

**SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS
PETROLERAS 2012**

FRANCISCO VIVANCOS C.*

fvivancos@bancomercantil.com

CONTENIDO

1. Introducción
2. Situación Reciente en el Mercado Petrolero Mundial
3. Situación del Mercado Petrolero Venezolano
4. Crecimiento Económico
5. Perspectivas Petroleras Globales para el año 2012
6. Perspectivas Petroleras de Venezuela

NORMATIVA LEGAL

INDICADORES ECONÓMICOS

1. INTRODUCCIÓN

El mercado petrolero en lo que va del año 2011, ha evidenciado una superior volatilidad a la registrada en igual periodo de 2010, si bien también se ha sostenido en umbrales de precios mucho más altos como consecuencia de la elevación de la inestabilidad política en el África mediterránea y en Oriente Medio y el empeoramiento de las perspectivas de crecimiento a corto plazo de la economía mundial y, en especial, de los países OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico).

La perspectiva del mercado petrolero mundial en el año 2012 está marcada por el sostenimiento de un incremento de la demanda energética, principalmente explicada una vez más por el crecimiento de las economías emergentes y en particular, de China, India y países del Medio Oriente. Dicha presión de demanda será fundamentalmente satisfecha con el incremento de la producción OPEP, más que por la respuesta de los productores no asociados al

cártel petrolero, y se estima que adicionalmente será requerida alguna modesta acumulación de inventarios para mantener el balance del mercado y los precios de los crudos marcadores a niveles similares a los actuales.

2. SITUACIÓN RECIENTE EN EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL

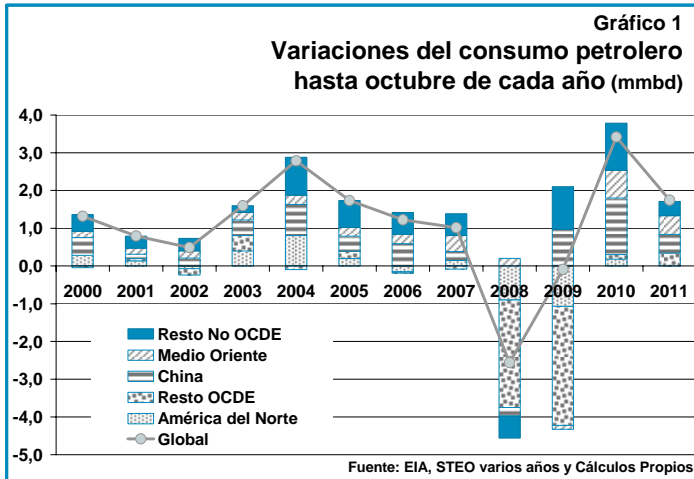
Este apartado revisa el comportamiento observado en los fundamentos del mercado petrolero mundial hasta octubre de este año, desde los determinantes de la demanda y de la oferta petrolera hasta el movimiento de los inventarios. A nivel local, se examina la situación del mercado petrolero, tanto en relación con la oferta doméstica como con la demanda interna y externa, para finalizar con la consideración de la trayectoria reciente de los precios de la cesta venezolana.

2.1 La Demanda Global

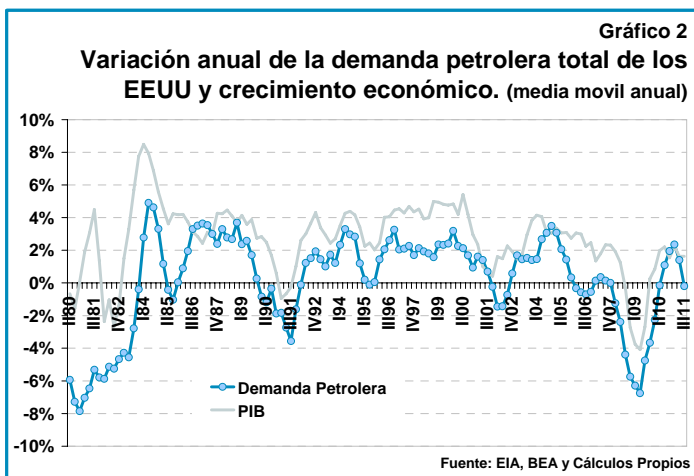
Hasta octubre de este año, y tras los valores mínimos registrados en 2009 por efecto de la crisis económica internacional, la demanda petrolera mundial mantuvo la senda de recuperación iniciada el año pasado. De acuerdo con los cálculos que efectúa la Agencia de Administración de Información del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), el consumo petrolero al mes de octubre creció en 1,744 mmbd, por lo que se desacelera el crecimiento registrado en 2010 (3,414 mmbd), no obstante, se revierten los sucesivos crecimientos negativos experimentados en 2008 (-2,561 mmbd) y 2009 (-0,091 mmbd) (Ver Gráfico 1). En la explicación de este incremento, destaca, en primer lugar, que a pesar de la debilidad del crecimiento de las economías de los países OCDE estas registraron un crecimiento en su demanda de 0,374 mmbd. En segundo lugar, y como ha sido característico del consumo energético mundial en las dos últimas décadas, entre los países No OCDE sigue siendo China, la economía con la

* Gerente de Investigación Económica de Mercantil Banco Universal.

expansión interanual más sólida. En promedio, la demanda petrolera de China aumentó en 0,495 mmbd (contra 1,498 mmbd en igual periodo de 2010), lo que contribuyó al incremento global en casi un tercio.



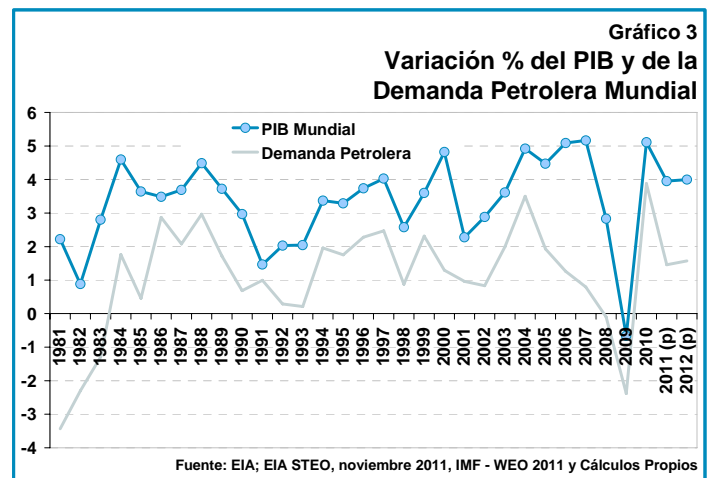
Por último, es de apreciarse la creciente relevancia que está adquiriendo el propio consumo de los países exportadores de petróleo del Medio Oriente. A octubre de 2011, dichos países habían observado un incremental de 0,491 mmbd, lo que en unión de la expansión del consumo del Resto de Países No OCDE (+0,383 mmbd), determinó que en conjunto contribuyan en un 50% en el crecimiento de la demanda global (casi 60% en el año 2010).



Por su parte, y tal y como puede apreciarse en el Gráfico 2, la demanda petrolera estadounidense experimentó crecimientos muy vigorosos de 2% y 2,4% respectivamente en el 4T-2010 y 1T-2011, incluso alcanzando variaciones trimestrales que no se observan desde mediados de 2005. Sin embargo, a partir del 2T-2011 (1,4%) y sobre todo del 3T-2011 (-0,2%) se ha debilitado la expansión del consumo en línea con el

mantenimiento de variaciones relativamente modestas (1,6% en los dos últimos trimestres) en el nivel de actividad económica en EEUU.

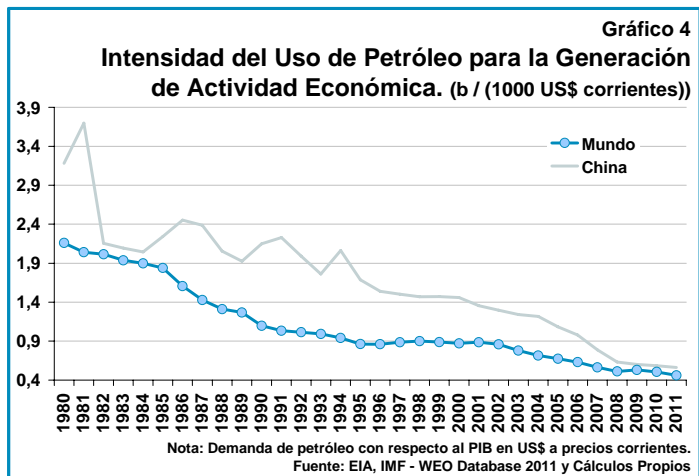
Tras la contracción del año 2009, en la que el PIB mundial retrocedió en 0,7%, la economía global ha recuperado algo de su vigor, con variaciones positivas en su nivel de actividad económica: 5,1% en 2010 y, se anticipa, un crecimiento de 4% para este año (Ver Gráfico 3). No obstante, prevalece un alto nivel de incertidumbre que deteriora las expectativas de los mercados sobre el crecimiento mundial, en el que la crisis de la deuda de la zona euro y el contagio que puede producir sobre otras economías OCDE y, por extensión, también a los países NO OCDE constituye el factor de mayor riesgo. Aún y con la tendencia a la desaceleración, prevalece el pronóstico de que las tasas de crecimiento no son sustantivamente diferentes a las que prevalecieron en el lapso 2000-2007 (4,2% en promedio) previo a la crisis financiera internacional.



Dada la alta correlación¹ existente entre el crecimiento económico y el consumo de petróleo (0,8), la perspectiva de una expansión del producto mundial hace prever también un incremento en la demanda petrolera. En efecto, de acuerdo con las últimas estimaciones de crecimiento por parte del Fondo Monetario Internacional (FMI, 2011), la economía mundial podría estar creciendo el próximo año a una tasa de 4%, muy similar a la que

¹ El coeficiente de correlación (Pearson) es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas y es independiente de la unidad de medida que se utilice. Su valor varía entre -1 y +1. Un valor de correlación de 0,8 entre el consumo y el crecimiento económico como el que da para el periodo 2000-2011 es muy alto e indica un estrecho co-movimiento positivo entre ambas variables.

terminará creciendo en 2011. Dicha expansión traerá



asociado un incremento del consumo petrolero en el orden de 1,6% (EIA, 2011), ligeramente por encima del 1,5% de este año. Con ello se mantiene irrevocablemente la larga tendencia a capturar mejoras en el uso energético, que medido a través del coeficiente: Consumo Petrolero anual / PIB mundial, permite pasar de un valor estimado de 0,46 al cierre de este año a una proyección de 0,44 para 2012². Esta tendencia se presenta incluso en países que como China, son el factor primordial en el impulso de la demanda petrolera y que en el pasado mantenían indicadores de eficiencia³ ampliamente desfavorables respecto de la media mundial (Ver Gráfico 4).

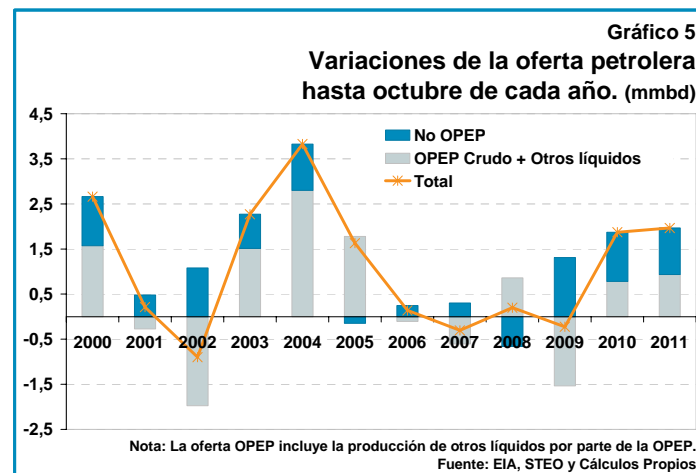
2.2 La Oferta Global

En un contexto mundial signado por la incertidumbre acerca del retorno a las sólidas sendas de expansión previas a 2007, el temor de los mercados sobre la situación fiscal y el riesgo de impago de la deuda soberana de las economías periféricas de la zona euro y la fuerte inestabilidad en los países árabes

² Desde 1970 y con la sola excepción de cuatro años (1997, 1998, 2001 y 2009), este coeficiente de eficiencia energética ha mejorado sostenidamente. En efecto, su valor promedio en la década de los setenta, cuando comienzan las mediciones fue de 3,7 y ha pasado a promedios de 1,8 (80's), 1 (90's) y 0,7 (en los 2000).

³ En la década de los ochenta, el coeficiente de consumo petrolero a PIB en China promedió 2,42 contra una media mundial de 1,75. Es decir, China requería para obtener un punto adicional de crecimiento un 38% de consumo energético que el resto del mundo. Esta ineficiencia se amplió en los noventa a 89% y en la década pasada mejoró a 52%, aún lejos de los valores relativos de los ochenta. Al cierre de este año se estima que China, en una senda de mejoría marcada, sea apenas 22% menos eficiente energéticamente que el resto del mundo.

mediterráneos, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) continuó jugando un papel de compensación frente a los desequilibrios en el balance petrolero mundial.



Hasta octubre de este año, el cártel petrolero había incrementado en términos netos⁴ su producción de crudo en 0,170 mmbd (Ver Gráfico 5). Dada la casi total interrupción de la producción de Libia y la disminución en

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

							Capacidad ociosa ^{3/}		
	2009	2010	Ago-11	Sep-11	Oct-11	2011 ^{1/}	Cuota actual ^{2/}	EIA	IEA
Arabia Saudita	8.047	8.284	9.850	9.760	9.660	9.172	8.010	2.750	2.590
Irán	3.756	3.706	3.575	3.585	3.575	3.641	3.330	0	150
Venezuela	2.181	2.338	2.270	2.280	2.290	2.255	2.010	0	150
EAU	2.238	2.304	2.555	2.570	2.555	2.498	2.230	60	230
Kuwait	2.184	2.297	2.545	2.560	2.545	2.449	2.220	0	50
Nigeria	1.835	2.060	2.230	2.150	2.130	2.093	1.700	0	530
Libia	1.531	1.559	45	100	345	459	1.470	0	150
Argelia	1.263	1.258	1.260	1.270	1.275	1.262	1.200	0	50
Qatar	719	801	825	825	825	820	730	0	230
Angola	1.779	1.783	1.660	1.700	1.800	1.665	1.510	0	260
Ecuador	454	475	485	485	485	472	430	0	30
OPEP (sin Irak)	25.987	26.865	27.300	27.285	27.485	26.782	24.840	2.810	4.420
Irak	2.388	2.401	2.680	2.770	2.655	2.654	nd	0	160
OPEP^{4/}	28.375	29.266	29.980	30.055	30.140	29.436	24.840	2.810	4.580

Notas: nd: No disponible, 1/ Promedio hasta octubre. 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 octubre 2011 según EIA y octubre 2011 según IEA.

^{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.

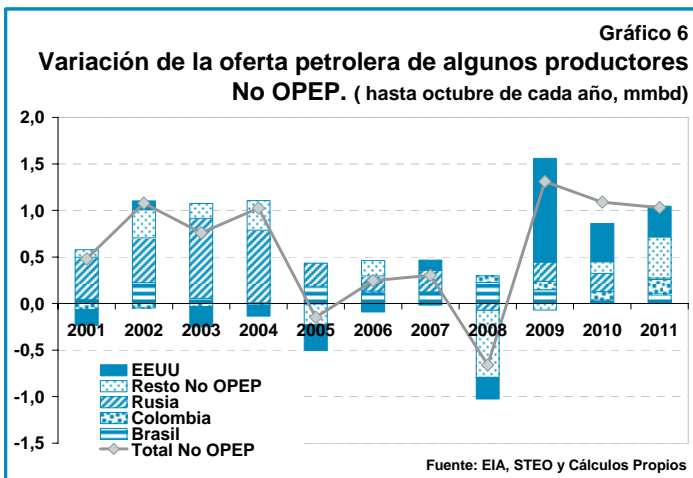
Fuente: Bloomberg, IEA, EIA y OPEP

la oferta de crudo de otros miembros del cártel, que en conjunto determinó una reducción de 1,454 mmbd, el moderado incremento resultó de las aportaciones compensatorias de Arabia Saudita (0,888 mmbd), Irak (+0,253), Emiratos Árabes (+0,194 mmbd) y Kuwait (+0,152 mmbd) (Ver Cuadro 1). Tal y como ha sido un

⁴ El término neto se refiere al hecho de que, además de incrementar en términos agregados en ese monto su oferta, tuvo que compensar el retiro de 1,58 mmbd de exportaciones libias originadas en la crisis política que sufrió en 2011.

factor importante en la reciente evolución de la oferta petrolera total, la producción de petróleo no convencional (condensados y otros líquidos de petróleo) que se encuentra fuera de las cuotas de producción negociadas por la organización, volvió a incrementarse a lo largo del año. Se estima al cierre de 2011, un aumento de 0,41 mmbd hasta alcanzar 5,8 mmbd (5,39 mmbd al cierre de 2010). De este modo, la oferta OPEP total (crudos y otros hidrocarburos líquidos) aumentó en 0,58 mmbd.

Por su parte, la oferta No-OPEP adicionó 1,031 mmbd a la producción mundial, algo menos del incremento de 1,089 mmbd experimentado en 2010 ó 2009, en el que adicionó a la oferta mundial 1,311 mmbd (Ver Gráfico 6). La expansión observada se debe a la aportación de casi 32% de los EEUU al aumentar tanto la producción de crudos como de productos líquidos, como etanol y líquidos de gas natural en alrededor de 0,328 mmbd.

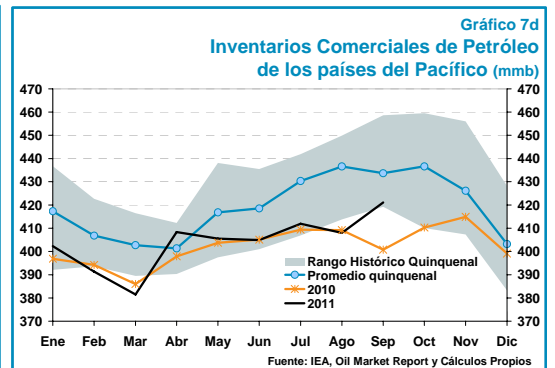
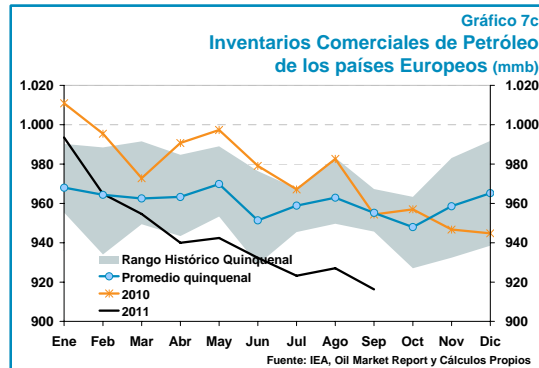
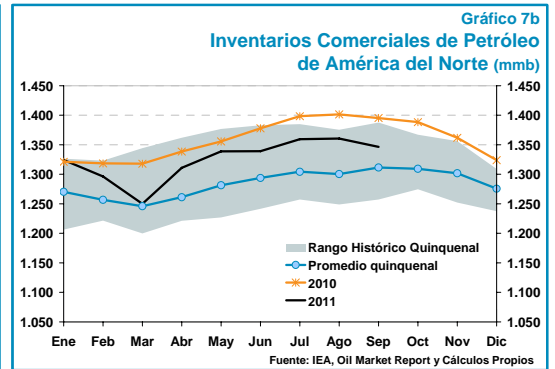
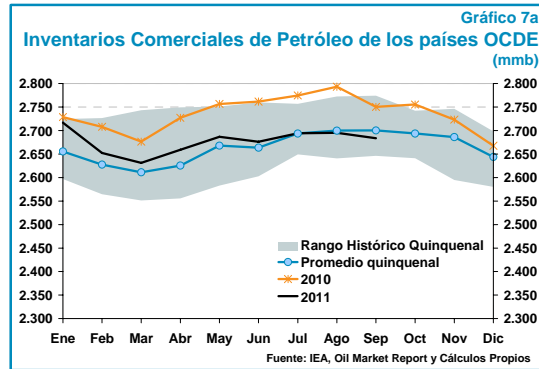


Entre los productores No OPEP destacaron en el año 2011, los incrementos de la producción de Colombia en 0,158 mmbd y Brasil con una variación de 0,155 mmbd. El resto de los países No-OPEP aportaron 0,443 mmbd, en lo

fundamental concentrados en Rusia y China, con variaciones de 0,1 y 0,113 mmbd, respectivamente.

2.3 Inventarios

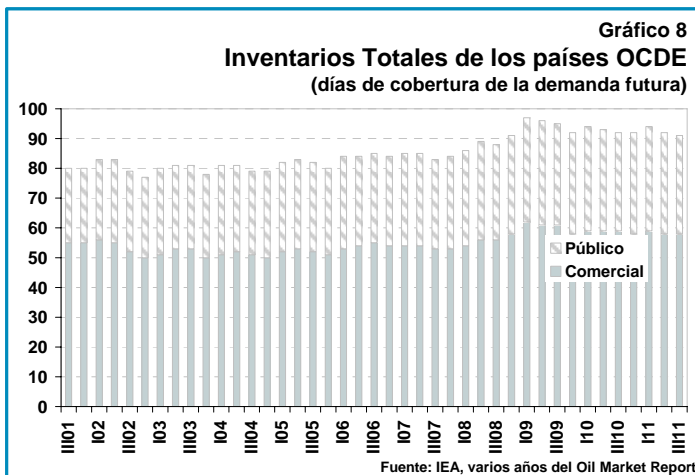
Dada la evolución conjunta de la oferta y demanda



petroleras totales, hasta octubre de este año, los inventarios comerciales globales disminuyeron ligeramente. Los niveles de inventarios han retrocedido sistemáticamente en los últimos 3 meses por debajo del promedio de los últimos cinco años, fenómeno que no ocurría desde el año 2004. Este descenso se centró en el componente de petróleo crudo, destilados medios y fuel oil, dado que el stock de gasolina y otros productos se elevaron en el periodo considerado. La reducción se calcula en el orden de 11,8 mmbd, para alcanzar los 2.684 mmbd ó 57,9 días equivalentes de consumo. (Ver Gráficos desde 7a hasta 7d).

La descomposición regional de la variación de los inventarios indica que, en el caso de Norteamérica, éstos se encuentran en 35 mmb por sobre el promedio quinquenal, lo que supone que ha continuado la tendencia a elevar las disponibilidades de productos para abastecer la demanda futura, si bien desacelerándose el ritmo de acumulación de inventarios respecto de lo observado en

2010. En Europa y en lo que va de año, la reducción de los inventarios es 77,2 mmb lo que supone una reducción cercana a los 40 mmb en relación con los promedios históricos recientes. En el caso de la región del Pacífico, en lo que va de año se formaron nuevos inventarios en un nivel cercano a los 19 mmbd. A pesar de este fortalecimiento de los stocks, éstos aún se mantienen 12,5 mmbd por debajo de los niveles que caracterizaron el comportamiento del quinquenio pasado. En relación con la composición total de los inventarios, los de propósitos comerciales mantienen el predominio alcanzado a partir del 2006. La demanda para inventarios comerciales⁵ representa alrededor de 64% del total de los inventarios de la OCDE, siendo por consecuencia el 36% los inventarios mantenidos por el sector público por razones de seguridad para el suministro energético (los denominados inventarios estratégicos), lo que representó una cobertura de consumo futuro de 33 días, muy parecido al registrado en igual período del año previo y que implicó una reducción de apenas 1 día en la cobertura del consumo futuro (Ver Gráfico 8).



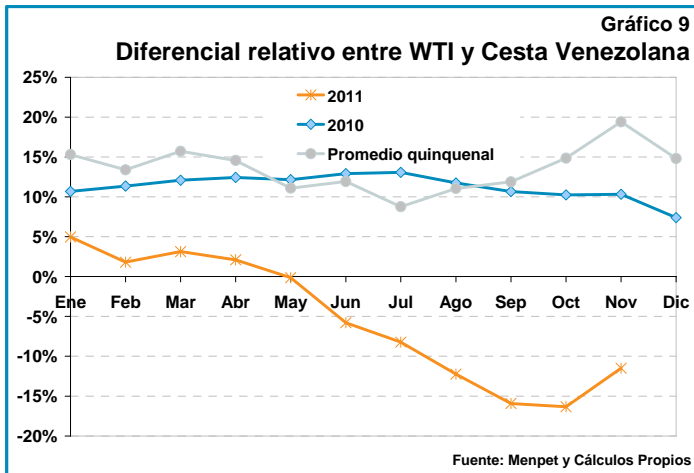
2.4 Precios Petroleros

La crisis de la deuda soberana de la zona euro ha sido el factor fundamental en el mantenimiento de un clima de incertidumbre que se ha reflejado en todos los mercados de activos a nivel internacional, incluyendo los mercados de productos básicos y el petrolero en particular. La tendencia reciente de los precios de los principales crudos marcadores ha tendido a reflejar la divergente evolución

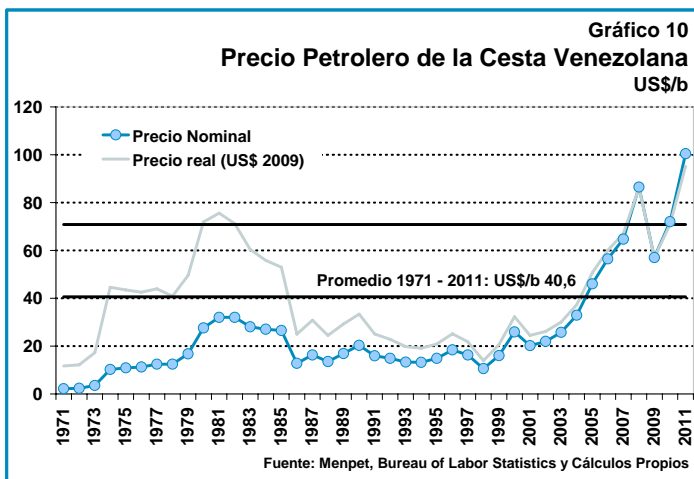
de los fundamentos en las economías de las regiones que alimentan la demanda energética en cada una de ellas. Así, el marcador West Texas Intermediate (WTI) sostuvo una senda alcista acompañando la relativa fortaleza de los fundamentos regionales de las geografías en las que éste se transa. En contraste el crudo marcador Brent mantuvo la debilidad reciente en su cotización, afectado por las dificultades de la unión europea, la progresiva incorporación de las exportaciones libias y la recuperación de la producción del Mar del Norte. En efecto, el promedio mensual del marcador del WTI entre enero y octubre de 2011 fue de US\$/b 94,6 (en comparación con los 78,1 US\$/b de igual periodo de 2010), manteniéndose en una banda entre un máximo de US\$/b 109,7 (abril) y un mínimo de 85,5 US\$/b (octubre). Por su parte, el marcador Brent exhibió un promedio mensual de US\$/b 111,1 (US\$/b 78,5 en igual periodo de 2010), oscilando en un rango de precios entre US\$/b 122,7 (abril) y un mínimo de US\$/b 97 (enero). La cesta OPEP contabilizó un promedio de US\$/b 107,1 (US\$/b 75,8 en el mismo lapso de 2010), variando entre US\$/b 92,5 (enero) y US\$/b 117,5 (abril). Esta evolución alcista en general, pero en proporciones muy desiguales entre el WTI y los restantes marcadores hizo que esa brecha se ampliara hasta un máximo de US\$/b 24 (en el caso del Brent) y US\$/b 22 (para la cesta OPEP) en septiembre de este año, si bien en términos relativos la diferencia ha venido cerrándose recientemente Brent 0,79 (0,92 en enero de este año) y OPEP a 0,81 (0,97 en enero de 2011).

A diferencia de lo ocurrido en 2010, el precio de la cesta petrolera venezolana ha experimentado incrementos superiores al de los crudos referenciales. En efecto, la cesta venezolana hasta octubre había cobrado ganancias de nivel en 23,7%, frente a variaciones positivas de 20% y 17,9% respectivamente en la cesta OPEP y el Brent. Este diferencial aún fue más marcado con relación al WTI, ya que este crudo liviano retrocedió en 3,6% respecto del precio de cierre de 2010. De este modo, como se puede observar en el Gráfico 9, el diferencial relativo entre la cesta venezolana y el WTI, que en 2010 había promediado el 10% a favor del WTI (16% en promedio del último quinquenio), durante este año no sólo se ha cerrado por entero, sino que ha cambiado a favor de la cesta venezolana hasta alcanzar 16%.

⁵ La formación de inventarios comerciales de petróleo tiene como objetivo garantizar la continuidad de las actividades de refinación y de distribución de productos. Por el importante componente estacional que caracteriza la demanda petrolera, exhibe una variabilidad superior a los inventarios con propósitos estratégicos.



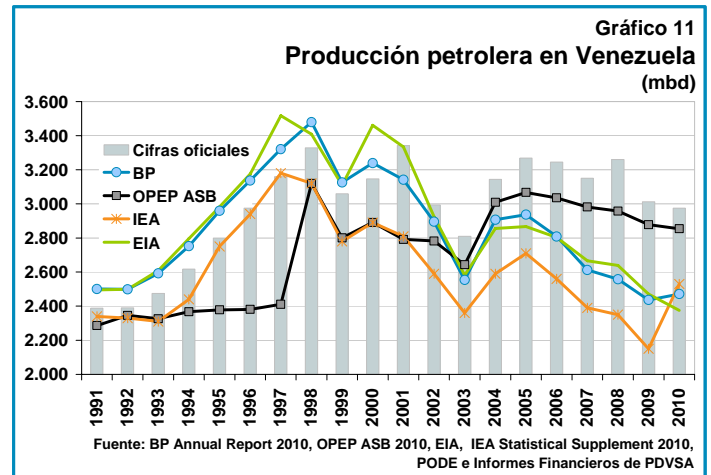
El precio de la cesta petrolera venezolana, como se aprecia en el Gráfico 10, medido a precios constantes del año 2009, ha alcanzado un nuevo máximo absoluto durante el año 2011, al promediar US\$/b 100,4, US\$/b 14,2 por sobre el anterior récord histórico de US\$/b 86,2 alcanzado en el año 2008.



3. SITUACIÓN DEL MERCADO PETROLERO NACIONAL

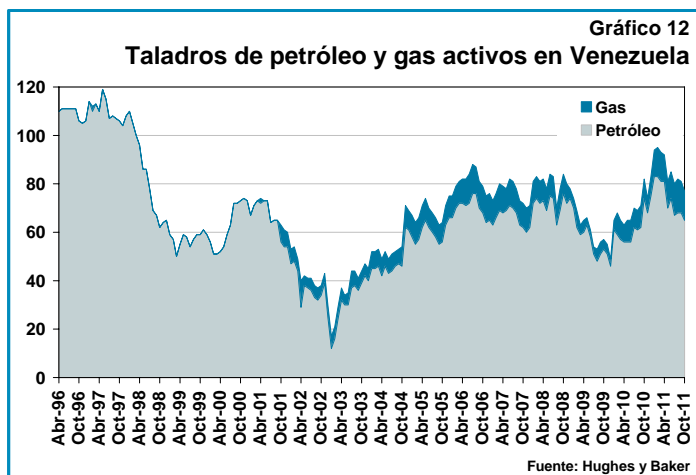
Uno de los aspectos controversiales de la actual situación del mercado petrolero nacional es en torno al verdadero nivel de la producción total de hidrocarburos líquidos para Venezuela, es decir, el registro de los volúmenes producidos de crudo, condensados de petróleo, gas natural líquido, orimulsión y otros hidrocarburos. En el Gráfico 11 se compara la producción petrolera total de acuerdo a diferentes fuentes calificadas como British Petroleum (BP), EIA, International Energy Agency (IEA) y OPEP (Annual Statistical Bulletin). Es de destacar que, dichas fuentes hasta el año 2005 no mostraban mayores diferencias en cuanto a los reportes de producción, lo que deja de ser cierto a partir de 2006. Estas divergencias,

especialmente, entre las estadísticas oficiales reportadas por PDVSA y las estimaciones provenientes de la IEA, llegaron en el año 2008 a exceder los 0,900 mmbd (3,26 mmbd de PDVSA vs. 2,35 mmbd de la IEA). Posteriormente, las diferencias se han ido acortando, principalmente debido a los ajustes efectuados por la propia estatal petrolera en 2009 (a 3,012 mmbd) y 2010 (a 2,975 mmbd). No obstante, con la excepción de las cifras reportadas por la OPEP, que difieren de las oficiales en torno a los 0,12 mmbd; las restantes fuentes externas mantienen discrepancias numéricas entre 0,445 mmbd y 0,6 mmbd que pueden considerarse muy significativas (una dispersión relativa de 20%). En todo caso, la tendencia que sigue la producción petrolera venezolana es a la baja, con independencia de la fuente que se utilice. En efecto, desde el máximo más reciente del año 2001, cuando según PDVSA la producción alcanzó los 3,342 mmbd (ó 2,792 mmbd según la fuente externa más conservadora que, para entonces resultó ser la OPEP), se cerró el pasado año con 2,975 mmbd según las cifras oficiales (ó 2,375 mmbd según la EIA).



Durante el año 2011, de acuerdo con la fuente independiente Bloomberg que publica los volúmenes de producción de crudo (incluyendo los crudos mejorados de la Faja), la producción venezolana a octubre reportaba un nivel de 2,29 mmbd, un 4,6% por sobre la producción de cierre de 2010, que es la producción más alta desde diciembre del año 2008. Estos volúmenes de producción se alcanzan con la actividad de 74 taladros activos de petróleo, como promedio de la actividad de extracción que reporta la empresa Baker Hughes Internacional. A lo largo del año, sin embargo, ha venido declinando el número de

taladros operativos. Así, mientras en enero y febrero estaban en operación 83 taladros (una cantidad que no se observaba desde junio de 1998), al cierre de octubre sólo se mantenían en operación 65 taladros, es decir, hasta octubre de este año se han desincorporado 10 taladros (una variación negativa de 13,3%). A nivel global la cantidad de taladros que reporta esta misma fuente pasó de 852 taladros a 925 taladros a octubre de este año. Es decir, se incrementó en 8,6%, lo que dejó la participación de Venezuela en 7% (que compara negativamente con el 8,8% de participación al cierre del pasado año). Los taladros utilizados en el área del gas pasaron de 8 a 12 en este mismo lapso (Ver Gráfico 12).



En cuanto a la concentración por destino de la cesta de exportaciones petroleras venezolana y al nivel de dependencia respecto de Venezuela de las importaciones petroleras estadounidenses, en 2010 se consolida la tendencia que desde el año 1997 y de manera más marcada aún desde el año 2005 presentan esos indicadores. En efecto, en 2010 las exportaciones venezolanas tanto de crudos como productos refinados hacia los EE.UU. se redujeron por tercer año consecutivo para representar 48,8% de las exportaciones totales, que constituye uno de los registros históricos más bajos desde que se dispone de esa serie, sólo superado por los valores alcanzados en el año 2003 y el trienio 2005-07. Más agudo si se quiere ha sido el ajuste a la baja en el nivel de cobertura que tiene la cesta petrolera venezolana, en la satisfacción de la demanda de importaciones de Estados Unidos desde Venezuela. Desde el máximo de 20,5% en el año 1995, ese coeficiente ha retrocedido

sistemáticamente hasta marcar un mínimo histórico de apenas 9,3% en los últimos tres años.

Esta recomposición del destino de las exportaciones petroleras venezolanas, en parte, es por el objetivo gubernamental de diversificar las exportaciones (reducción de los riesgos de concentración), reflejado en los diversos convenios de Cooperación Energética suscritos a lo largo de los últimos años, incluyendo el Fondo Conjunto Chino Venezolano, en la que las condiciones de repago de la línea de crédito comprometen algo más de 0,4 mmbd. Estos compromisos de abastecimiento en unión de las restricciones observadas en la capacidad de producción petrolera no comprometida (que al cierre del 3T-2011 era estimada por la EIA como no significativamente distinta de cero), obliga al redireccionamiento de las exportaciones desde sus destinos históricos hacia los nuevos compromisos comerciales y geopolíticos. A partir de las distintas iniciativas energéticas, que amplían y fortalecen los primeros esfuerzos efectuados a través del Acuerdo de San José (1980), el financiamiento en condiciones más favorables que las derivadas del mercado spot, con respecto a plazos y tasas de interés alcance hasta un 50% de la factura petrolera (Ver Cuadro 2). Durante el año 2010, en comparación con los registros de 2009, el suministro proporcionado a partir de estos convenios experimentaron un levísimo retroceso de apenas 0,002 mmbd, mucho más que compensado por la expansión de los suministros a China.

Como en el 2009, no se registraron operaciones a través del acuerdo de San José, y, en general, se mantuvieron los volúmenes negociados bajo los acuerdos de Petro-Caribe y del Convenio Integral de Cooperación (Argentina y Cuba), mientras que se incrementaron los despachos entregados a través del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas y los suministros a China. Exceptuando este último destino, los restantes acuerdos han pasado de comprometer un 10,9% de las exportaciones totales en el 2010 a representar 11,1%. Estos niveles al sumar los suministros a China, elevan la porción de exportaciones transadas bajo acuerdos privilegiados a 29,3%.

Cuadro 2
Ventas a países con acuerdos de cooperación Años 2009 - 2010
(mb/d)

	Año 2010			Año 2009			Variación Suministro 2010
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
PETROCARIBE	162	102	63%	162	103,9	64%	-2,3
Antigua y Barbuda	4	1,1	25%	4	0,5	11%	0,6
Belice	4	0	0%	4	0,4	10%	-0,4
Dominica	1	0,4	40%	1	0,3	30%	0,1
Granada	1	0,8	80%	1	0,7	70%	0,1
Guatemala	20	0	0%	20	0	0%	0,0
Guyana	5	2,8	54%	5	3,0	58%	-0,2
Haití ^{1/}	14	11,7	84%	14	14,2	101%	-2,5
Honduras	20	5,9	30%	20	3,4	17%	2,5
Jamaica	24	25,6	109%	24	27,9	119%	-2,3
Nicaragua ^{1/}	27	23,1	86%	27	25,1	93%	-2,0
República Dominicana	30	29,2	97%	30	27,6	92%	1,6
San Cristobal y Nieves	1	0,7	58%	1	0,6	86%	0,1
San Vicente y Las Granadinas	1	0,3	30%	1	0,2	20%	0,1
Surinam	10	0	0%	10	0	0%	0,0
<hr/>							
	Año 2010			Año 2009			Variación Suministro 2010
	Cuota	Sumistro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
ACUERDO DE COOPERACION ENERGETICA DE CARACAS (A.C.E.C)	83	37	45%	80	26	33%	11
Bolivia ^{1/}	14	4,5	33%	12	5,3	46%	-1
Paraguay	25	8,3	33%	25	8,7	35%	0
Uruguay	44	24,6	56%	44	12,1	28%	12,5
<hr/>							
	Año 2010			Año 2009			Variación Suministro 2010
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN (C.I.C)	127	117	92%	127	117	92%	0
Argentina	35	19,5	55%	35	24	68%	-4
Cuba	92	97,8	106%	92	93	101%	4,5
<hr/>							
	Año 2010			Año 2009			Variación Suministro 2010
	Cuota	Suministro	Cumplimiento	Cuota	Suministro	Cumplimiento	
ACUERDO DE SAN JOSE (A.S.J)	80	0	0%	80	11	14%	-11,2
Barbados	2	0	0%	2	0	0%	0,0
Costa Rica	11	0	0%	11	8	69%	-7,6
El Salvador	1	0	0%	1	0	0%	0,0
Guatemala	12	0	0%	12	0	2%	-0,2
Haití	7	0	0%	7	1	11%	-0,7
Honduras	5	0	0%	5	1	18%	-0,9
Jamaica	7	0	0%	7	0	0%	0,0
Nicaragua	7	0	0%	7	0	0%	0,0
Panamá	4	0	0%	4	2	45%	-1,8
República Dominicana	25	0	0%	25	0	0%	0,0

Nota: 1/ Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA.

Fuente: Información Financiera y Operacional PDVSA, Diciembre 2010

Las exportaciones venezolanas al cierre del primer semestre de este año, de acuerdo con las cifras reportadas por el MPP de Energía y Petróleo, contabilizaron 1,510 mmbd de crudos (-0,051 mmbd respecto de lo observado en 2010), 0,428 mmbd de crudo mejorado proveniente de la Faja del Orinoco (+0,037 mmbd más que en igual periodo de 2010) y 0,45 mmbd de productos (+0,012 mmbd). En total, las exportaciones

registraron en la primera mitad del año un valor de 2,303 mmbd (2,38 mmbd en 2010), es decir el volumen exportado se ha reducido en 3,2%. Por su parte, las importaciones petroleras en el semestre promediaron 0,087 mmbd (0,093 mmbd), contrayéndose interanualmente en 6,1% (Ver Cuadro 3).

En cuanto al consumo interno de productos refinados en Venezuela, con información disponible al cierre de 2010,

Cuadro 3
Comercio Petrolero
(mb/d)

	Exportaciones					Importaciones	
	Petróleo Crudo	Petróleo Crudo mejorado	Productos	Condensados	NGL	Volumen Total	Productos
Jun-10	1.559	429	315	29	3	2.334	84
Jul-10	1.538	418	302	37	5	2.300	113
Ago-10	1.530	404	362	29	11	2.336	93
Sep-10	1.405	440	318	32	4	2.199	58
Oct-10	1.586	366	325	32	5	2.314	55
Nov-10	1.410	358	307	27	5	2.107	67
Dic-10	1.556	338	349	28	4	2.275	39
Ene-11	1.724	432	393	35	1	2.585	50
Feb-11	1.357	436	343	31	1	2.168	50
Mar-11	1.463	456	448	29	2	2.398	76
Abr-11	1.403	380	406	28	3	2.220	78
May-11	1.536	ND	465	33	3	2.037	96
Jun-11	1.575	438	372	24	2	2.411	174
Promedio Enero - Junio 2010	1.560	392	393			2.380	93
Promedio Enero -Junio 2011	1.510	428	405			2.303	87
Variación 2010 - 2009	-51	37	12			-77	-6

Fuente: Reuters

se observa un consumo de productos refinados que se elevó a 0,592 mmbd (+0,074 mmbd que en 2009) o una variación porcentual de 14%. En el detalle de los productos, fueron los gasóleos (20,4%) y otros productos refinados (68,2%) los que experimentaron las mayores variaciones, en tanto que la gasolina (8,6%) y productos residuales (5,6%) fueron los de expansiones más moderadas. Con esas variaciones interanuales, y tal como se aprecia en el Cuadro 4 el componente de gasolina para vehículos continúa siendo el producto refinado individualmente más significativo, con una participación de 53,2% (56% en 2009), cediendo relevancia a favor de los gasóleos y residuales, expansión vinculada a la sustitución de la generación hidroeléctrica por la termoeléctrica.

Cuadro 4
Ventas en el mercado interno
(mb/d)

	2010	2009	2008	2007	2006
Productos Refinados	592	518	499	482	465
Gasolina para automóviles	315	290	287	274	257
Gasóleos y destilados	183	152	148	137	133
Residual	57	54	34	41	45
Resto productos refinados	37	22	30	30	30
Gas Natural Licuado	82	81	81	82	83
Líquidos de Hidrocarburos	674	599	580	564	548
Gas Natural Mbpe	304	313	307	512	431
Total Líquidos y Gas Natural	978	912	887	1076	979

Fuente: Estado Financiero PDVSA 2010

Fuentes de Información Externas sobre el consumo de Hidrocarburos Líquidos

EIA	746	723	705	691	631
BP	765	729	712	682	661
OPEP ASB	675	668	638	604	570

Fuentes: EIA, BP Annual Report 2010, OPEP Annual Statistical Bulletin 2010.

4. CRECIMIENTO ECONÓMICO

El mercado petrolero internacional en 2011 continuará afectado por fuerzas contrapuestas, tanto desde el lado de la oferta, como en especial desde la demanda. Las presiones al alza en los precios petroleros seguirán alimentadas por la inestabilidad que se prevé continúe prevaleciendo en las economías petroleras del África mediterránea y en algunos países del Oriente Medio. Este componente alcista puede ser contrarrestado por una recuperación más acelerada de las exportaciones libias. En adición,

persiste la fuerte incertidumbre sobre la resolución de la crisis de la deuda soberana de los países periféricos de la zona euro y los efectos de contagio que sobre el crecimiento mundial y al final sobre la demanda de productos básicos pueda generar su evolución negativa en 2011.

Durante el año 2011, se ha producido una notoria desaceleración del crecimiento en las economías avanzadas (3,1% en 2010 contra un estimado de 1,6% para el año 2011), lo que va suponer una disminución de casi 48% en la expansión de la actividad económica (FMI, 2011). En sus componentes principales, EEUU va a observar un recorte de su expansión a apenas 1,5% (vs 3% en 2010), con Japón contrayéndose en 0,5% (en contraste con la expansión de 4% del pasado año) y la zona euro manteniendo bajos niveles de actividad (1,6% vs. 1,8%).

Este débil crecimiento en los países OCDE ha sido replicado aunque de forma mucho más atemperada por las economías emergentes al ver crecer en su conjunto el área en 6,4%, frente a 7,3% en 2010. Sin embargo, en este contexto de escalamiento a la baja en el crecimiento de las economías emergentes, los países que en los

últimos años han liderado la demanda de productos básicos mantienen vigorosas tasas de expansión, con China creciendo a 9,5% (10,3% en 2010), India a 7,8% (10,1% en 2010) y Oriente Medio con 4% (4,4% en 2010) (Ver Cuadro 5).

especialmente China (+9,5% vs. 9%) e India (+7,8% frente a 7,5% en 2010). También destaca por su creciente demanda petrolera, la expansión esperada de los países del Medio Oriente y África del Norte, aunque con tendencia a la desaceleración (3,6% frente a 4% en 2010). América

Cuadro 5
Crecimiento Económico
(Variación porcentual del PIB Real)

País / Región	1991-2000	2001-2011	2012(p)- 2016(p)	Proyecciones		
				2010	2011 (p)	2012 (p)
Mundo	3,2	3,6	4,6	5,1	4,0	4,0
Economías Avanzadas	2,8	1,6	2,5	3,1	1,6	1,9
EEUU	3,4	1,6	2,8	3,0	1,5	1,8
Japón	1,2	0,6	1,8	4,0	-0,5	2,3
Zona Euro	2,2	1,2	1,5	1,8	1,6	1,1
Mayores Economías Avanzadas (G7)	2,6	1,3	2,3	2,9	1,3	1,7
Otras Economías Avanzadas ^{1/}	4,4	3,3	3,7	5,8	3,6	3,7
Economías Emergentes y en Desarrollo	3,9	6,2	6,5	7,3	6,4	6,1
Europa Central y Este	2,3	3,9	3,5	4,5	4,3	2,7
África de la Sub-Sahara	2,3	5,7	5,4	5,4	5,2	5,8
Países de Asia en Desarrollo	7,4	8,3	8,4	9,5	8,2	8,0
China	10,5	10,4	9,4	10,3	9,5	9,0
India	5,6	7,5	8,0	10,1	7,8	7,5
Medio Oriente y África del Norte	3,8	4,8	4,5	4,4	4,0	3,6
América Latina y el Caribe	3,3	3,5	4,0	6,1	4,5	4,0
Argentina	4,3	4,9	4,2	9,2	8,0	4,6
Brasil	2,6	3,6	4,1	7,5	3,8	3,6
Colombia	2,8	4,2	4,5	4,3	4,9	4,5
Venezuela	2,2	3,4	2,3	-1,5	2,8	3,6

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

Fuente: FMI: World Economic Outlook, Septiembre 2011 y Cálculos Propios

5. PERSPECTIVAS PETROLERAS GLOBALES PARA EL AÑO 2012

Para el año 2012, el consenso de los analistas anticipa, entre ellos los análisis provenientes del Fondo Monetario Internacional en su informe de octubre (FMI, 2011), que la economía global podría mostrar tasas de crecimiento similares a las mostradas en 2011, por el orden del 4% para el total, con un patrón igualmente diferenciado entre las economías de los países avanzados (1,9% vs. 1,6% en 2011) y las emergentes (6,4% contra 6,1%) y que tienden a converger a las tasas de crecimiento que prevalecieron entre 2000 y 2011 si bien, con una superior volatilidad y dispersión. Desde el punto de vista del mercado petrolero aún de mayor relevancia que el dinamismo de la economía mundial es el comportamiento esperado de las regiones cuyo crecimiento se traduce en mayores incrementales en su demanda petrolera. En este grupo como viene siendo tradicional, resalta la expansión esperada de los países asiáticos en desarrollo (8,2% vs. 8% el pasado año) y

Latina también observaría un debilitamiento en su crecimiento en alrededor de 50 puntos básicos (a 4% desde 4,5%).

Los analistas petroleros internacionales (Ver Cuadro 6) coinciden en que el consumo energético mundial, y en particular de los hidrocarburos, continuará creciendo el año próximo. La EIA (EIA, 2011) estima una expansión de 1,6% en la demanda de crudos e hidrocarburos líquidos, marcando por tercer año consecutivo un nuevo máximo. En efecto, desde el récord de 2010 (87,1 mmbd), el consumo este año registraría un nivel de 88,2 mmbd y de 89,6 mmbd el próximo año. Este incremento está asociado íntegramente al aumento de la demanda de China y otras economías emergentes que han resultado en el soporte más reciente del dinamismo del consumo, ya que se espera que la demanda de los países OCDE más bien se mantenga sin cambios (tras la reducción en el orden de 0,4 mmbd con la que finalizará este año).

Desde el lado de la oferta No-OPEP se espera un expansión de su producción en torno a 1,1 mmbd (que compara con el aumento de 0,4 mmbd de este año) para alcanzar una oferta agregada de 53,3 mmbd (cerca del 59,7% de la producción total de crudo e hidrocarburos líquidos). Los productores con mayores contribuciones esperadas a esa oferta (cada uno de ellos en las cercanías de los 0,1 mmbd) son Canadá, China, Colombia, Kazajistán y los Estados Unidos que contrasta con los retrocesos de producción proyectados para Rusia (-0,11 mmbd al 4T-2012 contra el 4T-2011) y México (-0,05 mmbd).

Cuadro 6
Balances de Petróleo - EIA, IEA y OPEP
(mmb/d)

						Variaciones			
	2008	2009	2010	2011 (p)	2012 (p)	2009	2010	2011 (p)	2012 (p)
Fuente EIA									
Demanda	85,5	84,3	87,1	88,2	89,6	-1,1	2,7	1,2	1,4
Demanda OCDE	47,6	45,4	46,1	45,7	45,7	-2,1	0,7	-0,4	0,0
Estados Unidos	19,5	18,8	19,4	19,2	19,4	-0,7	0,7	-0,2	0,1
Demanda No-OCDE	37,9	38,9	41,0	42,5	44,0	1,0	2,1	1,6	1,4
China	7,9	8,3	9,2	9,9	10,5	0,5	0,9	0,7	0,6
Oferta	85,4	84,3	86,9	87,7	89,3	-1,0	2,6	0,8	1,6
No OPEP ^{1/}	49,7	50,5	51,8	52,2	53,3	0,8	1,3	0,4	1,1
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	37,1	37,6	38,6	38,8	39,8	0,4	1,0	0,2	1,0
FSU	12,5	12,9	13,2	13,4	13,5	0,4	0,3	0,2	0,1
OPEP Condensados/GNL	4,4	4,8	5,4	5,8	6,3	0,3	0,6	0,4	0,5
Crudo OPEP ^{3/}	31,3	29,1	29,8	29,7	29,8	-2,2	0,7	-0,1	0,0
OPEP ^{3/}	35,7	33,9	35,2	35,5	36,1	-1,8	1,3	0,4	0,5
Participación OPEP (%)	41,8	40,2	40,5	40,5	40,4	-1,7	0,3	0,1	-0,2
Cambio en los Inventarios	-0,1	0,0	-0,1	-0,5	-0,3				
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	31,3	29,1	29,9	30,3	30,0	-2,3	0,8	0,3	-0,2
Fuente IEA									
Demanda	86,3	85,9	88,2	89,2	90,5	-0,4	2,4	1,0	1,3
Demanda OCDE	47,6	46,0	46,2	45,8	45,6	-1,7	0,2	-0,4	-0,2
América del Norte	24,2	23,3	23,8	23,5	23,4	-0,9	0,5	-0,2	-0,1
Demanda No-OCDE	38,7	39,9	40,8	43,4	44,9	1,2	0,9	2,6	1,5
China	7,9	8,1	9,1	9,5	10,1	0,2	1,0	0,5	0,5
Oferta	86,3	85,9	88,2	89,2	90,5	-0,4	2,4	1,0	1,3
No OPEP ^{1/}	50,8	51,7	52,6	52,8	53,8	0,9	0,9	0,2	1,0
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	38,0	38,4	39,1	39,1	40,0	0,4	0,7	0,1	0,9
FSU ^{2/}	12,8	13,3	13,6	13,6	13,8	0,5	0,3	0,1	0,1
OPEP Condensados/GNL	4,4	4,6	5,4	5,9	6,3	0,2	0,8	0,5	0,4
Crudo OPEP ^{3/}	31,2	29,6	29,5	30,6	30,4	-1,6	-0,1	1,1	-0,2
OPEP ^{3/}	35,6	34,2	34,8	36,5	36,7	-1,4	0,7	1,6	0,2
Participación OPEP (%)	41,3	39,8	39,5	40,9	40,5	-1,5	-0,3	1,4	-0,3
Cambio en Inventarios	0,3	0,0	0,0						
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	31,1	29,6	30,3	30,6	30,4	-1,5	0,7	0,3	-0,2
Fuente OPEP									
Demanda	86,1	84,7	86,9	87,8	89,0	-1,4	2,2	0,9	1,2
Demanda OCDE	47,6	45,6	46,2	45,9	45,9	-2,0	0,6	-0,3	0,0
América del Norte	24,2	23,3	23,8	23,6	23,8	-0,9	0,5	-0,2	0,2
Demanda No-OCDE	38,5	39,1	40,7	41,9	43,1	0,6	1,6	1,2	1,2
China	8,0	8,3	9,0	9,4	9,9	0,3	0,7	0,4	0,5
Oferta	83,7	86,8	86,9	87,8	89,0	3,1	0,1	0,9	1,2
No OPEP ^{1/}	50,3	51,1	52,3	52,5	53,3	0,8	1,2	0,2	0,8
No OPEP sin Antigua Union Soviética (FSU)	37,7	38,1	39,1	39,2	39,8	0,4	1,0	0,1	0,6
FSU	12,6	13,0	13,2	13,3	13,5	0,4	0,2	0,1	0,2
OPEP Condensados/GNL	4,1	4,3	4,9	5,3	5,7	0,2	0,6	0,4	0,4
Crudo OPEP	29,3	31,4	29,7	30,0	30,0	2,1	-1,7	0,3	0,0
OPEP	33,4	35,7	34,6	35,3	35,7	2,3	-1,1	0,7	0,4
Participación OPEP (%)	39,9	41,1	39,8	40,2	40,1	1,2	-1,3	0,4	-0,1
Cambio en Inventarios	-0,4	-0,5	-0,5						
Demanda de crudo OPEP e Inventarios	31,7	29,3	29,7	30,0	30,0	-2,4	0,4	0,3	0,0

Notas: 1/ Incluye en promedio 1,7 mmb/d de ganancias de procesamiento así como bio combustibles.

2/ FSU: Armenia, Azerbaijan, Belarus, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia; Lithuania, Moldova; 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, noviembre 2011, IEA's Oil Market Report, noviembre 2011, OPEP's Monthly Oil Market Report de noviembre 2011 y Cálculos Propios

se mantendría aún con variaciones positivas, por parte de la IEA (-0,14 mmbd en 2011 y -0,09 mmbd en 2012) en reconocimiento de los peores resultados esperados en la cosecha de caña de azúcar y por los atrasos observados en los programas de inversión energética por parte de Petrobras.

La contribución de la OPEP a la oferta mundial se espera que se concentre en la producción de hidrocarburos líquidos, distintos al crudo, que no están sujetos al sistema de cuotas. Estos productos, según las estimaciones de la EIA, aportan 0,4 mmbd este año y se incrementarán medio millón de barriles diarios el próximo año. La producción de crudo se estima que de forma agregada no experimente cambios sustantivos desde el incremento de 0,7 mmbd observado en 2010, a pesar de la progresiva recuperación de la producción y exportación de crudos de Libia (que al cierre de septiembre contabilizaba apenas 0,2 mmbd). El

patrón de normalización que se proyecta para la producción de crudos libios supone elevarla desde 0,35 mmbd en el IT-2012 hasta 0,8 mmbd al cierre del año,

poco más de la mitad de los 1,5 mmbd que producía previo a los conflictos político-sociales de inicios de este año. Dado el esfuerzo de re-equilibrar el mercado petrolero tras el conflicto libio y que supuso elevar la producción de algunos países OPEP en compensación al retiro de producción de ese país, la capacidad no utilizada del cartel se contrajo en medio millón de barriles diarios, desde los 3,5 mmbd al cierre de 2010. Una vez se re-establezca plenamente la producción de Libia, la holgura en capacidad de producción de la OPEP podría alcanzar a los 4 mmbd.

En relación con el comportamiento de los inventarios comerciales de la OCDE se espera que en 2012, al igual que este año, su nivel continúe descendiendo si bien de modo muy moderado en gran medida debido a la caída del consumo energético en esos países, al pasar de 57,7 días de cobertura del consumo diario al cierre de 2011 a 57,4 días al cierre de 2012.

2011), se mantienen en el bienio 2011-2012 en torno a los US\$/b 100 (US\$/b 100,8 en 2011 y US\$/b 99,9 en 2012), mientras que la proyección para el WTI apunta a un promedio para este año de US\$/b 93,8 y US\$/b 91,1 para el próximo año.

Estas estimaciones de la EIA están muy en línea con los pronósticos de una amplia muestra de analistas petroleros (Ver Cuadro 7), que predicen un precio promedio de US\$/b 97 con valores máximos y mínimos entre US\$/b 86 y US\$/b 109,5, menos dispersos en general que en el pasado reciente.

6. PERSPECTIVAS PETROLERAS DE VENEZUELA

Durante el año 2010 se avanzó notablemente en el proceso de formación de las empresas mixtas a las que se les otorgó concesiones en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con el objetivo de llevar su producción a 3 mmbd. Estas asignaciones forman parte del denominado Proyecto

Tricolor, por el cual se incrementaría la capacidad de producción de los bloques Junín, Boyacá, Ayacucho y Carabobo. Tras esa iniciativa, se esperaba inicialmente que en algunos proyectos (en especial Junín), comenzaran a producir este año. Esta producción podría adicionarse tempranamente a partir de la extracción de crudos extra pesados, que técnicamente pueden

convertirse en crudos pesados con valor comercial

Cuadro 7
Proyecciones de los Precios de Petróleo NYMEX

Fecha de la proyección	IV Trim 2011	I Trim 2012	II Trim 2012	III Trim 2012	IV Trim 2012	2012
Societe Generale SA	21/11/2011	98,3	98,3	98,7	109,0	103,0
Danske Bank A/S	21/11/2011	96,0	100,0	101,0	102,0	102,0
National Australia Bank Ltd	18/11/2011	94,0	95,0	99,0	101,0	99,5
BNP Paribas SA	18/11/2011	96,0	105,0	102,0	100,0	103,5
JPMorgan Chase & Co	15/11/2011	90,0	90,0	90,0	100,0	97,5
Commerzbank AG	14/11/2011	89,0	87,0	92,0	98,0	94,3
Barclays PLC	14/11/2011	102,0	101,0	112,0	107,0	109,5
Deutsche Bank AG	04/11/2011	90,0	90,0	95,0	97,0	95,0
CIBC World Markets Corp	02/11/2011	95,0	100,0	105,0	100,0	103,5
Prestige Economics LLC	31/10/2011	91,0	94,0	96,0		95,0
National Australia Bank Ltd	24/10/2011	86,0	89,0	93,0	96,0	94,3
Commerzbank AG	24/10/2011	84,0	87,0	92,0	98,0	94,3
Wells Fargo Securities LLC	21/10/2011	85,0	86,0	88,0	89,0	88,3
RBC Capital Markets	12/10/2011	80,0	86,0	87,0	92,0	90,0
UniCredit Markets & Investment Banking	12/10/2011	98,0	93,0	98,0	103,0	98,0
Raymond James & Associates Inc	10/10/2011	95,0	94,0	98,0	102,0	98,0
Standard Bank PLC	06/10/2011	80,0	85,0	95,0	100,0	95,0
Credit Suisse Group AG	04/10/2011	75,0	80,0	86,0	90,0	86,0
Promedio		89,8	92,2	96,0	99,1	97,0
Mediana		90,0	91,5	95,5	100,0	96,3
Mínimo		75,0	80,0	86,0	89,0	86,0
Máximo		102,0	105,0	112,0	109,0	109,5

Fuente: Bloomberg

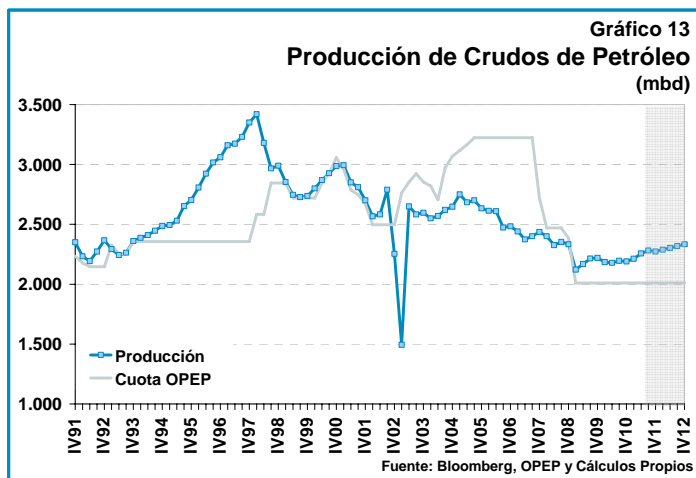
Los precios proyectados para el RAC (Refiner Acquisition Cost⁶), tras la última revisión de las estimaciones (EIA,

⁶ Es el promedio ponderado de los precios, incluyendo costos de transporte, de los distintos tipos de crudo que adquieren las refinerías de los Estados Unidos. Como ya oportunamente se ha señalado (Mercantil Banco, 2010) durante varias décadas el crudo marcador WTI constituyó el marcador de referencia para la estimación del precio de la cesta petrolera venezolana y mantuvo una prima sobre esta cesta de 19,5% en promedio del periodo 1990-2008. Por igual, el WTI se transaba también con prima por sobre el precio del RAC, dada su condición de crudo liviano y dulce. Sin embargo, a partir del año 2009, la brecha se invierte y pasa a cotizarse con descuento respecto a los principales crudos marcadores. Por ejemplo, al 25-11-12

2012 el precio semanal de la cesta venezolana cerró en US\$/b 108 mientras que el WTI cotizó US\$/b 96,6. Este fenómeno obedece a cambios muy específicos en las condiciones del mercado en el que fundamentalmente se transa este crudo. En efecto, en los últimos años se ha producido una notable expansión de la oferta de crudo proveniente de Canadá y Dakota del Norte hacia el mercado en las geografías en las que naturalmente se transa el WTI (la denominada midcontinent region conformada por la zona norte de Texas y Minnesota y porciones importantes de Dakota del Norte y del Sur, Nebraska, Kansas, Oklahoma, Arkansas, Missouri y Iowa), sin que la capacidad de almacenamiento en la región y de transporte hacia las refinerías de la Costa del Golfo hayan crecido proporcionalmente, lo que ha provocado sistemáticos excesos de oferta y los consecuentes descuentos en los precios del WTI.

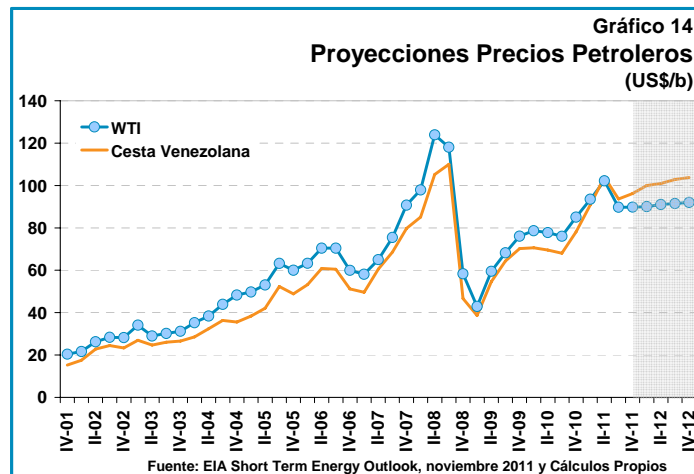
superior (y ser procesados externamente, dadas las limitadas capacidades de refinación doméstica no utilizada). La conjunción de retrasos en la construcción de la infraestructura necesaria para estos desarrollos petroleros y las restricciones petroleras de corto plazo que exhibe la estatal petrolera hace poco probable que para 2012 estos bloques adicionen producción de crudos, al menos en volúmenes estadísticamente significativos.

En consecuencia, la evolución esperada de la producción petrolera venezolana será similar a la observada este año. Es decir, a lo largo de 2011, se ha incrementado la producción de crudo en torno a 0,069 mmbd (una variación de 3,2%), concentrándose en la producción con esfuerzos propios de PDVSA. Así para 2012, se espera un nivel de inversiones que sea suficiente no sólo para mantener el nivel de producción actual y evitar una mayor declinación de los pozos existentes, sino que adicione alrededor de 0,055 mmbd para una producción promedio de crudo de 2,311 mmbd (Ver Gráfico 13).



La proyección del precio de la cesta venezolana para 2012 asume que se mantiene el diferencial relativo de ésta con respecto al RAC, como nuevo precio de referencia para las proyecciones de los crudos marcadores. De acuerdo con las últimas proyecciones de la EIA (noviembre, 2011) se prevé un precio promedio para la cesta venezolana al cierre de 2011, 34,4% superior al promediado en 2010 (US\$/b 71,6), mientras que para 2012 se espera un incremento del valor de la cesta petrolera venezolana si bien sólo 6% mayor al precio corriente, para promediar

US\$/b 101,9 que en todo caso apunta a constituirse en un nuevo máximo histórico (Ver Gráfico 14).



Referencias Bibliográficas

- Energy Information Administration (2011). Short Term Energy Outlook. Recuperado en Noviembre 9, 2011 de http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf.
- Fondo Monetario Internacional (2011). Slowing Growth, Rising Risks. *World Economic Outlook*, septiembre, Fondo Monetario Internacional, Washington D.C.
- Mercantil Banco (2010). *Boletín Económico Mensual*. Mercantil Banco, Gerencia de Investigación Económica, septiembre, Caracas.

**NORMATIVA LEGAL APROBADA EN EL AMBITO ECONOMICO Y SECTORIAL
MES DE NOVIEMBRE 2011**

GACETA OFICIAL N°	FECHA	SUMARIO
39.791	02/11/2011	Decreto N° 8.559, mediante el cual se ordena la supresión del Ministerio del Poder Popular para Transporte y Comunicaciones y, se crean el Ministerio del Poder Popular para Transporte Acuático y Aéreo, y el Ministerio del Poder Popular para Transporte Terrestre, a cargo de los Ministros del Poder Popular de Transporte Acuático y Aéreo, y de Transporte Terrestre, respectivamente.
39.795	08/11/2011	Decreto N° 8.579, mediante el cual se dicta el Reglamento Parcial de la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e innovación Referido a los Aportes, el Financiamiento y su Resultado, y la Ética en la Investigación, Tecnología e Innovación.
39.797	10/11/2011	Resolución mediante la cual se fija en todo el Territorio Nacional el Precio Máximo de Venta al Público (PMVP) del Café en Grano, Tostado o Molido.
39.797	10/11/2011	Resolución mediante la cual se fija en todo el Territorio Nacional el Precio Máximo de Venta (PMV) del Café Verde pagado al Productor Nacional.
39.798	11/11/2011	Resolución mediante la cual se dicta las Normas Relativas a las Operaciones en el Mercado de Divisas.
39.798	11/11/2011	Resolución mediante la cual se dicta las Normas Generales del Sistema de Transacciones con Títulos en Moneda Extranjera (SITME).
39.798	11/11/2011	Resolución mediante la cual se dicta las Normas Relativas a los Supuestos y Requisitos para tramitar operaciones en el Sistema de Transacciones con Títulos en Moneda Extranjera (SITME) por parte de las personas jurídicas.
39.798	11/11/2011	Resolución mediante la cual se dicta las Normas Relativas a los Supuestos y Requisitos para Tramitar Operaciones en el Sistema de Transacciones con Títulos en Moneda Extranjera (SITME) por parte de las personas naturales.
39.799	14/11/2011	Decreto N° 8.585, mediante el cual se dicta el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley que autoriza la creación de fondos en las Instituciones Bancarias del Sector Público para el financiamiento de la adquisición y reparación de viviendas en condición de arrendamiento.
39.799	14/11/2011	Decreto N° 8.587, mediante el cual se dicta el Reglamento de la Ley para la Regularización y Control de los Arrendamientos de Vivienda.
39.799	14/11/2011	Resolución mediante la cual se autoriza a Petróleos de Venezuela, S.A., (PDVSA), para actuar en el mercado de valores como emisor de obligaciones por el monto que en ella se señala, a ser colocadas a través del Sistema de Colocación Primaria de Títulos en Moneda Extranjera (SICOTME). (emisión de obligaciones por US\$ 3.000.000.000,00, a ser colocadas en el SICOTME)
39.802	17/11/2011	Decreto N° 8.563, mediante el cual se dicta el Reglamento Parcial sobre la Superintendencia Nacional de Costos y Precios y el Sistema Nacional Integrado de Administración y Control de Precios.
39.804	21/11/2011	Providencia mediante la cual se establece el Reglamento Interno de la Superintendencia Nacional de Costos y Precios.
39.804	21/11/2011	Resolución mediante la cual se establecen los mecanismos de aplicación transitoria del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica que Reserva al Estado las Actividades de Exploración y Explotación del Oro, así como las Conexas y Auxiliares a éstas, con respecto al control y fiscalización de la regalía y las ventajas especiales previstas en ese instrumento legal, y la aplicación del régimen tributario, hasta tanto se finalice el proceso de migración y sea organizada y estructurada la Superintendencia Nacional del Oro.
39.805	22/11/2011	Resolución mediante la cual se dicta la Reforma Parcial del Reglamento del Sistema de Cámara de Compensación Electrónica.
39.805	22/11/2011	Resolución mediante la cual se autoriza a Petróleos de Venezuela, S.A., (PDVSA), para actuar en el mercado de valores como emisor del bono PDVSA 2021, por el monto que en ella se indica, (amortizable anual, igual y consecutivamente en los años 2019, 2020 y 2021), a objeto de realizar una oferta de intercambio dirigida al Banco Central de Venezuela (BCV) y a los fondos de pensión e inversión de PDVSA. (US\$ 3.000.000,00)
39.805	22/11/2011	Providencia mediante la cual se establecen los lineamientos generales que regirán el Registro Nacional de Precios de Bienes y Servicios.
39.805	22/11/2011	Providencia mediante la cual se dictan las Normas para Regular la Notificación de Precios de Bienes determinados con anterioridad a la entrada en vigencia del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Costos y Precios Justos.
39.809	28/11/2011	Decreto N° 8.628, mediante el cual se establece que las instituciones del sector bancario tanto públicas como privadas, tendrán la obligación de otorgar préstamos hipotecarios a largo plazo, con cargo a la Cartera Hipotecaria Obligatoria, para la adquisición de todos y cada uno de los inmuebles que hayan sido construidos, total o parcialmente con préstamos a corto plazo otorgados por cada una de ellas con recursos provenientes de dicha cartera.
39.809	28/11/2011	Decreto N° 8.629, mediante el cual se dicta las Normas que Establecen la Rebaja Solidaria por Vivienda Perdida.

Fuente: Gacetas Oficiales de la República Bolivariana de Venezuela

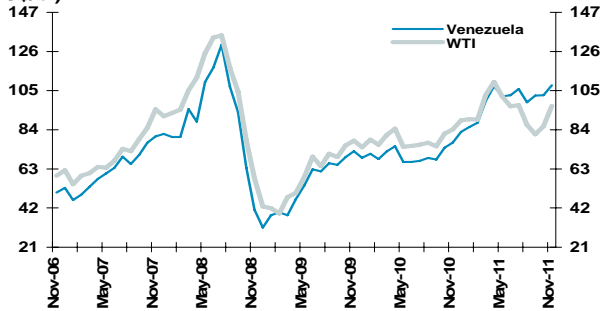
Este boletín ha sido elaborado en la Gerencia de Investigación Económica del Mercantil C.A., (Banco Universal), coordinada por: Francisco Vivanco Cabello.
Equipo de Investigadores: Andrés Duque, Inés Fasanaro, Gema Murillo, Carmen J. Noguera, Leonardo Vera.
Las opiniones aquí expresadas son responsabilidad 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 33. N° 11.

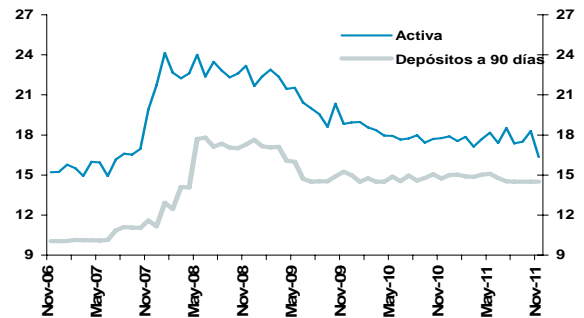
INDICADORES ECONOMICOS	2008	2009	2010	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Var %	Var %
SECTOR EXTERNO										
Volumen Promedio de Producción de Crudos (miles de barriles)	2.353	2.181	2.187	2.300	2.270	2.280	2.290	2.305	5,3%	5,7%
Precio West Texas Intermediate (WTI) (US\$/b)	99,9	55,3	58,8	97,2	86,7	86,7	85,8	96,8	8,7%	15,0%
Precio Cesta Venezolana (US\$/b)	86,5	57,0	72,7	105,9	98,7	102,4	102,5	107,8	30,1%	39,9%
Precio OPEP (US\$/b)	94,4	55,0	58,2	111,4	106,3	108,1	106,0	109,9	24,5%	33,0%
Exportaciones No Tradicionales (MM de US\$)	5.426	2.380	2.486	241	282	256,00			(1,6)%	15,8%
Importaciones ^{1/} (MM de US\$)	45.128	36.908	30.745	2.727	3.497	3.333			(17,4)%	8,4%
Reservas Internacionales Brutas (MM de US\$)	42.299	35.000	29.500	29.083	30.722	31.106	29.219	27.807	(5,7)%	8,7%
Tipo de Cambio Preferencial de Cierre (Bs./US\$)	2,15	2,15	2,60							
Tipo de Cambio Petrolero de Cierre (Bs./US\$)	2,15	2,15	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30		
SECTOR REAL										
Indice 1997 = 100										
Indice de Volumen de Ventas	216,6	192,7	178,7	189,8	195,7	196,8			(18,8)%	12,6%
Al por Mayor	143,3	122,1	130,8	143,7	156,3	167,9			19,1%	16,9%
Al por Menor	265,7	239,8	210,8	220,7	222,1	216,2			(30,4)%	10,4%
Venta de Vehículos Automotores	189,8	127,4	85,2	95,6	104,5	101,6			21,4%	27,1%
Partes, Piezas y Accesorios de Vehículos Automotores	171,7	149,5	149,0	201,8	215,5	174,7			22,2%	16,4%
Combustibles para Vehículos Automotores	128,9	180,7	169,8	182,8	171,1	165,8			1,6%	(0,8)%
Almacenes no Especializados con Surtido Compuesto, principalmente de Alimentos, Bebidas y Tabaco	337,0	324,2	267,9	245,7	231,5	222,0			(32,6)%	(6,3)%
Otros Productos en Almacenes no Especializados	159,1	247,7	184,7	269,7	245,5	295,7			18,3%	79,7%
Alimentos, Bebidas y Tabaco en Almacenes Especializados	248,7	217,4	185,5	233,5	238,8	228,4			(11,2)%	17,1%
Productos Farmacéuticos y Medicinales, Cosméticos y Artículos de Tocador	401,7	409,3	316,0	342,6	356,1	351,5			(19,1)%	19,5%
Productos Textiles, Prendas de Vestir, Calzado y Artículos de Cuero	490,8	394,4	367,7	428,2	429,8	458,6			(47,5)%	27,2%
Productos de Plástico y Artículos de uso Doméstico	608,1	490,7	441,6	307,6	329,3	300,6			(56,0)%	(2,3)%
Artículos de Ferretería, Pinturas y Productos de Vidrio	107,2	99,8	83,2	104,3	118,0	115,7			26,0%	25,1%
Otros Productos en Almacenes Especializados	85,8	90,0	113,8	139,1	152,1	155,7			(20,7)%	40,8%
Indice de Volumen de la Industria Manufacturera Privada	125,6	110,7	108,1	110,9	122,6	122,5			32,2%	2,9%
AGREGADOS MONETARIOS										
Millones de Bolívares										
Liquidez Monetaria (M2)	194.275	235.401	292.016	355.596	358.342	369.893	374.971	433.020 ^{1/}	46,0%	52,0%
Circulante (M1)	124.036	155.269	217.350	329.528	330.476	346.735	357.023	411.234 ^{1/}	51,1%	61,0%
Base Monetaria	83.787	98.903	126.218	128.619	121.147	127.439	124.684	169.251 ^{1/}	34,1%	50,6%
Reservas Internacionales Netas	89.048	74.544	75.571	123.691	130.067	132.776	124.472	115.443 ^{1/}	52,8%	62,9%
Agencia de Tesorería Nacional Neta	(9.474)	(3.488)	(17.982)	(43.073)	(67.539)	(62.208)	(79.215)	(50.910) ^{1/}	183,1%	198,4%
PDVSA	(351)	(6.091)	19.484	42.529	55.270	50.509	69.752	98.997 ^{1/}	408,1%	1.050,9%
Otros Sector Público	2.624	919	(13.623)	(15.581)	(10.853)	(6.200)	(1.289)	(9.796) ^{1/}	(28,1)%	6,1%
Sector Financiero	161	3	(5.092)	(3.986)	(4.524)	(4.827)	(4.747)	(4.632) ^{1/}	(9,0)%	15,3%
Instrumentos de Crédito Emitidos por el BCV	(23.041)	(7.563)	(8.933)	(8.214)	(6.562)	(6.864)	(8.039)	(8.670) ^{1/}	(2,9)%	15,5%
Capital y Activos Netos No Clasificados	17.477	38.354	65.140	19.579	14.273	10.708	9.805	12.112 ^{1/}	(81,4)%	(79,4)%
OPERACIONES DE MERCADO ABIERTO										
Millones de Bolívares										
Colocaciones de Repos	795	12.637	35.274	3.172	2.881	3.577	2.772	3.183	(7,9)%	52,7%
Colocaciones de CD	179.520	170.804	79.600	6.846	6.856	7.974	5.065	6.111	(6,3)%	(12,5)%
Colocaciones Repos+CD (Prom. Semanal)	3.468	3.481	2.364	2.636	2.213	2.625	2.062	2.213	4,4%	2,5%
Compra de DPN con Pacto Reventa (Prom. Semanal)	586	461	681	-	-	-	-	-	-	-
Saldos en Circulación Repos	-	2.653	2.770	3.040	3.482	3.190	3.196	3.182	14,8%	(3,7)%
Saldos en Circulación CD	22.715	7.584	8.450	8.508	9.150	9.466	8.728	7.159	(15,3)%	(8,3)%
Rendimiento Efect. Prom. Repos (%)	6,50	6,27	6,08	6,3	6,1	6,1	6,02	6,02	(6,6)	(3,5)
Rendimiento Efect. Prom. CD (%)	12,34	8,97	6,43	6,4	6,2	6,4	6,22	6,50	7,0	33,4
BANCOS COMERCIALES Y UNIVERSALES										
Millones de Bolívares										
Cartera de Crédito	128.243	139.067	177.624	211.874	221.708	227.638	237.452		33,7%	49,6%
Inversiones	59.049	59.445	84.015	143.991	134.576	136.014	140.960		67,8%	150,5%
Depósitos Totales	175.984	184.977	253.275	322.663	328.069	338.643	344.707		36,1%	61,6%
Depósitos a la Vista	106.763	115.498	180.900	237.805	240.475	251.705	258.435		42,9%	71,0%
Depósitos de Ahorro	45.777	47.996	62.553	73.072	74.345	75.565	77.842		24,4%	54,0%
Depósitos a Plazo	23.444	21.483	9.823	11.785	13.249	11.373	8.430		(14,2)%	(27,7)%
TASAS DE INTERES										
Porcentaje Anual										
Overnight (Min - Max)	0,01-56,0	0,01-38,0	0,1-20,0	0,1-3,0	0,05-1,5	0,05-2,5	0,1-0,5	0,1-0,3	-	-
Overnight (Promedio)	10,15	9,30	5,36	0,35	0,46	0,24	0,16	0,21	(1,189)	(1,132)
Activa Promedio (6 principales Bancos)	22,77	20,61	17,99	18,51	17,37	17,50	18,28	16,35	(154)	(141)
Plazo 90 Días Promedio (6 principales Bancos)	16,55	15,57	14,73	14,52	14,50	14,50	14,50	14,50	(50)	(23)
Libor Promedio 90 Días	2,79	0,65	0,34	0,26	0,33	0,37	0,4	0,5	23	23
GOBIERNO CENTRAL^{2/}										
Millones de Bolívares										
Ingresos Totales	163.878	192.529	241.760	42.871	56.024				6,4%	67,1%
Ingresos Ordinarios Petroleros	81.397	52.989	59.669	4.722	17.913				(10,4)%	157,5%
Ingresos Ordinarios No Petroleros	71.496	83.678	104.044	12.026	13.331				(8,2)%	53,2%
Ingresos Extraordinarios	24.298	55.862	79.198	26.123	24.779				37,5%	38,7%
Endeudamiento Interno	21	22.764	25.495	13.061	3.360				81,0%	86,2%
Endeudamiento Externo	6.503	8.759	6.526	526	18.060				185,3%	183,2%
Otros	10.134	15.695	30.061	11.047	974				(6,1)%	(88,7)%
Egresos Totales	181.795	197.511	245.317	28.982	29.763				(20,8)%	35,2%
Egresos Ordinarios	174.440	187.220	228.994	26.984	27.203				(21,3)%	36,3%
Amortización Total Deuda Pública	6.775	10.291	9.135	-	-				-	-
Amortización Deuda Pública Interna	6.506	9.307	15.952	-	-				-	-
Amortización Deuda Pública Externa	269	985	1.818	-	371				-	-
Colocación Efectiva Bonos DPN+Letras	4.053	28.301	52.642	4.785	6.756	6.229	6.405	8.335	28,1%	(8,8)%
Endeudamiento Neto Bonos DPN	(5.790)	14.557	31.134	2.094	4.365	2.522	4.594	1.873	35,2%	(33,3)%
Endeudamiento Neto Letras del Tesoro	(90)	2.314	1.356	79	(215)	60	(331)	(324)	4,8%	(416,9)%
Rendimiento Efectivo Promedio Ponderado Bonos DPN										
60-360 Días		9,84								
361-1080 Días	15,52	12,59	14,10							
1081-1800 Días	16,58	12,62	15,72	16,25	16,02	15,67			(1,760)	(1,708)
1801-2520 Días		11,87	16,82	17,87	17,87	17,79	17,79	17,62	(87)	(86)
2521-3240 Días		8,48	14,79	18,15						
3241-5760 Días			16,05							
Rendimiento Promedio Ponderado Letras del Tesoro										
60-80 Días										
81-110 Días	11,52	10,39	8,38	6,56	6,07	6,53	6,45	6,31	(178)	(189)
111-150 Días										
151-180 Días		9,69								
181-269 Días		11,12	8,76	5,18	4,70	4,15	3,76			
INDICE DE PRECIOS (CARACAS)										
Variación % Dic-Dic										
Consumidor	31,9	26,9	27,4	2,5	1,7	1,5	2,2	2,2	26,7%	28,9%
Alimentos y Bebidas no Alcohólicas	46,7	20,4	34,4	5,1	2,9	0,6	3,6	2,8	31,7%	34,9%
Bebidas Alcohólicas y Tabacos	28,3	47,7	48,5	0,7	0,9	0,6	1,5	3,9	24,5%	26,7%
Vestido y Calzado	18,8	22,1	18,6	1,4	0,7	0,6	1,3	2,1	16,5%	19,1%
Alquiler de Vivienda	7,0	16,1	11,6	0,6	0,5	0,1	0,1	0,5	6,3%	7,7%
Servicios de la Vivienda excepto Teléfono	5,5	3,9	4,4	0,8	0,2	0,8	(0,1)	0,2	13,4%	13,4%
Equipamiento del Hogar	34,7	39,2	29,7	1,3	1,0	1,3	2,7	0,8	27,1%	27,8%
Salud	26,9	34,3	25,0	0,9	1,1	1,6	1,3	1,4	29,9%	29,9%
Transporte	29,9	30,5	26,5	1,3	1,1	2,2	2,2	3,2	34,0%	35,2%
Comunicaciones	7,3	9,4	6,8	0,1	0,3	3,3	0,8	0,0	6,9%	7,4%
Esparcimiento y Cultura	25,1	26,9	28,7	1,5	1,5	0,9	0,6	1,2	16,9%	19,2%
Servicio de Educación	28,5	29,4	24,7	1,2	0,0	9,7	2,5	0,0	24,9%	24,9%
Restaurantes y Hoteles	49,6	33,6	31,7	3,4	2,5	1,0	2,0	3,2	31,0%	33,3%
Bienes y Servicios Diversos	37,8	50,7	30,8	1,4	1,5	2,0	2,2	1,8	33,0%	36,8%
Núcleo Inflationario ^{3/}	33,8	34,6	29,3	1,8	1,7	1,5	2,2	2,4	28,5%	30,8%
Producción Manufacturera Privada	25,2	26,5	22,0	0,8	1,6	1,9	1,5	1,7	21,8%	22,6%
Al Mayor	32,4	24,8	26,8	2,4	1,3	1,7	1,3	1,3	19,0%	22,3%
Nacional	36,7	22,2	28,8	2,8	1,5	1,8	1,3	1,4	20,3%	24,2%
Importado	17,1	35,7	19,3	0,8	0,3	1,0	1,0	0,8	13,4%	14,7%
Insumos Construcción al Mayor	23,3	18,7	18,9	0,5	0,3					

Indicadores Económicos

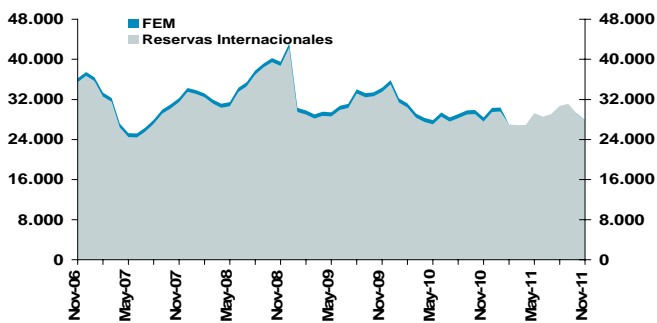
Precio Petrolero
(US\$/bl)



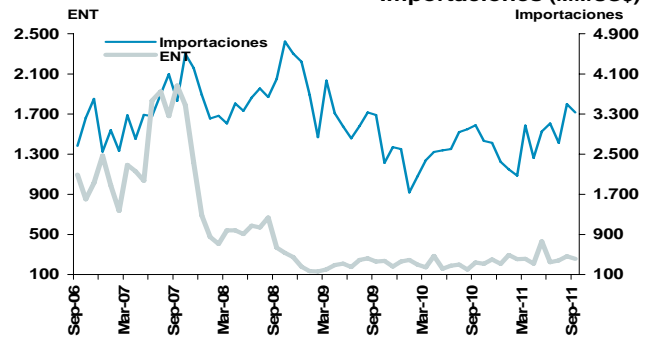
Tasas de Interés. Seis Principales Bancos %



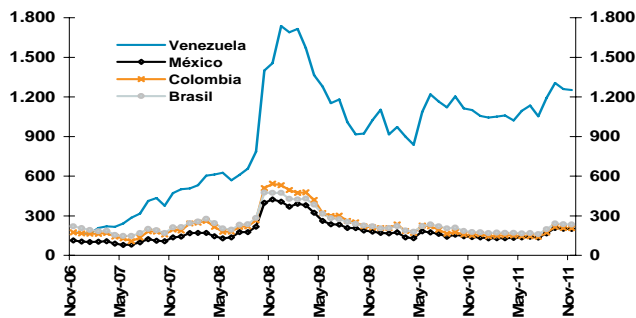
Reservas Internacionales y FEM
Millones de US\$



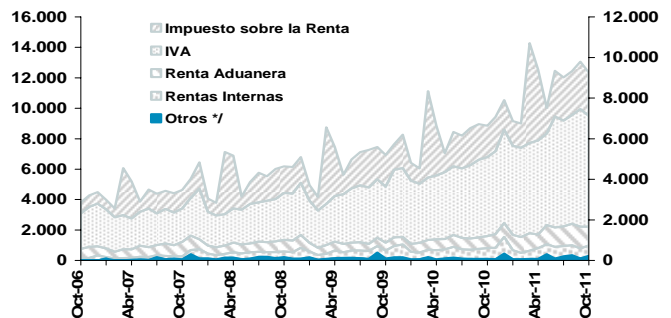
Exportaciones No Tradicionales (ENT) e Importaciones (MMUS\$)



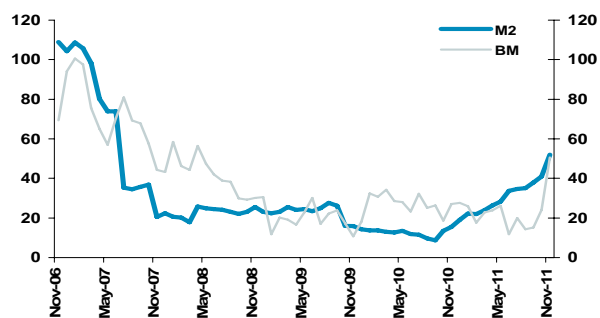
Spread Soberanos. Diferenciales EMBI+
Puntos Básicos



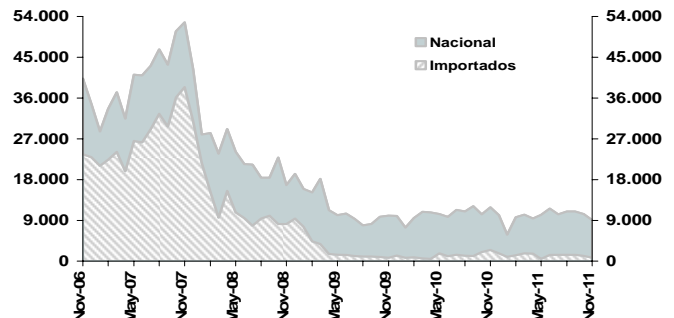
Recaudación Rentas Internas
Millones de Bs.



Agregados Monetarios
Var. % t/t-12



Venta de Vehículos
Unidades



Notas: 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. */ Comprende recaudación por derechos pendientes, multas, intereses, reintegros al fisco, reparos de la contraloría en aduanas y los tributos internos. Asimismo, incluye recaudación por concepto de fósforos, el cual se derogó según Ley de Supresión de Pago del Derecho de Fabricación según G.O 38.480 de fecha 17-06-2006.

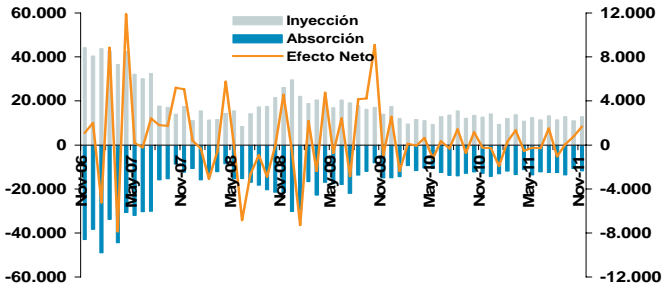
Fuente:

BCV, Reuters, Bloomberg, INE, MEM, Cavenez, FMI, OPSIS y Cálculos Propios

Indicadores Económicos

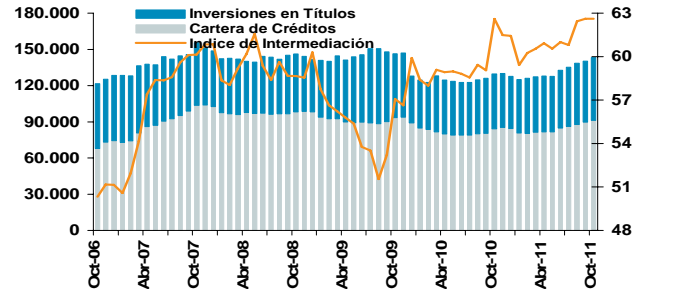
Operaciones de Mercado Abierto.

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



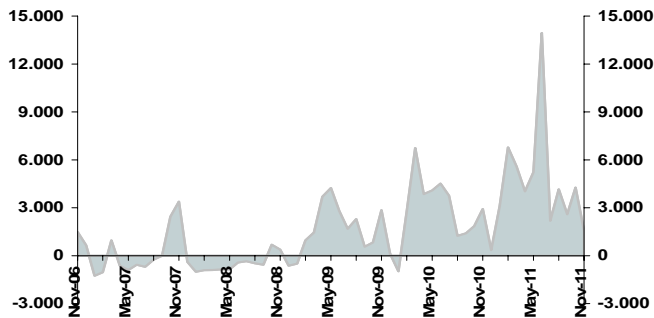
Banca Comercial y Universal

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



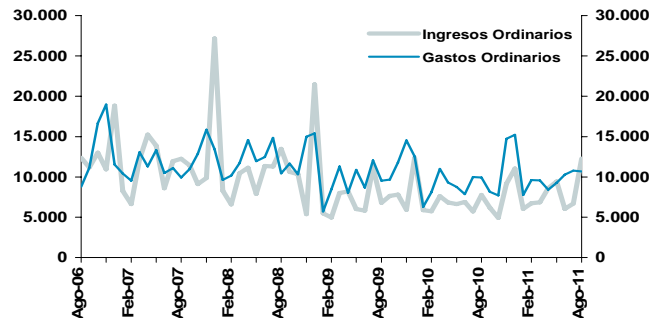
Endeudamiento Interno Neto^{*/}

Millones de Bs.



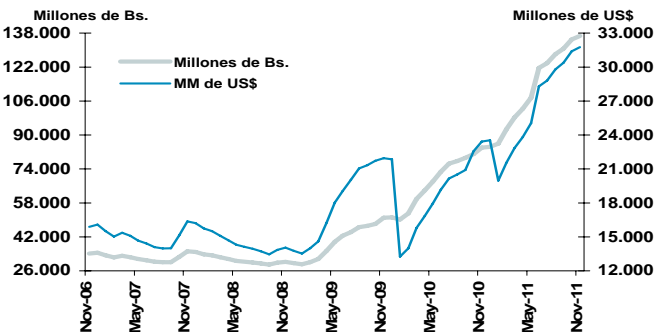
Gobierno Central

Bs. Constantes a Precios de Dic-2007



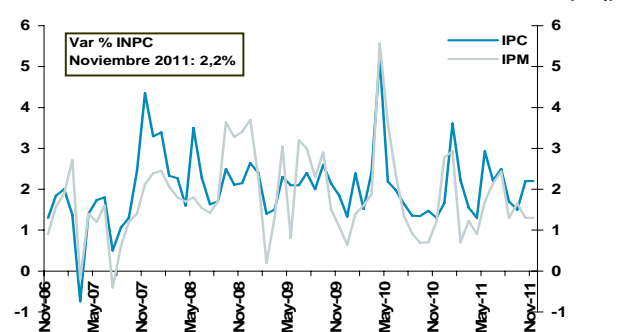
Stock Deuda Pública Interna

Bonos DPN y Letras del Tesoro



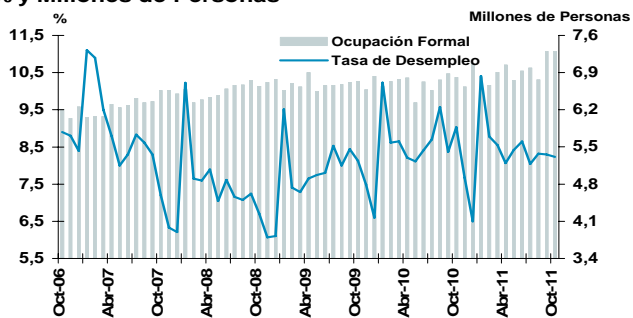
Inflación (Caracas)

% (t/t-1)



Mercado de Trabajo

% y Millones de Personas



Sector Real y Externo

Var. %	2009	2010	IIT2011	IIIT2011
PIB Total	-3,2%	-1,5%	2,5%	4,2%
PIB Petrolero	-7,4%	0,1%	0,8%	0,3%
PIB No Petrolero	-1,7%	-1,6%	2,8%	4,4%
Consumo Privado	-2,9%	-1,9%	2,7%	4,2%
Inversión	-8,3%	-6,3%	-2,2%	0,4%
(Millones de US\$)				
Balanza Comercial	19.153	27.173	12.665	11.878
Cuenta Corriente	8.561	14.378	8.008	7.464
Cuenta Capital	-14.040	-18.799	-6.045	-7.446
Balanza de Pagos	-10.262	-8.060	1.340	-658

Notas: t/t-1: Variación del mes con respecto al mes anterior, */ 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