

**SITUACIÓN ACTUAL Y  
PERSPECTIVAS PETROLERAS 2009 – 2010**

ANDREAS FAUST\*  
afaust@bancomercantil.com

**CONTENIDO****SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS PETROLERAS  
2009 – 2010**

1. Introducción
2. Situación reciente en el Mercado Petrolero Mundial
3. Situación del Mercado Petrolero Venezolano
4. Perspectivas Petroleras Globales para el Período 2009 – 2010
5. Perspectivas Petroleras de Venezuela

**NORMATIVA LEGAL  
INDICADORES ECONÓMICOS****1. INTRODUCCIÓN**

En el año 2009, el mercado petrolero estuvo afectado por la crisis económica global que comenzó en el año 2008 y se desencadenó abruptamente a partir de la quiebra del Banco Lehman Brother en septiembre de ese mismo año. Bajo este contexto y ante la perspectiva de una recesión económica global aún más aguda que la experimentada en la década de los años 30 del siglo pasado, los precios de los principales productos básicos (commodities), principalmente el petróleo, acusaron disminuciones hasta finales del año 2008 con una velocidad y profundidad nunca antes vista. La reacción gubernamental en los países más afectados ante la importante crisis económica global, consistió fundamentalmente en un conjunto de paquetes de rescate del sistema financiero y programas de transferencias fiscales que atenuaran el impacto de la recesión. A su vez, la OPEP mantuvo un elevado grado de cumplimiento de los recortes en la oferta petrolera, lo que condujo a una subida, si bien lenta, de los precios. En este boletín, se describen los hechos más relevantes que explican el comportamiento del mercado petrolero durante

el año 2009 y se presentan las perspectivas para lo que resta de este año y para el año 2010.

**2. SITUACIÓN RECIENTE EN EL MERCADO PETROLERO  
MUNDIAL**

En esta sección se describen los principales fundamentos observados en el mercado petrolero mundial hasta agosto de este año, tanto por el lado de la demanda como de la oferta petrolera, así como también en el movimiento de los inventarios. El aspecto especulativo se examina en conjunto con el mercado financiero, para finalmente como resultado, analizar el comportamiento reciente de los precios petroleros.

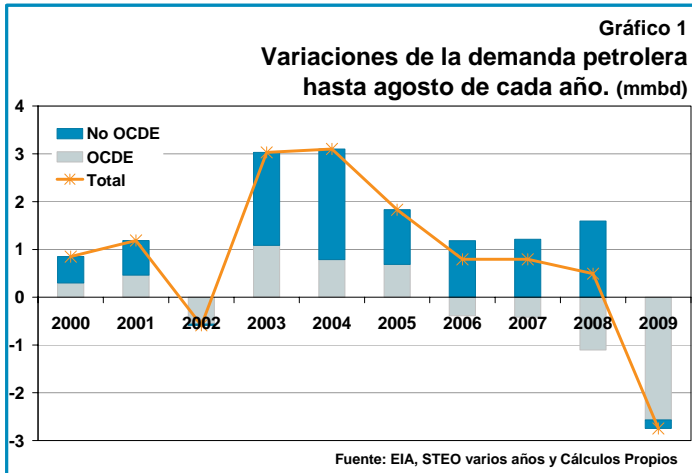
Con respecto a la situación del mercado petrolero venezolano se describe con la información disponible en los diferentes ámbitos de la oferta y de demanda interna y externa, así como el desenvolvimiento de los precios de la cesta venezolana.

**2.1 La Demanda Global**

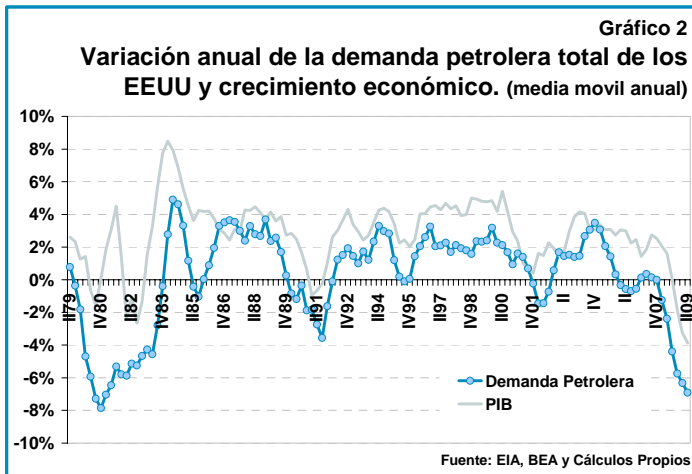
La demanda petrolera mundial mostró una significativa caída en los primeros ocho meses de este año. La magnitud de dicha caída no se observaba desde el período 1981-1982, cuando el consumo anual acumuló en estos dos años una reducción superior a los 2 mmbd. Destaca que, hasta agosto, el consumo de petróleo en los países industrializados se contrajo por cuarto año consecutivo (Ver Gráfico 1), al alcanzar en esta ocasión 2,6 mmbd. Esta caída se originó principalmente en la reducción de: 1 mmbd en los EEUU y 600 mbd en Europa y Japón. Además, por primera vez desde el año 2002, se observó una disminución en el consumo de los Países No OCDE. China, que es el motor principal de la demanda No OCDE, apenas incrementó su consumo en 90 mbd en el lapso enero-agosto de este año, en contraste con los significativos incrementos históricos que rondaban los 500 mbd. En cambio, Rusia y los países de la Antigua Unión Soviética redujeron su consumo en 200 mbd y los otros países de la región asiática contrajeron su demanda en

\* Economista Senior de la Gerencia de Investigación Económica de Mercantil Banco Universal.

300 mbd. Por otro lado, los países exportadores de petróleo incrementaron su propio consumo, en esta ocasión en 140 mbd. Como resultado de este comportamiento, la participación de la demanda petrolera de los Países No OCDE en el consumo global continuó incrementándose hasta alcanzar 45,5% en el año 2009, contra 37% registrado una década atrás.



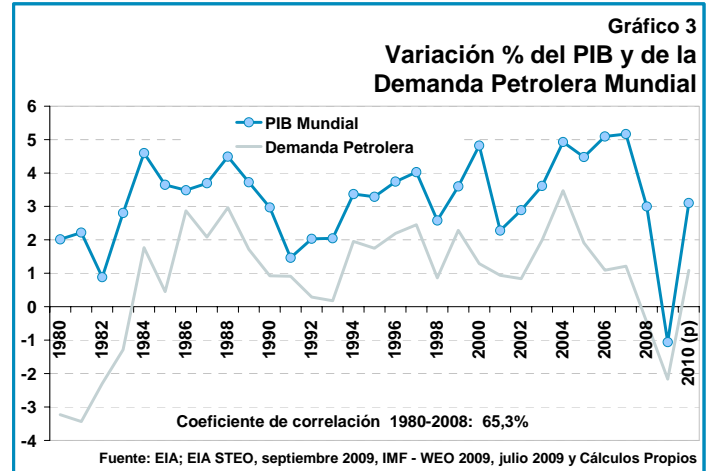
La demanda petrolera de los EEUU<sup>1</sup>, como puede apreciarse en el Gráfico 2, registró una reducción promedio de 6,9% en este último año, muy similar a la caída experimentada en el período 1981 – 1982 cuando alcanzó 7,9%, el máximo registro experimentado desde que se dispone la información estadística histórica (1975).



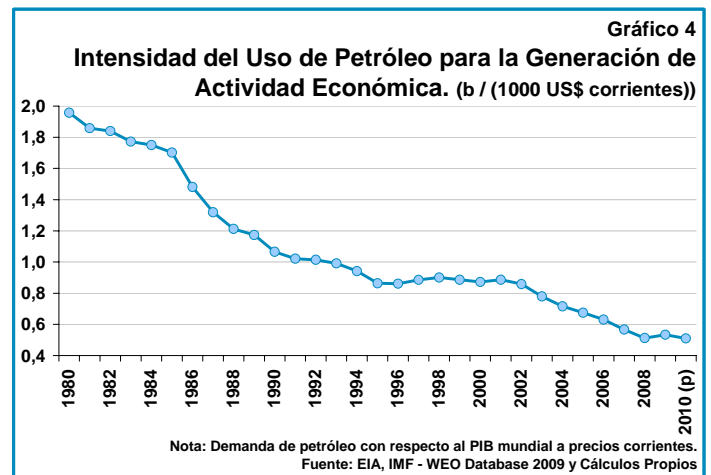
A partir de la crisis financiera de los EEUU que se inició en agosto del año 2007, comenzó a registrarse una fuerte desaceleración en el crecimiento de su actividad económica, lo que a su vez impactó negativamente al resto de las economías del mundo. En este sentido, se observó la mayor contracción económica en los EEUU de por lo menos cuatro trimestres consecutivos, registrándose

<sup>1</sup> El gráfico muestra el promedio de seis meses de la tasa de variación anual.

las más elevadas tasas de crecimiento económico negativo en la historia estadística y superando los máximos registros que se habían experimentado en el período 1981-1982 (Ver Gráfico 2).



En este sentido, el Fondo Monetario Internacional (FMI) espera que la contracción de la economía global alcance 1,1% en este año, lo que resultaría en una caída de 2,2% en la demanda petrolera global, lo que indica un comovimiento relativamente elevado (65,3%) entre la variación de la actividad económica global y la variación en el consumo (Ver Gráfico 3). Además, destaca que la reducción que venía experimentándose desde el año 2002 en la intensidad del uso del petróleo para la generación de productos y servicios a nivel global<sup>2</sup> pareciera detenerse, ya que la crisis económica se espera se diseminará por el mundo y la contracción económica nominal es mayor que la del consumo de energía (Ver Gráfico 4).



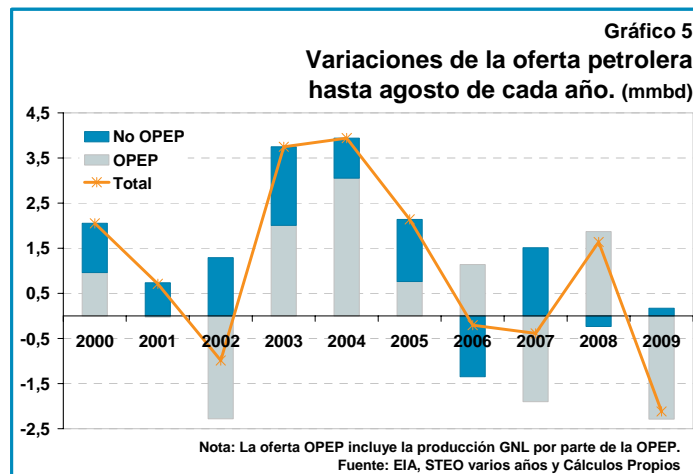
<sup>2</sup> Medido en barriles por miles de US\$ corrientes. En este sentido el FMI prevé una contracción de 6% para el PIB global debido a la reducción de precios en el ámbito de los commodities con respecto al año 2008.

## 2.2 La Oferta Global

Ante la profundización de la crisis económica global a finales del año 2008, la OPEP tomó en varias ocasiones la decisión de recortar su oferta de crudos a partir de enero de este año, con la finalidad de impedir una caída aún más profunda en los precios de petróleo<sup>3</sup> a la ya registrada a finales del año pasado. En este sentido, la OPEP mantuvo en los primeros cinco meses del año una reducción de su oferta de crudos que alcanzó 1,4 mmbd, lo que se tradujo en un cumplimiento del recorte anunciado de 65%, para luego incrementar la oferta nuevamente. Según informaciones de la EIA, la oferta de crudos de la OPEP se encuentra en 530 mbd por debajo del nivel alcanzado en diciembre de 2008 y 1,95 mmbd menor que el nivel referencial de los recortes anunciados en septiembre de 2008<sup>4</sup>. Durante el año 2009, la OPEP no acordó una reducción adicional de su oferta sino más bien se propuso alcanzar un mayor cumplimiento de los recortes acordados previamente.

Los recortes en la producción con respecto al nivel de septiembre del año pasado fueron soportados principalmente por Arabia Saudita (-1mmbd), Kuwait (-200

mbd) y los Emiratos Árabes Unidos-EAU (-200 mbd). Por su parte, Nigeria y Venezuela continuaron reduciendo su oferta de crudos, en esta ocasión en concordancia con los recortes acordados por la OPEP. En contraste, Angola incrementó su oferta en 120 mbd y los demás países miembros de la OPEP no la variaron de forma significativa (Ver Cuadro 1).



Ante los significativos recortes de la producción de crudos OPEP, la capacidad ociosa se incrementó significativamente. Según la EIA, la capacidad ociosa de la

**Cuadro 1**  
**Producción de crudos de la OPEP (mb/d)**

	2007	2008	Jul-08	Ago-08	Sep-08	2009 <sup>1/</sup>	Capacidad ociosa <sup>3/</sup>		Cuota actual <sup>2/</sup>
							EIA	IEA	
<b>Arabia Saudita</b>	8.688	9.123	8.020	8.040	8.015	7.984	8.010	2.600	3.400
<b>Irán</b>	3.886	3.915	3.790	3.760	3.780	3.744	3.330	100	200
<b>Venezuela</b>	2.413	2.338	2.210	2.205	2.230	2.168	2.010	0	190
<b>EAU</b>	2.489	2.545	2.270	2.250	2.270	2.231	2.230	200	580
<b>Kuwait</b>	2.426	2.529	2.200	2.200	2.185	2.171	2.220	200	410
<b>Nigeria</b>	2.149	1.927	1.750	1.780	1.805	1.804	1.700	0	860
<b>Libia</b>	1.703	1.715	1.535	1.530	1.520	1.536	1.470	0	220
<b>Argelia</b>	1.364	1.387	1.285	1.270	1.260	1.261	1.200	0	180
<b>Qatar</b>	809	833	705	723	720	704	730	215	130
<b>Angola</b>	1.646	1.861	1.810	1.835	1.815	1.742	1.510	185	310
<b>Ecuador</b>	490	498	460	462	445	450	430	0	40
<b>OPEP (sin Irak)</b>	28.062	28.672	26.035	26.055	26.045	25.797	24.840	3.500	6.520
<b>Irak</b>	2.071	2.357	2.450	2.390	2.350	2.373	nd	0	0
<b>OPEP<sup>4/</sup></b>	30.133	31.028	28.485	28.445	28.395	28.170	24.840	3.500	6.520

Notas: nd: No disponible, 1/ Promedio hasta septiembre. 2/ Cuota vigente desde enero 2009.

3/ Máxima capacidad definida como el máximo de la producción que: a) puede ser ofrecido en un período de 30 días y b) mantenido para un período de por lo menos 90 días. Las cifras se refieren a la producción de agosto 2009 según IEA y EIA.

4/ Angola entró en enero 2007 como miembro pleno a la OPEP, Ecuador reanudó su membresía en noviembre 2007. Indonesia se retiró como miembro activo en septiembre 2008 y quedó sin cuota de producción asignada.

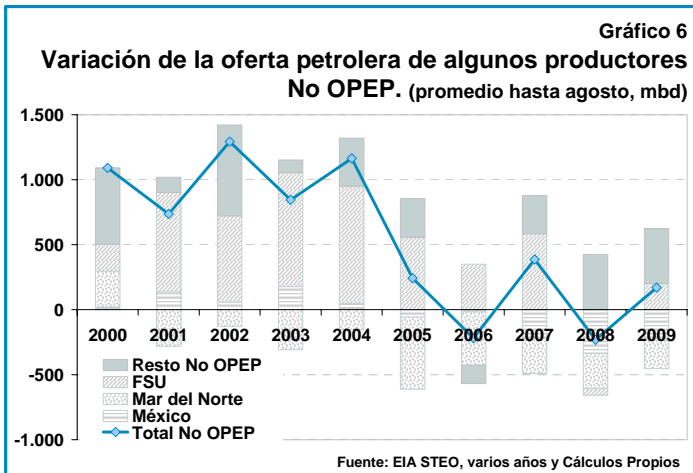
Fuente: Bloomberg, IEA, EIA y OPEP

<sup>3</sup> Los precios de petróleo WTI se redujeron en cinco meses desde su máximo valor en julio 2008 hasta diciembre 2008 en 68% lo que equivale a una caída mensual en promedio de 20%.

<sup>4</sup> La OPEP anunció en varias ocasiones finales del año 2008 recortes cuales en su conjunto llegaron a reducir la oferta en al rededor de 4 mmbd.

OPEP pasó de un nivel de 1,1 mmbd en agosto del 2008 a 3,5 mmbd en igual mes de este año. Según la IEA, esta capacidad alcanzó un nivel de 6,5 mmbd en agosto de 2009 comparado con 2,73 mmbd en agosto del año pasado. Esto significa que, según la EIA, se regresaría a niveles relativos de la oferta global del año 2000, pero lejos de las capacidades excedentarias de los años 80. El país que mantiene la mayor capacidad ociosa

dentro de la OPEP es Arabia Saudita, quien aporta más del 50% de la misma.



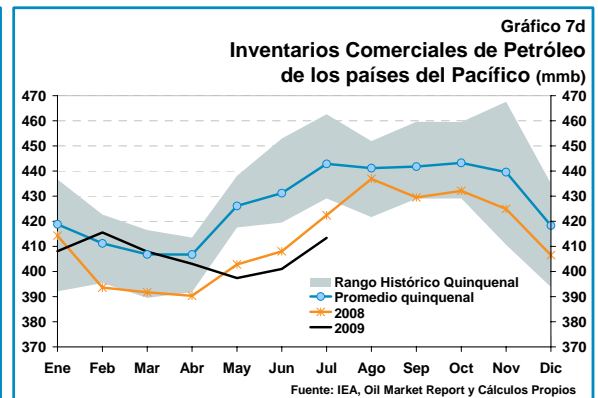
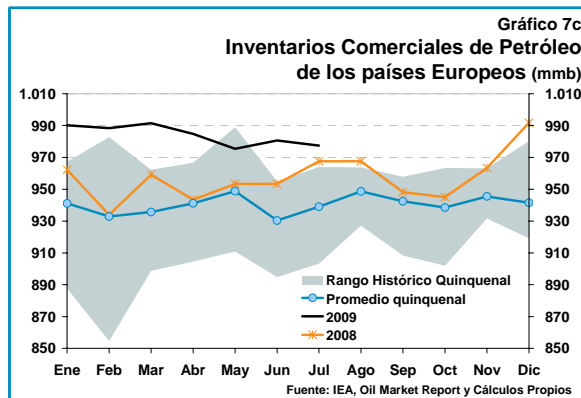
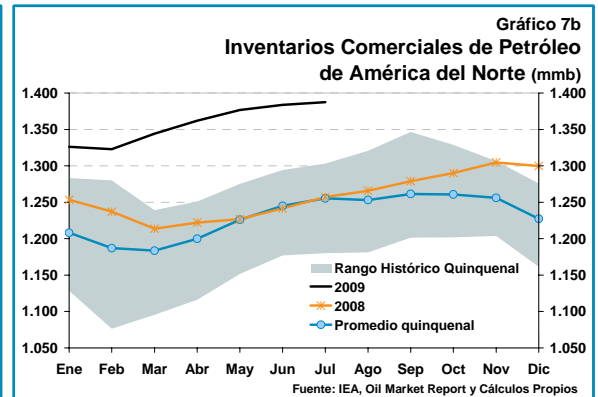
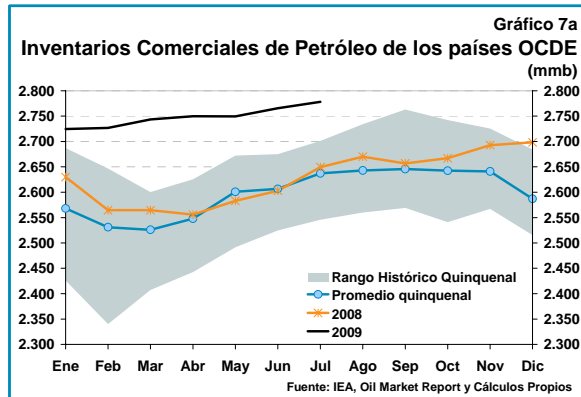
En el Gráfico 5 se observa el comportamiento de la oferta petrolera global en promedio hasta agosto de este año, en el que se destaca el esfuerzo de la OPEP de mantener el balance petrolero equilibrado. Pero a pesar de la profundidad de la crisis económica global, la reducción en la oferta OPEP es muy parecida a la experimentada en el año 2002. El efecto de esta contracción es aún mayor si se considera que la No OPEP perdió hace dos años su influencia en la oferta petrolera global. En efecto, las fuertes declinaciones en los países exportadores como México y Noruega no pudieron ser contrarrestadas por los incrementos en la Antigua Unión Soviética y Brasil de 190 mbd y 210 mbd respectivamente (Ver Gráfico 6).

Con respecto a la producción de hidrocarburos líquidos<sup>5</sup> diferente al crudo de petróleo por parte de la OPEP, siguió creciendo en 500 mbd al comparar agosto del año 2009 en relación con el mismo mes del año pasado. Esta oferta, que no entra al sistema de cuotas, alcanzó 5 mmbd en

agosto de este año (6% de la oferta petrolera mundial) y se contabiliza en numerosas ocasiones como oferta No OPEP.

### 2.3 Inventarios

Hasta julio de este año, se estima que la diferencia entre el promedio de la demanda y la oferta petrolera mundial resultó negativa en 400 mbd, es decir, la demanda global fue menor que la oferta global. Esto permitió una notable formación de inventarios en los países OCDE<sup>6</sup>, tanto en la parte comercial como en la gubernamental, situación que no se observaba desde hacía dos años. En este sentido, ante la menor demanda petrolera mundial, la cobertura de la demanda futura tendió a incrementarse y se fortaleció la función de atenuar interrupciones inesperadas en la oferta que desempeñan los inventarios, con lo se evitaron mayores presiones al alza en los precios de petróleo. En los Gráficos 7<sup>a</sup> – 7<sup>d</sup> se puede observar la situación de los inventarios totales<sup>7</sup> comerciales de las diferentes regiones de la OCDE, así como de su conjunto. La fuerte reducción



<sup>6</sup> No hay estadísticas sobre los niveles de inventarios en los países No OCDE disponibles.

<sup>7</sup> Los inventarios de petróleo de la OCDE están compuestos por: 52% de productos como gasolina, destilados medianos y pesados, así como otros productos; 36% de crudos de petróleo y el resto son productos de gas y otros hidrocarburos.

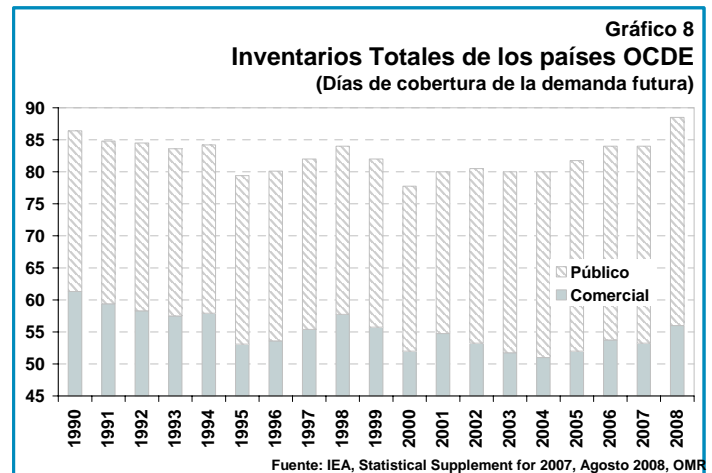
<sup>5</sup> Entre ellos, los condensados de gas y crudo no convencional como ha sido considerada la Orimulsión de la Faja Petrolífera del Orinoco.

de la demanda contrarrestó ampliamente la reacción de la OPEP de reducir la oferta de crudos, permitiendo que los inventarios alcanzaran niveles superiores al promedio quinquenal y a su rango superior quinquenal. Sólo en la región del pacífico la situación de los inventarios es más precaria, dado que, los volúmenes se encuentran por debajo de sus rangos históricos. Al comparar los niveles actuales con los registrados en el año 2008, se aprecia que el total de los inventarios OCDE aumentó en 128 mmbd a lo largo de este año, 61 mmbd en los crudos y 80 mmbd en productos. Estos incrementos se produjeron principalmente en América del Norte.

La demanda para inventarios comerciales, que tienen como objetivo garantizar la continuidad del proceso de refinación y la oferta de productos, varía durante el año según las estaciones climáticas. Estos inventarios reflejan en promedio 64% del total de los inventarios de la OCDE, mientras que, los mantenidos por el sector público representan 46% (Ver Gráfico 8). Estos últimos, identificados como reserva estratégica, se mantienen en los países OCDE por razones de seguridad de suministro energético y, hasta julio de este año acumulaban un total de 1.560 mmbd, lo que representa una cobertura de consumo futuro de 35 días<sup>8</sup>. Al comparar este nivel con el del año previo, se observa un incremento de 32 mmbd o el equivalente a 2 días más de cobertura en el consumo futuro. En cuanto a la reserva estratégica de los Estados Unidos, ésta nuevamente aumentó de manera significativa como resultado del plan de seguridad activado luego de los ataques terroristas del 11 de septiembre del año 2001. En efecto, desde septiembre del año 2001 hasta julio de este año, las reservas estratégicas de los Estados Unidos acumularon un crecimiento de 180 mmbd, hasta alcanzar un nivel de 727 mmb, similar al nivel observado un año atrás. La región Europea y Pacífica reaccionaron de igual manera e incrementaron sus reservas en 23% y 30% respectivamente.

Debido a la fuerte contracción en la demanda petrolera durante este año, el comercio petrolero se redujo, lo que conllevó a un incremento en la capacidad ociosa del transporte, haciendo que los barcos resulten opciones de almacenamiento flotantes. En este sentido, se estima que

el volumen almacenado alcanzó durante este año 130 millones de barriles, esto representa 4,6% del total de los inventarios de los países OCDE. El costo relativamente elevado de esta forma de almacenar inventarios petroleros se cubrió con una situación específica en el mercado de futuros que durante todo el año 2009 estuvo en una situación de contango, es decir, los precios del mercado spot estuvieron por debajo del precio para entregas en el futuro.



Cifras más recientes – las cuales son reportadas semanalmente por la EIA – muestran cómo en respuesta al inicio de la época de invierno, se produjo un cambio en la composición de los inventarios desde crudos hacia destilados, siendo este último uno de los insumos principales para el uso de calefacción. En este sentido, los niveles de inventarios de destilados se encuentran casi 30% por encima de su promedio histórico quinquenal, para alcanzar una cobertura de 50 días del consumo futuro comparado con un nivel promedio de 38 días en esta época del año<sup>9</sup>. Al mismo tiempo, los inventarios de crudos y de gasolina nuevamente se acercaron a su rango histórico a pesar de que aún continúa contrayéndose la demanda petrolera mundial. Ante el elevado nivel de inventarios comerciales, no deberían esperarse alzas abruptas en los precios de petróleo así como tampoco en sus productos derivados.

## 2.4 Mercado de Futuros

Desde hace más de veinte años el mercado de futuros de petróleo funciona como un mecanismo que asegura la entrega futura de una cantidad pactada de petróleo a un

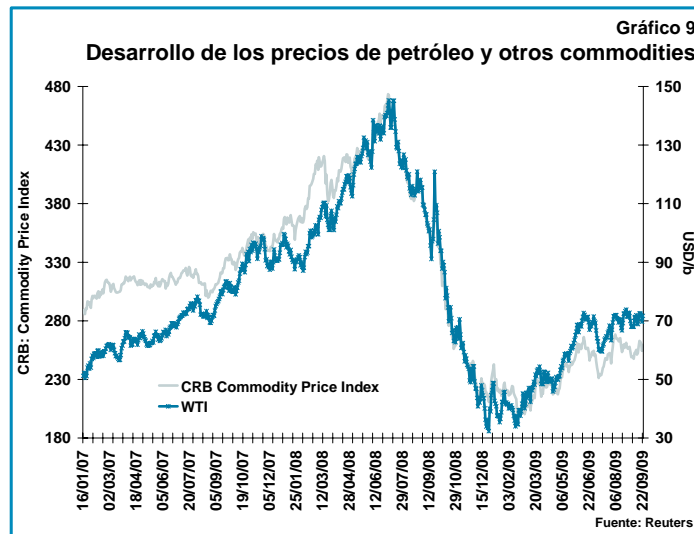
<sup>8</sup> Los EEUU mantienen principalmente una reserva de crudos, mientras que, en Europa 56% son reservas de productos. En la región pacífica 95% de los inventarios públicos son crudos.

<sup>9</sup> Ver para más detalle This Week in Petroleum del 30 de septiembre de 2009, publicado por la EIA (<http://tonto.eia.doe.gov/oog/info/twip/twip.asp>)

precio determinado hoy<sup>10</sup>. Los contratos a futuro parcialmente han venido a sustituir a los contratos de largo plazo en la industria petrolera. Estos contratos de futuros usualmente se pactan con plazos que van desde un mes de anticipación (llamado mercado spot) hasta diez años, contados desde el cierre de la operación hasta la entrega del crudo. El propósito de estos contratos es asegurarse la compra o la venta del crudo de una determinada calidad en una fecha y precio determinados. Un grupo de los participantes en este mercado tienen fines netamente comerciales, asegurándose la entrega o venta del producto físico. Pero también participan en este mercado actores no comerciales (especuladores y “traders”, en el sentido económico de ambos términos) cuya función es sacar rendimientos de la especulación y el arbitraje afectando con ello al alza o la baja los precios a futuro. Los contratos de futuros no comerciales no tienen la obligación de entrega del producto físico sino la posibilidad de la liquidación antes del vencimiento del contrato. Adicionalmente, existe un tipo de contrato que da la opción de la compra o venta de crudo a un determinado precio sin que ésta traiga la obligación de compra o venta del producto físico.

Durante el año 2008, el mercado de futuros petroleros, junto con los otros mercados de recursos naturales, recibió una atención especial debido a que el alza súbita de los precios hasta julio del año 2008, así como su rápida contracción hacia finales de ese año, se atribuía en buena parte a la actuación los participantes con fines estrictamente financieros que concurrían en ese mercado. Estos movimientos bruscos en los precios petroleros y su posterior recuperación durante el año 2009 (Ver Gráfico 9) se debió en parte a la percepción de los inversionistas financieros sobre los fundamentos en los mercados en cuanto al balance entre oferta y demanda así como los inventarios existentes. La posibilidad de comprar y vender contratos de compra y de venta sin que se transe el producto físico refuerza la percepción de los actores financieros sobre si el mercado de petróleo estaría en equilibrio con respecto a sus fundamentos. En este sentido, el año 2009 ha estado marcado por la menor demanda petrolera global, pero al mismo tiempo por el

temor de recortar fuertemente las inversiones en nuevas capacidades de producción de la industria petrolera en un entorno de capacidades declinantes por razones naturales. Ante una posible recuperación futura de la demanda por encima de la oferta, los precios de petróleo se recuperaron continuamente durante este año (Ver Gráfico 9).



En el NYMEX (New York Mercantile Exchange) se transan gran parte de estos contratos, los cuales se reportan ante la CFTC (US Commodity Futures Trading Commission). Entre ellos, se encuentran los contratos de crudo liviano. Desde el año 2008, el volumen de contratos de crudos negociados de forma OTC (Over The Counter) entre instituciones financieras aumentó significativamente. Estas transacciones no tienen la obligación de ser reportadas ante la CFTC, por lo que se hace difícil su cuantificación. Los demandantes más significativos de estos contratos son los fondos de inversión de cobertura y los fondos de inversión especiales de recursos naturales. Lo anterior determinó una amplia discusión sobre una mayor regulación de ese mercado e incluir todos los volúmenes transados en las regulaciones de la CFTC. En este sentido, la CFTC incorporó recientemente a su gama de informaciones la participación financiera en el mercado de futuros, en ella se mostró que los bancos alcanzaron una participación en la compra y venta a futuro de 9,2% y 11,8% respectivamente<sup>11</sup> en el mes de agosto de los corrientes, mientras que en el mercado de opciones la participación promedio<sup>12</sup> fue de 12%.

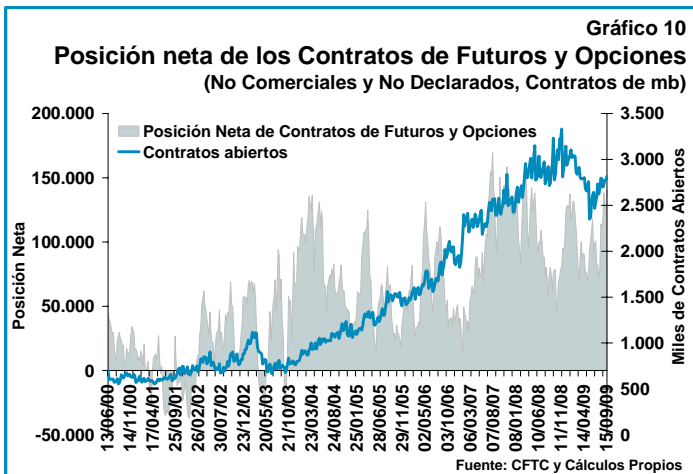
<sup>10</sup> La especificación del contrato es la siguiente: cada contrato contempla la entrega de 1.000 barriles de crudo liviano con su entrega en Cushing Oklahoma. Por crudo liviano se entiende una densidad entre 37° y 42° API con un contenido de azufre de 0,42%, o aquellos marcadores norteamericanos, entre otros crudos americanos como el West Texas Intermediate. Entre los crudos foráneos, el Brent con un

descuento de USD 0,3. Vea para más detalle la página web de NYMEX ([www.nymex.com/CL\\_spec.aspx](http://www.nymex.com/CL_spec.aspx)).

<sup>11</sup> En noviembre la participación ha sido 13,4% y 14,6% en la parte de compra y ventas respectivamente.

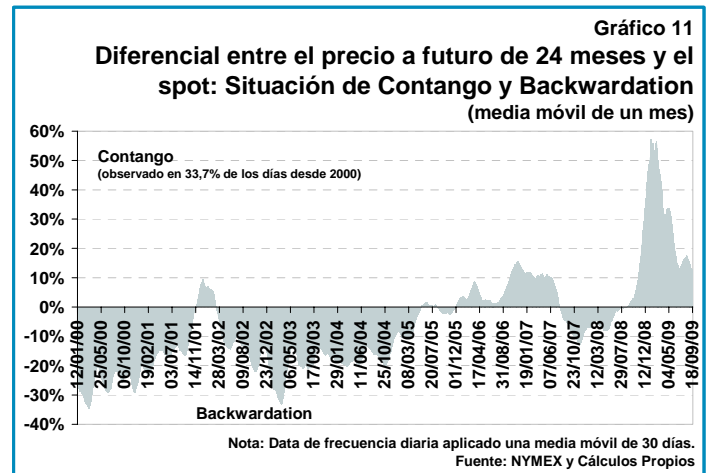
<sup>12</sup> Las opciones permiten cuatro tipos de acciones, comprar y vender compras (Long y short calls) y ventas (long y short puts) a futuro.

La posición neta de contratos de futuros y/o de opciones no comerciales, así como los no declarados, son indicadores que muestran la percepción sobre si hay un déficit o un excedente en la oferta global. Como puede apreciarse en el Gráfico 10, la posición neta larga de los contratos futuros y opciones indica que la percepción de los participantes no comerciales es que el mercado estaría en desequilibrio por falta de oferta de manera continua desde finales de 2003. Además, se puede apreciar a través de la totalidad de las posiciones abiertas, que la actividad en este mercado se incrementó en los últimos años en términos de volumen, aunque durante el año 2009 retrocedió en 6,6% respecto con los registros de finales del año pasado y se contrajeron en 15,4% al compararlo con el máximo observado a mediados de noviembre de 2008.

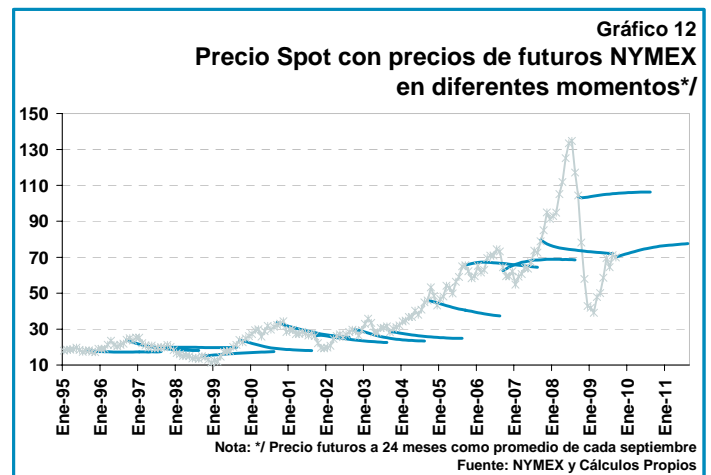


En cuanto a los precios de los futuros de petróleo, observamos desde agosto del año 2008 un cambio en la estructura de la curva de los contratos. El Gráfico 11 muestra el diferencial relativo entre el precio del crudo liviano para la entrega en 24 meses y el precio spot<sup>13</sup> y se observa una situación llamado de contango profundo debido a la pendiente de la curva de futuros<sup>14</sup>. Esta diferencia indica si el mercado se encuentra en una situación de “backwardation”<sup>15</sup> o “contango”, lo que pudiera

reflejar la percepción sobre el futuro desarrollo de los fundamentos.



Durante el año 2009, todos los precios de los contratos hasta las entregas a 24 meses estuvieron continuamente por encima de los precios con una entrega inmediata; mientras que, en el mismo período observado en 2008 el precio spot estuvo en promedio a lo largo de la curva de plazos, 65% por encima de los precios futuros. En este sentido, resultó una situación de contango durante todo el año 2009, en contraste con la situación de backwardation que comúnmente se observa en este mercado<sup>16</sup>.



El Gráfico 12 muestra el desarrollo de los precios spot y la curva de los precios del mercado a futuro hasta 24 meses en diferentes momentos en la última década (período 1995 – 2009). Allí se destaca que, hasta el año 2004, los precios a futuro tendían a un precio de “equilibrio” entre US\$/b 20 –25, mientras que a partir del año 2004 esta tendencia se elevó indicando un precio

<sup>13</sup> El precio CL1 del NYMEX refleja un precio del mercado spot con una entrega al mes siguiente. La fecha de vencimiento de este contrato difiere ligeramente con el precio spot del marcador WTI.

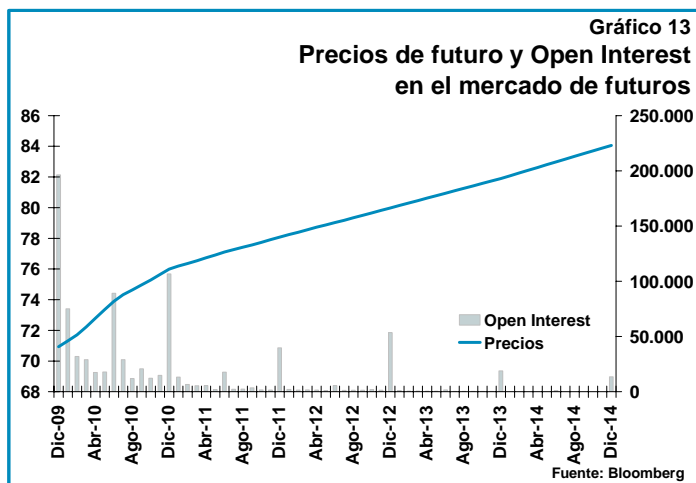
<sup>14</sup> El 15 de enero 2009 se observó la pendiente más fuerte cuando el precio de la entrega a 24 meses estuvo 85% por encima de la entrega inmediata. El promedio del año de la pendiente se ubica en 15%.

<sup>15</sup> El precio a futuro es menor que el spot. En el mercado petrolero esta situación es normal. Si fuese el precio de futuro descontado más elevado que el spot y los costos de producción crecerían sólo como la tasa de interés sería más rentable mantener el petróleo en el subsuelo en vez de efectuar su extracción inmediata. Esto resultaría en que el precio spot aumentaría por lo cual resulta que una situación de backwardation es la normal en este mercado. Una situación de contango significa que el precio del futuro es mayor al spot y podría reflejar la expectativa de poca holgura en la oferta así como mayores aumentos en la demanda. Históricamente se observa además que cuando los inventarios son elevados se produce una situación de contango, mientras que cuando son bajos la situación evoluciona a una de backwardation.

<sup>16</sup> La situación de contango del contrato CL24 de este año explica 22% de ésta situación observada en la última década cual se observó en 33,7% de los días totales.

alrededor de US\$/b 40, para transarse posteriormente a niveles cercanos a los US\$/b 70.

En el Gráfico 13 se puede observar la estructura de la curva de los futuros hasta cinco años combinado con los contratos abiertos en cada punto de la curva. Resulta que hasta una entrega en dos años se acumulan 86,5% de los contratos abiertos. El mayor volumen se observa en el llamado mercado spot, es decir, en el contrato con un mes de entrega, el cual fue de 25,7% a finales de septiembre de este año.

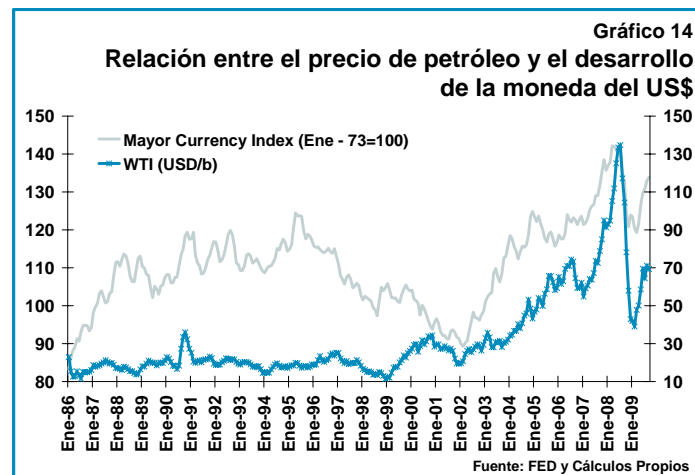


## 2.5 Precios de Petróleo

Como resultado de los hechos fundamentales descritos en las secciones anteriores, se observó una recuperación significativa en los precios de petróleo luego de la pronunciada caída experimentada a finales del año pasado. Es así como los precios del marcador WTI luego de haber experimentado una caída de 71% en el lapso agosto-diciembre de 2008, registraron en los primeros nueve meses del año 2009 un incremento de 74%, para alcanzar un promedio de US\$/b 56,2, no obstante, este nivel resultó 49% por debajo del registro observado en igual lapso del año 2008. El Gráfico 12 muestra el desarrollo del precio NYMEX Spot<sup>17</sup>. Durante el año 2009, el precio de los crudos livianos en los EEUU mostró incrementos por debajo de los experimentados en los crudos más pesados, el crudo Mexicano Maya o los crudos de la cesta OPEP. Este hecho se puede observar en los diferenciales relativos entre el marcador WTI y el crudo Maya, así como en relación con la cesta petrolera de la OPEP. En promedio, el diferencial relativo entre el crudo Maya y el WTI se redujo, al pasar de 16% en promedio en el año 2008 a 10,2% en 2009. En relación con la cesta

OPEP, el diferencial pasó de 4% a 1,5% en 2009. Este hecho se debió en parte a la fuerte reducción de la demanda petrolera en los EEUU y la ocupación de las capacidades de almacenamiento del WTI, fundamentalmente las de Cushing (Oklahoma).

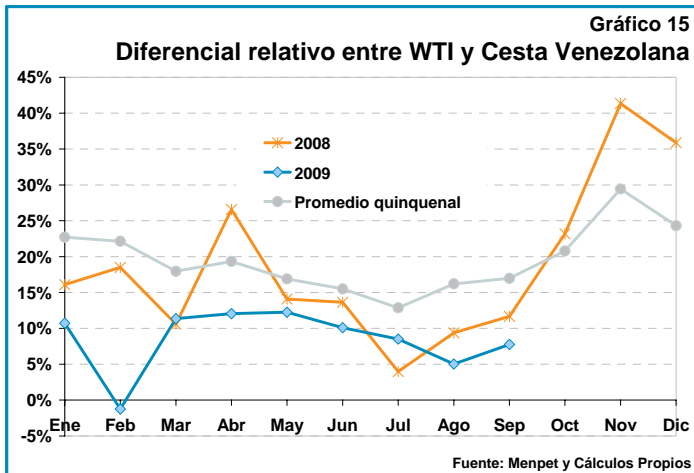
Adicionalmente, hay que considerar que sólo 25% del consumo mundial se destina a la economía de los EEUU y 75% se dirige a regiones que utilizan monedas diferentes al dólar. Pero la moneda de la cotización petrolera en todo el mundo es el dólar. Es así como, al relacionar un índice del dólar<sup>18</sup> con el precio de petróleo, se observó una elevada correlación (87%) desde el año 2001 (Ver Gráfico 14). Pero al calcular esta correlación para el período previo (desde 1986 hasta finales de 2000), ésta alcanzó apenas 8,9%. En este sentido, resulta importante señalar que la recuperación del precio de petróleo podría también estar en parte asociada a la depreciación del dólar. En síntesis, en el comportamiento de los precios de petróleo, resulta que confluyen varios factores, tanto los vinculados con los mercados financieros como aquellos que están estrechamente relacionados con los fundamentos del mercado petrolero.



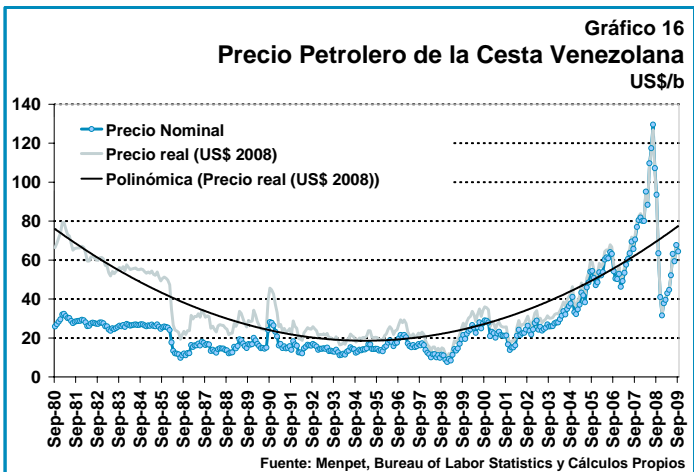
Con respecto al precio de la cesta petrolera venezolana, resulta importante destacar que durante este año se registró nuevamente un incremento más acelerado que el observado en otros precios marcadores o cestas (por ejemplo, el de la OPEP). En efecto, la cesta venezolana aumentó en 104% en septiembre de 2009 con respecto a diciembre del año 2008, mientras que, el WTI se incrementó en 62% y la cesta OPEP lo hizo en 74%. Además, resulta importante destacar que la caída del

<sup>17</sup> El WTI tiene una especificación del contrato ligeramente diferente.

<sup>18</sup> Se relaciona el dólar con respecto a una cesta de las monedas más importantes.



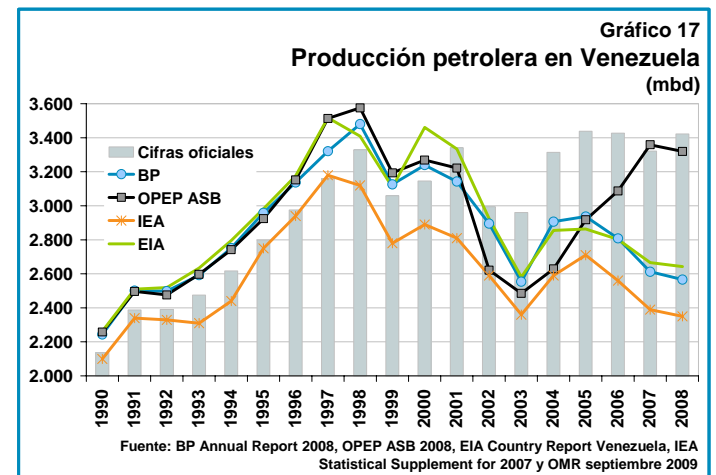
precio desde su máximo nivel alcanzado en julio 2008 hasta su mínimo en diciembre de ese año, ha sido mayor en la cesta de petróleo venezolana en comparación con otros crudos marcadores (76% comparado con 71% de la cesta OPEP y 68% del WTI). En cuanto al diferencial relativo entre la cesta venezolana y el precio WTI, hasta septiembre de este año se encuentra en promedio en 5 puntos porcentuales por debajo del registro observado en el año 2008. Sin embargo, es significativamente inferior al promedio histórico quinquenal (Ver Gráfico 15). El principal factor que explica este resultado es la mayor demanda petrolera de crudos no livianos y una mayor capacidad mundial en la refinación de estos crudos. El crudo mexicano Maya tiene características parecidas al crudo venezolano. Al comparar el precio de este crudo con respecto al crudo liviano WTI, se observó una continua reducción en los diferenciales relativos desde el año 2004 cuando alcanzó su máximo registro histórico quinquenal. Como se puede observar en el Gráfico 16, hay una tendencia creciente en los precios reales, pero con elevada volatilidad. En promedio, en los primeros tres trimestres del año, el precio de la cesta venezolana



alcanzó US\$/b 52,4, lo que significó un reducción de 47,6% en relación con el mismo período del año 2008.

### 3. SITUACIÓN DEL MERCADO PETROLERO VENEZOLANO

Hay diferentes fuentes internacionales que compilan información sobre la producción total de hidrocarburos líquidos para Venezuela, la cual incluye el crudo de petróleo, los condensados de petróleo, el gas natural líquido, la Orimulsión y otros hidrocarburos. Como se puede observar en el Gráfico 17, los niveles de producción petrolera totales reportadas por diferentes fuentes (BP, EIA y OPEP (ASB))<sup>19</sup> coincidieron hasta el año 2005. Sin embargo, a partir del año 2006, las cifras de la OPEP en su ASB difieren de manera significativa con los registros publicados por el resto de las agencias internacionales<sup>20</sup>. De hecho, se encuentran por encima en más de 750 mbd en el año 2008. En tanto que, las cifras oficiales suministradas por el MPP de Energía y Petróleo<sup>21</sup> y de PDVSA<sup>22</sup>, muestran desde el paro petrolero (diciembre 2002 hasta febrero 2003) una diferencia aún más significativa al compararla con las cifras internacionales, a excepción de las cifras de la OPEP (ASB). En cambio, hasta esa fecha, las cifras oficiales de la producción petrolera estuvieron por debajo de las demás fuentes alternas. En lo que va de año, aún no han sido publicadas cifras oficiales de producción petrolera.



Según la información suministrada por la Agencia Internacional de Energía (IEA), la producción de crudos de petróleo de Venezuela alcanzó 2,21 mmbd en agosto del

<sup>19</sup> La OPEP publica de manera mensual informes sobre el mercado petrolero utilizando fuentes de terceros para reportar la producción de crudos. En su informe estadístico anual utiliza la información suministrada por los gobiernos nacionales.

<sup>20</sup> La diferencia entre las informaciones de la IEA con las demás fuentes de información se mantiene constante en el tiempo, al no reportar la producción de líquidos de gas natural. La correlación con las informaciones de BP es de 98%.

<sup>21</sup> Petróleo y Otros Datos Estadísticos: PODE

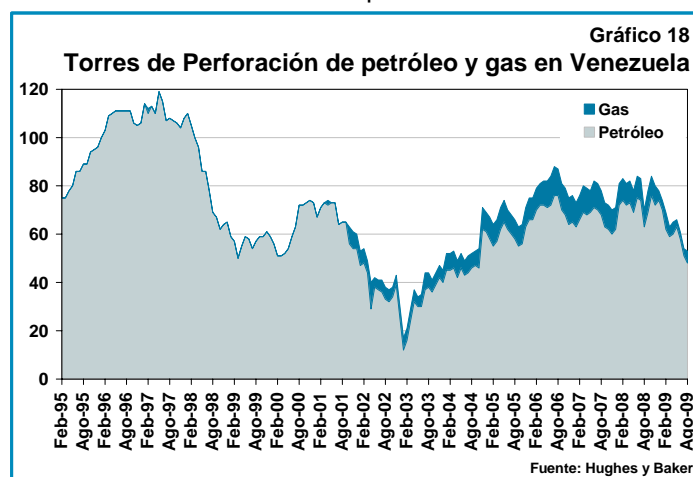
<sup>22</sup> Informe financiero a diciembre 2008.

año 2009, lo que resultó en el nivel más bajo desde 1992 a excepción de los registros observados durante el paro petrolero. La reducción de 100 mbd con respecto al mismo mes del año 2008 se debe en parte a los recortes acordados en el seno de la OPEP con la finalidad de estabilizar los precios. De este monto, 60 mbd se recortó en la Faja Petrolífera del Orinoco. Durante los meses de febrero y marzo se alcanzó el mínimo de la producción de crudos con 2,1 mmbd. En promedio, en los primeros 8 meses del año, la producción registró una contracción de 224 mbd, explicado por la caída de 119 mbd de crudo convencional y de 105 mbd en la Faja. Otras fuentes internacionales reportan cifras parecidas a la IEA. Por su parte, la EIA reportó un nivel de producción de 2.100 mbd para agosto, la OPEP en su informe mensual la ubicó en 2.288 mbd, JP Morgan en 2.190 mbd y Bloomberg, de acuerdo con la última información disponible en 2.230 mbd para septiembre.

De acuerdo con Hughes and Baker, durante este año la cantidad de taladros activos de petróleo se redujo en 15 taladros, para alcanzar un nivel de 48, similar al que se tenía durante el año 2004. Al comparar la cantidad de taladros con el nivel de diciembre de 2008, se observó una reducción de 26, que resultó en una disminución relativa como la experimentada en el año 2002. Los taladros utilizados en el área del gas se redujeron en 2 para alcanzar 5 (Ver Gráfico 18). Según informaciones de la OPEP, en agosto de 2009 la cantidad de taladros activos resultó en 1 taladro por debajo del registro de julio. No obstante, en promedio en el primer semestre del año, la cantidad de taladros alcanzó 67, es decir 15 taladros por debajo del registro de igual lapso del año 2008. En este sentido, la participación de los taladros activos petroleros de Venezuela con respecto al total llegó a 6,6% en agosto del año 2009<sup>23</sup>.

De acuerdo con las cifras publicadas por la EIA hasta el mes de julio, las exportaciones venezolanas tanto de crudos como productos refinados hacia los EEUU se redujeron por cuarto año consecutivo. En efecto, durante el año 2009 se enviaron en promedio 50 mbd menos, de los cuales 23 mbd fueron crudos y 26 mbd productos refinados. Por su parte, la participación de las importaciones de EEUU provenientes de Venezuela con

respecto al total, se incrementó en los primeros siete meses del año en 20 puntos básicos, para alcanzar 9,4% (10,9% en la parte de crudos y 4,6% en productos refinados). Esto ocurrió en un entorno en donde los EEUU redujeron en promedio sus importaciones en 833 mbd. El máximo nivel histórico de las importaciones americanas provenientes de Venezuela se registró en el año 1996 cuando alcanzó 17,6% (17% de crudos y 19,2% de productos). Por otro lado, al analizar la información suministrada por PDVSA en su informe financiero correspondiente al año 2008, se extrae que la importancia de la relación comercial desde la perspectiva de Venezuela a pesar que disminuyó con respecto al año 2007 sigue siendo importante ya que se exportaron 51,8% hacia los EEUU<sup>24</sup>. Durante el año 2008 se enviaron 1.479 mbd de petróleo hacia este país, compuesto por 156 mbd de productos y 1.323 mbd de crudos lo que resultó en una reducción de 180 mbd en comparación con el año 2007.



La política del gobierno nacional de diversificar las exportaciones se reflejó en los convenios de Cooperación Energética, los cuales tiene una larga tradición en Venezuela iniciada con el Acuerdo de San José de 1980. Este convenio, en conjunto con México, busca garantizar el suministro de hidrocarburos a países de Centroamérica con los países exportadores de hidrocarburos. Este tipo de financiamiento llegó a un máximo de 25% de la factura petrolera. Los acuerdos iniciados desde el año 2000, tratan de ampliar la ayuda a los países miembros de los diferentes convenios, lo cual ha hecho que el financiamiento alcance hasta un 50% de la factura petrolera en condiciones ventajosas con respecto a plazos y tasas de interés (Ver Cuadro 2).

<sup>23</sup> Según Hughes and Baker, la máxima cantidad de taladros activos se observó en mayo de 1997 con 119 (18,9%), mientras que el mínimo se alcanzó en abril del año 2002 con sólo 29 (5,3%) taladros activos, sin tomar en consideración los meses del paro petrolero del año 2002-2003.

<sup>24</sup> Estas exportaciones incluyen los envíos a la refinería propiedad de Venezuela en la isla de St. Croix perteneciendo a los EEUU de 271 mbd.

Cuadro 2

**Ventas a países con acuerdos de cooperación Años 2007 - 2008**  
(mb/d)

	Año 2008			Año 2007			Variación Suministro 2008
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
<b>PETROCARIBE</b>	<b>162</b>	<b>85,5</b>	<b>53%</b>	<b>139</b>	<b>56</b>	<b>41%</b>	<b>29</b>
Antigua y Barbuda	4	0,5	11%	4	2	34%	-1
Belice	4	0,5	13%	1	0	40%	0
Dominica	1	0,4	40%	1		0%	0
Granada	1	0,8	80%	1	0	20%	1
Guatemala	20		0%				
Guyana	5	3,9	75%	5	2	35%	2
Haití <sup>1/</sup>	14	8,5	61%	14		0%	9
Honduras	20	3,4	17%				3
Jamaica	24	24,2	103%	24	25	105%	0
Nicaragua <sup>1/</sup>	27	15,3	57%	27	5	17%	11
República Dominicana	30	27,2	91%	50	23	46%	4
San Cristobal y Nieves	1	0,6	86%	1		0%	1
San Vicente y las Granadinas	1	0,2	20%	1	0	20%	0
Surinam	10		0%	10		0%	0

	Año 2008			Año 2007			Variación Suministro 2008
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
<b>ACUERDO DE COOPERACION ENERGETICA DE CARACAS (A.C.E.C)</b>	<b>74</b>	<b>26</b>	<b>35%</b>	<b>71</b>	<b>25</b>	<b>36%</b>	<b>1</b>
Bolivia	12	5	46%	8	5	63%	0
Paraguay	19	9	47%	19		0%	9
Uruguay	44	12	28%	44	20	46%	-8

	Año 2008			Año 2007			Variación Suministro 2008
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
<b>CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN (C.I.C)</b>	<b>127</b>	<b>117</b>	<b>92%</b>	<b>117</b>	<b>107</b>	<b>92%</b>	<b>10</b>
Argentina	35	24	68%	25	15	62%	9
Cuba	92	93	101%	92	92	99%	2

	Año 2008			Año 2007			Variación Suministro 2008
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
<b>ACUERDO DE SAN JOSE (A.S.J)</b>	<b>80</b>	<b>11</b>	<b>14%</b>	<b>80</b>	<b>16</b>	<b>20%</b>	<b>-4</b>
Barabados	2		0%	2		0%	
Costa Rica	11	8	69%	11	11	100%	-3
El Salvador	1		0%	1	1	100%	-1
Guatemala	12	0	2%	12		0%	0
Haití	7	1	11%	7	1	9%	0
Honduras	5	1	18%	5	2	34%	-1
Jamaica	7		0%	7		0%	
Nicaragua	7		0%	7	1	18%	-1
Panamá	4	2	45%	4		0%	2
República Dominicana	25		0%	25		0%	

Nota: 1/ Países Con codiciones de suministro y financiamiento del ALBA.

Fuente: Información Financiera y Operacional PDVSA, Diciembre 2008

Desde febrero de este año, el MPP de Energía y Petróleo difunde a través de Reuters la información sobre el volumen de exportaciones e importaciones según puerto. Se observó que, en promedio Venezuela exporta 1,62 mmbd de crudos, más 450 mbd de crudo mejorado proveniente de la Faja del Orinoco así como 442 mbd de productos. Al comparar el volumen total de exportación petrolera con la información de la gestión financiera de PDVSA del año 2008 se observa una reducción de 381 mbd. Además, Venezuela importa en promedio casi 100

mbd de productos refinados para atender el mercado interno (Ver Cuadro 3).

Con respecto al consumo interno de productos refinados en Venezuela, de acuerdo con la OPEP ASB<sup>25</sup>, se ubicó durante el año 2008 en 638 mbd, lo que significó un incremento de 5,6% con respecto al año 2007. Por tipo de productos, el consumo de gasolina representó 45% del

<sup>25</sup> OPEC Annual Statistical Bulletin 2008.

consumo total, el consumo de los destilados tuvo una participación de 23%, mientras que la participación del consumo de kerosén fue menos de 1%, de residuales 5% y del resto 26%. Esta composición del consumo interno no varió significativamente con respecto al promedio histórico de la última década.

serán las que sostengan la expansión económica mundial. Dentro de este grupo destaca la región Asiática en desarrollo y el Medio Oriente, las cuales mantuvieron su crecimiento durante el año 2009. En el desempeño del mercado petrolero es importante observar el futuro desarrollo de los países con mayores incrementos en la demanda petrolera, como lo son China y la India. Para estos dos países, el FMI prevé un crecimiento económico por debajo de su promedio quinquenal, sin embargo, con una tasa de expansión económica todavía significativamente elevada. En efecto, se prevé que China muestre un crecimiento de 8,5% en 2009 y 9% en 2010, mientras que la India registraría una variación del PIB real de 5,4% y 6,4% en 2009 y 2010, respectivamente.

**Cuadro 3**  
**Comercio Petrolero**  
(mb/d)

	Exportaciones			Volumen Total	Importaciones
	Petróleo Crudo	Petróleo Crudo mejorado	Productos		Productos
Feb-09	1.616	511	470	2.596	66
Mar-09	1.498	492	465	2.454	68
Abr-09	1.672	445	416	2.533	105
May-09	1.653	483	435	2.571	83
Jun-09	1.605	440	420	2.495	125
Jul-09	1.579	403	426	2.407	94
Ago-09	1.720	378	461	2.558	98
<b>Promedio Febrero - Agosto 2009</b>	1.620	450	442	2.516	91
<b>Promedio 2008</b>	1.892	336	669	2.897	

Fuente: Reuters, PDVSA: Informe de la Gestión Anual 2008

#### 4. PERSPECTIVAS PETROLERAS GLOBALES PARA EL PERÍODO 2009 – 2010

En el transcurso de este año se profundizaron los efectos de la crisis financiera iniciada en los EEUU y diseminada al resto del mundo en forma de recesión económica global. En la primera parte del año todas las economías avanzadas mostraron tasas de crecimiento económico fuertemente negativas y se espera culminen este año con contracciones en su producto interno. Como se puede observar en el Cuadro 4, el Fondo Monetario Internacional (FMI) en su publicación del World Economic Outlook de octubre 2009 espera que la contracción económica global resulte en 1,1% para este año. Para el año 2010, el FMI prevé se revierta el desfavorable desempeño de la economía al crecer en 3,1%, una tasa de expansión similar a la que prevaleció en la década de los noventa. Como se puede apreciar en el Cuadro 4, se espera que las economías avanzadas crezcan nuevamente en el año 2010, pero a una tasa baja en el entorno de 1,3%. En tanto que, como es tradicional en los últimos años, las economías emergentes y en vías de desarrollo

Para lo que resta del año 2009, no se esperan cambios significativos en el desenvolvimiento del mercado petrolero que culminaría con una fuerte contracción de la demanda petrolera y su ajuste en el lado de la oferta. En materia de precios, la recuperación registrada hasta julio de este año permitió una cotización de US\$/b 70 y todo pareciera indicar que representa un nuevo punto de equilibrio. Para el año 2010, se espera una expansión en la demanda petrolera mundial que permitiría contrarrestar parcialmente la importante contracción experimentada en el año 2009. De hecho, la EIA en su informe de septiembre prevé un incremento en el consumo

**Cuadro 4**  
**Crecimiento Económico**  
(Variación porcentual del PIB Real)

País/Región	1991-2000	2001-2010	2006	2007	2008	Proyecciones	
						2009 (p)	2010 (p)
<b>Mundo</b>	3,1	3,3	5,1	5,2	3,0	-1,1	3,1
Economías Avanzadas	2,8	1,5	3,0	2,7	0,6	-0,4	1,3
Estados Unidos	3,4	1,6	2,7	2,1	0,4	-2,7	1,5
Zona Euro	2,2	1,0	2,9	2,7	0,7	-4,2	0,3
Japón	1,2	0,7	2,0	2,3	-0,7	-5,4	1,7
Resto Economías Avanzadas <sup>1/</sup>	4,2	2,8	4,6	4,7	1,6	-2,1	2,6
Países Emergentes y en Desarrollo	3,6	5,8	7,9	8,3	6,0	1,7	5,1
Países de África	2,4	5,2	6,1	6,3	5,2	1,7	4,0
Países de Asia en desarrollo	7,4	8,0	9,8	10,6	7,6	6,2	7,3
China	10,5	9,9	11,6	13,0	9,0	8,5	9,0
India	5,6	7,1	9,8	9,4	7,4	5,4	6,4
Medio Oriente	4,0	4,8	5,8	6,2	5,4	2,0	4,2
Hemisferio Occidental	3,3	3,0	5,7	5,7	4,2	-2,5	2,9
Argentina	4,3	3,5	8,5	8,7	6,8	-2,5	1,5
Brasil	2,6	3,2	4,0	5,7	5,1	-0,7	3,5
Colombia	2,8	3,9	6,9	7,6	2,5	-0,3	2,5
Venezuela	2,2	3,7	10,4	8,4	4,8	-2,0	-0,4

Nota: (p): Proyecciones; 1/ Excluye países miembros del G7 y la Zona Euro

Fuente: FMI: World Economic Outlook, Octubre 2009 y Cálculos Propios

Cuadro 5  
**Balances de Petróleo - EIA, IEA y OPEP**  
(mmb/d)

						Variaciones			
	2006	2007	2008	2009 (p)	2010 (p)	2007	2008	2009 (p)	2010 (p)
<b>Fuente EIA</b>									
Demanda	84,7	85,8	85,5	83,7	84,6	1,1	-0,4	-1,8	0,9
Demanda OCDE	49,2	49,1	47,6	45,5	45,4	-0,1	-1,6	-2,1	-0,1
Estados Unidos	20,7	20,7	19,5	18,7	19,0	0,0	-1,2	-0,8	0,3
Demanda No-OCDE	35,4	36,7	37,9	38,2	39,2	1,3	1,2	0,3	1,0
China	7,3	7,6	7,9	8,1	8,4	0,3	0,3	0,2	0,3
Oferta	84,6	84,4	85,4	83,9	84,7	-0,2	1,0	-1,5	0,8
No OPEP <sup>1/</sup>	49,3	49,0	49,7	50,0	50,2	-0,3	0,7	0,3	0,2
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	37,1	36,4	37,1	37,2	37,2	-0,7	0,8	0,1	-0,1
FSU	12,2	12,6	12,5	12,8	13,0	0,4	-0,1	0,2	0,3
OPEP Condensados/GNL	4,5	4,5	4,5	4,9	5,6	0,0	-0,1	0,4	0,7
Crudo OPEP <sup>3/</sup>	30,8	30,9	31,3	29,0	28,9	0,1	0,4	-2,3	-0,1
OPEP <sup>3/</sup>	35,3	35,4	35,7	33,9	34,5	0,1	0,3	-1,8	0,6
Participación OPEP (%)	41,7	42,0	41,8	40,4	40,7	0,2	-0,1	-1,4	0,3
Cambio en los Inventarios	-0,1	-1,4	-0,1	0,2	0,1				
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	30,9	32,3	31,3	28,8	28,8	1,4	-1,0	-2,6	0,0
<b>Fuente IEA</b>									
Demanda	85,2	86,5	86,3	84,5	85,7	1,3	-0,2	-1,8	1,2
Demanda OCDE	49,5	49,2	47,6	45,4	45,4	-0,3	-1,6	-2,2	0,0
América del Norte	25,4	25,5	24,2	23,1	23,3	0,1	-1,3	-1,1	0,2
Demanda No-OCDE	35,7	37,3	38,7	39,1	40,3	1,6	1,4	0,4	1,2
China	7,2	7,6	7,9	8,3	8,6	0,4	0,3	0,4	0,3
Oferta	85,2	86,5	86,3	84,5	85,7	1,3	-0,2	-1,8	1,2
No OPEP <sup>1/</sup>	50,4	50,8	50,6	51,0	51,5	0,4	-0,2	0,4	0,5
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	38,2	38,0	37,8	37,9	38,1	-0,2	-0,2	0,1	0,2
FSU <sup>2/</sup>	12,2	12,8	12,8	13,1	13,4	0,6	0,0	0,3	0,3
OPEP Condensados/GNL	4,4	4,5	4,7	5,2	6,1	0,1	0,2	0,5	0,9
Crudo OPEP <sup>3/</sup>	30,7	30,3	31,2	28,3	28,1	-0,4	0,9	-2,9	-0,2
OPEP <sup>3/</sup>	35,1	34,8	35,9	33,5	34,2	-0,3	1,1	-2,4	0,7
Participación OPEP (%)	41,2	40,2	41,6	39,6	39,9	-1,0	1,4	-2,0	0,3
Cambio en Inventarios	0,3	-0,8	0,2						
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	30,4	31,2	31,0	28,3	28,1	0,8	-0,2	-2,7	-0,2
<b>Fuente OPEP</b>									
Demanda	84,9	86,0	85,6	84,1	84,6	1,1	-0,4	-1,5	0,5
Demanda OCDE	49,5	49,2	47,6	45,7	45,4	-0,3	-1,6	-1,9	-0,3
América del Norte	25,4	25,5	24,2	23,2	23,4	0,1	-1,3	-1,0	0,2
Demanda No-OCDE	35,4	36,8	38,0	38,4	39,2	1,4	1,2	0,4	0,8
China	7,2	7,6	8,0	8,1	8,4	0,4	0,4	0,1	0,3
Oferta	84,4	84,8	86,0	84,0	84,6	0,4	1,2	-2,0	0,6
No OPEP <sup>1/</sup>	50,0	50,6	50,5	50,8	51,2	0,6	-0,1	0,3	0,4
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	38,0	38,1	37,9	38,0	38,2	0,1	-0,2	0,1	0,2
FSU	12,0	12,5	12,6	12,8	13,0	0,5	0,1	0,2	0,2
OPEP Condensados/GNL	3,9	4,0	4,3	4,7	5,3	0,1	0,3	0,4	0,6
Crudo OPEP	30,5	30,2	31,2	28,5	28,1	-0,3	1,0	-2,7	-0,4
OPEP	34,4	34,2	35,5	33,2	33,4	-0,2	1,3	-2,3	0,2
Participación OPEP (%)	40,8	40,3	41,3	39,5	39,5	-0,4	0,9	-1,8	0,0
Cambio en Inventarios	-0,5	-1,2	0,4						
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	31,0	31,4	30,8	28,6	28,1	0,4	-0,6	-2,2	-0,5

Notas: 1/ Incluye en promedio 1,7 mmb/d de ganancias de procesamiento.

2/ FSU: Armenia, Azerbaijan, Belarus, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia; Lithuania, Moldavia; Russia, Tajikistan, Turkmenistan, Ukraine, y Uzbekistan.

3/ IEA y OPEP no proyectan la producción de crudo de la OPEP.

(p): Proyectado

Fuentes: EIA's Short Term Energy Outlook, septiembre 2009, IEA's Oil Market Report, septiembre 2009, OPEP's Monthly Oil Market Report de septiembre 2009 y Cálculos Propios

mundial de 900 mbd. El aumento en la demanda petrolera esperada de los países No OCDE, de nuevo explicaría el incremento en la demanda mundial, al registrar un aumento de 1 millón de barriles diarios. China e India

incrementarán su consumo en 440 mbd y además se estima que los países del medio oriente aumenten su demanda de petróleo en 280 mbd durante el año 2010. En contraste, para los países miembros de la OCDE se

espera nuevamente una reducción en su consumo, pero en esta ocasión de tan sólo 100 mbd. Esta caída se concentrará en Europa y Japón, en tanto que, se espera un incremento de 260 mbd en los EEUU. De acuerdo con los últimos informes mensuales de la IEA y de la OPEP, sus perspectivas en torno al desarrollo futuro de la demanda global no difieren significativamente. No obstante, en la composición por regiones hay ligeras diferencias (Ver Cuadro 5).

En cuanto a la oferta petrolera global, las perspectivas para el año 2010 varían entre las tres instituciones aquí reportadas (EIA, IEA y OPEP), que prevén expansiones de la oferta comprendidas en ancho rango que va desde los 600 mbd hasta 1.200 mbd. De esta forma, la EIA espera una ligera expansión en la oferta No OPEP de 200 mbd (IEA: 500 mbd; OPEP: 400 mbd), mientras que, la OPEP lo expandiría en 600 mbd (IEA: 700 mbd; OPEP: 200 mbd)). Resulta importante destacar que el incremento por parte de la OPEP en su producción se concentra en NGL y condensados, de 600 mbd a 900 mbd, lo que significa que la oferta de crudos OPEP no se altere significativamente. De esta forma, no se produciría una mayor variación de los inventarios, lo cual implica que se sigue observando cierta holgura en la cobertura de la demanda futura de la OCDE<sup>26</sup>.

En materia de precios, la EIA reporta en su proyección de corto plazo en su informe del mes de septiembre un precio promedio del crudo marcador WTI de US\$/b 69,67 para el cuarto trimestre de este año, lo que resultaría en un promedio de USD/b 60,12 para el año 2009, esto es, un reducción de 39,6% al compararlo con el año 2008. Para el año 2010, se prevé un aumento en la cotización del crudo marcador WTI de 20,5% ó US\$/b 12,3 en promedio por encima del nivel del año 2008. En cuanto a las perspectivas recientemente publicadas (Ver Cuadro 6), se observa que hay un rango de precios para el año 2010 entre USD/b 55 y USD/b 85.

## 5. PERSPECTIVAS PETROLERAS DE VENEZUELA

En lo que va del año 2009, la política petrolera venezolana ha estado más activa en la asignación de bloques que ya han sido certificados en la Faja Petrolífera del Orinoco. En este sentido, se abrió la subasta de los cuatro bloques de Carabobo a inversores extranjeros para obtener acceso a la faja con una producción prevista de 400 mbd. No obstante, debido a amplias discusiones con respecto a las condiciones del contrato se pospuso la decisión para enero del próximo año en donde PDVSA participará en la explotación del petróleo y la construcción de refinerías mejoradoras del crudo extra pesado. Adicionalmente, se firmaron convenios con la Federación Rusa para el bloque

Cuadro 6

### Proyecciones de los Precios de Petróleo NYMEX

	Fecha de la Proyección	2010	2011	2012	2013
Westpac Banking Corp	08/10/2009	70,0	90,0	100,0	
Deutsche Bank AG	05/10/2009	55,0	80,0	85,0	90,0
Standard Chartered Bank	01/10/2009	85,0	87,0	93,0	
Barclays PLC	01/10/2009	82,0			
RBC Capital Markets / Canada	29/09/2009	80,0			
JP Morgan Chase & Co	22/09/2009	68,8			
HSH Nordbank AG	21/09/2009	75,0			
BNP Paribas	16/09/2009	78,0	90,0		
Natixis Bleichroeder Inc	10/09/2009	80,0			
National Australia Bank Ltd	10/09/2009	78,8			
EIA	09/09/2009	72,4			
Landesbank Baden-Wuerttemberg	07/09/2009	82,0			
Prestige Economics LLC	03/09/2009	72,5	80,0	90,0	95,0
Wells Fargo Securities LLC	01/09/2009	62,5			
Raymond James & Associates Inc	01/09/2009	80,0			
<b>Promedio</b>		74,8	76,3	85,8	92,2
<b>Mediana</b>		78,0	77,8	88,5	92,0
<b>Mínimo</b>		55,0	62,5	60,0	75,0
<b>Máximo</b>		85,0	85,0	102,6	110,8

Fuente: Bloomberg, EIA STEO Septiembre 2009

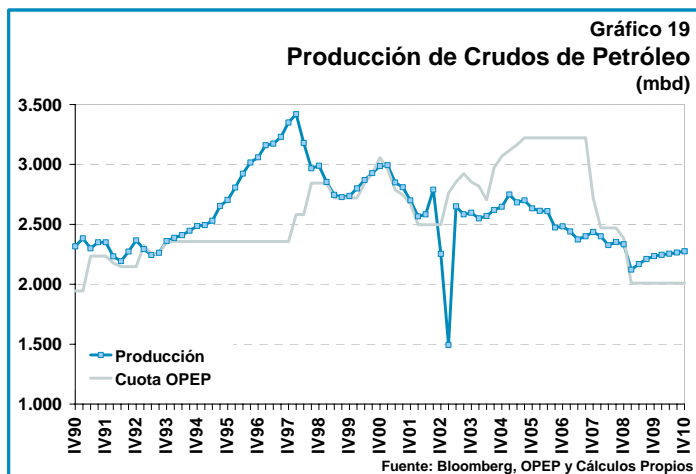
de Carabobo, y otros acuerdos para los bloques de Junín como con Petrovietnam para el bloque Junín 2 Norte, con la empresa petrolera china CNPC para el bloque Junín 4, con la empresa italiana ENI para el bloque Junín 5 y con el consorcio noruego francés Total y StatoilHydro para el bloque Junín 10.

Dado que las negociaciones todavía no han terminado, el inicio de los proyectos es aún incierto y no se esperaría que se produjera antes del segundo semestre del año 2010. Además, se requieren amplias inversiones para explotar el crudo extra pesado de la Faja

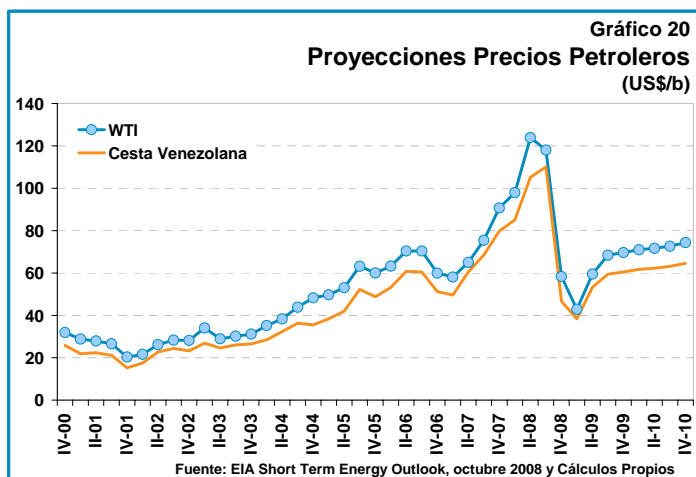
Petrolífera del Orinoco, incluyendo las nuevas refinerías para mejorar el crudo. Debido a los recortes acordados por parte de la OPEP a inicios de este año y efectuadas en la

<sup>26</sup> Cabe destacar que la IEA y la OPEP no proyectan directamente la oferta de la OPEP sino las exigencias del mercado para atender la demanda proyectada, éstas pueden ser atendidas también por el uso de inventarios. Este "call on OPEC crude" implica en el caso de la IEA un reducción en la oferta de 800 mbd y, según la OPEP, una reducción de 600 mbd.

Faja del Orinoco, se podría asumir que esta producción quedaría como capacidad mantenida y recuperable durante el año 2010<sup>27</sup>.



Debido a esta política de atracción de inversiones extranjeras en combinación con la formación de fondos bilaterales para la inversión en Venezuela pareciera que las restricciones existentes para la ejecución de los proyectos de producción no se encuentran en los ámbitos técnico-productivo ni financiero, por lo que al no esperarse más recortes por parte de la OPEP en 2010, se podría regresar a los niveles de producción observados a finales del año 2008. Por otro lado, tampoco se prevé una mayor declinación en la producción de PDVSA (Ver Gráfico 19). De hecho, para el año 2010 se espera un estancamiento de la producción en alrededor de 2.260 mbd, luego de una contracción este año de 170 mbd en promedio, la cuarta consecutiva.



Con respecto al precio de la cesta venezolana se estima se mantendría una alta volatilidad en el diferencial

relativo<sup>28</sup> con respecto al precio WTI para mantenerse alrededor de 15% en el año 2010. Con base en las últimas proyecciones de la EIA (para el mes de septiembre) se prevé un precio promedio para la cesta venezolana 39% por debajo del nivel del año 2008, para ubicarse en US\$/b 52,9 en 2009. Para el año 2010, se espera que los precios se incrementen paulatinamente respecto del nivel actual para alcanzar un promedio de US\$/b de 62,9 lo que equivale a un incremento de 18,9%. (Ver Gráfico 20)

<sup>27</sup> La IEA en su informe OMR de septiembre calcula una capacidad ociosa de 190 mbd.

<sup>28</sup> En los últimos 12 meses este diferencial varió entre 41% y -1%.

**NORMATIVA LEGAL APROBADA EN EL AMBITO ECONOMICO Y SECTORIAL  
MES DE SEPTIEMBRE 2009**

GACETA OFICIAL N°	FECHA	SUMARIO
39.254	01/09/2009	Resolución que fija en todo el Territorio Nacional el Precio Máximo de Venta al Público (PMVP) de los Productos Alimenticios que en ella se indican.
39.254	01/09/2009	Resolución que fija en todo el Territorio Nacional el Precio Máximo de Venta al Público (PMVP) del Café en Grano, Tostado o Molido y el Precio Máximo de Venta (PMV) del Café Verde pagado al Productor Nacional.
39.254	01/09/2009	Resolución por la cual se fija el Precio Mínimo de la Sardina pagada al productor pesquero a nivel de caladero.
39.267	18/09/2009	Decreto mediante el cual se crea la Corporación de la Banca Pública, como Oficina Nacional.
39.270	23/09/2009	Decreto mediante el cual se procede a la Septingentésima Octava emisión de Bonos de la Deuda Pública Nacional, constitutivos de empresitos internos, destinados al financiamiento de proyectos, así como de los gastos corrientes.
39.270	23/09/2009	Decreto mediante el cual se procede a la Septingentésima Novena emisión de Bonos de la Deuda Pública Nacional, constitutivos de empresitos internos, destinados al refinanciamiento y restructuración de la Deuda Pública Nacional.
39.270	23/09/2009	Resolución mediante la cual se avisa a todas las empresas ensambladoras y las comercializadoras de vehículos, que para el presente año 2009, la consignación del Plan de Producción Nacional y el Plan de Importación de vehículos, según corresponda, se hará en el período comprendido del 01 de octubre al 30 de octubre de 2009.
39.270	23/09/2009	Resolución mediante la cual se informa que los bancos comerciales y universales destinarán el 3% sobre la cartera de créditos bruta calculada al 31 de diciembre de 2008, para el financiamiento de las operaciones y proyectos de carácter turístico reflejados en esta resolución.

Fuente: Gacetas Oficiales de la República Bolivariana de Venezuela

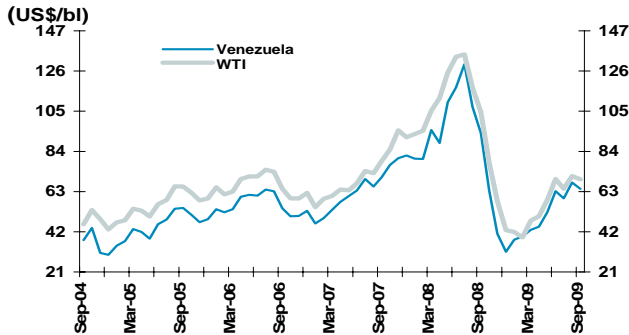
Este boletín ha sido elaborado en la Gerencia de Investigación Económica del Mercantil C.A., (Banco Universal), coordinada por: Francisco Vivanco Cabello.  
Equipo de Investigadores: Inés Fasanaro, Andreas Faust, Rafael Muñoz, Gema Murillo, Carmen J. Noguera, Leonardo Vera, Luis Zambrano Sequín.  
Las opiniones aquí expresadas son responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la institución.

Edificio Mercantil, Av. Andrés Bello, N° 1-Apartado Postal N°789 - Caracas 1010A. Venezuela.  
Deposito Legal: 79-0092. Vol 31. N° 09.

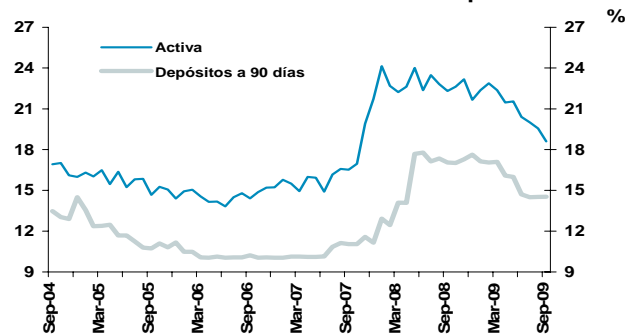
INDICADORES ECONOMICOS	2006	2007	2008	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Var %	Var %
<b>SECTOR EXTERNO</b>										
Volumen de Producción de Crudos (miles de barriles)	2.545	2.413	2.353	2.180	2.200	2.210	2.205	2.230	(3,9)%	(5,5)%
Precio West Texas Intermediate (WTI) (US\$/b)	66,2	72,2	99,9	58,6	69,6	64,5	71,1	69,4	61,8 %	(33,6)%
Precio Cesta Venezolana (US\$/b)	56,5	64,6	86,8	52,2	63,2	59,4	67,7	64,4	104,1 %	(31,2)%
Precio OPEP (US\$/b)	61,1	62,1	63,1	56,3	68,4	64,6	71,2	67,4	74,0 %	(31,1)%
Exportaciones No Tradicionales (MM de US\$)	14,278	16,964	5,426	210					18,0%	(58,3)%
Importaciones <sup>1/</sup> (MM de US\$)	30,560	41,911	45,128	3,057	2,815	3,061			(29,5)%	(19,7)%
Reservas Internacionales Brutas (MM de US\$)	36,672	33,477	42,226	28,602	29,921	30,268	29,994	32,384	(23,4)%	(15,6)%
Reservas Internacionales-Oro-DEG (MM de US\$)	29,417	24,196	33,098						(47,0)%	(13,3)%
Tipo de Cambio Cierre (Bs./US\$)	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	0,0%	0,0%
<b>INDICE DE VOLUMEN DE VENTAS</b>										
Indice 1997 = 100										
Al por Mayor	118,5	140,5	143	116,0	114,2				(28,5)%	(9,8)%
Al por Menor	163,8	233,2	266	243,3	214,7				(44,8)%	(12,8)%
Venta de Vehículos Automotores	152,8	245,3	190	217,9	87,9				(40,9)%	(57,5)%
Partes, Piezas y Accesorios de Vehículos Automotores	107,4	142,1	172	149,3	144,5				(14,9)%	(13,1)%
Combustibles para Vehículos Automotores	104,5	116,3	129	154,6	161,5				(13,8)%	21,7 %
Almacenes no Especializados con Surtido Compuesto, principalmente de Alimentos, Bebidas y Tabaco	238,8	312,4	337	328,1	308,8				(23,2)%	(3,6)%
Otros Productos en Almacenes no Especializados	106,4	105,6	159	223,4	222,4				(35,2)%	75,8 %
Alimentos, Bebidas y Tabaco en Almacenes Especializados	179,2	229,6	249	210,9	213,8				(31,7)%	(9,8)%
Productos Farmacéuticos y Medicinales, Cosméticos y Artículos de Tocador	220,2	302,4	402	437,3	422,4				(12,1)%	13,0 %
Productos Textiles, Prendas de Vestir, Calzado y Artículos de Cuero	158,5	327,2	491	344,0	307,3				(74,0)%	(22,9)%
Aparatos, Artículos y Equipos de uso Doméstico	242,5	433,5	608	524,7	433,9				(54,9)%	(15,9)%
Artículos de Ferretería, Pinturas y Productos de Vidrio	72,8	97,7	107	87,3	92,5				(10,3)%	(9,6)%
Otros Productos en Almacenes Especializados	69,7	83,5	86	87,2	66,5				(63,3)%	(16,9)%
<b>AGREGADOS MONETARIOS</b>										
Millones de Bolívares										
Liquidez Monetaria (M2)	119.892	153.225	194.551	202.899	210.248	219.250	223.036	221.491 <sup>2/</sup>	13,8%	29,4%
Circulante (M1)	78.681	98.069	124.218	126.410	131.493	135.707	134.816	135.854 <sup>2/</sup>	9,4%	26,1%
Base Monetaria	44.795	64.177	83.787	78.770	84.117	81.089	84.789	84.027 <sup>2/</sup>	0,3%	21,5%
Reservas Internacionales Netas	78.215	70.524	89.048	60.531	63.315	64.110	70.306	69.280 <sup>2/</sup>	(22,2)%	(14,7)%
Agencia de Tesorería Nacional Neta	(5.896)	(13.879)	(9.474)	(7.140)	(4.393)	(6.399)	(5.317)	(7.443) <sup>2/</sup>	(21,4)%	(30,3)%
PDVSA	(321)	(1.181)	(351)	(97)	(197)	(311)	(1.605)	(2.482)	606,3%	232,9%
Otros Sector Público Neto	(453)	(9.729)	2.624	(590)	(6)	(886)	(543)	33 <sup>2/</sup>	(98,8)%	(110,8)%
Sector Financiero	2	161	126	127	3	13	18 <sup>2/</sup>		(88,6)%	(93,8)%
Instrumentos de Crédito Emitidos por el BCV	(34.820)	(12.665)	(23.041)	(24.611)	(24.028)	(24.781)	(20.862)	(17.263) <sup>2/</sup>	(25,1)%	(30,1)%
Capital y Otras Cuentas Netas	8.070	13.989	17.477	43.040	42.780	42.753	42.649	42.590 <sup>2/</sup>	143,7%	153,3%
<b>MERCADO MONETARIO</b>										
Millones de Bolívares										
Colocaciones de Repos	28.078	27.531	795	851	157	1.799	1.083	1.361		4.940,3 %
Colocaciones de CD	436.823	281.332	175.340	16.598	17.830	18.071	12.349	10.618	(43,1)%	(47,2)%
Colocaciones Repos+CD (Prom. Semanal)	9.525	6.177	3.389	4.592	4.734	4.516	3.198	2.722	(38,7)%	(40,5)%
Compra de DPN con Pacto Reventa (Prom. Semanal)	1	105	571	11	0	464	64	66	(97,6)%	(2,7)%
Saldos en Circulación Repos	2.052	680		1.942	158	1.769	1.931	1.491		6.676,8 %
Saldos en Circulación CD	31.270	12.613	23.411	24.151	23.671	25.016	20.712	17.358	(23,6)%	(28,7)%
Rendimiento Efect. Prom. Repos (%)	8,41	7,70	6,50	6,01	6,68	6,64	6,12	6,05		(7,0)%
Rendimiento Efect. Prom. CD (%)	9,76	9,79	12,22	6,47	6,50	6,51	6,60	6,58	(47,8)%	(49,1)%
<b>BANCOS COMERCIALES Y UNIVERSALES</b>										
Millones de Bolívares										
Cartera de Crédito	60.776	102.542	128.077	125.721	127.620	130.911	132.620 <sup>2/</sup>	132.758 <sup>2/</sup>	3,7 %	13,9 %
Inversiones	43.825	47.192	57.962	72.122	78.271	89.151	88.309 <sup>2/</sup>	90.643 <sup>2/</sup>	56,4 %	48,3 %
Depósitos Totales	110.423	141.969	175.424	183.910	188.675	197.140	200.213 <sup>2/</sup>	200.395 <sup>2/</sup>	14,2 %	24,4 %
Depósitos a la Vista	69.992	88.210	107.224	109.598	111.572	115.989	113.431 <sup>2/</sup>	113.102 <sup>2/</sup>	5,5 %	16,4 %
Depósitos de Ahorro	28.562	35.289	45.107	44.106	44.725	47.144	47.716 <sup>2/</sup>	47.695 <sup>2/</sup>	5,7 %	31,0 %
Depósitos a Plazo	11.869	18.469	23.093	30.206	32.378	34.007	39.067 <sup>2/</sup>	39.597 <sup>2/</sup>	71,5 %	43,8 %
<b>TASAS DE INTERES</b>										
Overnight (Min - Max)	0,01-30,0	0,1-121,0	3,1-16,2	0,01 - 16,5	0,01 - 18,5	0,1 - 33,0	0,05 - 22,0	0,05 - 33,0		
Overnight (Promedio)	4,67	7,74	10,00	1,56	2,41	7,66	3,42	5,44	(2.226,2)	159,6
Activa (6 principales Bancos)	14,64	16,75	22,94	21,54	20,41	20,01	19,56	18,62	(305,0)	(369,0)
Plazo 90 Días (6 principales Bancos)	10,20	10,62	16,00	16,00	14,71	14,50	14,62	14,53	(310,0)	(252,0)
Libor 90 Días	5,13	5,25	2,79	0,66	0,60	0,48	0,35	0,29	(113,8)	(376,6)
<b>GOBIERNO CENTRAL <sup>2/</sup></b>										
Millones de Bolívares										
Ingresos Totales	133.790	144.961	176.567	15.537					(46,3)%	(11,6)%
Ingresos Ordinarios Petroleros	62.432	70.553	81.671	2.616					(37,6)%	(44,5)%
Ingresos Ordinarios No Petroleros	49.123	60.914	72.098	5.842					(18,2)%	37,0 %
Ingresos Extraordinarios	22.236	13.494	23.412	7.080					1.055,1%	(17,7)%
Endeudamiento Interno	10.678	5.122	21	4.426						
Endeudamiento Externo	267	87	6.503	21					7.834,2%	(99,7)%
Otros	11.290	4.896	8.820	1.953					318,4 %	82,1 %
Egresos Totales	125.521	136.109	181.212	16.472					(23,2)%	13,2 %
Egresos Ordinarios	113.854	127.430	173.857	15.769					(22,4)%	16,0 %
Amortización Total Deuda Pública	11.048,5	8.482,4	6.775,2	703					(38,2)%	(26,8)%
Amortización Deuda Pública Interna	9.460	6.340	6.506	612					(29,5)%	(36,3)%
Amortización Deuda Pública Externa	1.588	2.143	269	91					(66,2)%	
Colocación Efectiva Bonos DPN+Letras	17.368	10.548	4.053	4.672	3.655	3.084	3.140	2.465	900,9%	913,2%
Endeudamiento Neto Bonos DPN	6.293	2.365	(5.793)	3.639	1.919	2.078	2.038	579	(211,2)%	(197,1)%
Endeudamiento Neto Letras del Tesoro	(1.340)	(1.319)	(90)	169	275	20	31	(22)	(79,4)%	(151,7)%
Rendimiento Efectivo Promedio Ponderado Bonos DPN										
60-360 Días					9,44	10,27	9,69	9,36		936
361-1080 Días			15,85	11,66	11,04	11,74	11,77	12,89		(318)
1081-1800 Días	7,66	11,86	17,32	9,57	11,75	11,31	13,75	10,67		(559)
1801-2520 Días	8,53	7,55		10,67	12,27	12,29	10,90	8,78		878
2521-3240 Días	8,85	7,45		8,57	8,81	9,21	9,13	8,93		893
3241-5760 Días	5,47									
Rendimiento Promedio Ponderado Letras del Tesoro										
60-80 Días										
81-110 Días	6,20	8,98	11,60	6,64	8,46	9,06	8,99	8,98	(342)	(191)
111-150 Días										
151-180 Días	7,55						9,24			
181-269 Días	6,39						9,87	9,45	9,35	935
<b>INDICE DE PRECIOS (CARACAS)</b>										
Variación % Dic-Dic										
Consumidor	17,0	22,5	31,9	2,1	2,1	2,4	2,0	2,6	20,4 %	28,9 %
Alimentos y Bebidas no Alcohólicas	26,0	30,9	46,7	0,4	1,3	3,3	2,7	3,7	14,4 %	27,7 %
Bebidas Alcohólicas y Tabacos	19,9	78,1	28,3	4,2	5,8	3,9	6,5	2,0	38,4 %	51,8 %
Vestido y Calzado	9,5	19,1	18,8	2,0	2,3	1,9	1,0	1,3	14,9 %	19,1 %
Alquiler de Vivienda	6,5	5,7	7,0	0,8	2,1	1,0	0,9	0,8	9,7 %	12,2 %
Servicios de la Vivienda excepto Teléfono	2,9	1,8	5,5	0,1	0,9	0,6	0,2	0,0	3,8 %	3,7 %
Equipamiento del Hogar	18,3	22,2	34,7	4,6	2,4	1,4	1,8	4,0	31,0 %	40,7 %
Salud	13,0	28,3	26,9	2,7	2,6	1,5	1,4	1,0	27,2 %	33,8 %
Transporte	15,4	17,7	29,9	4,2	2,3	2,5	0,9	0,6	26,6 %	31,9 %
Comunicaciones	7,3	(5,8)	7,3	0,1	0,2	0,4	0,0	0,5	6,8 %	7,4 %
Esparrimiento y Cultura	12,8	16,9	25,1	3,0	2,9	2,2	3,3	1,5	22,1 %	28,7 %
Servicio de Educación	16,4	7,3	28,5	0,1	0,5	3,3	0,0	12,1	25,1 %	27,1 %
Restaurantes y Hoteles	25,4	42,8	49,6	2,7	2,3	1,9	3,9	2,7	25,5 %	40,4 %
Bienes y Servicios Diversos	12,8	24,7	37,8	5,8	3,6	3,2	2,6	2,2	36,6 %	46,1 %
Núcleo Inflationario <sup>3/</sup>	16,3	28,3	33,8	3,5	2,7	2,4	2,1	2,1	26,9 %	36,8 %
Producción Manufacturera Privada	12,7	14,9	25,2	2,1	3,2	2,4	1,6	1,5	21,2 %	23,8 %
Al Mayor	15,9	17,2	32,4	0,8	3,2	3,0	2,3	2,9	20,9 %	33,9 %
Nacional	18,0	18,0	36,7	0,2	3,0	2,9	2,7	2,6	18,4 %	33,1 %
Importado	9,2	14,6	17,1	2,8	4,0	3,4	1,0	4,1	30,9 %	36,9 %
Insumos Construcción al Mayor	18,9	15,2	23,3	2,0	3,3	1,4	1,5	1,8	16,4%	18,3 %
<b>MERCADO DE CAPITALES</b>										
Acciones Negociadas Prom. Diario (MM)	20,9	17,8	2,6	0,8	0,4					

## Indicadores Económicos

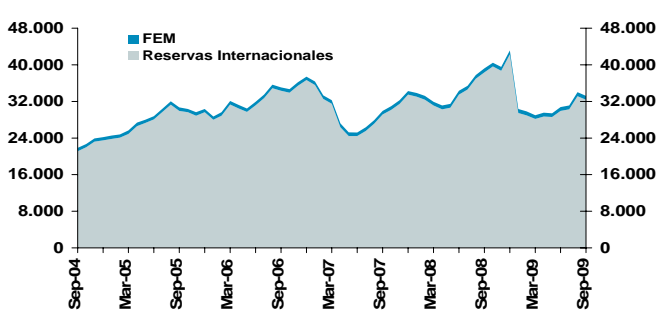
### Precio Petrolero



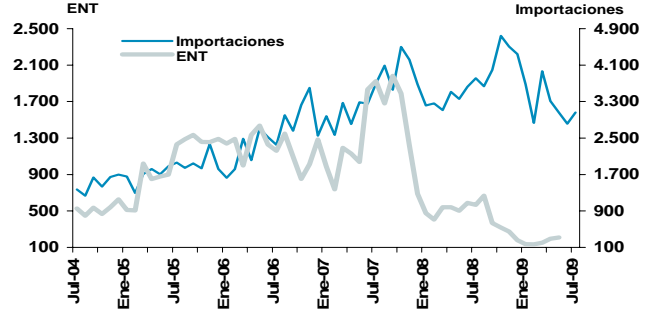
### Tasas de Interés. Seis Principales Bancos



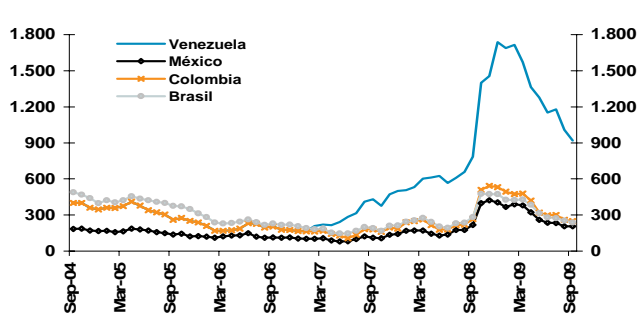
### Reservas Internacionales y FEM



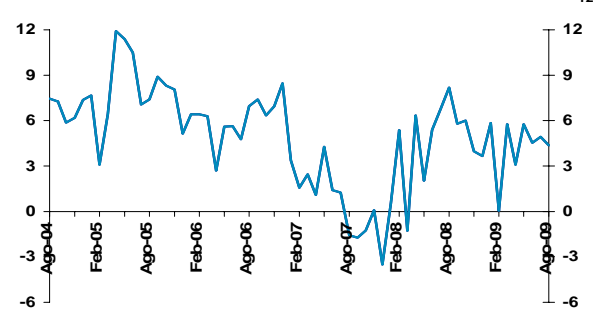
### Exportaciones No Tradicionales (ENT) e Importaciones (MMUS\$)



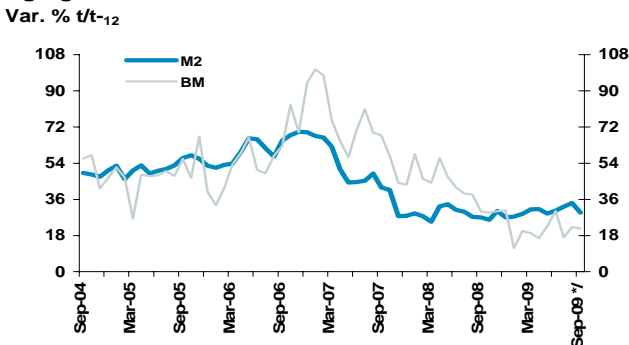
### Spread Soberanos. Diferenciales EMBI+



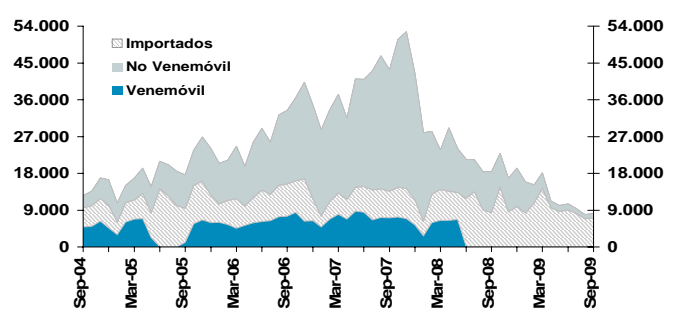
### Energía Consumida Sist. Interconectado Nac.



### Agregados Monetarios



### Venta de Vehículos

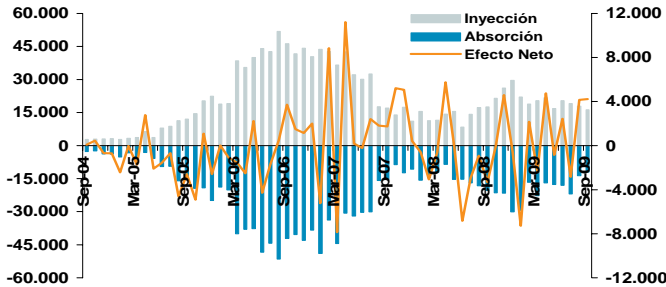


Nota: t/t-12: Variación del mes con respecto al mismo mes del año anterior. EMBI+: Emerging Market Bond Index, registra el retorno total de ganancias en precio y flujos por intereses, producto de la negociación de instrumentos de deuda externa de mercados emergentes.\*/ Cifras al 25/09/09. Fuente: BCV, Reuters, Bloomberg, INE, MEM, Cavenez, FMI, OPSIS y Cálculos Propios

## Indicadores Económicos

### Operaciones de Mercado Abierto.

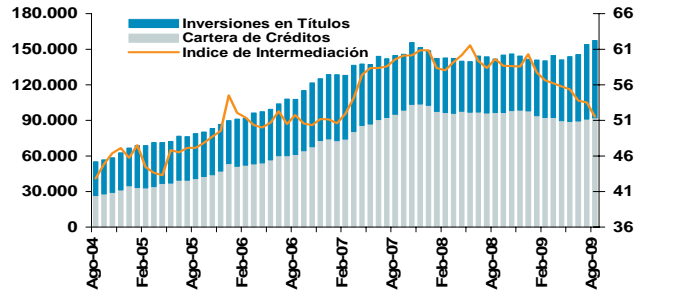
Repos+CD+Compra con Pacto de Reventa. Millones de Bs.



### Banca Comercial y Universal

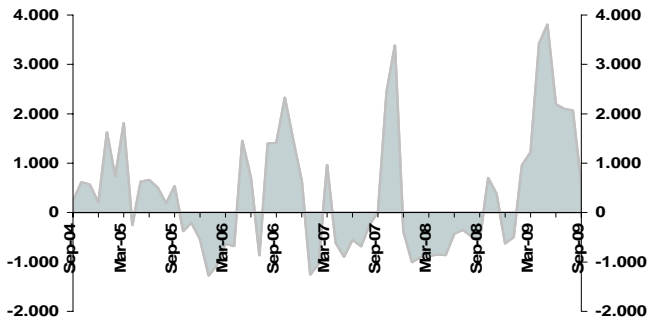
Créditos, Inversiones  
Bs. Constantes a Precios de Dic-2007

Índice de Intermediación  
%



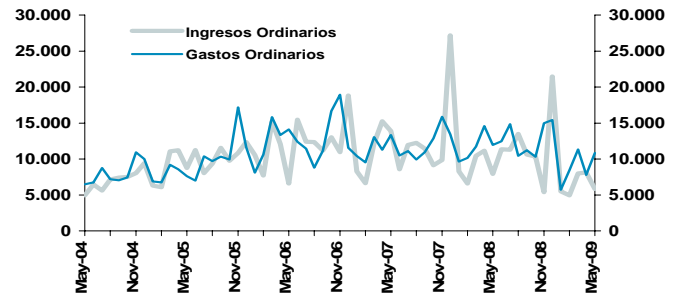
### Endeudamiento Interno Neto<sup>1/</sup>

Millones de Bs.



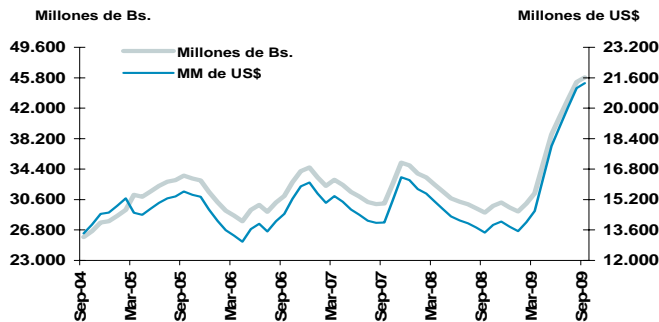
### Gobierno Central

Bs. Constantes a Precios de Dic-2007



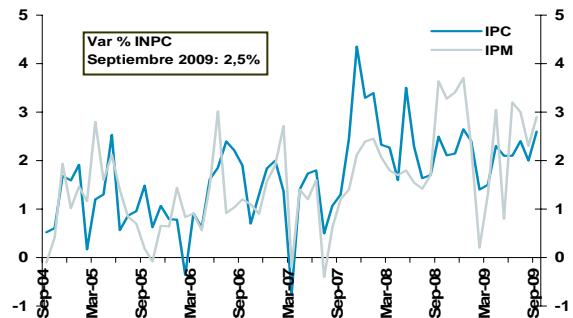
### Stock Deuda Pública Interna

Bonos DPN y Letras del Tesoro



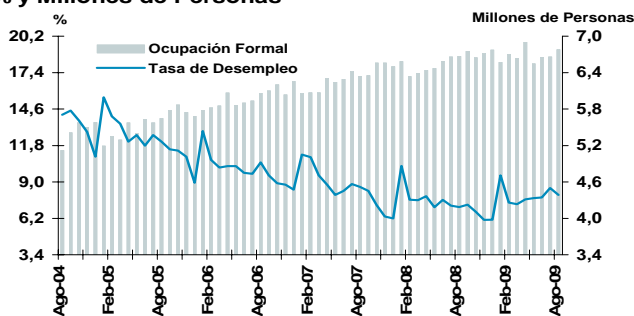
### Inflación (Caracas)

% (t/t-1)



### Mercado de Trabajo

% y Millones de Personas



### Sector Real y Externo

Var. %	2007	2008	IT-09	IIT-09
PIB Total	8,4%	4,8%	0,5%	-2,4%
PIB Petrolero	-4,2%	2,5%	-5,0%	-4,2%
PIB No Petrolero	9,6%	5,1%	1,6%	-1,6%
Consumo Privado	18,7%	7,1%	1,5%	-2,7%
Inversión	25,3%	-3,3%	5,9%	-2,4%
<b>(Millones de US\$)</b>				
Balanza Comercial	22.979	45.656	-1.360	4.572
Cuenta Corriente	18.098	37.392	-4.177	2.150
Cuenta Capital	-22.153	-24.908	-10.088	1.190
Balanza de Pagos	-5.742	9.275	-15.261	1.495

Nota: t/t-1: Variación del mes con respecto al mes anterior, 1/ El endeudamiento interno neto se calcula como la diferencia entre las colocaciones efectivas y los vencimientos de Bonos DPN y Letras del Tesoro.

Fuente: BCV, Balances de Publicación de Instituciones Financieras, INE y Cálculos Propios