaciones de servicio es reducida, pero también la presencia de algunos mitos que aún no se han superado.

Gráfica 5.30 Participación espacial de conversiones 2012



Fuente: UPME

El programa de conversión ha estado acompañado con un desarrollo de la infraestructura necesaria de suministro del combustible, a través de estaciones de servicio en todo el territorio nacional. La evolución del montaje de estos establecimientos a lo largo del país se presenta en la siguiente gráfica.

Gráfica 5.31 Evolución de EDS de GNV

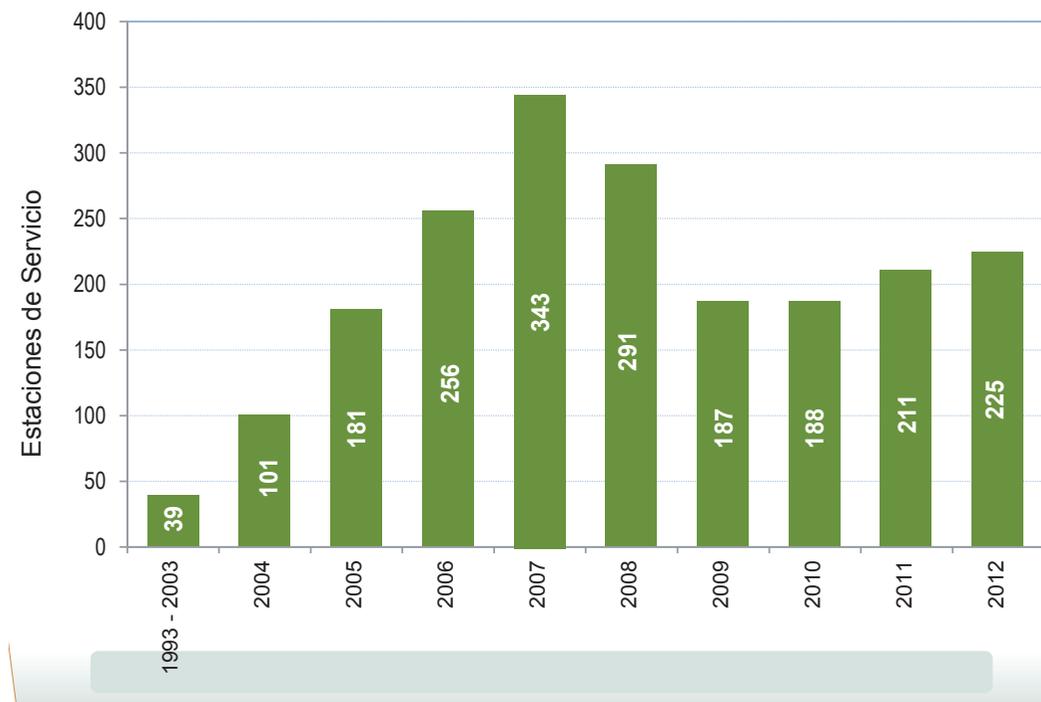


Fuente: UPME

Al finalizar 2012, se registraba un total de 683 estaciones de servicio en el territorio nacional con un crecimiento del 31% entre 2003/2012 y un aumento de tan solo el 1% frente a 2011. Hoy 78 ciudades cuentan con infraestructura de suministro y Bogotá con un total de 156 estaciones de servicio lidera territorialmente las estadísticas, seguida del departamento del Valle del Cauca con 107 y en tercer lugar Antioquia con 79 establecimientos.

De la misma forma, los talleres de mantenimiento técnico también se han desarrollado con el programa de conversión, llegando a 225 talleres en diciembre de 2012 a pesar de la fuerte disminución de los años 2008 y 2009. La gráfica 5.32 muestra la evolución de instalación de talleres de conversión.

Gráfica 5.32 Evolución talleres de conversión y mantenimiento



Fuente: UPME

## 5.5 Precios de los combustibles líquidos

El principio que rige el cálculo del Ingreso al Productor, en el caso de la Gasolina Motor Corriente y el Fuel oil, es la Paridad Exportación de estos combustibles, mientras que en el Caso del ACPM la metodología contempla una ponderación entre las importaciones y exportaciones transadas.

La estructura de precios de los combustibles líquidos en Colombia se puede segmentar en: a) Costo del combustible b) Carga impositiva, c) Transporte, d) Márgenes de Distribución Mayorista y Minorista y e) Otros.

Desde enero de 1999, el sistema de fijación de los precios de los principales combustibles líquidos para automotores, gasolina regular y ACPM, cambió con el propósito de reflejar en los precios internos la fluctuación de los precios internacionales como medida para mejorar la compensación de los productores, facilitando así el ingreso de nuevos actores al mercado de producción y/o importación de combustibles y hacer notar a los consumidores los precios que debía pagar el estado para satisfacer la demanda interna, especialmente en aquellos productos que se debían importar. Junto con esta política, se implantaron dos regímenes de precios, a saber:

- **Régimen de libertad vigilada**, en el cual el precio calculado por las autoridades competentes es un precio de referencia y el distribuidor minorista puede modificarlo sin restricción, régimen válido para la mayoría de ciudades capitales de departamentos y que en la actualidad se ha extendido a otros municipios y/o ciudades de mayor significancia y en las cuales el número de estaciones de servicio permite inferir que los precios establecidos por cada distribuidor minorista obedecen a condiciones de libre mercado.
- **Régimen de precios regulados**, en el cual el precio calculado por las autoridades competentes como precio de referencia es el precio máximo que puede cobrar el distribuidor minorista.

Teniendo en cuenta que todos los demás componentes de los precios eran iguales para todas las ciudades, excepto el transporte desde la planta de abasto hasta la estación, los precios fijados eran los mismos para todas las plantas de abastecimiento conectadas al sistema nacional de poliductos.

Los altos aumentos durante los primeros meses de vigencia hicieron que el gobierno implantara medidas tendientes a corregir grandes fluctuaciones en los elementos más relevantes: tasa de cambio e ingreso al productor.

En el año 2003 se aprueba el cambio de la tarifa de transporte por poliducto, un precio único hasta ese momento, a una tarifa variable de acuerdo con la distancia o longitud del trayecto. Esto hace que el valor de los combustibles sea diferente en las principales ciudades y regiones del país.

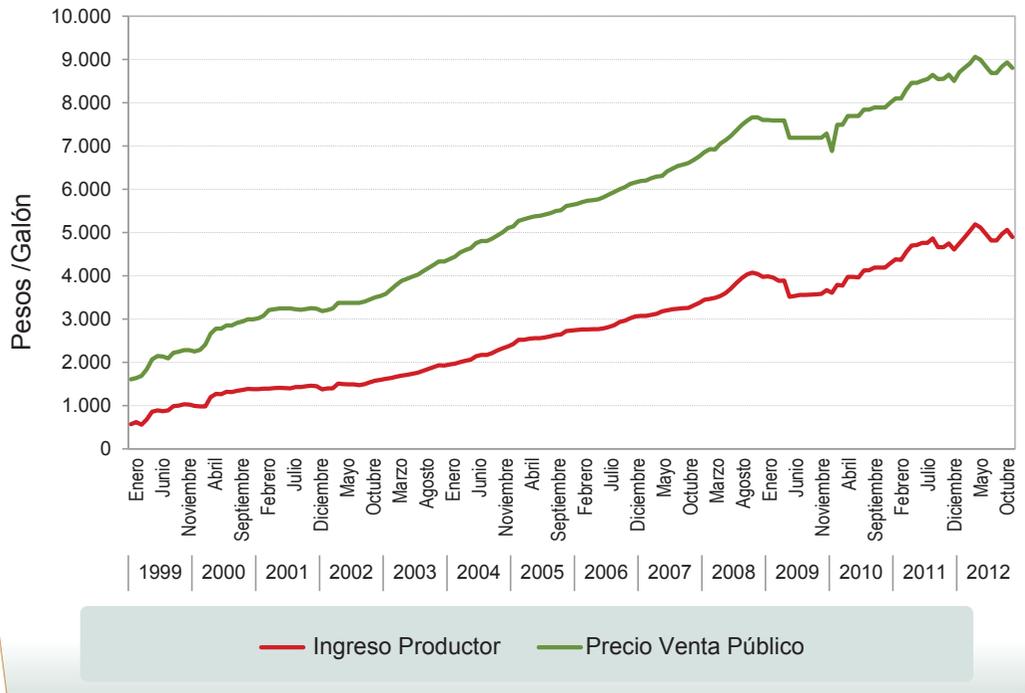
A partir de noviembre de 2005 para las gasolinas regular y extra, y de enero de 2008 para el ACPM, estos combustibles empiezan a mezclarse con etanol y biodiesel respectivamente, añadiéndose así dos elementos nuevos en el cálculo del precio final de los combustibles al consumidor: el precio de los biocombustibles en planta, precio que debe ser lo suficientemente atractivo para impulsar las inversiones en este sector industrial (producción de biocombustibles) y el transporte de los mismos a las plantas de abasto para su mezcla con los combustibles líquidos derivados del petróleo.

### 5.5.1 Precio gasolina corriente

La Resolución 181602 del 30 de septiembre de 2011 establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de la gasolina motor corriente. En los considerandos de la Resolución, el Ministerio de Minas y Energía incluye dos motivaciones trascendentales de la metodología las cuales incluyen por un lado mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales y por el otro, basar el ingreso al productor en el concepto de costo de oportunidad.

En tal sentido expresó *“Que se hace necesario implementar, a partir del mes de octubre, una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor de la gasolina motor corriente, que basada en las tendencias busca mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales, teniendo como referencia la fijación de los mismos basados en el concepto de costo de oportunidad.”* La gráfica 5.33 presenta la evolución de la aplicación de esta metodología desde enero de 2012 hasta julio de 2013. La línea azul representa los precios diarios de paridad de exportación (PPE) de la gasolina corriente básica de producción nacional y la línea morada o fucsia representa el ingreso al productor (IP) establecido por el Ministerio de Minas y Energía para cada período mensual de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución 181602.

Gráfica 5.33 Comparación ingreso al productor vs. precio paridad exportación



Fuente MME, Estudio GLP UPME

La observación de la gráfica manifiesta varios aspectos importantes así:

- i) El ingreso al productor IP sigue la tendencia de los precios de paridad exportación, los cuales dependen a su vez, de los precios internacionales.
- ii) Los precios internacionales, representados en la gráfica por los valores diarios del precio paridad de exportación - PPE, tienen grandes oscilaciones dentro del mismo año e inclusive dentro del mismo semestre, como ocurrió en el año 2012. Los valores extremos del PPE en 2012 fueron \$ 3.973 y \$ 5.769 por galón, con una variación entre ellos de 45%.
- iii) El ingreso al productor, por el contrario, aunque sigue la tendencia del PPE tiene una variación mucho menor. Durante el período considerado, la mayor variación fue 9,3% entre enero y abril de 2012, de \$ 4.671 a \$ 5.104 por galón y el resto de los meses el IP se ha mantenido dentro de este rango.
- iv) Los PPE corresponden al costo de oportunidad del productor de gasolina en Colombia, dado que las refinерías eran excedentarias en la producción de gasolinas y naftas, situación que está cambiando.

La forma como la metodología de fijación del IP logra que dicho valor no fluctúe considerablemente, a pesar de las grandes variaciones en los precios internacionales, es acotando el porcentaje de crecimiento mensual (el valor "c" en la siguiente fórmula) dentro del rango [-3%; +3%].

$$IP(\text{siguiente mes}) = IP(\text{vigente}) * (1+(c/100))$$

Los escenarios aplicables para determinar el porcentaje de incremento mensual "c" según el diferencial entre el PPE y el IP vigente sea positivo o negativo en la fecha de cálculo y según la tendencia mensualizada "m" creciente o decreciente del PPE durante los últimos 60 días calendario, se aprecian en la tabla 5.7.

Tabla 5.7 Escenarios para calcular el incremento mensual gasolina

	Diferencial positivo en la fecha de cálculo	Diferencial negativo en la fecha de cálculo
Tendencia creciente ( $m > 0$ )	$c = \min [m, 3]$	$c = 0$
Tendencia decreciente ( $m < 0$ )	$c = 0$	$c = \max [m, -3]$

Para calcular el valor “ $m$ ”, o sea la tendencia mensualizada del PPE, se tienen en cuenta las siguientes definiciones y conceptos:

- a. El Precio Diario Paridad Exportación de la Gasolina Motor Corriente de Producción Nacional (PPEt) es el precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos (USGC), de cada observación diaria y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$PPEt = [(0,7 * UNL87t + 0,3 * Naftat) - FLt - CTt] * TRMt$$

Dónde:

- *UNL87t*: Cotización del índice UNL 87 USGC Waterborne de la publicación PLATT’s de Standard & Poor’s, expresada en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.
  - *Naftat*: Cotización del índice de la Nafta en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de la publicación PLATT’s de Standard & Poor’s, expresada en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.
  - *FLt*: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local en Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de los Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.
  - *CTt*: Costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de gasolina desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.
  - *TRMt*: Tasa de cambio representativa de mercado vigente para el día t, certificada por la Superintendencia Financiera.
- b) La Tendencia Diaria “ $b$ ” corresponde al coeficiente de la pendiente que resulta de una línea de regresión por mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles de los últimos 60 días calendario del logaritmo natural del precio paridad exportación diario PPEt, con respecto al tiempo medido en días utilizando la siguiente ecuación:

$$\ln PPEt = a + bt$$

Dónde:

- *Ln PPEt*: logaritmo natural del precio paridad exportación diario PPEt, expresado en pesos por galón.
  - *a*: Valor del intercepto de esta ecuación.
  - *b*: Coeficiente de pendiente o tendencia diaria. Indica cual es, en promedio, el cambio porcentual diario de los PPEt.
  - *t*: Corresponde al tiempo medido en días.
- c) Tendencia mensualizada “ $m$ ”: es el valor mensualizado del coeficiente de pendiente “ $b$ ” y se

calcula de la siguiente manera:

$$m = (1+b)n - 1$$

Donde  $n$  es el número de días hábiles con datos disponibles del mes en el cual se está realizando el cálculo.

Esta metodología para calcular el IP de la gasolina corriente tiene ventajas y desventajas enunciadas a continuación:

#### **Ventajas**

1. Es una fórmula transparente basada en fuentes de información abiertas que cualquier persona o empresa puede calcular.
2. Elimina o al menos disminuye la discrecionalidad que tenía anteriormente el Ministerio de Minas y Energía para establecer el IP, con una metodología que no era transparente para la ciudadanía.
3. Tiene como referencia el concepto de costo de oportunidad para la fijación de los precios a los productores e importadores de combustibles básicos.
4. Mitiga el impacto de las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales.

#### **Desventajas:**

- a. Por estar basado en precios de paridad de exportación en vez de paridad de importación, desincentiva las posibles importaciones de gasolina pues éstas difícilmente serán competitivas contra la producción nacional.
- b. Al no trasladar la totalidad de las variaciones de los precios internacionales a los precios locales, los precios locales casi siempre estarán desalineados de los internacionales, dificultando la competitividad entre combustibles alternos
- c. Implica la necesidad de mantener el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) a fin de garantizar la presencia de inversionistas en el sector de la refinación en Colombia.

### **5.5.2 Precio gasolina corriente oxigenada**

La Resolución 181088 del 23 de agosto de 2005, que modificó las resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008 y 180825 de 2009, establece la estructura de precios de la gasolina motor corriente oxigenada que se viene utilizando en el país desde noviembre de 2005.

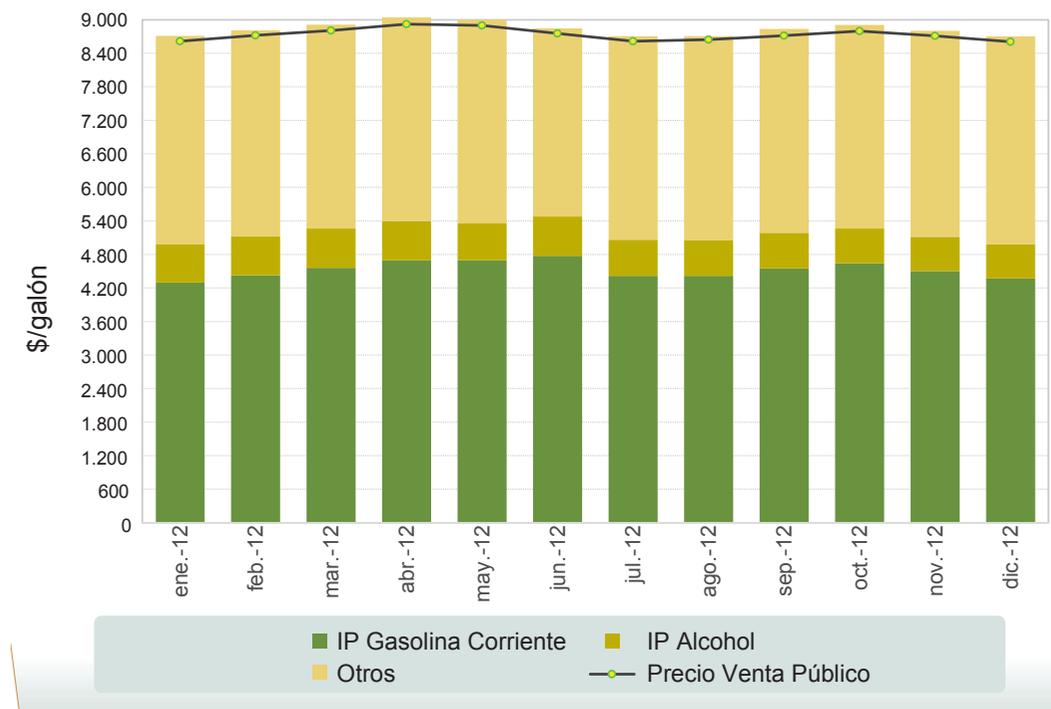
Las gasolinas oxigenadas, corriente y extra, se introdujeron inicialmente en el sur-occidente (Valle del Cauca, Cauca y Nariño) y el Eje Cafetero (Risaralda, Caldas y Quindío) en el año 2005, poco después en el área de influencia de las plantas de Puente Aranda y Mansilla (Bogotá D.C., Cundinamarca, Boyacá, Meta, Casanare, Guaviare) en 2006, posteriormente en Santander desde 2007, luego en Huila, Tolima y Antioquia desde 2009 y finalmente en los departamentos de la Costa Atlántica desde abril de 2010.

Hasta diciembre de 2009 se utilizaron mezclas E10 (90% gasolina básica y 10% etanol) pero sólo se estaba oxigenando el 80% de las gasolinas del país. Por lo tanto, con el fin de incluir a todo el país en

el programa de oxigenación de gasolinas, desde enero de 2010 se utilizan mezclas E8 (92% gasolina básica y 8% etanol) en prácticamente todo el territorio nacional, con excepción de algunas zonas de frontera.

En este caso el ingreso al productor de la gasolina corriente es el principal componente del precio con 58%, incluido el del etanol, seguido por los impuestos que representan 25%, márgenes de distribución 11% y transporte 6%. La gráfica 5.34 presenta la evolución de los precios de la Gasolina Corriente Oxigenada Bogotá.

Gráfica 5.34 Precio de referencia gasolina motor mezcla 8% Bogotá 2012



Fuente: MME, UPME

El ingreso al productor representa aproximadamente el 59% del precio de venta total en una mezcla del 8%, el restante 41% incluye impuestos, transporte y márgenes. El precio de venta al público corresponde al precio promedio mensual observado en las estaciones de servicio de la ciudad de Bogotá, anotando que este último muestra valores ligeramente inferiores al precio de referencia en aproximadamente \$98,4/galón. La variación anual del IP de gasolina fue de 1,65% y el precio final observado registró un crecimiento negativo de 0,09% en el año. Igualmente es necesario señalar varios elementos de consideración:

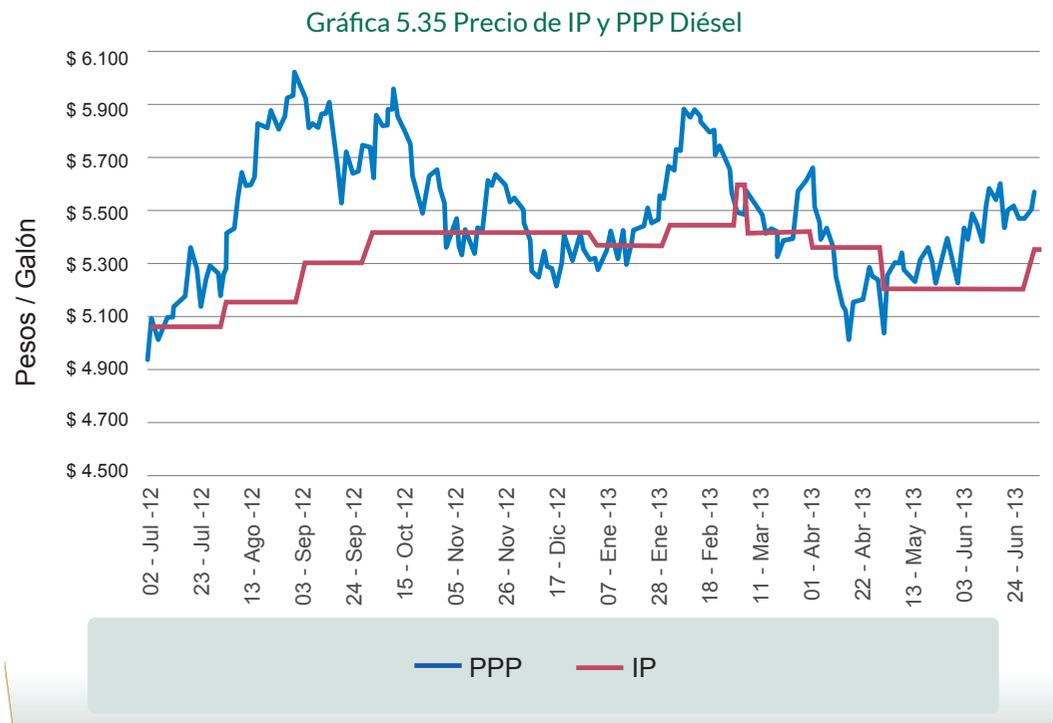
- El valor de la Sobretasa a la Gasolina no se modificó durante el último año.
- El alcohol carburante está exento de IVA, impuesto global y Sobretasa. A pesar de estas exenciones de impuestos, en julio de 2012, incluyendo todos los componentes de la estructura de precios, el alcohol carburante tenía un "precio de referencia" superior al de la gasolina corriente básica.

### 5.5.3 Precio del ACPM

La Resolución 181491 del 30 de agosto de 2012 del Ministerio de Minas y Energía establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de Diésel. La mencionada resolución contiene dos argumentos principales que incluyen para la definición de la metodología: mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales y basar el ingreso al productor en el concepto de costo de oportunidad:

“Que se hace necesario implementar, a partir del mes de septiembre de 2012, una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor del ACPM para uso en motores diésel, que basada en las tendencias de los precios internacionales del ACPM busca mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales, teniendo como referencia la fijación de los mismos basados en el concepto de costo de oportunidad.”

La gráfica 5.35 muestra la evolución del IP desde la fecha de la resolución hasta mediados de 2013, La línea azul representa los precios diarios ponderados de paridad (PPP) del diésel y la línea roja representa el ingreso al productor (IP) establecido por el Ministerio de Minas y Energía para cada período mensual.



Fuente: MME y Estudio GLP UPME

El precio ponderado de paridad (PPP) corresponde al costo de oportunidad del productor de diésel en Colombia. El país es deficitario en diésel, no sólo porque la capacidad de producción de las refinerías es inferior a la demanda, sino también porque las refinerías producen una cantidad muy baja de diésel de menos de 50 ppm de azufre (ULSD) que es la especificación de calidad establecida en la Ley 1205 de 2008. Por lo tanto, el país importa grandes volúmenes de ULSD.

Observando la gráfica, se evidencia que es menos afortunada la aplicación de esta metodología de fijación del IP del diésel que en el de la gasolina. La forma para disminuir la fluctuación del IP en el

diésel a pesar de las grandes variaciones en los precios internacionales se logra acotando el porcentaje de crecimiento mensual (el valor “c” en la siguiente fórmula) dentro del rango [-2,8%; +2,8%].

$$IP(\text{siguiente mes}) = IP(\text{vigente}) * (1+(c/100))$$

Los escenarios aplicables para determinar el porcentaje de incremento mensual “c” se definen teniendo en cuenta si el diferencial entre el PPP y el IP vigente es positivo o negativo en la fecha de cálculo y según la tendencia mensualizada “m” creciente o decreciente del PPP durante los últimos 60 días calendario. La tabla 5.8 presenta los escenarios de cálculo.

**Tabla 5.8 Escenarios para calcular incremento mensual diésel**

	Diferencial positivo en la fecha de cálculo	Diferencial negativo en la fecha de cálculo
Tendencia creciente (m>0)	c=min [m, 2.8]	c=0
Tendencia decreciente (m<0)	c=0	c=max [m, -2,8]

Para calcular el valor “m”, o sea la tendencia mensualizada del PPP, se tienen en cuenta las siguientes definiciones y conceptos:

- a. El Precio Diario Paridad Ponderada del Diésel (PPPt<sub>x,j</sub>) corresponde al promedio ponderado del costo de oportunidad o precio de paridad de exportación del ACPM de producción nacional y del costo promedio paridad importación del ACPM importado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PPP_{t,x,j} = (\%pronal_{j-1} * PPEACPM_{t,x,j}) + (\%impo_{j-1} * PPIMPO_{t,x,j})$$

Dónde:

- t: día t del mes x del trimestre j
  - x: mes en el que se hacen los cálculos
  - j: trimestre en el que se realizan los cambios
  - %pronal<sub>j-1</sub>: porcentaje de ACPM de producción nacional destinado a atender la demanda nacional, reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1
  - %impo<sub>j-1</sub>: porcentaje de ACPM importado destinado a atender la demanda nacional, reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1
  - PPEACPM<sub>t,x,j</sub>: precio de paridad exportación del diésel de producción nacional en el día t, definido como se explica más adelante
  - PPEIMPO<sub>t,x,j</sub>: observación del día t del precio de paridad importación referenciado al mercado USGC, definido como se explica más adelante
- b. El Precio Diario Paridad Exportación del Diésel de Producción Nacional (PPEACPMt) es el precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos (USGC), de cada observación diaria y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$PPEACPM_{t,x,j} = VLSD_{j-1} * PLSD_{t,x} + VHSD_{j-1} * PHSD_{t,x} + VULSD_{j-1} * PULSD_{t,x} - FL_t - CT_{t,x} * TRM$$

$$VT_{j-1}$$

Dónde:

- $V_{j-1}$  = volumen de la corriente correspondiente utilizado en la producción del diésel vendido en el trimestre j-1
  - $VT_{j-1}$  = volumen total de diésel vendido en el trimestre j-1 en todo el territorio nacional
  - $P$  = Cotización del índice correspondiente en la USGC Waterborne de la publicación Platt's de Standard & Poor's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal)
  - $LSD$ : Low Sulfur Diésel; corriente de diésel cuyo contenido de azufre esté entre 50 y 500 ppm
  - $HSD$ : High Sulfur Diésel – Índice Número 2 en la USGC; corriente de diésel cuyo contenido de azufre sea mayor o igual a 500 ppm
  - $ULSD$ : Ultra Low Sulfur Diésel; corriente de diésel cuyo contenido de azufre sea menor o igual a 50 ppm
  - $FLt$ : Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de diésel desde el puerto de exportación local en Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de los Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.
  - $CTt$ : Costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de diésel desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.
  - $TRMt$ : Tasa de cambio representativa de mercado vigente para el día t, certificada por la Superintendencia Financiera.
- c. El Precio Diario Paridad Importación del Diésel (PPIMPO<sub>t</sub>) es el precio paridad importación, referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos (USGC), de cada observación diaria y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$PPIMPO_{t,x,j} = VLSD_{j-1} * PLS_{t,x} + VHSD_{j-1} * PHSD_{t,x} + VULSD_{j-1} * PULSD_{t,x} + FLt + CT_{t,x} + SE_{t,x} + IM_{t,x} * TRM$$

$$VT_{j-1}$$

Donde:

- Los términos iguales a los de la fórmula del PPEACPM son los allí definidos
  - $SE$ : Costo de los seguros marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de diésel desde la USGC hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón
  - $IM$ : Costo de las inspecciones de calidad en los puertos de cargue y descargue, y equivale a US\$ 0,000286 por galón
- d. La Tendencia Diaria “ $b$ ” corresponde al coeficiente de la pendiente de una línea de regresión por mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles de los últimos 60 días calendario del logaritmo natural del precio de paridad ponderada diario PPPT, con respecto al tiempo medido en días utilizando la siguiente ecuación:

$$\ln PPP_t = a + b_t$$

Donde:

- $Ln\ PPt$ : logaritmo natural del precio paridad ponderada diario PPt, expresado en pesos por galón.
  - $a$ : Valor del intercepto de esta ecuación.
  - $b$ : Coeficiente de pendiente o tendencia diaria. Indica cual es, en promedio, el cambio porcentual diario de los PPt.
  - $t$ : Corresponde al tiempo medido en días.
- e. Tendencia mensualizada “ $m$ ”: es el valor mensualizado del coeficiente de pendiente “ $b$ ” y se calcula de la siguiente manera:

$$m = (1+bt)$$

Donde  $m$  es el número de días hábiles con datos disponibles del mes en el cual se está realizando el cálculo.

Al igual que en el caso de la gasolina, esta metodología de cálculo del IP del diésel tiene ventajas y desventajas:

#### **Ventajas:**

- i. Tiene como referencia el concepto de costo de oportunidad para la fijación de los precios a los productores e importadores de combustibles básicos.
- ii. Mitiga el impacto de las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales.

#### **Desventajas:**

1. Es una fórmula en principio transparente, basada en fuentes de información abiertas (Platt's). Sin embargo, la información de volúmenes no es pública, sólo la conoce Ecopetrol y por lo tanto en la práctica la fórmula no es transparente.
2. No eliminó la discrecionalidad que tiene el Ministerio de Minas y Energía para establecer el IP del diésel. En efecto, al apartarse de la fórmula en marzo y abril de 2013 ante la presión de un paro de transportadores, que fue simultáneo al paro cafetero que se realizaba en ese momento, el Gobierno perdió credibilidad y el sector siente que el proceso no es transparente.
3. Al no trasladar la totalidad de las variaciones de los precios internacionales a los precios locales, los precios locales casi siempre estarán desalineados de los internacionales, dificultando la competitividad entre combustibles alternos.
4. Implica la necesidad de mantener el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) a fin de garantizar la presencia de inversionistas en el sector de la refinación en Colombia.

### **5.5.4 Ingreso al Productor de Biodiesel**

La Resolución 181780 de diciembre 29 de 2005, modificada por las resoluciones 181661 de 2007, 180134 y 180294 de 2009 y 181452 de 2009, entre otras, establece la estructura de precios de las mezclas diésel-biodiesel.

El programa de mezclas diésel-biodiesel se inició oficialmente en Colombia el 1º de enero de 2008, empezando por la Costa Atlántica con mezclas B5 (5% biodiesel y 95% diésel fósil) por ser la zona

geográfica más cercana a las primeras plantas de producción de biodiesel (Oleoflores y Odín). **Posteriormente, entraron al programa las plantas de abastecimiento de Bucaramanga y Lizama en Santander desde 2008 y ya en 2009 entraron el resto de plantas del país iniciando por Puente Aranda y Mansilla.**

Las mezclas se han ido incrementando gradualmente por zonas geográficas desde B5 hasta B10 dependiendo principalmente de la oferta disponible de biodiesel. La implementación de la mezcla B10, ha sido cuestionada en principio por el sector automotor del país, algunos fabricantes de vehículos europeos y últimamente por los generadores de electricidad que eventualmente consumen la mezcla, dado el carácter obligatorio de su uso según Decreto 2629 de 2007 que señala: *“A partir del 1° de enero del año 2010 se deberán utilizar en el país mezclas de diésel de origen fósil con biocombustibles para uso en motores diésel en proporción 90 – 10, es decir 90% de ACPM y 10% de biocombustible (B10).”*

El ingreso al productor de la mezcla es del 67%, seguido por los impuestos (16%), los márgenes de comercialización representan el 11% y el transporte obtiene el 6%. Son distintas las proporciones de mezcla, que en buena medida dependen de la disponibilidad del biodiesel; por ejemplo, las plantas de abastecimiento de Puente Aranda y Mansilla localizadas cerca de Bogotá están distribuyendo mezclas B8 y las demás plantas del país distribuyen mezclas B10.

En el caso del transporte por poliducto las ponderaciones en volumen difieren pues es necesario recordar que Ecopetrol entrega mezclas B2 por poliducto a los distribuidores mayoristas, por lo que la tarifa correspondiente se multiplica por 94% (92% de diésel fósil más 2% de biodiesel transportado por el poliducto). Igualmente, hay que anotar que existe un el transporte terrestre del biodiesel adicional al flete entre la planta de abastecimiento y la estación de servicio.

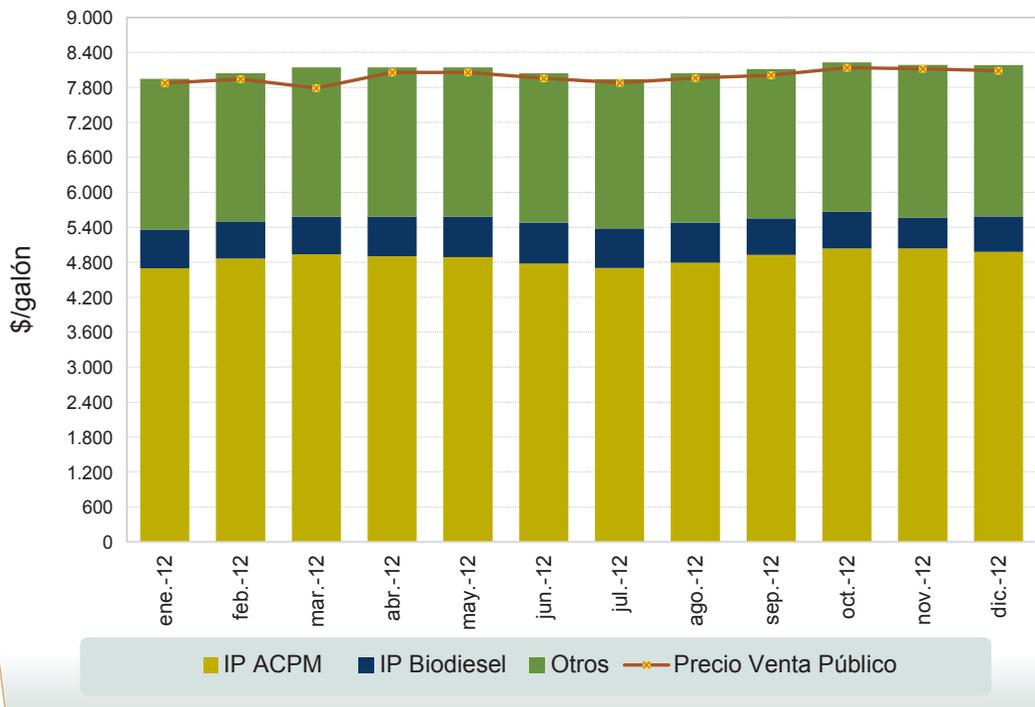
Teniendo en cuenta la complejidad de la formación del precio del biodiesel este documento incluye un somero resumen de la formulación para establecer el IP del biodiesel. Se toma el mayor de los valores, resultado de los siguientes cálculos:

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 diésel, 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 el índice de cetano y la disminución en el contenido de azufre; y ii) disminución del precio causado por el menor poder calorífico del biocombustible frente al diésel 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 diésel 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%.

Gráfica 5.36 Evolución del precio final del biodiesel en Bogotá mezcla 7% 2012



Fuente: MME, UPME

El precio observado de ACPM en estación de servicio de Bogotá durante 2012 mostró una variación de 2,7%, mientras que el IP de la mezcla presentó un cambio de 0,34% en los doce meses y un diferencial de \$107/galón promedio por debajo del precio de referencia.

## 5.6 Impuestos a la gasolina corriente y al diésel

Los impuestos tienen una participación relativa distinta dependiendo del combustible de análisis, es decir, los impuestos representan 25% de la estructura de precios de la gasolina corriente oxigenada E8 y del 16% de la de la mezcla diésel-biodiesel mezcla B8. Estos impuestos corresponden al IVA, impuesto global y sobretasa. Los dos primeros son recaudados por los productores e importadores de combustibles y la sobretasa a la gasolina y al ACPM, la recaudan los distribuidores mayoristas.

Luego de la expedición de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012, se determinó que la gasolina y el ACPM se excluían del IVA, lo mismos que alcohol carburante y el biodiesel. Pero la misma Ley señala que sustituye el IVA y el Impuesto Global a la Gasolina y al ACPM por el Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM. El hecho generador del nuevo impuesto es la venta, retiro, importación para el consumo propio o importación para la venta de gasolina y ACPM y se causa en una sola etapa respecto del hecho generador que ocurra primero.

Al mismo tiempo precisó el concepto de gasolina para efectos tributarios indicando lo siguiente:

*“... se entiende como gasolina a la gasolina corriente, la gasolina extra, la nafta y cualquier combustible líquido derivado del petróleo que se pueda usar como carburante en motores de combustión interna diseñados para ser usados con gasolina”.*

Por su parte, para el ACPM o diésel aclaró:

*“se entiende como ACPM al aceite combustible para motor, el diésel marino o fluvial, el gasoil, el intersol, el diésel número dos, el electrocombustible y cualquier destilado medio o aceites vinculantes que puedan ser usados como combustible automotor”.*

En lo que a sobretasa se refiere, este impuesto fue creado por el artículo 117 de la Ley 488 de 1998, tanto para la gasolina como para el ACPM y la misma Ley indica que el hecho generador es el consumo de estos combustibles y hoy se pagan 25% en el caso de gasolina y 6% en el de ACPM.

## 5.7 Otros componentes del precio

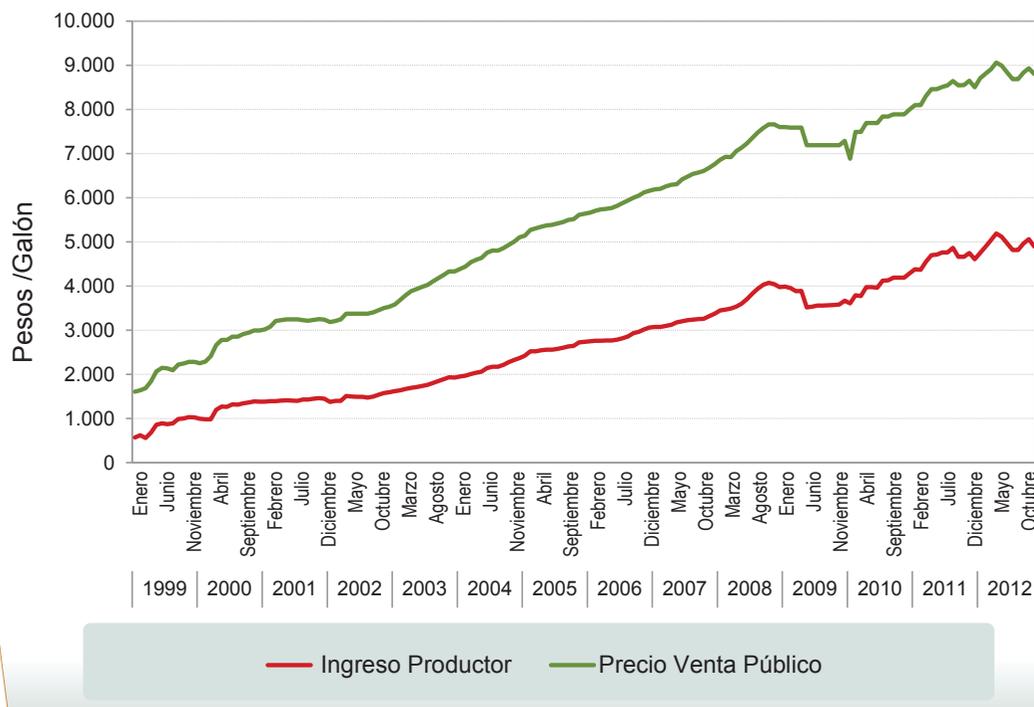
El **Transporte** es otro de los componentes importantes de la estructura de los precios de los combustibles y es de anotar que los precios se encuentran regulados y corresponde al costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 180088 de 2003 y sus modificaciones y se paga el mismo valor indistintamente del producto que se movilice, su fundamento es la señal por distancia.

**Margen plan de continuidad** el cual remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.

**Márgenes** corresponde a la remuneración efectuada tanto a distribuidores mayoristas como minoristas y los valores se encuentran determinados por la Resolución del Ministerio de Minas y Energía.

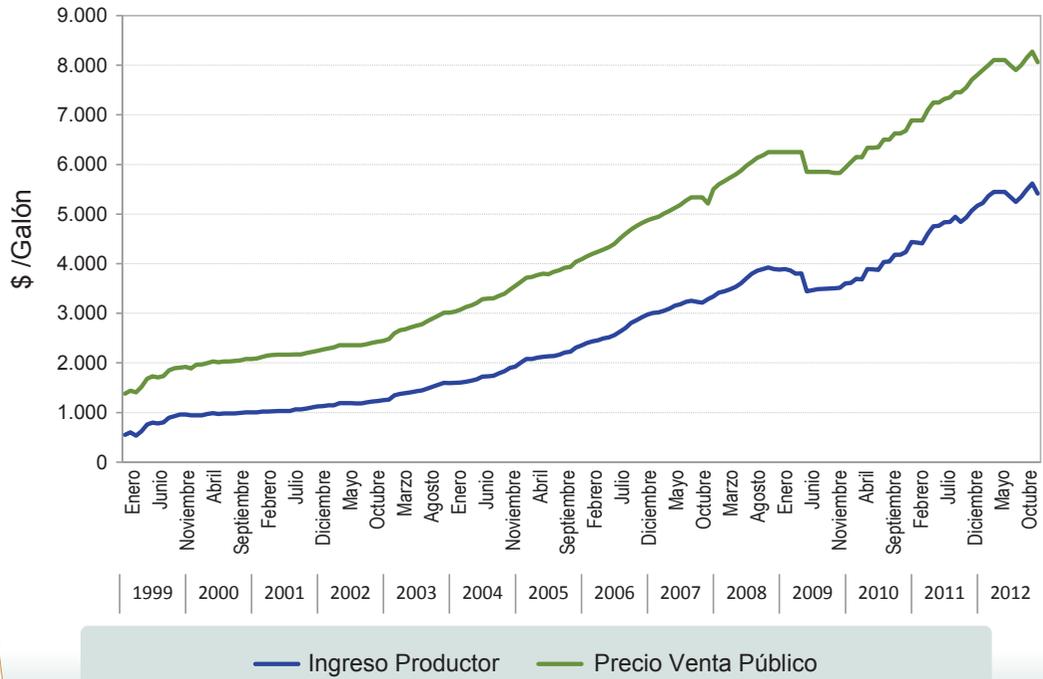
Existen otros ítems como transporte planta de abasto estación y tarifa de marcación igualmente reguladas por del Ministerio de Minas y Energía que no han mostrado cambios en los últimos años. Adicionalmente, la gasolina cuenta con un factor adicional de precio que se refiere a las perdidas por evaporación, también regulado. A continuación, las gráficas 5.37 y 5.38 muestran la evolución de los precios de referencia de gasolina y ACPM en la ciudad de Bogotá, durante los últimos doce años.

Gráfica 5.37 Evolución del precio de gasolina en Bogotá



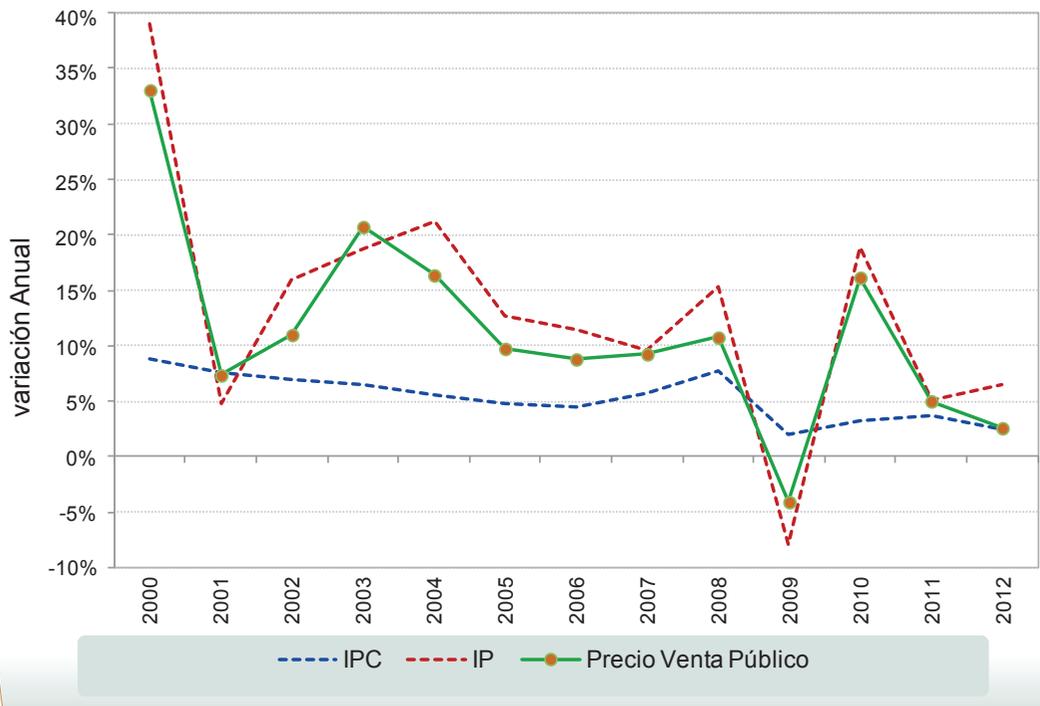
Fuente: MME y UPME

Gráfica 5.38 Evolución del precio de ACPM en Bogotá



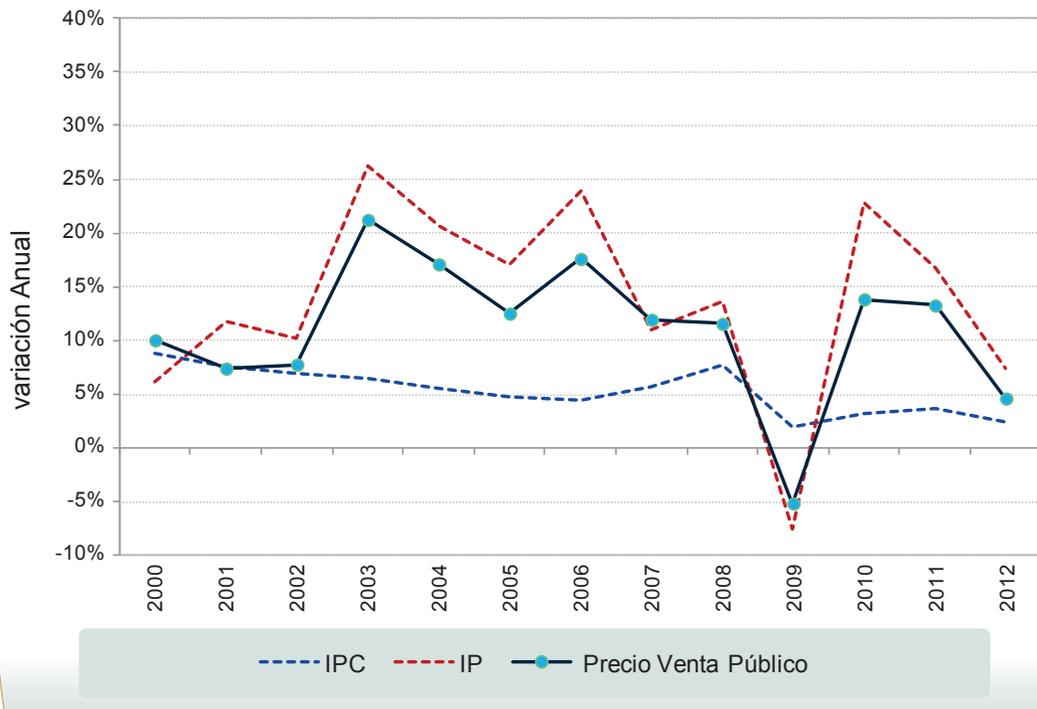
Fuente: MME y UPME

Gráfica 5.39 Tasa de variación anual precio gasolina motor en Bogotá



Fuente: Minminas, DANE

Gráfica 5.40 Tasa de variación anual precio gasolina motor en Bogotá



Fuente: Minminas

Las gráficas 5.39 y 5.40, presentan la evolución de tasas de crecimiento del IPC y precio de referencia para gasolina y ACPM en Bogotá, de las cuales se pueden hacer los siguientes comentarios:

- El IP define y mantiene la tendencia del crecimiento del precio de venta final tanto para la gasolina como para el ACPM.
- El IP supera la mitad del precio final de la gasolina mientras que para el ACPM es casi tres cuartas partes del precio final.
- El precio de referencia de venta al público, en estación de servicio en Bogotá D.C., se ha aumentado en 548% para la gasolina y en 584% para el ACPM en el periodo 2000- 2012.
- Existe ligera correlación entre el IPC y el precio final de la gasolina y del ACPM.
- La tasa de crecimiento de IP y de venta al público para gasolina ha sido superior al IPC siendo más notoria esta diferencia en los primeros años y en 2010.
- La tasa de crecimiento de IP y de venta al público para ACPM se ha comportado de manera similar al IPC.

## 5.8 Demanda de combustibles líquidos

En lo referente a la demanda futura de combustibles automotores, se presentan las proyecciones para gasolina motor y diésel (ACPM), hasta el año 2030 las cuales se basaron en las tendencias de los mercados reales de gasolina motor, diésel y GNV y sin considerar las mezclas con etanol y biocombustible debido a la diversidad de las mismas dependiendo de las zonas del país (desde 0% hasta el 10% tanto para el etanol como para el biodiésel). La gráfica 5.41 visualiza la demanda total de gasolina motor y la correspondiente al sector transporte.

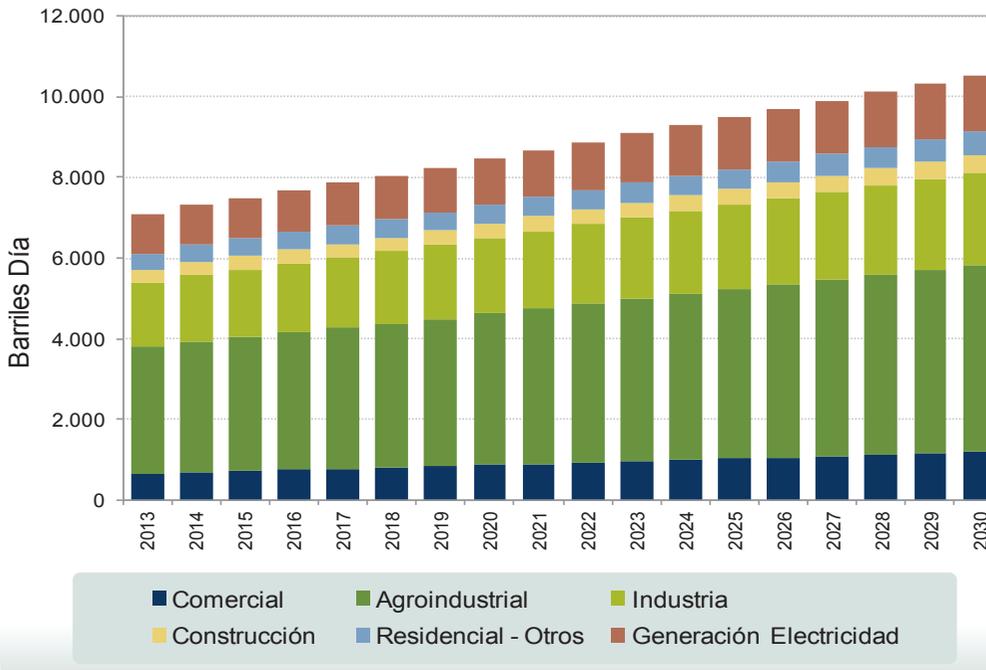
Gráfica 5.41 Estimación demanda de gasolina motor - sector transporte



Fuente: UPME

Al analizar la prospectiva de este energético es evidente que más del 80% del consumo futuro estará destinado al sector transporte, para atender de forma particular los segmentos de transporte privado de pasajeros y público individual especialmente este último en poblaciones que no cuenta con amplia red de suministro de GNV. La gráfica 5.42 presenta la demanda de gasolina motor en los otros sectores de la economía del país.

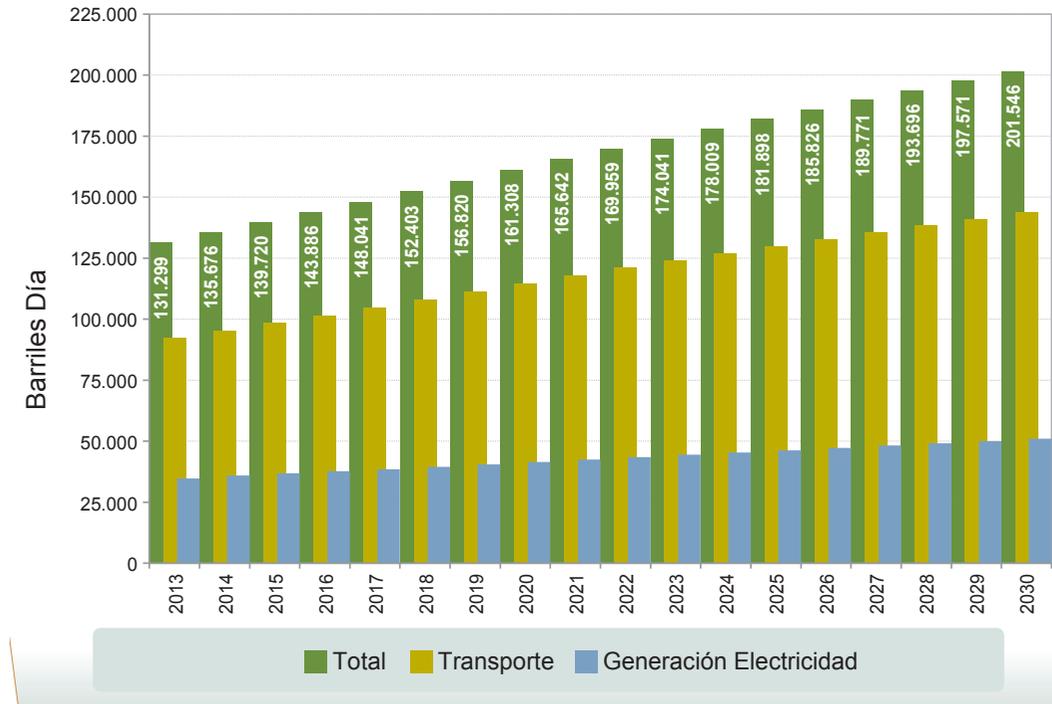
Gráfica 5.42 Estimación demanda de gasolina motor otros sectores



Fuente: UPME

Los sectores de agro-industria e industria se proyectan como los mayores demandantes de gasolina para usos distintos a sector transporte, con tasas de crecimiento positivo que se mantienen en el horizonte de análisis. Sin embargo volumétricamente su uso es marginal frente al estimado para locomoción. En lo concerniente a diésel o ACPM sus usos son variados y además de la locomoción se emplea para generación de electricidad cuyos consumos son representativos. La gráfica 5.43 representa la estimación de demanda de ACPM para estos dos usos.

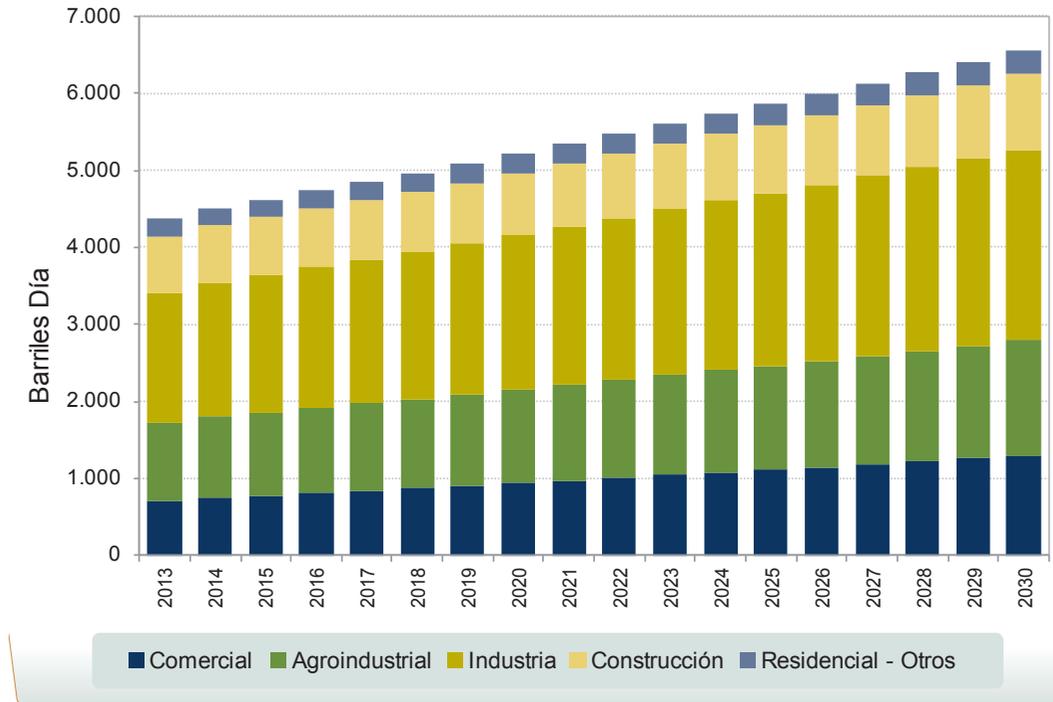
Gráfica 5.43 Estimación demanda ACPM otros sectores



Fuente: UPME

La demanda estimada de diésel, presenta una tasa de crecimiento positivo con un aumento de aproximadamente 21.000 barriles/día en los próximos 17 años. En cuanto a la generación de electricidad no se esperan incrementos importantes, toda vez que la oferta de otros energéticos producidos en el país pueden optimizar la canasta energética Colombia y adicionalmente emplear para este uso fuentes como GLP o gas natural.

**Gráfica 5.44 Estimación demanda ACPM otros sectores**

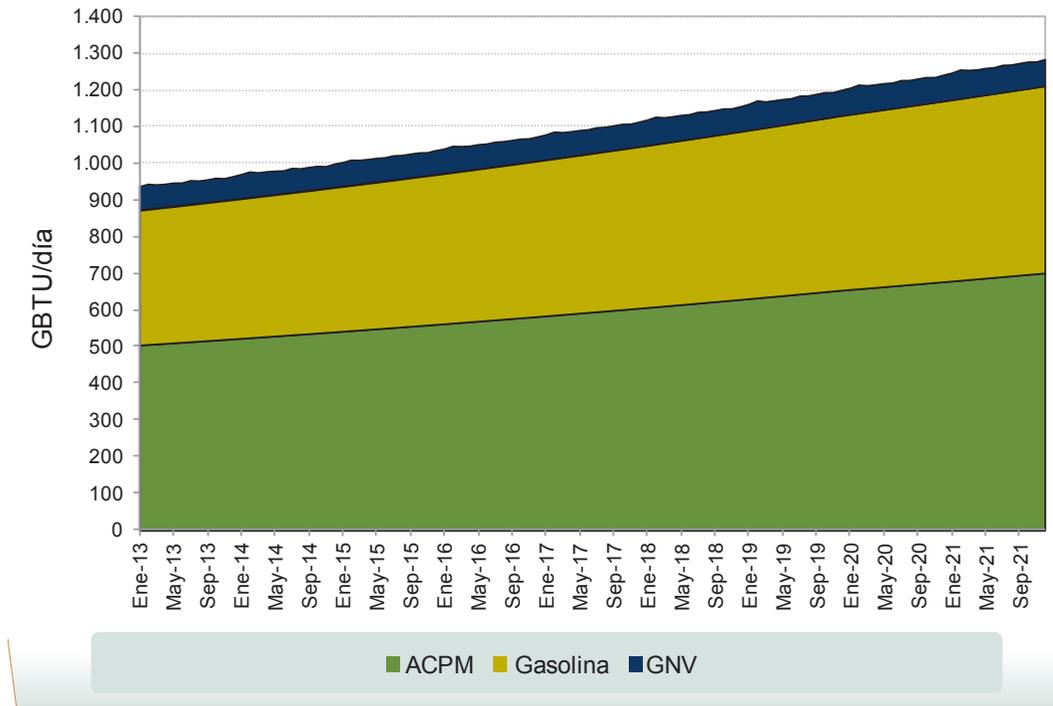


Fuente: UPME

La gráfica 5.44 describe la estimación de la demanda de ACPM en sectores de consumo distintos al transporte y generación. Al igual que en la gasolina los sectores agro - industrial e industria se muestran como los de mayor consumo así como, el sector de la construcción aunque en menor proporción.

En cuanto a gas natural como combustible vehicular la gráfica 5.45 considera las estimaciones de demanda del energético las cuales son marginales frente a la demanda de gasolina y ACPM para el sector transporte.

Gráfica 5.45 Estimación Demanda Sector Transporte



Fuente: UPME

# 6 Transporte



La infraestructura de transporte de hidrocarburos que posee el país ha sido diseñada para la atención del manejo de los crudos desde su ubicación de producción hasta las refinerías o puertos de exportación y el manejo de los derivados desde las refinerías y de los puertos de importación hasta las plantas de almacenamiento y distribución situadas estratégicamente en las zonas de mayor consumo.

## 6.1 Transporte de petróleo crudo

La infraestructura para el transporte de los crudos históricamente fue desarrollada por Ecopetrol y sus asociados según sus necesidades de movilización del petróleo, ya fuera hacia los centros de refinación o los puertos de exportación. Debe anotarse que la construcción de los oleoductos en Colombia es costosa debido a las condiciones topográficas, lógica que llevó a una planeación de baja capacidad excedentaria y en general para transporte de crudo liviano, calidad que predominaba en el pasado.

La pérdida de autosuficiencia hacia mediados de los años 70's del siglo pasado y posterior época de hallazgos en la década de los 80's en regiones alejadas de los centros de producción tradicionales del Magdalena Medio y Superior, obligó al cambio de estrategias para enfrentar la movilización con proyectos y lograr una capacidad de hasta 1,1 millones de barriles por día. Estas estrategias incluyeron construcciones de más de 1.100 kilómetros de oleoductos, adecuación del puerto de Coveñas para exportación e incremento en la capacidad de facilidades de almacenamiento a lo largo de la red de oleoductos, además del desarrollo de facilidades para el transporte de diluyentes para el manejo de los crudos pesados<sup>24</sup>.

Los descubrimientos en los Llanos Orientales hicieron necesaria la construcción y puesta en marcha en los años 80's del Oleoducto Central de los Llanos, desde Apiay hasta Araguaneý, que tenía como propósito disponer de estaciones de recolección de crudos de diferentes campos para transporte a las refinerías y exportación.

El importante descubrimiento de Caño Limón en Arauca, hizo necesaria la construcción del **Oleoducto Caño Limón – Coveñas**, con una longitud de 760 km y una capacidad de 168 miles barriles por día, para la exportación de dicho crudo.

El descubrimiento de los campos de Cusiana y Cupiagua en los finales de los 80's hizo necesaria la construcción del **Oleoducto de Ocesa** que lleva los crudos para exportación del área del Casanare hasta el puerto de Coveñas, con una longitud total de 789 km. En su recorrido de 314 km en los Llanos (Cusiana - Porvenir - La Belleza - Vasconia) tiene una capacidad de 555,9 miles de barriles por día y en su recorrido entre Vasconia y Coveñas de 475 km, tiene capacidad de 298 miles de barriles por día.

Posteriormente en los años 90's, con la construcción del **Oleoducto Colombia** se incrementó en 201,1 miles de barriles por día la capacidad de bombeo al puerto de exportación de Coveñas, en

24 Ecopetrol S.A.

un trayecto de 481 km desde su inicio en Vasconia. Ya en el nuevo siglo, el importante volumen de producción del campo Rubiales, justificó la construcción del **Oleoducto de los Llanos Orientales** que inició operaciones en 2009 con una capacidad inicial de 160 miles de barriles por día que posteriormente ha sido modificada hasta la capacidad actual (2012) de 340 mil barriles por día. Con un recorrido de 235 km une el campo Rubiales con la Estación de Monterrey.

El oleoducto del Alto Magdalena, finalizado en 1990, se construyó para transportar los crudos que se obtienen de los campos Dina, Palagua, Guandó y Vasconia. La red de oleoductos del país, detallada en la tabla 6.1 y graficada en el mapa 6.1, tiene una longitud de 4.900 kilómetros y su crecimiento ha obedecido al aumento de producción en el oriente del país.

Tabla 6.1 Sistema nacional de oleoductos

Estación inicial	Estación final	Diámetro Pulgadas	Longitud Kilómetros	Capacidad	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
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

Continúa

Velásquez	Galán	12	181	35	OMIMEX
Yariguí	Galán	10-12	38	48	ANDIAN
OPERACIÓN DIRECTA DE ECOPETROL S.A					
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
Colón	Orito	12	58	30	ECOPETROL
Orito	Tumaco	10-14-18	305.4	58,3	ECOPETROL
Toldado	Gualanday	10	61	11,4	ECOPETROL
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
Barquereña	Tocaría	8	31	10	ECP-HOCOL
Caño Garza	Trinidad	6	23	5	ECP-HOCOL-KELT

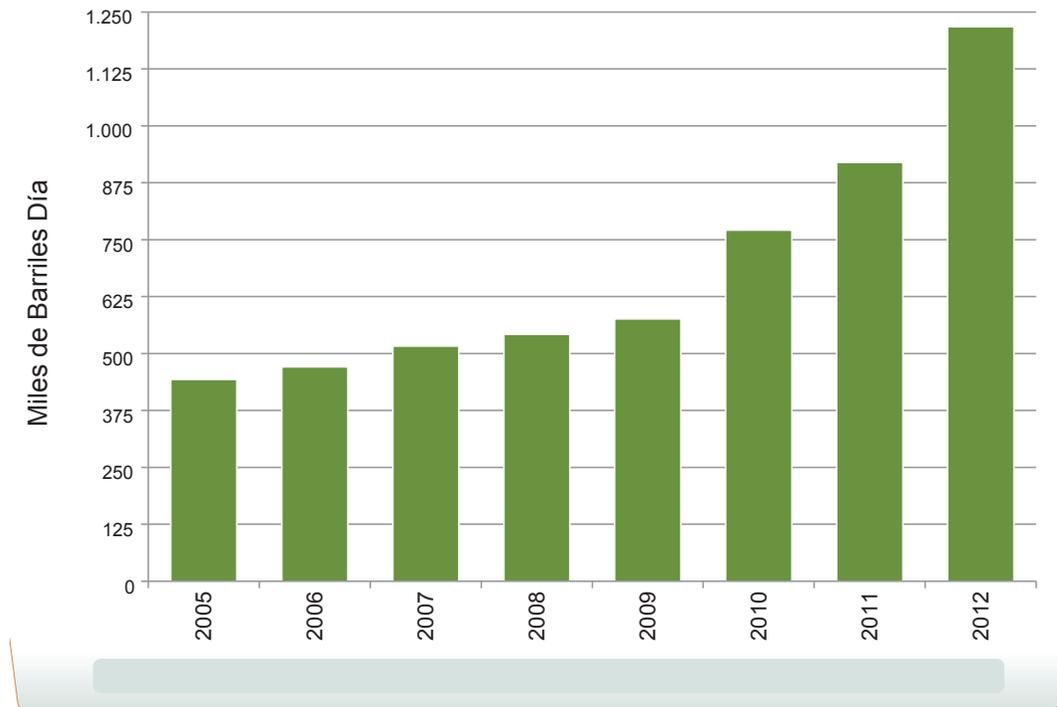
Fuente: ECOPETROL S.A.

En el año 2012 el transporte de crudos por el sistema de oleoductos movilizó un poco más de 1.218,6 mil barriles por día, cifra record que demuestra el crecimiento de la producción en el segundo lustro del siglo<sup>25</sup>, lo cual se evidencia en la gráfica 6.1. Al comparar 2012 con el año inmediatamente anterior se presenta un incremento de 32,4% consecuencia directa del incremento de producción petrolera del país. Durante el periodo 2005 - 2012 el incremento en la movilización del petróleo se incrementó a una tasa de 16,5% promedio año, lo que indica las crecientes necesidades del "up stream" siendo notable el comportamiento de los últimos tres años.

25 Ecopetrol S.A.

De todas formas, la cobertura de la red de oleoductos en Colombia es insuficiente para la evacuación de la producción, restando competitividad a la industria por el uso de vehículos para su movilización vía terrestre y que además implica una complejidad logística.

Gráfica 6.1 Evolución del transporte de petróleo



Fuente: ECOPETROL S.A

## 6.2 Proyectos en ejecución y en etapa de análisis

Se adelanta la construcción del Oleoducto Bicentenario, obra que desarrollan en conjunto las empresas Ecopetrol, Pacific, Petrominerales, Hocol, Meta Petroleum, Vetra, C&C Energía y Rancho Hermoso S.A.

Su propósito es contar con la infraestructura necesaria para evacuar los crudos incrementales provenientes de los Llanos Orientales. Se requiere la construcción de un oleoducto de aproximadamente 976 kilómetros en diámetros estimados de 42", 30" y 36", desde la estación Araguaney (Casanare) hasta el terminal marítimo de Coveñas.

El mencionado oleoducto tendrá una capacidad de transporte de 450 miles de barriles día. Adicionalmente se requiere la adecuación y ampliación de las estaciones de bombeo existentes así como la construcción de nuevas instalaciones.

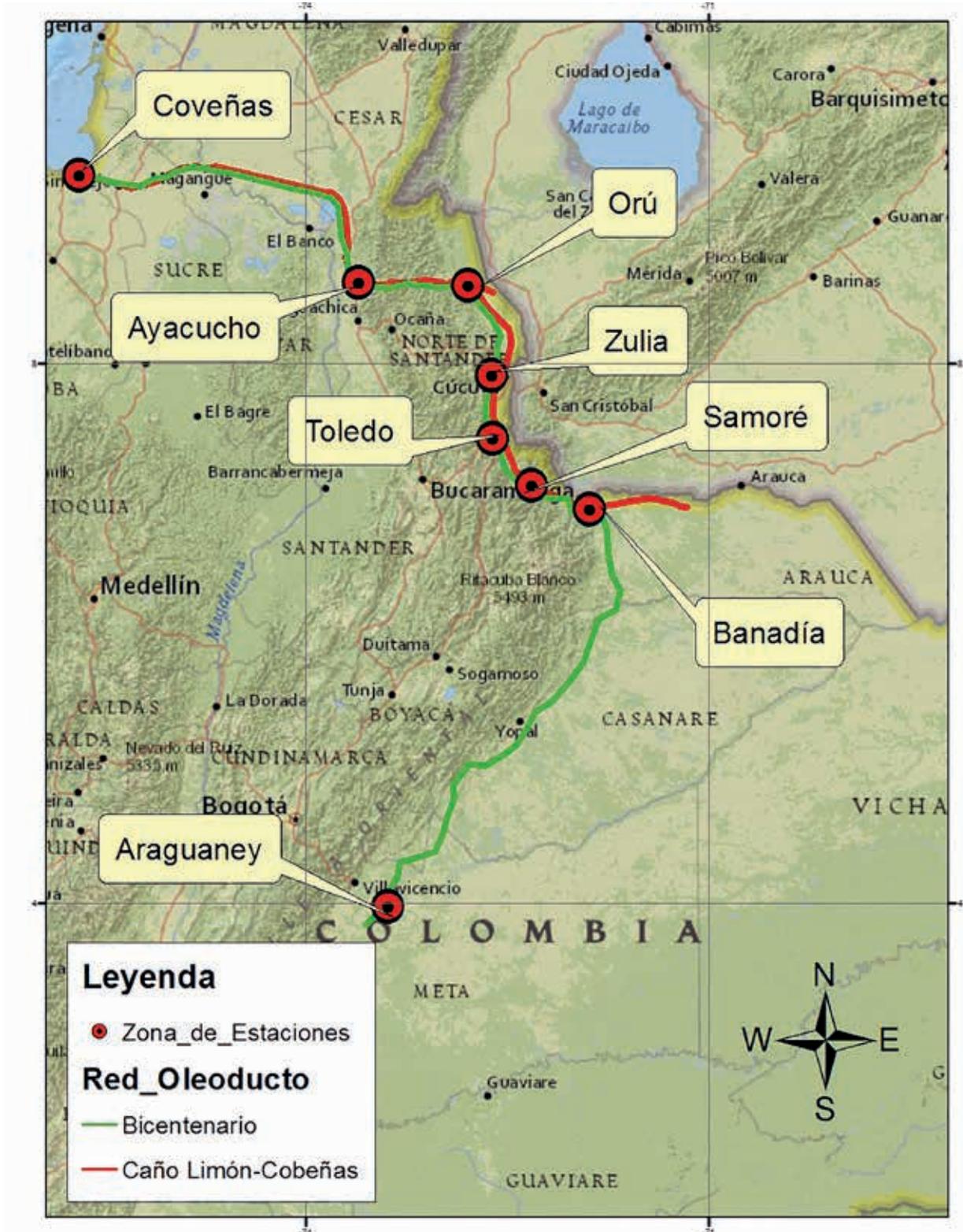
Las principales etapas<sup>26</sup> del proyecto son:

### Etapa 0: Obras Iniciales

Se invirtieron más de MUS\$ 90 en la construcción de un descargadero en Banadía (Arauca) y facilidades de almacenamiento e interconexión con el oleoducto Caño Limón-Coveñas. Estas instalaciones tienen una capacidad de descarga de 40 kbpd, dos (2) tanques de 50 kb cada uno, ocho (8) bahías de descarga de carrotanques y cinco (5) unidades de bombeo.

<sup>26</sup> Proyecto Oleoducto Bicentenario

Mapa 6.1 Trazado oleoducto Bicentenario



Fuente: Oleoducto Bicentenario

### **Etapas futuras:**

La construcción se inició el 8 de septiembre de 2011. El primer tramo conectará la estación de Araguaney, ubicada en Yopal, con la estación Banadía en el municipio de Saravena. El propósito es empalmar el nuevo oleoducto con el Caño Limón-Coveñas y utilizar la capacidad remanente de 120 mil barriles día hasta el terminal de Coveñas. En este tramo, el oleoducto tendrá una capacidad final de 600 mil barriles día.

Las facilidades de almacenamiento serán dos (2) tanques de 150 mil barriles en Araguaney y un tanque adicional de 50 mil en Banadía; en el terminal de Coveñas se construirán dos tanques de 600 miles de barriles día cada uno.

### **Etapas futuras:**

- Construcción Oleoducto Banadía-Coveñas: oleoducto de longitud aproximada de 746 km, en tubería de 36" y 30", atravesando los departamentos de Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
- Construcción y adecuación en la estación Araguaney: construcción de dos tanques adicionales de almacenamiento de 150 mil barriles cada uno, montaje de unidades de bombeo para una capacidad de 600 mil barriles día y ampliación de los sistemas auxiliares.
- Estaciones entre Banadía y Ayacucho: construcción de las instalaciones de bombeo en las estaciones de Banadía (Arauca), Samoré y Toledo (Norte de Santander) y estaciones reductoras de El Carmen (Norte de Santander) y Ayacucho (Cesar); construcción de la nueva estación de bombeo de Salazar (Norte de Santander) con capacidad para bombear 450 miles de barriles día de crudo de 18° API y viscosidad de 300 cstk.
- Ampliación del terminal marítimo de Coveñas: construcción de tres (3) tanques adicionales de 600 mil barriles cada uno para alcanzar una capacidad de almacenamiento de 3 millones de barriles. La construcción de una línea submarina y el montaje de una monoboja (TLU4) para el cargue de tanqueros de hasta 2.000.000 de barriles.

La capacidad de transporte de crudo y productos refinados se modificó durante el año 2012 para aumentar la capacidad en los principales oleoductos en cargaderos y descargaderos y en algunos poliductos. El sistema de transporte de oleoductos pasó de tener una capacidad nominal de 1.109,5 miles de barriles día en 2011 a 1.200 miles de barriles día en 2012, en tanto que el sistema de poliductos pasó de tener una capacidad de 423,4 miles de barriles día en el mismo 2011 a 426 miles de barriles día en el 2012.

Se destaca el aumento de capacidad del transporte de diluyente entre Apiay y los campos de producción de Acacias, Chichimene y Castilla en 40 mil barriles día y la adición de capacidad en 15 mil barriles día en el sistema Pozos Colorados - Galán para un total de 105 mil barriles día de transporte de nafta. Igualmente, el aumento de la capacidad de transporte en el sistema Vasconia - GRB - Galán en 12 mil barriles, así como el incremento de la capacidad del sistema Oleoducto Transandino en 12 mil barriles día totalizando 60 mil barriles día de capacidad.

De igual forma, en 2012 se incrementó la capacidad de bombeo en el corredor Ayacucho - Coveñas en 14,5 mil de barriles día pasando de 60,5 a 75 miles barriles día, con el cambio de una línea 16". Asimismo, se amplió la capacidad de bombeo de 18 mil barriles día del sistema Monterrey - El Provenir y el aumento hasta 35 mil barriles día en la línea Galán - Ayacucho, que permite la evacuación de crudo producido en el Valle del Magdalena Medio, de acuerdo con la información suministrada por Ecopetrol. El mapa 6.2 presenta de manera esquemática la infraestructura de transporte de crudo en el país.

Mapa 6.2 Red nacional de oleoductos existentes



Fuente: Ecopetrol

Por considerarlo de utilidad e interés, se presentan de manera detallada, los mapas de cada uno de los principales oleoductos antes mencionados, tomados de la información de Ecopetrol.

Mapa 6.3.a Oleoducto del Alto Magdalena



Mapa 6.3.b Oleoducto Caño Limón-Coveñas



Mapa 6.3.c Oleoducto Colombia



Mapa 6.3. Oleoducto Central de Los Llanos



Mapa 6.3.e Oleoducto Orensa



### 6.3 Transporte de refinados

El país cuenta con una extensa red para el transporte de refinados para el abastecimiento de los principales centros de consumo con un total de 3.857 kilómetros, que incluye principalmente ductos para gasolinas, diésel combustóleo y GLP. Ecopetrol opera el sistema de refinados excepto el poliducto entre la planta de abasto en Medellín y el aeropuerto José María Córdova de la ciudad de Rionegro.

La tabla 6.2 presenta en detalle las características de esta red: trayectos, diámetro de la línea, longitud y distancia; el mapa 6.4 muestra su ubicación geográfica y la gráfica 6.4 el esquema de distribución a través de los poliductos.

Tabla 6.2 Características del sistema de poliductos

Estación inicial	Estación final	Diámetro (Pulgadas)	Longitud (Kilómetros)	Capacidad (KBPD)
Poliductos Propiedad de Privados				
Medellín	Rio Negro	6	28	7
Poliductos Propiedad de ECOPETROL				
Galán	Sebastopol	16	111	136
Galán	Sebastopol	12	111	42

Continúa

Estación inicial	Estación final	Diámetro (Pulgadas)	Longitud (Kilómetros)	Capacidad (KBPD)
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

Mapa 6.4 Red de poliductos

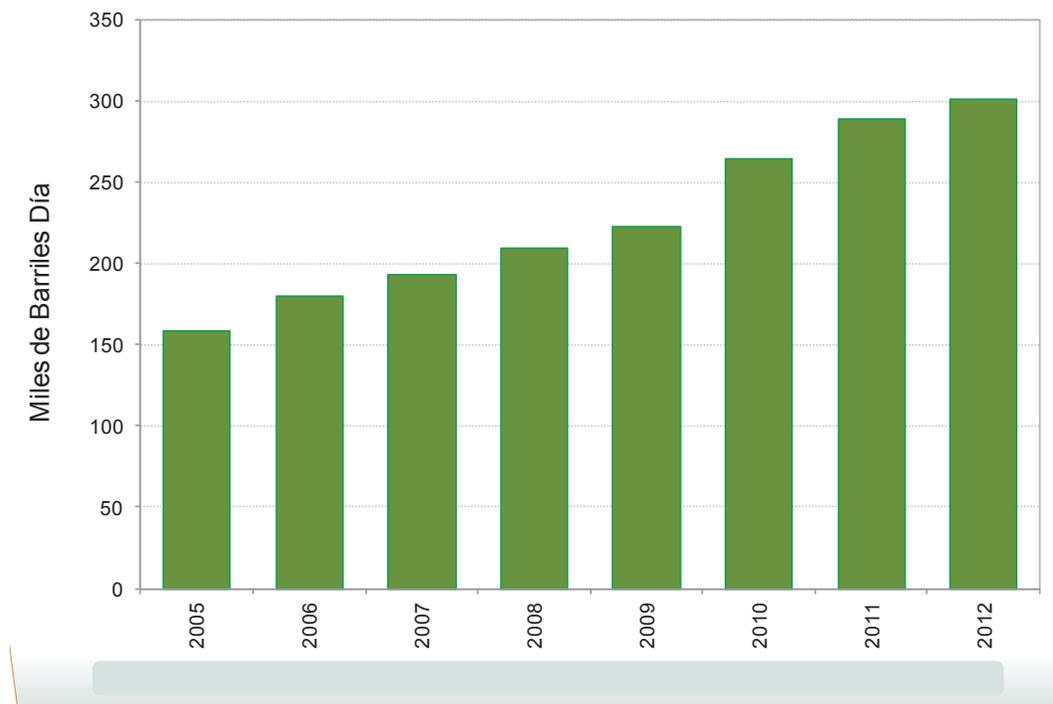


Fuente: Ecopetrol

El transporte de refinados viene creciendo de manera sostenida, particularmente en la segunda mitad de la década, aunque presenta una tasa menor que la movilización de petróleo. Los volúmenes transportados por poliductos han crecido desde 159 mil barriles día en 2005 a 302 miles de barriles día en 2012, que representa un aumento de 90% en ese período y con respecto a 2011, se incrementó 4,1%, como se aprecia en la gráfica 6.2.

Los crecimientos presentados obedecen a múltiples causas, entre las que se encuentran: el crecimiento económico e industrial, el aumento poblacional, el incremento en el parque automotor, en el tráfico aéreo y en el uso de naftas que hoy se utilizan para mezcla con crudos pesados que permiten disminuir su viscosidad y por tanto su fluidez.

Gráfica 6.2 Evolución del transporte de refinados



Fuente: Ecopetrol

Las ampliaciones de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja hacen necesario que se revise la capacidad de transporte de productos por tubería, en razón a la necesidad de poner estos productos en el mercado interno para atender la creciente demanda. Esto conlleva al planteamiento, como una alternativa, de expandir el poliducto de Cartagena a Baranoa, extenderlo y conectarlo al poliducto Pozos Colorados – Galán.

Esta extensión, que implicaría nuevas facilidades de bombeo en Baranoa y una línea de aproximadamente 100 kilómetros, significará una permanente conexión de las dos refinerías, lo que representa una mejora en la logística de suministro de combustibles a los diferentes mercados nacionales.

## 6.4 Almacenamiento de refinados

La operación de distribución requiere tanto de los poliductos como de las facilidades de almacenamiento en los terminales. La tabla 6.3 presenta el detalle de los tanques de almacenamiento de combustibles, para preparación y entrega a los poliductos en la Refinería de Barrancabermeja, que totaliza 2'746.000 barriles de los cuales 403.000 corresponden a gasolinas motor, 1'759.000 barriles a ACPM y 166.000 barriles a turbocombustible.

Tabla 6.3 Almacenamiento de combustibles refinería Barrancabermeja

Centro	Producto	Tanque	Capacidad Nominal Bls	Capacidad Operacional Bls	Capacidad Remanente Bls	Capacidad Útil Bls
GRB	GMR	KO940	211.075	191.886	29.015	162.781
GRB	GMR	KO942	191.036	173.669	28.550	145.119
GRB	GMR	KO947	40.744	37.040	5.868	31.172
GRB	GPR	KO003	47.443	43.130	9.866	33.264
GRB	NAT	KO902	54.428	49.480	9.349	40.131
GRB	NAT	KO934	47.641	43.310	8.484	34.826
GRB	NAT	KO939	208.238	189.307	34.821	154.486
GRB	NAT	KO950	78.282	71.165	11.471	59.694
GRB	VOIL	KO930	24.346	22.133	4.026	18.107
GRB	ACPM	KO921	114.703	104.275	9.086	95.189
GRB	ACPM	KO922	116.045	105.495	10.392	95.103
GRB	ACPM	KO924	140.221	127.474	9.071	118.403
GRB	ACPM 3000 a 5000	KO911	44.462	40.420	3.005	37.415
GRB	ACPM 3000 a 5000	KO943	47.563	43.239	3.985	39.254
GRB	ACEM	KO928	138.729	126.117	9.032	117.085
GRB	ACEM	KO948	233.198	211.998	18.302	193.696
GRB	JET	KO938	75.761	68.874	6.225	62.649
GRB	JET	KO944	48.165	43.786	4.018	39.768
GRB	JET	KO945	58.918	53.562	4.038	49.524

Fuente: Ecopetrol / Itansuca

Las tablas 6.4 y 6.5 presentan las capacidades de almacenamiento de gasolina motor corriente y ACPM en las diferentes terminales del sistema de poliductos, almacenamiento propiedad de Ecopetrol.

Tabla 6.4 Almacenamientos de gasolina regular

Centro	Tanque	Producto	Tipo Techo	Cap. Nominal Bls	Cap. Operacional Bls	Capa. Remanente Bls	Cap. Útil Bls
Mansilla	710	GMR	Flotante	168.010	150.000	19.180	130.820
Salgar	130	GMR	Flotante	75.153	68.070	103.349	57.721
Salgar	137	GMR	Membrana Flotante	18.991	17.525	1.872	15.653
Salgar	152	GMR	Membrana Flotante	105.292	100.392	13.000	87.392
Sebastopol	PO8111	GMR	Flotante	50.000	47.000	6.826	40.174
Sebastopol	PO8112	GMR	Flotante	50.000	47.690	6.957	40.733
Sebastopol	PO8117	GMR	Flotante	114.461	109.000	16.643	92.357
Yumbo	100	GMR	Flotante	99.579	86.300	3.382	82.918

Fuente: Ecopetrol / Itansuca

Tabla 6.5 Almacenamiento de ACPM

Centro	Tanque	Producto	Tipo Techo	Cap. Nominal Bls	Cap. Operacional Bls	Capa. Remanente Bls	Cap. Útil Bls
Cartago	1RESE	ACPM	Fijo	6.000	5.400	200	5.200
Salgar	132	ACPM	Flotante	9.000	8.487	744	7.743
Salgar	134	ACPM	Flotante	20.200	18.519	1.146	17.373
Salgar	139	ACPM	Membrana Flotante	58.969	54.114	6.419	47.695
Salgar	140	ACPM	Membrana Flotante	49.039	42.255	7.065	35.190
Sebastopol	515	ACPM	Flotante	56.733	56.500	6.878	49.622
Sebastopol	516	ACPM	Flotante	102.540	99.260	16.197	83.063
Sebastopol	PO 8120	ACPM	Flotante	24.000	22.900	1.800	21.100
Sebastopol	PO8121	ACPM		23.900	23.000	1.850	21.150
Sebastopol	502	ACPM	Flotante	19.800	19.000	1.400	17.600

Fuente: Ecopetrol / Itansuca

Las facilidades de almacenamiento de combustibles de los distribuidores mayoristas se presentan en la tabla 6.6, tabla que contiene las correspondientes a las plantas de abasto más importantes, conectadas al poliducto.

Tabla 6.6 Capacidad de almacenamiento de mayoristas en terminales

Nodo	Planta (s)	Capacidad Tanques (BLS)	Días de consumo
Baranoa	Baranoa	46.724	9
	Galapa	26.341	
	Barranquilla	24.670	
Bucaramanga	Chimita	159.772	13
	Terminal Exxon-Mobil B/manga	31.068	
Cartago	Planta Cartago	2.905	13
	Planta Conjunta Cartago	61.575	
Gualanday	Planta inactiva Gualanday	5.810	13
	Planta Conjunta Gualanday	68.140	
Mansilla/Puente Aranda	Mansilla	51.009	12
	Planta Biocombustibles Mansilla	19.964	
	Planta Chevron Puente Aranda	73.763	
	Planta Conjunta Mansilla	44.515	
Medellín	Planta Puente Aranda	435.716	11
	Planta Chevron El Pedregal	41.518	
	Planta La María	136.108	
Pereira	Planta Medellín	89.071	15
	Pereira	25.700	
	Planta Pereira	70.214	
Yumbo	Planta Conjunta Yumbo	193.358	16
	Planta Mulaló	63.911	
	Planta Yumbo Inactiva	5.810	

Fuente: SICOM/Itansuca

## 6.5 CENIT

Ecopetrol anunció la creación de CENIT, empresa de dedicación exclusiva al transporte y logística de hidrocarburos. Tendrá la propiedad de todas las instalaciones y facilidades de transporte de crudos y derivados y como tal será la segunda empresa más grande del país, constituida como una filial (100%) de Ecopetrol.

Entre sus principales objetivos se encuentran:

- Ser una compañía especializada para ampliar y fortalecer la red de oleoductos y poliductos frente al reto de la creciente producción de hidrocarburos (crudos y derivados).
- Permitir el acceso a todos los actores, con reglas claras y transparentes, al sistema de transporte.

Esta decisión constituye un avance en el crecimiento de la industria y una señal de reglas claras al mercado, al separar los roles de dueño, planeador, operador y usuario de los sistemas, hoy desempeñados por Ecopetrol. Cenit operará con un modelo abierto, en el que todos los interesados tengan la posibilidad de acceder a la infraestructura de transporte.

Cenit, que contará con activos aproximados a \$13 billones, se conformará con todos los activos de transporte de Ecopetrol, incluidas las participaciones accionarias en Ocesa, Oleoducto de los Llanos, Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de Colombia. A partir de la transferencia de los activos, la relación contractual y comercial se realizará entre Cenit y sus clientes. Asimismo, las condiciones comerciales de los nuevos contratos o proyectos de expansión de la infraestructura serán definidas por la nueva sociedad siguiendo la normatividad aplicable. Ecopetrol continuará realizando la operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte, para lo cual suscribirá los respectivos contratos con Cenit.

## 6.6 Puertos terminales

El país, para el movimiento de crudos y productos, cuenta con puertos/terminales tanto marítimos como fluviales. En el mapa 6.5 se muestran los principales puertos, entre los que se encuentran:

### 6.6.1 Puerto de Coveñas

Es actualmente el principal puerto de exportación de petróleo, pues es el terminal de los oleoductos que transportan los crudos y en un futuro será también el terminal del Oleoducto Bicentenario.

Está ubicado en el Golfo de Morrosquillo y su actividad como puerto de exportación de crudos se inició en el año 1939. Posteriormente, con motivo de la exportación del crudo Caño Limón, operó con una unidad de almacenamiento flotante (FSU), unidad que se reemplazó una unidades de cargue TLU (Tanker Loading Unit).

Está compuesto por tres áreas operativas: VIT, ODC-ACN y costa afuera. Recibe, transfiere, almacena, mide y despacha crudo hacia la refinera de Cartagena. Para la exportación de crudo se utilizan las unidades TLU1 y TLU3, operadas por Ecopetrol. OCENSA opera la tercera monoboja, TLU2.

La terminal VIT tiene una capacidad de almacenamiento de 1.160.000 barriles y la terminal ODC-ACN-Ocesa una capacidad de 2.835.000 barriles. La TLU1 tiene una capacidad de cargue de 40.000 barriles por hora y atiende hasta quince buques al mes. Los tamaños de los buques van desde Panamax hasta Suezmax que se anclan a la monoboja, buques con una capacidad máxima de 150.000 toneladas de DWT.

La TLU3 tiene una capacidad de cargue de 20.000 barriles por hora y atiende hasta quince buques al mes. Los tamaños de los buques van desde Handymax hasta VLCC parcialmente cargados con 1,2

millones de barriles que se anclan a la monoboya, buques con una capacidad máxima de 350.000 toneladas de DWT.

El Oleoducto Bicentenario incluye la instalación de una cuarta monoboya. Por otro lado, Ecopetrol contempla la posibilidad de tener un almacenamiento flotante, costa afuera, con una capacidad de 2.000.000 barriles.

Mapa 6.5. Terminales marítimas y fluviales



Fuente: Ecopetrol S.A.

## 6.6.2 Puerto de Coveñas

Es actualmente el principal puerto de exportación de petróleo, pues es el terminal de los oleoductos que transportan los crudos y en un futuro será también el terminal del Oleoducto Bicentenario.

Está ubicado en el Golfo de Morrosquillo y su actividad como puerto de exportación de crudos se inició en el año 1939. Posteriormente, con motivo de la exportación del crudo Caño Limón, operó con una unidad de almacenamiento flotante (FSU), unidad que se reemplazó por unidades de cargue TLU (Tanker Loading Unit).

Está compuesto por tres áreas operativas: VIT, ODC-ACN y costa afuera. Recibe, transfiere, almacena, mide y despacha crudo hacia la refinería de Cartagena. Para la exportación de crudo se utilizan las unidades TLU1 y TLU3, operadas por Ecopetrol. OCENSA opera la tercera monoboya, TLU2.

La terminal VIT tiene una capacidad de almacenamiento de 1.160.000 barriles y la terminal ODC-ACN-Ocensa una capacidad de 2.835.000 barriles.

La TLU1 tiene una capacidad de cargue de 40.000 barriles por hora y atiende hasta quince buques al mes. Los tamaños de los buques van desde Panamax hasta Suezmax que se anclan a la monoboya, buques con una capacidad máxima de 150.000 toneladas de DWT.

La TLU3 tiene una capacidad de cargue de 20.000 barriles por hora y atiende hasta quince buques al mes. Los tamaños de los buques van desde Handymax hasta VLCC parcialmente cargados con 1,2 millones de barriles que se anclan a la monoboya, buques con una capacidad máxima de 350.000 toneladas de DWT.

El Oleoducto Bicentenario incluye la instalación de una cuarta monoboya. Por otro lado, Ecopetrol contempla la posibilidad de tener un almacenamiento flotante, costa afuera, con una capacidad de 2.000.000 barriles.

## 6.6.3 Puerto de Tumaco

Sobre el Océano Pacífico en el sur de Colombia es terminal del Oleoducto Transandino que transporta crudos desde los campos de Orito en el Putumayo y crudos ecuatorianos provenientes de los campos de Lago Agrio.

Tiene capacidad de almacenamiento de 900.000 barriles para atender buques de hasta 100.000 toneladas. La capacidad de cargue es de 35.000 barriles por día y atiende en promedio cuatro buques al mes. Para el anclaje de los buques cuenta con un sistema multiboya.

La idea que se tiene para este puerto es que en un futuro se puedan cargar buques Suezmax en el sistema de multiboya e implantar una nueva boya para atender buques VLCC. Esto sólo es viable si se construye el oleoducto del Pacífico.

## 6.6.4 Puerto de Pozos Colorados

Se ha utilizado para la importación del déficit de productos (naftas, gasolinas y ACPM) en el interior del país. Actualmente se utiliza primordialmente en el transporte de Diésel de bajo contenido de azufre para el consumo en Bogotá. Igualmente se utiliza para el transporte de los combustibles requeridos por las operaciones carboníferas en el departamento del Cesar.

Tiene capacidad de almacenamiento de 1'000.000 barriles y capacidad de cargue/descargue de 11.000 barriles por hora para exportación y de 23.000 barriles por hora para importación. Está en capacidad de atender buques de 70.000 toneladas y de tamaño Long Range 1 (LR1).

Se ha pensado, aunque todavía no se contempla como un posible proyecto, descargar simultáneo para lo cual se debería instalar una nueva monoboya.

### 6.6.5 Puerto de Buenaventura

Se utiliza como puerto de entrada para importaciones de combustibles para el consumo del occidente colombiano y para el suministro de combustibles por cabotaje desde la refinería de Cartagena.

Posee almacenamiento para 150.000 barriles y una capacidad de recibo de 5.500 barriles por hora. Atiende un promedio de dos buques al mes, con una capacidad máxima de 25.000 toneladas de DWT. El tamaño de los buques va desde Small Tankers hasta LR1 parcialmente cargados hasta 10.000 toneladas, buques que anclan en el muelle.

Se espera que en un futuro la Sociedad Portuaria tenga los proyectos de dragado y mejoras del muelle.

### 6.6.6 Puerto de Cartagena

Un grupo de muelles en la refinería de Cartagena conforma el centro de un inmenso tráfico de comercio exterior, por donde pasan millones de volúmenes de productos refinados. Ubicados sobre el mar Caribe, a una distancia de un poco más de una milla náutica entre sí, el muelle de la refinería de Cartagena y el terminal "Néstor Pineda" son la puerta que comunica al negocio de la refinación con los mercados del mundo y con la refinería de Barrancabermeja.

El llamado muelle de la Refinería de Cartagena está compuesto por cuatro muelles distintos: uno fluvial, otro conocido como el muelle del Opón dedicado exclusivamente al recibo y entrega de GLP con destino a la refinería de Barrancabermeja y un largo brazo que entra en el mar y que se bifurca en tres terminales: una zona central, una plataforma para buquetanques y otra para exportaciones y ventas locales de gas licuado del petróleo (GLP). Tiene una capacidad de cargue y descargue de 10.000 barriles por hora y atiende en promedio diez buques mensuales con una capacidad máxima de 85.000 toneladas de DWT. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 75.000 barriles y lo opera la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol (VIT) desde 2005. Se entregan y reciben gasolinas, naftas, JP, ACPM en diferentes calidades, alquilatos y productos negros.

Con la ampliación de la refinería se espera atender 11 buques con un volumen promedio de 3.000.000 barriles por mes. Con la entrada del canal Varadero se espera que este muelle pueda recibir barcos LR2 con capacidad de 1.000.000 barriles.

El muelle Néstor Pineda, conformado por una plataforma marina y un muelle que permite atender hasta seis planchones simultáneamente, tiene una capacidad de cargue y descargue de 20.000 barriles por hora y atiende en promedio seis buques mensuales. Al igual que el anterior, lo opera VIT desde 2005. Entrega y recibe combustóleo (fuel oil) y únicamente recibe crudos. Los buques son de tamaño Handymax hasta Aframax (parcialmente cargados hasta 81.000 toneladas) con capacidad máxima de 85.000 toneladas de DWT. El anclaje de los buques se realiza muelle costa afuera.

Para el manejo del GLP (importación y/o exportación), cuenta con un terminal marítimo con una capacidad de cargue y descargue de 1.800 barriles por hora, terminal que atiende un promedio de 3 barcos al mes, con un DWT máximo de 12.000 toneladas.

Los puertos fluviales para el manejo de crudos y productos están ubicados sobre el río Magdalena y el brazo del mismo a Cartagena, en las dos refinerías con que cuenta Ecopetrol. Se utilizan para el transporte de productos entre ellas y para ventas locales.

La tabla 6.7 resume el Plan de Inversiones de Ecopetrol a desarrollar entre los años 2011 y 2015 en el área de almacenamiento y transporte de refinados.

Tabla 6.7 Plan de inversiones de Ecopetrol 2011 - 2015

Proyecto	Capacidad (kb)	Inicio Operación	Objetivo
POLIDUCTO ANDINO	53	jun-11	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente a 53 kbpd desde Sebastopol hasta Monterrey, requerido en los campos de crudo pesado (Castilla, Chichimene Y Rubiales).
AMPLIACIÓN CAPACIDAD TRANSPORTE DILUYENTE	120	dic-12	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente a 120 kbpd del Poliducto Andino, manteniendo una capacidad de transporte de combustibles de 30 kbpd hacia Tocancipá.
LINEA INTERCONEXIÓN MANSILLA-TOCANCIPA	30	jun-13	Asegurar el suministro de combustibles hacia Bogotá y la zona centro oriente del país, a través de la integración del anillo de transporte de hidrocarburos desde Puerto Salgar, Mansilla, Sebastopol y Tocancipá, con el fin de minimizar la Vulnerabilidad de abastecimiento de combustibles.
OPT POLIDUCTO GALÁN POZOS	120	dic-11	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente y refinados a 120 kbpd requerido en los campos de crudo pesado (Castilla, Chichimene y Rubiales), manteniendo la capacidad de transporte de combustibles del plan de continuidad del Ministerio de Minas y Energía.
LINEA SUBMARINA POZOS	57	ago-11	Viabilizar la operación multiproducto y bidireccional de 57 kbpd, asegurando la calidad del producto transportado y disminuyendo los volúmenes de producto contaminado en el Terminal Pozos Colorados
Integridad de tanques GPO		2015	Realizar la inspección de 314 kb y rehabilitación 107 kb de tanques de almacenamiento de hidrocarburos a presión y atmosféricos de la Vicepresidencia de Transporte <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizar la confiabilidad de la infraestructura del almacenamiento de la VIT, migrando hacia el concepto de mantenimiento INTEGRIDAD DE TANQUES GPO por condición</li> <li>• Reducción de fallas de los tanques.</li> </ul>
INTEGRIDAD DE TANQUES 2011 - 2013 GPO		2013	Inspección de 253 kb en 11 tanques y rehabilitación de 361 kb en 14 tanques de la Gerencia de Poliductos
VARIANTES, REALINEAMIENTOS Y REPOSICIONES GPO 2013- 2015		2015	Intervenir diversos puntos de la infraestructura de líneas de acuerdo con la definición y priorización de la coordinación de integridad de la gerencia de desarrollo de transporte teniendo en cuenta criterios de afectaciones ambientales y sociales así como de integridad mecánica de la tubería para los años del 2013 al 2015

Fuente: Ecopetrol / Itansuca

Actualmente existe una desigualdad regional en lo que a infraestructura y abastecimiento de recursos energéticos nacionales se refiere. Por una parte, la zona norte cuenta con un desarrollo importante de infraestructura, tanto de procesamiento como de transporte de combustibles que permiten impulsar la actividad, mientras que en el sur del país se cuenta con cierta cantidad de recursos energéticos; no obstante, su infraestructura de transporte para abastecer a las localidades es limitada. Por ello, se requiere mejorar el suministro de combustibles en todo el territorio para posibilitar el aprovechamiento de las oportunidades que se presentan en las regiones con recursos energéticos para la construcción de elementos de desarrollo industrial, generando así las condiciones que permitan un mejor ambiente y calidad de vida.



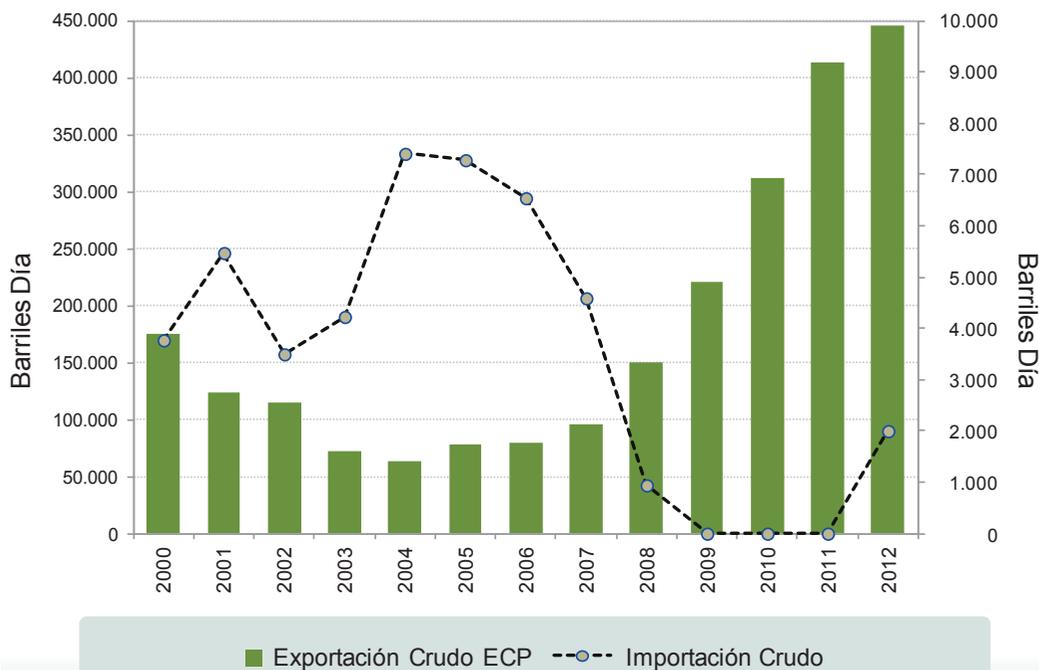
En este capítulo hace referencia a la balanza comercial de Hidrocarburos incluyendo tanto crudo como los derivados de petróleo. Con mayores exigencias de carácter ambiental, Colombia viene incrementando su participación en el mercado global del petróleo en razón a sus excedentes de exportación, volúmenes que incrementan año a año como los presenta la gráfica 7.1.

## 7.1 Exportaciones

Al finalizar 2012, las exportaciones totales de crudo alcanzaron los 622 mil barriles día, 4,1% más que en 2011 cuando se llegó a 598 mil barriles día. La mezcla de crudo creció 62,2 puntos porcentuales con relación a la mezcla en 2000 y en promedio durante el período la tasa de crecimiento logró un 3,3%, destacándose el 2004 como el año de menores exportaciones de crudo.

Son diversas las calidades del crudo que se ofrecen en el mercado internacional y su precio es proporcional a esta característica. No obstante, los crudos pesados se están abriendo espacios, debido a la capacidad de conversión de las refinerías para obtener los máximos rendimientos de crudos cada día más pesado, pero con un menor precio.

Gráfica 7.1 Exportaciones e importaciones de petróleo



Fuente: Ecopetrol

Hacia finales del siglo pasado Colombia exportaba crudos con una calidad excelsa como Cusiana, Cupiagua y Caño Limón, hoy se lleva al mercado externo, petróleos como Castilla Blend, Magdalena Blend y Vasconia, los cuales como el Castilla, son crudos pesados que después de mezclarse con diluyente alcanza 18,8° API, no ácido, pero agrio es decir con cierto contenido de azufre y de alta viscosidad. El 64% de cada barril de este crudo se puede convertir en productos blancos.

El otro crudo exportado es el Magdalena Blend, el cual se caracteriza por ser pesado, pero menos que el Castilla Blend con 20,4° API después de diluido. También es menos agrio, pues tiene 1,6% de azufre, pero es más viscoso. Además, es ácido (TAN de 2,5), así que para ser procesado requiere una refinería con alta metalurgia, anti-corrosión. Pese a su acidez, tiene una carta de presentación que le ha servido para tomar rápidamente un lugar en el mercado por su capacidad de producir mayor cantidad de productos blancos que el Castilla: 76,4%.

El crudo Vasconia Blend es la variedad más liviana de los crudos de exportación colombiana, técnicamente es un crudo intermedio agrio (medium sour) con 24,3° API. Es menos agrio que el Castilla Blend y que el Magdalena Blend (1,03% de azufre). Su viscosidad no supera los 40 centistokes. A diferencia del Magdalena Blend, este es un crudo muy poco ácido (TAN de 0,2).

A comienzos del presente siglo, Ecopetrol importaba crudo en bajas cantidades para mejorar la dieta de crudos cargados a las refinерías, importaciones que se fueron disminuyendo de manera sostenida hasta 2009, suspendidas por los dos siguientes años y nuevamente activadas en 2012, cuando se regresa al mercado externo para la adquisición de crudos de distinta calidad a fin de optimizar la producción de combustibles y adecuar el esquema de refinación a la producción de diésel, ver gráfica 7.1. Considerando que las importaciones fueron marginales, la balanza comercial de crudo se incrementó en 2012 3,79%, sus excedentes frente al valor alcanzado en 2011 y en volumen representaron un aumento de 24,6 miles de barriles día.

Gráfica 7.2 Evolución de las exportaciones de petróleo



Fuente: DANE, DIAN

El comportamiento de los precios del petróleo colombiano está vinculado al comportamiento de los precios de los principales mercados internacionales, que en los últimos años han mantenido precios altos, el precio spot del crudo WTI considerado el precio más representativo del mercado en el hemisferio occidental promedió los US\$94,11 por barril y el precio del petróleo crudo Brent promedió US\$111,6 por barril durante 2012, con un diferencial que se acercó a los US\$15,4/barril, de acuerdo con lo mostrado en la gráfica 7.2.

Durante el año 2012 las ventas al exterior de los crudos Vasconia y Magdalena, crecieron compensando las menores exportaciones de crudo Castilla, South Blend. El precio de Castilla estuvo soportado por la demanda mantenida por los refinadores asiáticos, mientras que en el precio del South Blend se observaron mejores niveles de precios, según lo señalado por Ecopetrol.

La tasa de crecimiento en el ingreso de los recursos creció en promedio durante los seis años 39% y respecto al 2011 lo hizo al 13%. Alusivo a los volúmenes, la tasa media de crecimiento en el período fue de 22% y respecto al 2011 aumentó 10%, con lo cual se aprecia la importancia del sector en las finanzas públicas colombianas, recordando que esta información solo considera petróleo crudo; más adelante se analizará lo correspondiente a las exportaciones de sus derivados.

Entre 2006 y 2012 las importaciones han crecido 484% en términos de ingresos, en tanto que en términos de volumen aumentaron el 224% en el mismo periodo, pasando de 11.460 a 37.147 toneladas métricas finalizando el mismo 2012. Se estima que este comportamiento se mantenga en los próximos años, teniendo en cuenta la prospectividad geológica colombiana y los precios internacionales de petróleo según el Departamento de Energía de lo Estados Unidos, además de los planes contractuales que se avencinan como consecuencia de los contratos suscritos productos de las distintas rondas realizadas por ANH.

Es lógico que con una capacidad de refinación constante hasta tanto los proyectos de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja entren en operación, dichos crecimientos de producción se convierten en una alta proporción en exportaciones. Los principales crudos exportados totales y los importados por Ecopetrol se presentan en la tabla 7.1:

**Tabla 7.1 Balanza comercial de petróleo**

Exportación		Importación
Tipo de Crudo		Tipo de Crudo
Caño Limón	Nare Blend	Oriente
Castilla Blend	Rubiales Blend	Leona 22
Cupiagua	Magdalena Blend	Cabinda
Cusiana	South Blend	Gulfaks
Vasconia	Oriente Light	Calipso

Fuente: Dian, DANE, ECOPETROL

En lo referente a países de destino se encuentra Estados Unidos, principal socio comercial de Colombia, seguido de China, España, Países Bajos, Chile, India y algunos países de Centro América, diversificando de forma importante las zonas geográficas y de comercio, aun cuando el continente americano mantiene la mayor participación de compra de productos. El mapa 7.1, tomado de la revista carta

petrolera de Ecopetrol, señala los principales centros geográficos de destino de las exportaciones de crudos colombianos.

Mapa 7.1 Destinos de los crudos de exportación de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol

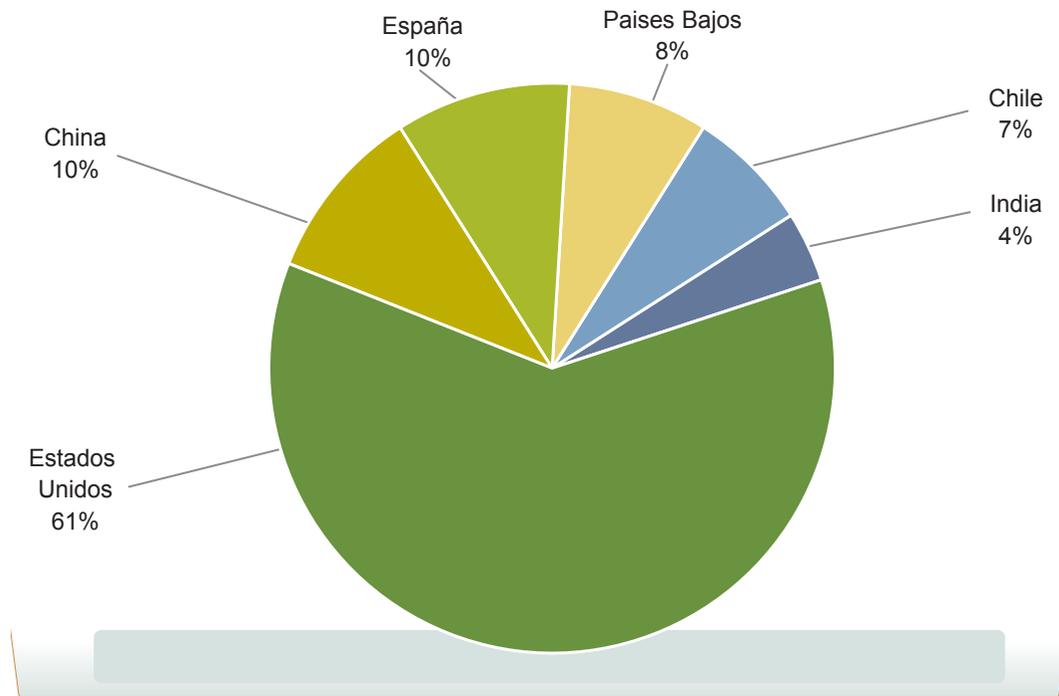
Es evidente que el principal exportador de crudo sea Ecopetrol ya que todavía se mantenía “el monopolio” de esta compañía en lo referente a la propiedad de las reservas y contratos de asociación que aún se mantienen. Adicionalmente, otras compañías como: Homcol inc., Lasmo Oil, Louisiana Land & Exploration, Nomeco, Perenco (Kelt), Tepma, Sipetrol Pacific y Triton, también realizaron exportaciones en 2012 aunque en bajos volúmenes.

La gráfica 7.3 presenta la distribución de exportaciones por país de destino para el año 2012. Durante este año, como lo que ocurre a lo largo del periodo, Estados Unidos es el centro de recepción de los productos derivados con un 61% del total exportado pese a una significativa disminución con respecto a 2001, seguido por España y China con 10% respectivamente, éste último que viene incrementando de manera acelerada su adquisición de productos colombianos.

Los Países Bajos representaron para Colombia otro destacado socio al llegar al 8% del total de productos exportados, así como India que consumió de nuestro país el 4% del total de crudo y productos derivados exportados. De las naciones latinoamericanas, sólo Chile surge como importante comprador con una participación el 7% del total.

De la misma forma que se mostró el comercio exterior para los crudos, en la tabla 7.2 se presenta de manera detallada las exportaciones de productos y las necesidades de importación basadas en los datos de Ecopetrol. Se analiza el comercio exterior para los combustibles líquidos derivados del petróleo, agrupados por productos genéricos, destacando que no se incluyen los datos correspondientes a productos petroquímicos producidos por Ecopetrol.

**Gráfica 7.3 Principales países destino de las exportaciones de petróleo y derivados**



Fuente: DANE, DIAN

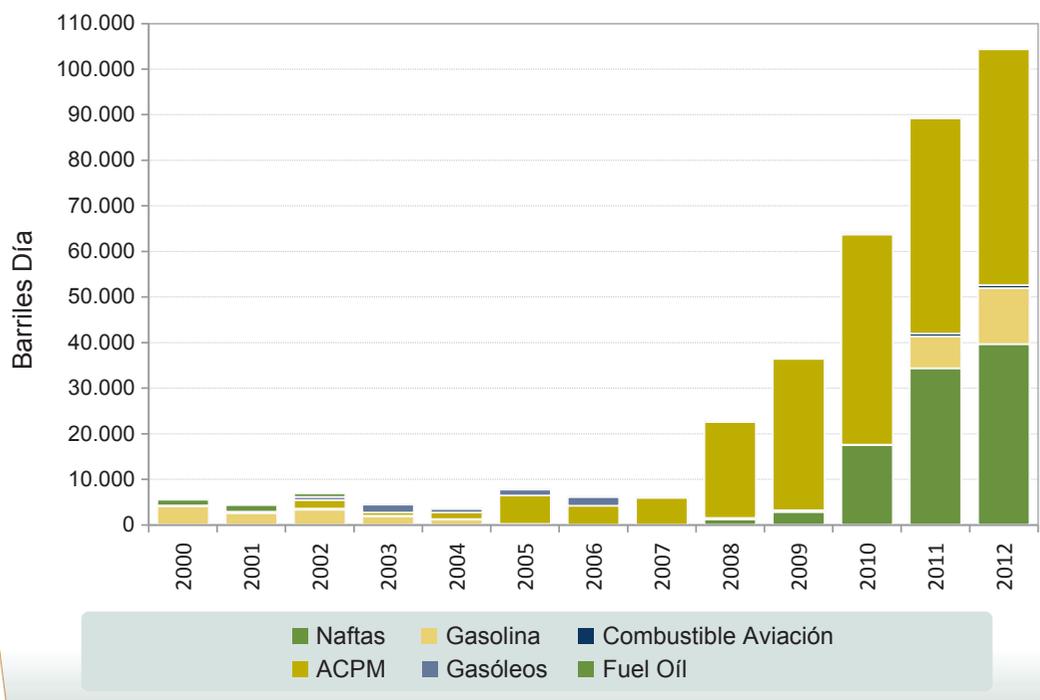
## 7.2 Importaciones

Como la capacidad de producción de derivados de petróleo disminuyó en lo corrido del siglo XXI, esta situación originó el desarrollo de importaciones de algunos de los combustibles líquidos, además de la dinámica propia del crecimiento económico del país, reflejado en una mayor demanda de combustibles particularmente para los sectores de transporte e industria, requiriendo mayores volúmenes de ACPM, naftas y gasolina.

En las importaciones se incluyen los volúmenes requeridos para el abastecimiento, de las denominadas Zonas de Frontera, cuando ello ha sido necesario. Se destaca la reducción continua de las importaciones de gasolinas ya que la capacidad de producción permitía el abastecimiento del mercado interno en razón a la mayor utilización del ACPM, pero los dos últimos años repuntó nuevamente el consumo de gasolinas haciendo necesaria la importación de gasolina de alto octanaje como se observa en la gráfica 7.3, la cual presenta la evolución de las importaciones de productos refinados.

Por otro lado, se hace énfasis en el aumento de las importaciones de Diésel (ACPM) para satisfacer la demanda interna, a pesar de su mezcla con biocombustible (aceite de palma), así como para mejorar la calidad del producto y especialmente por mayores requerimientos de consumo interno, debido al proceso que transformó al mundo desde hace varias décadas de la sustitución de gasolina, principalmente en los segmentos de transporte de carga y pasajeros. Mientras las importaciones de nafta crecieron 15,5% con respecto a 2011, las gasolinas aumentaron 75% y el ACPM aunque en mayor volumen demandó 9,5% adicional.

Gráfica 7.4 Importación de refinados de petróleo



Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 7.2 Balanza comercial derivados de petróleo barriles día

Productos	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EXPORTACIONES													
Propanos, Butanos, GLP	1.194	1.594	1.488	1.106	947	1.097	1.155	298	70	314	268	553	2.272
Naftas	17.688	24.108	19.654	17.456	19.389	9.136	13.564	4.071	60	1.629	7.284	7.281	2.591
Gasolinas	0	1.258	195	7.628	1.161	16.606	8.895	4.411	2.586	977	6.077	13.379	9.005
Combustible de Aviación	6.722	8.931	8.054	6.855	5.758	5.351	5.308	1.158	0	4.801	2.993	1.875	583
ACPM	5.577	2.493	3.456	2.855	2.768	5	1.177	0	3.006	5.373	11.687	15.845	14.033
Aceite liviano de Cício	1.073	825	0	0	0	0	0	0	0	1.157	839	208	397
Gasóleos	0	0	555	0	0	0	0	0	149	0	0	391	6
Fuel Oil	46.823	47.985	48.049	52.552	610.004	59.171	64-151	43.035	43.896	59.280	59.900	69.608	49.277
IMPORTACIONES													
Propanos, Butanos, GLP	0	0	85	0	26	56	11	0	331	931	923	451	0
Naftas	0	0	0	0	0	0	0	0	1.172	2.793	17.529	34.333	39.668
Gasolinas	4.071	2.569	3.296	1.883	1.146	75	16	0	253	357	0	6.994	12.236
Combustible de Aviación	170	180	240	141	119	101	84	116	57	54	49	618	673
ACPM	22	117	1.907	678	1.455	6.258	4.058	5.846	21.104	33.220	46.113	47.253	51.757
Gasóleos	0	0	658	1.733	758	1.316	1.974	0	0	0	411	0	0
Fuel Oil	1.203	1.433	780	50	65	128	114	106	84	71	75	148	144

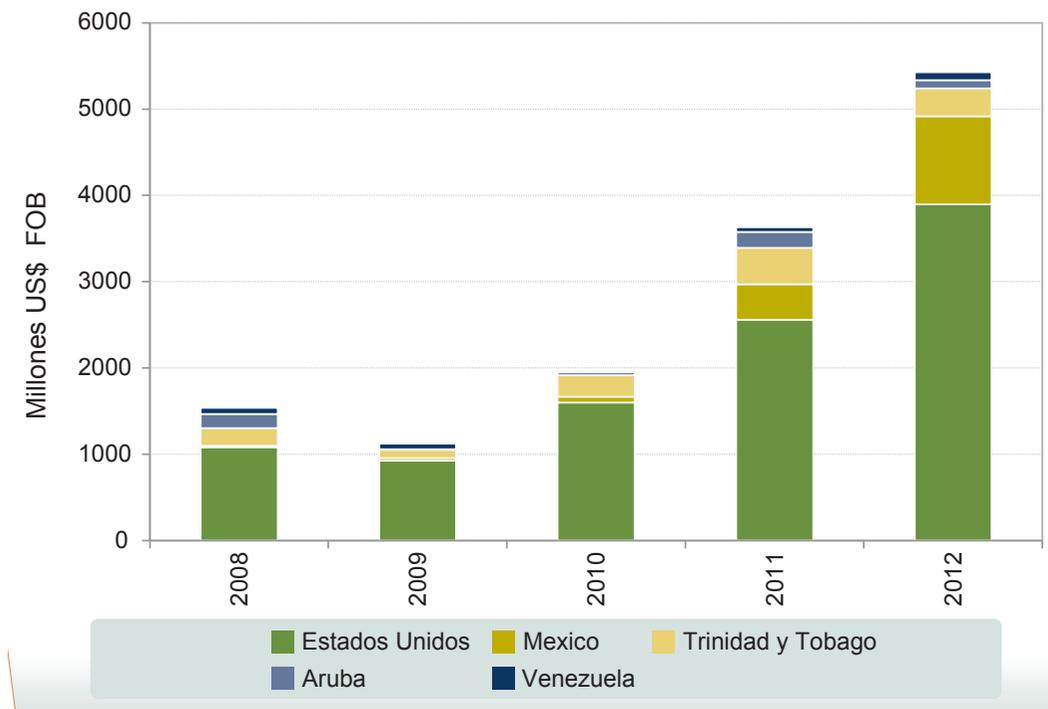
Fuente: Ecopetrol S.A

En cuanto a la balanza comercial de derivados, se aprecia en gasolina y naftas un saldo negativo en los últimos años que se aumenta paulatinamente y se estima que la demanda continuará siendo superior a la producción hasta que se realicen los proyectos de ampliación de las refinerías. Pese a las reconfiguraciones programadas y proyectadas, las importaciones de gasolina crecerán de forma importante. Lo mismo ocurrirá con las naftas las cuales como ya se mencionó se requieren para la movilización del crudo pesado, volúmenes que cada día se incrementan.

En lo correspondiente a diésel o ACPM, es evidente un saldo negativo desde hace más de siete años y se prevé una reducción en las importaciones una vez se duplique la capacidad de refinación de Cartagena. Lo anterior será el resultado del incremento en la oferta en los próximos años, siendo una situación temporal porque la demanda seguirá creciendo. En cuanto al comercio exterior de combustible, éste seguirá con saldo positivo en su balanza, hasta que las refinerías modifiquen su esquema de conversión.

Los principales países de origen de las importaciones de los productos derivados petróleo, señalan a Estados Unidos en primer lugar seguido de México y algunas islas del Caribe y Venezuela. Con respecto a 2011, Estados Unidos, México y Venezuela mostraron tasas de crecimiento positivas correspondientes a 52%, 149% y 69%. Con referencia a la participación relativa durante 2012, Estados Unidos fue responsable de 71,8%, mientras México proporcionó el 18,8% sumando entre los dos algo más del 90% del total importado.

Gráfica 7.5 Importaciones según país de origen



Fuente: DANE

El restante 10% provienen de diversos países tanto de Latinoamérica como de la Unión Europea.





Unidad de Planeación Minero Energética



Calle 26 No. 69D - 91 Piso 9  
Conmutador (571) 222 0601  
[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)