

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO

Octubre 2006

Dirección General de Estudios

N° 1

ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO

Octubre 2006

Índice de Contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO	3
2.	PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO.....	3
2.1	Producción de Petroecuador	4
2.1.1	Petroecuador.....	4
2.1.2	Bloque 15.....	4
2.2	Producción de las Compañías Privadas	5
3.	CONSUMO DE PETRÓLEO	5
3.1	Consumo de Petróleo en Refinerías	5
3.2	Exportaciones de Crudo	6
3.2.1	Exportaciones de Petroecuador	6
3.2.2	Exportaciones de las Compañías Privadas	7
4.	LOS PRECIOS DEL CRUDO ECUATORIANO	7
5.	OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS	10
5.1	Oferta de Derivados.....	10
5.2	Demanda de Derivados	11
6.	DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA	12

1. RESUMEN EJECUTIVO

- La producción nacional de petróleo promedio diaria entre enero y octubre de 2006 fue de 541.0 miles de barriles y constituye el mayor volumen obtenido por el país en forma sostenida durante los últimos tres años.
- La producción de crudo de Petroecuador en el período de análisis es inferior en 8.8% a la meta de 200 mil barriles por día que se había trazado la empresa estatal para los últimos años. La producción de Petroecuador para el año 2006 alcanzará un nivel aproximado de 91.2 millones de barriles y para el 2007 de 103.9 millones de barriles.
- La producción esperada de las compañías privadas para el 2006 se estiman en 105.3 millones de barriles y para el 2007 de 93.2 millones de barriles.
- Se procesan un promedio de 151.4 mil barriles diarios de crudo en las refinerías del país, con niveles ligeramente inferiores a los años 2004 y 2005.
- Cuatro países adquirieron el 72.1% del crudo que exporta el país: Estados Unidos, Perú, Colombia y Chile.
- Las exportaciones de crudo acumuladas para el período enero – octubre de 2006 de Petroecuador superan en un 12.1% a similar período de 2005.
- En octubre, el precio del barril de petróleo WTI alcanzó USD 58.9/barril, el nivel más bajo en 7 meses, debido al incremento de los inventarios de crudo y el escepticismo de los recortes de cuotas de la OPEP, caída que se detuvo por la paralización de dos campos en Noruega.
- Hasta octubre del año 2006 se han distribuido un 70,7% más de recursos que lo repartido en el mismo período del año 2005 por concepto de la renta petrolera.
- Los ingresos por exportación de crudo pesado correspondientes a la participación estatal en los contratos de participación se incrementaron significativamente a partir del funcionamiento del OCP.

2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO¹

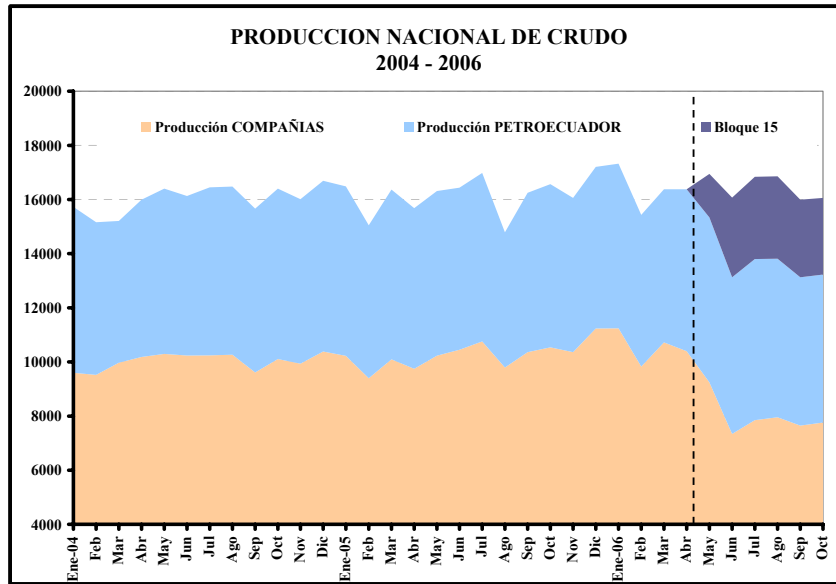
La producción nacional de petróleo durante el mes de octubre fue de 16.1 millones de barriles, lo que equivale a un promedio diario de 518.0 miles de barriles, inferior en -3.1% y -0,8% a las producciones registradas para el mismo mes de los años 2005 y 2004, respectivamente.

Examinando la producción nacional promedio diaria de petróleo entre enero y octubre del presente año, esta ascendió a 541 mil barriles, el mayor volumen obtenido por el país en forma sostenida durante los últimos tres años. En efecto, en igual período enero - octubre de los años 2004 y 2005 se consiguieron producir solamente 523 y 529 mil barriles de promedio diario, respectivamente. La producción de petróleo de las compañías privadas y de Petroecuador, entre enero de 2004 y mayo de 2006 registraron incrementos moderados y a partir de junio de este año muestran más bien una tendencia decreciente tal como se puede apreciar en el Gráfico No. 1.

El incremento paulatino de la producción nacional de petróleo se atribuye a la mayor capacidad de transporte de crudo que tiene el país desde finales del 2003, cuando se vio facilitada por la operación del Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, con capacidad máxima adicional de 75.000 barriles diarios. La inversión realizada por las compañías privadas para su construcción fue de aproximadamente USD 445 millones.

¹ Fuente de información: Petroecuador

Gráfico No. 1



2.1 Producción de Petroecuador

2.1.1 Petroecuador

La producción de la empresa petrolera estatal ascendió a 8.3 millones de barriles durante el mes de octubre, que equivale a un promedio de 276.6 miles de barriles diarios, es decir 37.7% más que el nivel alcanzado en el mismo mes de 2005. Este incremento obedeció a los volúmenes de producción adicionales que Petroecuador empezó a recibir a partir del 16 de mayo al haberse declarado la caducidad del contrato entre el Estado y la empresa Occidental (Oxy), lo que ocasionó que el bloque 15 y los campos unificados que operaba esta compañía sean revertidos a la empresa estatal.

Sin considerar la producción de los campos revertidos, la producción de Petroecuador en sus campos operados tradicionalmente fue de 5.5 millones de barriles durante el mes de octubre, lo que representa un promedio de 182.3 miles de barriles diarios, inferior en 8.8% a la meta de 200 mil barriles por día que se había trazado la empresa estatal para los últimos años, la misma que no pudo ser alcanzada tampoco durante el 2004 y el 2005, años en que la producción promedio obtenida fue de 197 mil y 194 mil barriles diarios, respectivamente.

Petroecuador había anunciado con anterioridad que se esperaba una disminución del nivel de su producción entre septiembre y diciembre de 2006, de un promedio de 194 miles de barriles diarios a alrededor de 180 miles de barriles diarios, sin considerar el Bloque 15, debido a una caída en el nivel de inversiones programadas para el segundo semestre del 2006 (sólo se han realizado alrededor del 12% de las inversiones programadas). El Banco Central del Ecuador estima que para el año 2006 alcanzará un nivel de producción aproximado de 68.9 millones de barriles y para el 2007 de 68.3 millones de barriles, excluyendo el bloque 15.

2.1.2 Bloque 15

En octubre de 2006, la producción del Bloque 15 y los campos unificados que operaba la empresa Occidental administrados en la actualidad totalmente por Petroecuador, fue de 2.8 millones de barriles (equivalente a 94.3 miles de barriles diarios), inferior en 12.5% con relación al mismo mes del año anterior cuando se registró 3.2 millones de barriles. Sin embargo, al analizar la producción promedio diaria del período junio – octubre de 2006, ésta se ubicó en 90.8 miles de barriles diarios, frente a 101.8, correspondiente al mismo

período del año 2005, en que dichos campos se encontraban bajo la administración de la compañía Occidental; lo cual permite aseverar que a partir de mayo de 2006, Petroecuador no ha podido lograr los niveles de producción diaria que venía manteniendo la empresa privada durante el período enero-abril de este año (102.3 miles de barriles).

Se estima que entre mayo y diciembre del año 2006 la producción del Bloque 15 alcanzará un nivel de 22.3 millones de barriles y de 35.6 millones durante el 2007.

2.2 Producción de las Compañías Privadas

Durante el mes de octubre, la producción de las compañías privadas fue de 7.8 millones de barriles, esto es 258.6 mil barriles diarios en promedio, lo que a su vez representa 92.6 miles de barriles menos que en el mismo mes de 2005. Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de esta reducción se debe a que la producción de las áreas que operaba la empresa Occidental pasó a ser controlada por Petroecuador, desde la segunda quincena de mayo, por efectos de la caducidad del contrato que mantenía esta empresa con el Estado. Por esta razón, el promedio diario de producción entre enero y octubre de 2006 se ubicó en 299.9 mil barriles, frente a los 336.9 y 351,2 mil barriles por día producidos en períodos similares del 2004 y 2005, respectivamente.

Cabe mencionar que, cuando se analiza el comportamiento de la producción de las compañías privadas sin considerar las áreas que operaba Occidental, se observa para el período enero – octubre una tasa de crecimiento anual promedio igual al 6.3% entre los años 2006 y 2005, superior en 1% al promedio anual obtenido en el mismo período entre los años 2005 y 2004.

Es importante señalar que hasta abril de 2006, la producción de las áreas que operaba la compañía Occidental representaban alrededor del 28% de la producción total de las compañías privadas, lo cual equivale en volumen 2.9 millones de barriles frente a los 10.4 millones de barriles de producción total privada de ese mes.

La producción esperada de las compañías privadas para el 2006 se estima en 105.9 millones de barriles.

3. CONSUMO DE PETRÓLEO

3.1 Consumo de Petróleo en Refinerías

Entre enero y octubre de 2006 se han procesado 45.4 millones de barriles de petróleo en las refinerías del país, lo que representa una tasa de procesamiento de 151.4 mil barriles diarios, nivel inferior al alcanzado en iguales períodos de los años 2004 y 2005, respectivamente, en los cuales se procesaron 47.5 y 45.5 millones de barriles de petróleo.

Entre enero y octubre del 2006, la refinería de Esmeraldas procesó 27.6 millones de barriles frente a los 28.0 millones refinados en el 2005, esto significa una reducción de la eficiencia de esta planta del 1.5% en lo que va de este año. Por su parte, la refinería La Libertad procesó 12.0 millones de barriles, un incremento del 1.5 % con respecto al mismo período del año anterior, y, la refinería Amazonas refinó 5.8 millones, 2.8% más que en el período similar del 2005.

En la refinería Esmeraldas se ha procesado entre enero y octubre de 2006 un promedio de 92.1 miles de barriles diarios, mientras que su capacidad para procesar es de 110 mil barriles diarios. La calidad del crudo de 24,5 grados API (pesado) que ingresa, en lugar de los 26 grados previstos, así como la falta de inversiones y de mantenimiento, son algunos de los factores que han afectado su producción.

Cuadro No. 1

MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS									
Cifras en barriles									
Periodo	Esmeraldas	Libertad	Amazonas	TOTAL	Refinería Lago Agrio (c)	Planta Destiladora Repsol YPF (c)	Planta Destiladora Ex- Occidental (c)	Planta Destiladora AEC (c)	Planta Gas Shushufindi (b) Gas Asociado MM.PC. (d)
Enero - Octubre 2002	28.764	12.000	4.815	45.579	317	1.738	488	0	2
Enero - Octubre 2003	26.208	11.511	4.683	42.402	306	1.902	468	0	2
Enero - Octubre 2004	30.348	12.158	4.946	47.452	293	2.280	490	0	3
Enero - Octubre 2005	28.039	11.852	5.620	45.512	319	2.052	435	297	3
Enero - Octubre 2006	27.632	12.029	5.777	45.438	298	2.154	414	737	3
Enero	2.623	1.163	613	4.399	30	221	48	73	0
Febrero	1.424	1.099	558	3.081	30	177	44	75	0
Marzo	2.652	1.325	542	4.519	33	222	50	88	0
Abril	3.055	1.031	590	4.677	33	213	49	84	0
Mayo	2.621	1.287	575	4.483	26	222	23	87	0
Junio	3.078	1.214	595	4.887	29	213	2	58	0
Julio	3.023	1.309	545	4.877	34	222	50	84	0
Agosto	3.069	1.249	604	4.922	28	223	50	88	0
Septiembre	3.034	1.033	557	4.624	28	217	49	68	0
Octubre	3.052	1.319	598	4.969	27	223	50	33	0
Tasas de crecimiento anuales									
Enero - Octubre 2003	-8,88	-4,07	-2,76	-6,97	-3,30	9,44	-4,04		5,68
Enero - Octubre 2004	15,79	5,62	5,63	11,91	-4,42	19,88	4,66		19,61
Enero - Octubre 2005	-7,61	-2,52	13,62	-4,09	9,00	-10,03	-11,33		-5,20
Enero - Octubre 2006	-1,45	1,49	2,80	-0,16	-6,73	4,98	-4,68	148,55	-2,30

a) La Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufindi conforman el Complejo Industrial Shushufindi
b) Su producción se destina a autoconsumo de Petroproducción, Repsol YPF y Occidental respectivamente
c) Millones de pies cúbicos
FUENTE: PETROECUADOR

3.2 Exportaciones de Crudo

El petróleo exportable es el excedente que queda disponible luego de abastecer a las refinerías del país y a las plantas menores para atender las necesidades de derivados de sus campos, así como a las estaciones del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.

Durante el mes de octubre, las exportaciones totales de crudo fueron de 11.6 millones de barriles, inferior en 0.9% y superior en 12.1% con respecto al mismo mes de los años 2004 y 2005, respectivamente. Las exportaciones totales acumuladas enero – octubre de 2006 alcanzaron un volumen de 113.8 millones de barriles, superan en un nivel del 5.2% y 6.9% a similares períodos de los años 2004 y 2005, en su orden. Este comportamiento positivo en el volumen exportable de petróleo permitiría aseverar que la incertidumbre creada en el segundo semestre de 2006, a raíz de la declaratoria de caducidad del contrato de la compañía Occidental y a las reformas a la Ley de Hidrocarburos realizadas mediante Ley 42-2006, no afectó las exportaciones de crudo ecuatoriano en los mercados internacionales.

Al analizar el destino de las exportaciones totales de petróleo crudo ecuatoriano, entre enero y octubre de 2006, se observa que cuatro países adquirieron el 72.1% del valor de las exportaciones de crudo: Estados Unidos 54.5%, Perú 8.31%, Colombia 5.18% y Chile 4.09%.²

3.2.1 Exportaciones de Petroecuador

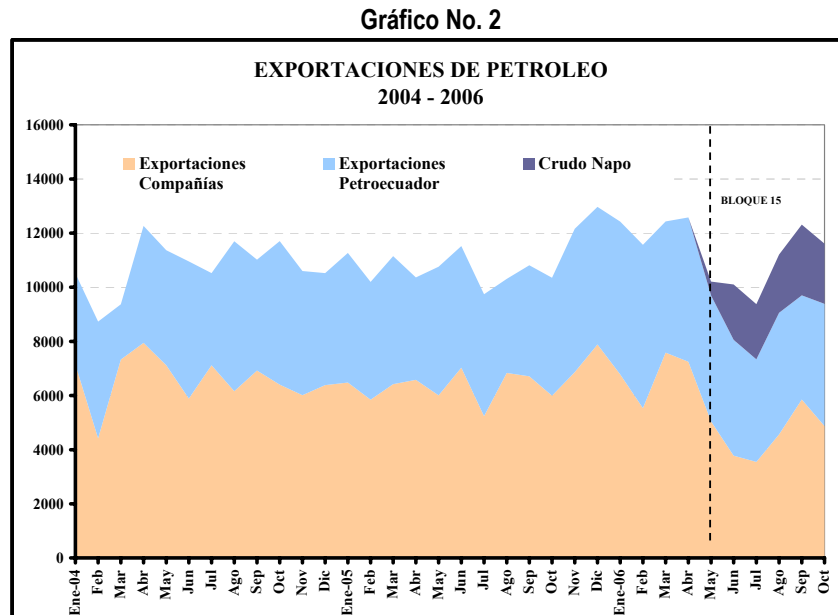
En el caso de Petroecuador, sus exportaciones durante el mes de octubre fueron de dos tipos:

- Ventas de 4.6 millones de barriles de crudo Oriente, obtenido de los campos que opera directamente, de las participaciones entregadas por las empresas y de las regalías que percibe el Estado; y,

² Fuente: Banco Central del Ecuador

- b) Ventas de 2.2 millones de barriles de crudo Napo proveniente del Bloque 15 y los campos unificados revertidos por la empresa Occidental.

Hay que destacar que las exportaciones acumuladas entre enero – octubre de 2006 de crudo oriente de Petroecuador superaron en un 9.4% a las del similar período de 2005, al pasar de 43.3 a 47.4 millones de barriles. Las exportaciones totales, tanto las del petróleo de sus operaciones tradicionales como del petróleo de las anteriores áreas de Occidental, en el mismo período alcanzaron los 59.0 millones de barriles.



Se calcula que para fines del 2006, las exportaciones de Petroecuador totalizarán los 56 millones de barriles y en el 2007 alcanzarán 53.6 millones de barriles. A estos valores hay que sumar los correspondientes a las áreas manejadas hasta mayo por Occidental, que alcanzarían los 15.6 millones de barriles para el 2006 y 24.2 millones para el año 2007. Por tanto, el volumen total de exportaciones de Petroecuador, considerando ambas fuentes, sería de 71.6 millones de barriles en el 2006 y de 77.8 millones en el 2007.

3.2.2 Exportaciones de las Compañías Privadas

En cuanto a las exportaciones de crudo de las compañías privadas, éstas se vieron mermadas por la disminución de las exportaciones que antes correspondían a la Oxy. Así, el volumen de ventas externas de crudo durante octubre fue de 4.9 millones de barriles, frente a los 6.4 millones alcanzados durante el 2004 y a los 6.0 millones del 2005. Esto significó una disminución del volumen exportable de petróleo del 17.5% y 13.2% con respecto al mismo mes de los años 2004 y 2005, respectivamente.

Para el año 2006, se espera que se alcance por parte de las compañías privadas un volumen de exportaciones de 63.9 millones de barriles y para el 2007 de 57.6 millones de barriles.

Cabe señalar que durante el período enero – abril de 2006, la exportación de crudo por parte de la empresa Occidental representaba el 34.7% (9.4 millones de barriles) de la exportación de crudo total de las empresas privadas (27.2 millones de barriles), siendo ésta la de mayor contribución.

4. LOS PRECIOS DEL CRUDO ECUATORIANO

Los precios de venta del petróleo ecuatoriano, en general, están influenciados por los factores imperantes en el mercado mundial. Estos hicieron que, durante el segundo y tercer trimestre del 2006, las cotizaciones del energético continúen su tendencia alcista.

Tales factores pueden resumirse en los siguientes: a) el conflicto de las potencias occidentales con Irán; b) el crecimiento elevado de las economías de China³ e India, cuyas perspectivas de crecimiento para el 2006 y 2007 son de 10% y de entre 7.5% - 8.0%, respectivamente; c) la disminución de la oferta por el agotamiento de las reservas de crudo descubiertas en el siglo pasado y la escasez de nuevos descubrimientos en los últimos años, pues se prevé que la producción de las principales zonas petroleras de Occidente, tales como Alaska, la cuenca occidental de Canadá y el Mar del Norte británico y México podría llegar al punto culminante de su producción en pocos años ; y, d) el crecimiento inesperado de la demanda en los primeros años del siglo XXI de los países asiáticos⁴.

Lo que más ha afectado al mercado en los últimos meses es el conflicto entre potencias occidentales. En efecto, según analistas internacionales⁵, más de USD 20 en el precio del barril no corresponden a las reglas del mercado mundial, sino a la prima del temor y especulación por un eventual ataque sobre Irán y la consecuente réplica del país musulmán. Si este factor no existiera, el barril de petróleo no se cotizaría en más de USD 50, en vez de los USD 64 en que bordea actualmente. La prima del temor y especulación se refleja en el hecho de que de los 84 millones de barriles diarios que produce el mundo, 40 millones son objeto de comercialización internacional, y de ellos, 22 millones transitan en buques cisternas por el estrecho de Ormuz (entre las costas de Irán y Omán). A los factores anteriores, se adicionaron otros de carácter coyuntural como son: i) la decisión del gobierno boliviano de nacionalizar los hidrocarburos; ii) las perturbaciones de producción en Nigeria; y, iii) los temores de escasez de gasolina en EEUU por los bajos inventarios en una época de verano que es de gran consumo.

El precio del WTI en el mes de agosto se redujo hasta USD 73.10/barril en contraste con el repunte más alto observado en julio que fue de USD 74.52/barril. La reducción de precios fue evidente a partir de la tercera semana del mes y entre los factores que explican dicha caída se encuentran: incremento de inventarios de gasolina en EEUU; aceptación de Irán a reiniciar nuevas conversaciones para resolver las diferencias en torno a su programa nuclear; disminución de la demanda de gasolina en EEUU por la finalización de la temporada de verano; tregua en los conflictos del Líbano; continuación de la explotación en la zona petrolera del Golfo de México a pesar de las tormentas tropicales; y, mantenimiento de la mitad de la producción por parte de British Petroleum, luego de los incidentes ocurridos en su campo petrolífero Prudoe Bay. Esto obligó a la OPEP a bajar su estimación de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para el 2007 a 1,3 millones de barriles por día, inferior en 80 000 barriles al proyectado en el mes anterior⁶.

En septiembre, el precio del WTI disminuyó 12.6% y se situó en USD 63.90/barril, debido a los mejores datos de inventarios de combustibles en los EEUU, también influyó la disminución de las tensiones geopolíticas en Medio Oriente, luego de que la Unión Europea e Irán avanzaran positivamente en sus negociaciones y el anuncio de la OPEP de mantener su nivel de producción. En octubre continuó la caída del WTI hasta alcanzar un nivel de USD 58.9/barril, el nivel más bajo en 7 meses, debido al incremento de los inventarios de crudo y el escepticismo sobre el cumplimiento de los recortes de cuotas de la OPEP, caída que se detuvo por la paralización de dos campos en Noruega, que equivalen al 10% del tercer mayor productor mundial de crudo⁷.

Este análisis permite explicar la evolución del precio del crudo del Oriente ecuatoriano que ha registrado un alza paulatina desde el mes de febrero de 2006, al pasar de un valor promedio mensual de

³ Según Alvaro Ríos Roca (América Economía Internacional, noviembre 2006), los estudios internacionales sobre el caso chino señalan que en ese país se consume entre uno y dos barriles promedio por año por habitante. Para efectos de comparación, esta cifra llega a 4 y 5 barriles para los países de Latinoamérica y el Caribe, entre 14 y 15 barriles para los países europeos y entre 24 y 25 barriles para EEUU. La futura realidad china lleva a pensar que en los próximos 15 a 20 años se pretenderá adoptar estándares latinoamericanos de consumo y más adelante estándares de consumo de Europa o EEUU, lo que producirá una alta presión en la demanda de petróleo, especialmente para uso en el sector transporte.

⁴ Álvaro Ríos Roca, experto petrolero internacional, América Economía Internacional, Secretario ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía, noviembre de 2006.

⁵ Mazhar Al Shereidah, analista petrolero; Jorge Valero, representante permanente de la República Bolivariana de Venezuela ante la OEA.

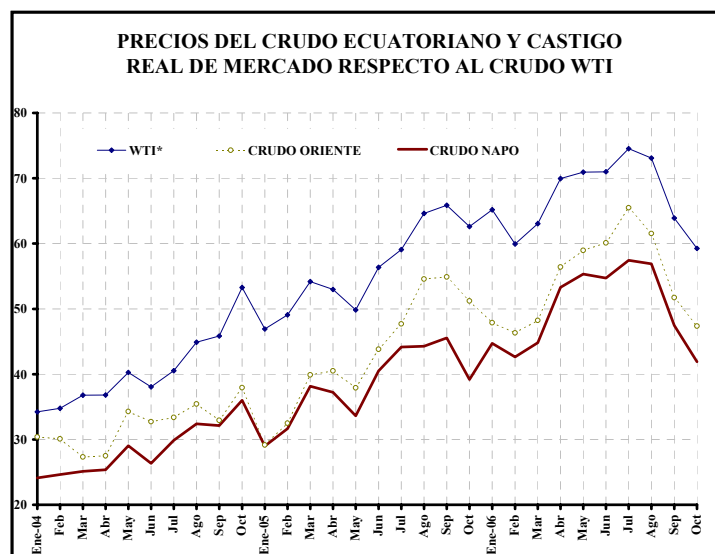
⁶ Resumen Informativo Semanal, Banco Central de Reserva del Perú.

⁷ Idem, Banco Central de Reserva del Perú

USD 46.33/barril a USD 56.41/barril en abril, a su máximo nivel de USD 65.48/barril en julio y finalmente situarse en USD 47.4/barril en octubre (Ver Gráfico No. 3). A su vez, el crudo Napo que se obtuvo de las anteriores áreas de Occidental ascendió de USD 42.63/barril en febrero a USD 53.29/barril en abril, obtuvo su máximo precio de USD 57.43/barril en julio y se redujo a USD 41.9/barril en octubre pasado.

Con respecto al castigo real de mercado que reciben los precios ecuatorianos de exportación de crudo con respecto al WTI, es importante mencionar que en octubre de 2006, para el caso del crudo Oriente, este diferencial se situó en USD 11.89/barril en comparación a USD 11.38/barril en el 2005 y USD 15.35/barril en el 2004. En términos de promedios al período enero – octubre, el castigo fue de USD 12.68/barril en el 2006, USD 13.82/barril en el 2005 y USD 8.35/barril para el 2004.

Gráfico No. 3



En cuanto al castigo real de mercado del Crudo Napo con respecto a los precios de exportación en octubre de 2006 se situó en USD 17.35/barril, frente a USD 23.41/barril en el 2005 y USD 17.28/barril en el 2004. Entre enero y octubre, en promedio, fue de USD 17.16/barril en el 2006, 17.91/barril y USD 12.05/barril, en 2005 y 2004, en su orden. El castigo es mayor en el Crudo Napo que en el Crudo Oriente por tratarse de un petróleo más pesado y de menor demanda en el mercado internacional.

De otro lado, las expectativas recientes, de acuerdo al mercado de futuros, muestran que para diciembre de este año el precio del WTI alcanzaría los USD 61.84⁸. Cabe recordar que al 18 de agosto pasado, por ejemplo, los futuros apuntaban a un precio de USD 74.69 por barril para fin de año.

De acuerdo a proyecciones realizadas por el Banco Central del Ecuador, para el año 2006 se espera que el promedio anual que alcanzarán los precios del petróleo WTI y Crudo Oriente se situarán en USD 66.26/barril y USD 54.08, respectivamente; mientras que para el 2007 se esperan precios promedios para los mismos tipos de crudo, de USD 65.17/barril y USD 52.14, en su orden.

En cuanto a los ingresos de Petroecuador obtenidos por estas exportaciones, durante octubre, fueron de USD 213.7 millones por el crudo Oriente y de USD 93.0 millones por el crudo Napo, para un total de ingresos de USD 306.8 millones. Para el período enero – octubre, los ingresos totales por las ventas externas de los dos crudos fueron de USD 3.148.7 millones, superior en 36.9% a los obtenidos en igual período del año 2005.

⁸ Bloomberg, octubre 10 de 2006

5. OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS

5.1 Oferta de Derivados

La producción de derivados, en octubre del presente año, alcanzó un nivel de 6.0 millones de barriles, 22.6% más que en el mismo mes del año 2005. La producción total enero - octubre de 2006 fue de 52.6 millones de barriles, 7.02% y 5.4% más que la producción del mismo período de los años 2005 y 2004, respectivamente. En vista de que el crudo que ingresa a la refinería es algo más pesado que el indicado en su patrón de refinación original, se produce menor cantidad de derivados y un gran porcentaje (superior al 40.0%) de residuo que se exporta. Lo anterior hace necesario que se realicen importaciones de productos livianos como Gas Licuado de Petróleo (GLP), Nafta de alto Octano y Diesel para abastecer el consumo interno.

La importación de estos productos durante el mes de octubre de 2006 fue la siguiente:

- a) 709.1 miles de barriles de GLP por un valor de USD 37.7 millones a un precio promedio de importación de USD 53.1/barril;
- b) 485.3 miles de barriles de nafta de alto octano a un costo de USD33.4 millones a un precio promedio de importación de USD 68.9/barril; y,
- c) 911.2 miles de barriles de diesel por un valor de USD 76.4 millones a un precio promedio de importación de USD 83.9/barril.

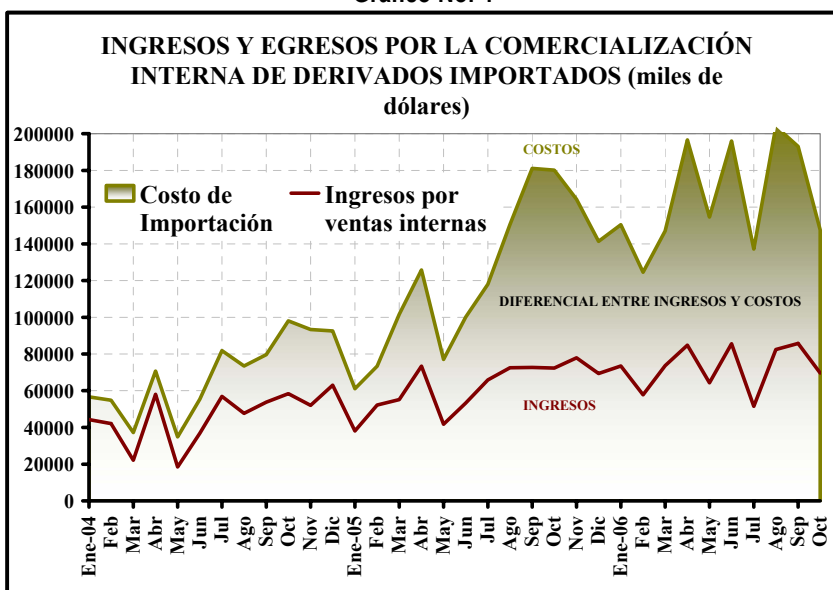
Es importante destacar que los volúmenes de importación de derivados van aumentando año a año debido a que la capacidad de refinación del país cada vez es menor por los problemas antes anotados así como por el aumento del consumo. Así, en el período enero – octubre de 2006 se importaron en total 21.5 millones de barriles de derivados a un costo de USD 1650.9 millones, cifras superiores en 54.6% en volumen y 156.80% en valor a las de igual período del 2004, y, en 19.7% en volumen y 41.3% en valor, a las del mismo lapso del año 2005.

Por otra parte, si se considera exclusivamente la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización interna de los derivados importados (Gráfico No. 5)⁹, es decir entre el ingreso por ventas internas de productos importados y el costo de su importación, se obtienen importantes resultados que reflejan los efectos sobre las cuentas fiscales del Estado.

Así, durante el año 2004 el Estado destinó para cubrir la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de derivados recursos equivalentes a USD 275 millones de dólares, de los cuales, hasta octubre se habían utilizado con este fin USD 204.3 millones, observándose que el 84.4% de este valor correspondía a la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de gas licuado de petróleo, GLP. En el año 2005 esa diferencia se incrementó a USD 729.7 millones, entre enero y octubre se habían destinado USD 571.3 millones; un incremento del 179.6% con respecto a igual período del año precedente, y, así mismo, el que más influyó a este total fue el gas licuado de petróleo.

⁹ Nafta de alto octano, diésel y gas licuado de petróleo.

Gráfico No. 4



En lo que va del presente año, hasta el mes de octubre, se han situado USD 922.00 millones para cubrir esta diferencia, 61.4% más que en el mismo lapso del 2005; sin embargo, se nota una particularidad, en este total el diesel contribuye con un monto de USD 427.7 millones (46.4% del total), seguido por el gas licuado de petróleo con un valor de USD 326.6 millones (35.4%), y, por la nafta de alto octano con USD 167.7 millones (18.2%). Los costos de importación de derivados entre enero y octubre de 2006 alcanzaron un valor de USD 1650.9 millones de dólares, superiores en 41.3% y en 156.8% a los registrados en iguales periodos del 2005 y 2004 respectivamente. Este comportamiento obedece, por un lado, al incremento de los precios promedio de importación de los derivados cuyas tasas de crecimiento alcanzaron niveles del 18.0% y 66.1% para los periodos enero-octubre de 2005 y 2004, en su orden; y por otro, al aumento de los volúmenes de importación, en especial del diesel, cuya demanda se ha incrementado paulatinamente, sobre todo en épocas de estiaje para el funcionamiento de equipos térmicos para la generación de energía eléctrica.

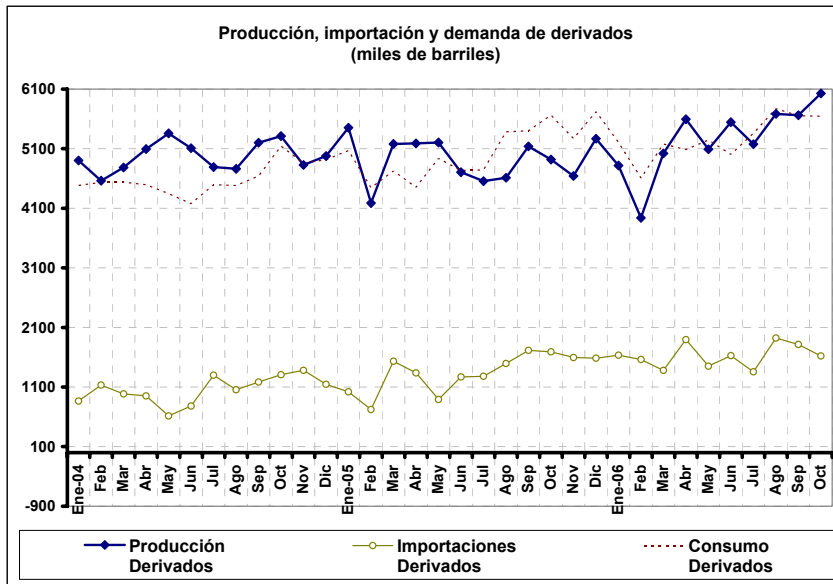
5.2 Demanda de Derivados

En octubre del presente año, el consumo de derivados fue de 5.6 millones de barriles, superior en 9.8% al consumo del respectivo mes del 2004 e inferior 0.3% al consumo de igual mes del 2005.

De otro lado, el elevado porcentaje de residuo que produce la refinería de Esmeraldas, así como el excedente de nafta de bajo octano o nafta base, son los principales productos refinados que se exportan a través de Petroecuador. En efecto, durante octubre se vendieron al exterior 1.4 millones de barriles de residuo valorados en USD 52.6 millones, superior en 44.6% en volumen y en 26.5% en valor a lo exportado en igual mes del 2005; las exportaciones totales en el periodo enero – octubre del presente año alcanzan los 10.3 millones de barriles con ingresos por USD 458.5 millones, superior en 13.3% en volumen y en 45.7% en valor que el año 2005.

Para el caso de la nafta base se reportaron ventas en octubre por un valor de USD 10.4 millones y entre enero y octubre de 2006, se vendieron 1.5 millones de barriles en USD 102.7 millones, lo que representa reducciones de 27.2% en volumen y de 12.6% en valor con respecto al mismo periodo del año anterior (Gráfico No. 5).

Gráfico No. 5



6. DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

Hasta octubre del año 2006, se han distribuido USD 3,658.4 millones entre los beneficiarios, un 70.7% más que lo repartido en el mismo período del año 2005. Este incremento responde al mayor volumen de exportación en el primer semestre, pero sobre todo, al aumento substancial en el precio promedio del crudo. A pesar de que en septiembre el precio promedio del crudo ecuatoriano cayó en 2% con respecto a septiembre del año 2005, a agosto, el precio había crecido a un promedio de 38.6% con respecto al año pasado.

Se debe destacar que si bien los ingresos por exportación de crudo del Gobierno Central se han incrementado en alrededor del 62.4% en lo que va del año 2006 en relación al mismo período del año 2005, la participación del Presupuesto del Gobierno Central en los ingresos por exportaciones ha disminuido de 36% en el 2005 a 34% en el año 2006, debido a que paralelamente al crecimiento de los ingresos por exportaciones, ha aumentado la participación de los fondos petroleros en dichos ingresos. Por un lado, los ingresos por exportación de crudo de hasta 23 grados API correspondientes a la participación estatal en los contratos de participación que se incrementaron significativamente a partir de la puesta en marcha del OCP, se vienen depositando a partir del año 2003, en el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP) creado en el año 2002 y posteriormente en la cuenta CEREPS¹⁰. La participación del FEIREP/CEREPS pasó de 0% en el año 2002 a 22.7% en el año 2005 y 17.5% en lo que va del 2006.

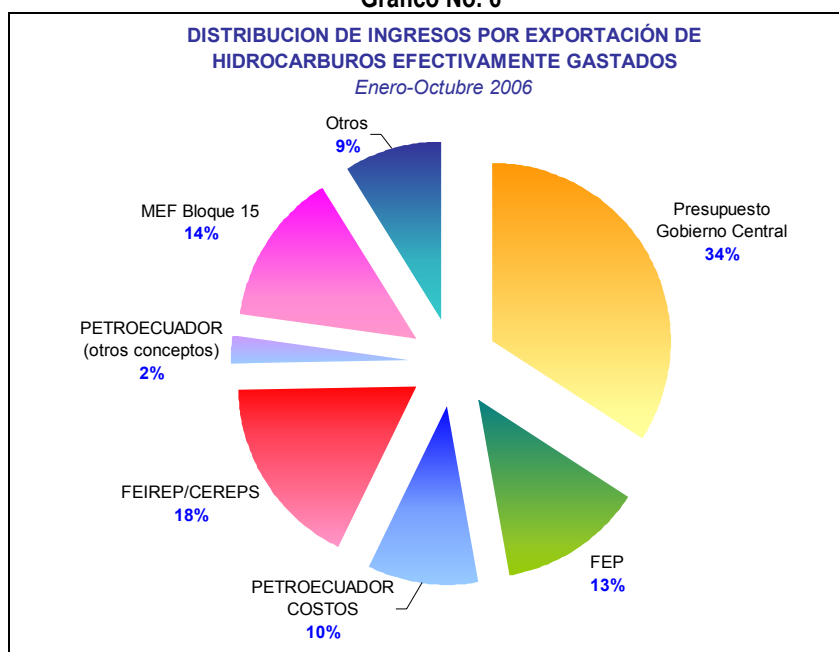
Por otra parte, el alto precio de los hidrocarburos en el período 2003 – 2006, ha implicado que en dicho período, una parte importante de los ingresos por exportación de hidrocarburos ingrese al Fondo de Estabilización Petrolera¹¹ (FEP) cuya participación en el total de ingresos por exportaciones se ha incrementado de 7.7% en 2002 a 17.6% en el año 2005 y 13.2% en el período de enero-octubre del 2006.

¹⁰ En Julio del año 2005 se expidió la Ley Orgánica Reformatoria a la LOREYTF, que establece que formarán parte del Presupuesto General del Estado todos los ingresos que le corresponden al Estado ecuatoriano por su participación en el petróleo crudo de hasta 23 grados API de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos. Estos ingresos se transfieren al CEREPS y luego son distribuidos con el objetivo de hacer frente a la falta de inversión en la ciencia y la tecnología y a las condiciones limitadas de productividad y competitividad que enfrenta el país.

¹¹ El Fondo de Estabilización Petrolera se nutre del diferencial de precio entre el precio del Presupuesto General del Estado establecido por el H. Congreso Nacional y el precio facturado por las exportaciones de crudo de más de 23 grados API.

Cabe señalar también, que a partir del 16 de mayo del 2006, se integró la nueva cuenta denominada “MEF Bloque 15”, a la cual se asigna los ingresos correspondientes a la exportación del crudo del Bloque 15, que anteriormente pertenecía a la Compañía Occidental y que, tras la declaratoria de caducidad del contrato con dicha compañía, quedó bajo administración del Estado a través de Petroecuador. Los ingresos que se han destinado a esta cuenta, que hasta octubre acumularon USD 508.4 millones, se los liquidará a favor del nuevo fondo FEISEH, una vez que se termine de aclarar el proceso legal de la constitución y distribución de dicho fondo. Este fondo representa el 13.9% del total de los ingresos por exportación de hidrocarburos recibidos este año.

Gráfico No. 6



Petroecuador es otro partícipe importante de los ingresos por exportación de hidrocarburos. En el período enero - octubre de 2006 recibió USD 368.2 millones por restitución de sus costos de operación y de transporte, equivalente al 10.1% del total de ingresos percibidos.

A partir del 13 de julio de este año, se dispuso la creación de la cuenta No. 42-2006 para depositar en ella los ingresos recibidos por el Estado por concepto de la Reforma a la Ley de Hidrocarburos que dispuso que por lo menos el 50% del excedente del ingreso obtenido por el incremento de precios no previstos en los contratos de participación se lo destinará al Estado. En un principio estos nuevos ingresos se distribuyeron bajo el mismo criterio que los fondos del CEREPS; es decir, los provenientes del crudo de hasta 23 grados API se los destinaría al CEREPS, y los del crudo superior a 23 grados API a una cuenta especial. Al momento, mientras se espera el pronunciamiento definitivo de la Procuraduría sobre el alcance y correcta aplicación de la reforma a la Ley, se están transfiriendo tanto los fondos provenientes del crudo de hasta 23 grados API, como los del crudo superior a 23 grados API a la cuenta especial 42-2006, lo que hasta octubre de 2006 totalizó USD 164.3 millones.