

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

## ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO

IV Trimestre 2006

Dirección General de Estudios

N° 2

# ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO

Diciembre 2006

## Índice de Contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO .....	3
2.	PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO.....	4
2.1	Producción de Petroecuador .....	4
2.1.1	Petroecuador .....	4
2.1.2	Bloque 15.....	5
2.2	Producción de las Compañías Privadas.....	7
3.	CONSUMO DE PETRÓLEO .....	8
3.1	Consumo de Petróleo en Refinerías.....	8
3.2	Exportaciones de Crudo .....	9
5.	OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS .....	13
5.1	Oferta de Derivados .....	13
5.2	Demanda de Derivados.....	15
6.	DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA .....	16

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

- La producción nacional de petróleo en el cuarto trimestre de 2006 se situó en 47.4 millones de barriles, 4.7% menos que en igual período de 2005.
- En términos anuales, durante 2006, la producción nacional de petróleo fue de 195.7 millones de barriles de crudo, cifra levemente superior a los 194.0 millones de barriles alcanzados en el año 2005.
- Sin considerar la producción del bloque 15, la producción de Petroecuador en el año 2006 fue de 68.6 millones de barriles; es decir, inferior en 8.9% a la del año 2005.
- La producción real obtenida por Petroecuador del bloque 15 entre el 16 de mayo y el 31 de diciembre del 2006 fue de 21.8 millones de barriles (95.3 miles de barriles diarios en promedio). En similar período de 2005, Occidental alcanzó una producción de 23.3 millones de barriles (101.4 miles de barriles diarios en promedio).
- El presupuesto asignado para las actividades del Bloque fue de 220.7 millones de dólares, la ejecución real fue tan solo de 86.7 millones, es decir, un 39.27%.
- La producción de las empresas privadas se vio afectada debido a los permanentes paros realizados por las comunidades ubicadas en sus áreas de explotación. No obstante, la capacidad de recuperación de la producción de las petroleras privadas permitió que los niveles alcanzados en el 2006 sean superiores al de los dos años precedentes.
- La Relación Reservas / Producción para Petroecuador es de 29.37 años, para el caso de las empresa privadas, en cambio, tal relación es únicamente de 5.65 años.
- Las refinerías del país procesaron 55.0 millones de barriles durante el 2006, apenas un 0.6% más que el año 2005, pero un 3.6% menos que en el año 2004. La producción de derivados, a su vez, se ubicó en 62.9 millones de barriles en el año 2006, superior en 6.5% a la producción acumulada del 2005. Esta producción no abastece la demanda del mercado interno, por lo que se hace necesario la importación de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Nafta de alto Octano y Diesel para abastecerla.
- Los principales países de destino del petróleo ecuatoriano fueron: Estados Unidos, 75.6%; Perú, 12.7%; Chile, 6.3% y la República Popular China, 2.3%. Otros compradores menores de nuestro crudo fueron: Panamá, India, El Salvador, Japón, Nicaragua, Isla Pitcairn y Eslovenia
- El diferencial real del mercado entre el WTI y el crudo Oriente, durante el año 2006, fue en promedio de 12.78 dólares por barril, este diferencial tuvo una mejora de 3.9% con respecto al diferencial obtenido en el 2005, que fue de 13.39 dólares.
- El precio del WTI cayó bruscamente a partir de septiembre hasta alcanzar los 60 dólares/barril, valor que trató de mantenerse entre octubre y noviembre, para finalmente, en diciembre, una vez que la OPEP decidió una nueva reducción de su techo de producción, ascender nuevamente a un promedio de 62.09 dólares por barril.
- En el año 2006, el Estado destinó para cubrir la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de derivados USD 1074.0 millones, un 47.2% más que en el año 2005; el producto que más influyó en este total fue el diesel con un 46.5%, seguido del GLP con un 36.4% y finalmente la nafta con un 17.1% del total.
- Los fondos petroleros FEP, CEREPS y FEISEH recibieron una parte importante del total de los ingresos del Estado por la exportación de hidrocarburos. Este monto se incrementó notablemente de USD 1046.0 millones en el año 2005 a USD 1961.0 millones en el 2006 .

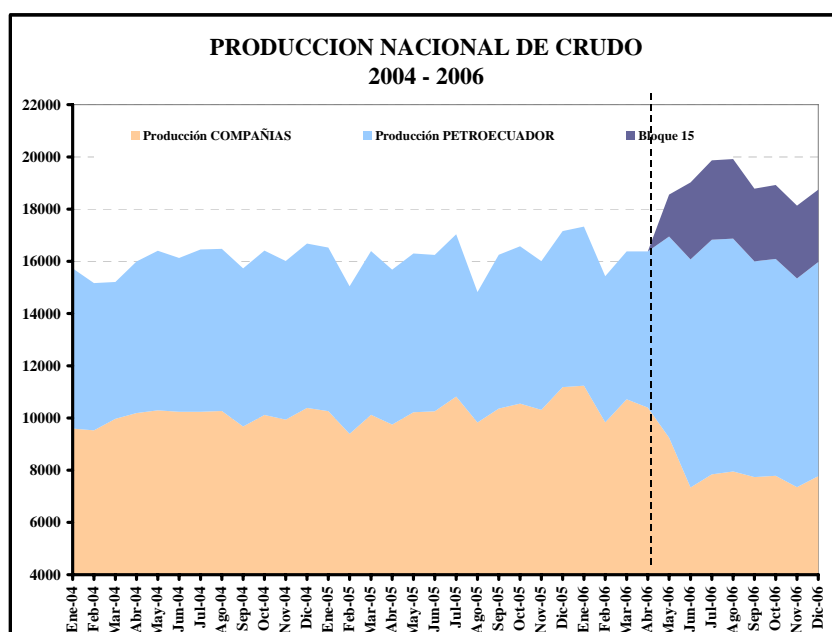
## 2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO<sup>1</sup>

La producción nacional de petróleo durante el cuarto trimestre del 2006 alcanzó un nivel de 47.4 millones de barriles; cifra que representa una producción diaria de 515.4 miles de barriles diarios.

Al comparar la producción del cuarto trimestre de 2006, con períodos similares del 2004 y 2005, se evidencia una disminución de 3.4% y 4.7%, respectivamente (Gráfico No. 1). Así, el año 2006 cerró con un total acumulado de 195.7 millones de barriles, frente a los 192.4 y 194.0 millones de barriles de los años 2004 y 2005, en su orden.

Como se puede apreciar el crecimiento anual de esta actividad es mínimo, inferior al 1% de un año a otro; y, si se considera la producción promedio de los tres trimestres anteriores, es decir, enero – septiembre de 2006, ésta alcanza un nivel de 543 mil barriles diarios, lo que demuestra que el último trimestre del año, en que se obtuvo 515.4 miles de barriles por día, la producción nacional decreció en un 5% con respecto a los 9 meses precedentes. Esto ha hecho que se prevea que en el corto plazo la producción de crudo del país, arrojará menores volúmenes si es que no se hacen mayores inversiones, tanto para el mantenimiento de los campos productores como para descubrir e incorporar nuevas reservas. A esto habrá que agregar una adecuada política de relaciones comunitarias con las poblaciones que habitan las áreas petroleras para evitar que los paros que éstas realizan en demanda de nuevas obras para sus comunidades se reduzcan y no afecten a la producción de crudo.

Gráfico No. 1



### 2.1 Producción de Petroecuador

#### 2.1.1 Petroecuador

Entre octubre y diciembre de 2006, la producción de la empresa petrolera estatal fue de 24.5 millones de barriles ; esto es, 31.2% y 38.5% superior a las obtenidas en igual período de 2004 y 2005, respectivamente. Este considerable incremento se debe a la inclusión del bloque 15 a las áreas de Petroecuador luego de que se declaró la caducidad del contrato entre el Estado y Occidental, empresa privada que operaba anteriormente el mencionado bloque.

Cabe anotar que, sin considerar la producción del boque 15, la producción total de Petroecuador fue en 2006, de 68.6 millones de barriles; esto es, inferior en 5.2% a la del año 2004 y en 8.9% a la del año 2005. Esto refleja la caída de los niveles de explotación de los campos maduros de Petroecuador y el efecto negativo de la falta de

<sup>1</sup> Fuente de información: Petroecuador

inversión así como de los paros realizados en las provincias de Sucumbíos y Orellana durante el año anterior. Otro factor que merma la producción de la estatal es la falta de pago oportuno a sus proveedores de bienes y servicios, quienes periódicamente se niegan a seguir laborando debido a la carencia de capitales de operación ocasionada por las deudas de Petroecuador<sup>2</sup>, lo que obliga a las autoridades energéticas y económicas a adoptar medidas emergentes de asignación de recursos para que se reanuden normalmente las actividades de campo.

## 2.1.2 Bloque 15

Durante el cuarto trimestre del 2006 la producción del Bloque 15, bajo la operación de Petroecuador, fue de 8.4 millones de barriles (91.1 miles de barriles diarios). Este nivel es inferior en 13.8% al que alcanzó la compañía Occidental en igual período del 2005, y, también, es menor al que lograra la misma empresa estatal en el tercer trimestre del 2006, que fue de 8.9 millones de barriles, equivalentes a 96.4 miles de barriles diarios.

Esta baja de producción contrastó con los planes y pronósticos que hicieron las autoridades de Petroecuador y los administradores de la Unidad Operativa Temporal cuando asumieron la operación del bloque y sus campos unificados Edén -Yuturi y Limoncocha que comparte con Petroproducción. En efecto, el 22 de agosto de 2006, en una de sus primeras rendiciones de cuentas al país, el Presidente Ejecutivo de Petroecuador y el Administrador del Bloque 15 dieron a conocer que se había aprobado un presupuesto de 220 millones 751 mil dólares para la operación de ese bloque; que la producción se encontraba en 100 mil barriles diarios y que se mantendría; y, además, que los ingresos por las exportaciones de petróleo entre el 16 de mayo y el 15 de agosto era de 380 millones 372 mil dólares, con un precio promedio de 57 dólares por barril<sup>3</sup>. Así mismo, pocos días después, Petroecuador publicó en la prensa nacional<sup>4</sup> el extenso plan de trabajo y los resultados que había previsto para el período comprendido entre el 16 de mayo y el 31 de diciembre del 2006. De esta publicación se ha extraído el Cuadro No. 1 en el que se puede apreciar que la producción estimada era de 22.7 millones de barriles, que multiplicados por un precio promedio de \$ 57/barril, dejarían un total de ingresos de 1.295.6 millones de dólares para el Estado.

Cuadro No. 1

<b>PETROECUADOR BLOQUE 15 YCAMPOS UNIFICADOS EDEN - YUTURI Y LIMONCOCHA</b>					
<b>Mes</b>	<b>Días por mes</b>	<b>Producción Estimada</b>	<b>Costo Promedio de Venta</b>		<b>Total Ingresos USD</b>
May-06	16	1,607,311	USD 57		91,616,708
Jun-06	30	2,947,624	USD 57		168,014,587
Jul-06	31	3,007,268	USD 57		171,414,260
Ago-06	31	3,035,361	USD 57		173,015,600
Sep-06	30	2,933,476	USD 57		167,208,144
Oct-06	31	3,033,546	USD 57		172,912,110
Nov-06	30	3,010,469	USD 57		171,596,754
Dic-06	31	3,155,326	USD 57		179,853,585
<b>Total</b>		<b>22,730,381</b>			<b>1,295,631,748</b>

Fuente: Petroecuador (Diario Expreso, agosto 26 de 2006)

Luego de terminado el año 2006, el Administrador de la Unidad Temporal informó<sup>5</sup> que la producción que se había obtenido del bloque y los campos unificados antes mencionados fue de 22.2 millones de barriles, los que a un precio promedio de venta de \$50/barril había dado ingresos para el país de 1.109.6 millones de dólares.

Las declaraciones y cifras anteriores han sido analizadas a la luz de la información formalmente publicada por Petroecuador<sup>6</sup> y los resultados han sido los siguientes: La producción real obtenida del bloque 15 entre el 16 de

<sup>2</sup> De datos publicados se conoció que estas deudas ascendían a 153 millones de dólares en marzo del 2006 y que en agosto se habían incrementado a 229.3 millones. (HOY, Dinero, Diario de Negocios, 30 agosto de 2006, p. 7)

<sup>3</sup> Ecuador Inmediato, agosto 22 de 2006.

<sup>4</sup> Diario Expreso, agosto 26 de 2006.

<sup>5</sup> Diarios El Universo y Expreso de enero 6 de 2007 y El Comercio de enero 7 de 2007.

<sup>6</sup> Informe Estadístico Petrolero, Unidad de Planificación Corporativa de Petroecuador, diciembre de 2006.

mayo y el 31 de diciembre del 2006 fue de 21.8 millones de barriles (95.3 miles de barriles diarios en promedio), es decir inferior a la planificada inicialmente y también a la reportada por el gerente del Bloque 15 al final del 2006. Cuadro No. 2.

De esta producción se exportaron 16.3 millones de barriles de crudo Napo, a un precio promedio de \$48.6/barril., dando un ingreso efectivo adicional para el Estado de 791.6 millones de dólares (Cuadro No.3). Se puede inferir que el resto del crudo, aparte del utilizado en campos, fue transportado por el SOTE y comercializado como crudo Oriente, tal como se hacía con el volumen de participación que recibía el Estado de la producción del Bloque 15 hasta el 15 de mayo del 2006.

De otro lado, según el informe de Petroecuador: "Ejecución Financiera: Período Enero – Diciembre de 2006", si bien el presupuesto asignado para las actividades del Bloque fue de 220. 7 millones de dólares, la ejecución real fue de tan solo de 86.7 millones, es decir, un 39.27%.

Cuadro No. 2

PRODUCCION BLOQUE 15 Y CAMPOS UNIFICADOS			
MES	OCIDENTAL	PETROECUADOR	TOTAL
	Barriles		
Ene-06	3,370,619		3,370,619
Feb-06	2,885,404		2,885,404
Mar-06	3,065,580		3,065,580
Abr-06	2,950,730		2,950,730
May-06	1,504,640	1,609,535	3,114,175
Jun-06		2,947,680	2,947,680
Jul-06		3,038,635	3,038,635
Ago-06		3,047,592	3,047,592
Sep-06		2,786,332	2,786,332
Oct-06		2,828,949	2,828,949
Nov-06		2,790,194	2,790,194
Dic-06		2,765,422	2,765,422
<b>TOTAL</b>	<b>13,776,973</b>	<b>21,814,338</b>	<b>35,591,311</b>

Fuente: Petroecuador

Informe Estadístico Gerencial, Diciembre 2006.

Cuadro No. 3

EXPORTACIONES BLOQUE 15 Y CAMPOS UNIFICADOS									
MES	OCIDENTAL			PETROECUADOR			TOTAL		
	Volumen (bls.)	Precio \$/bl.	Valor (\$)	Volumen (bls.)	Precio \$/bl.	Valor (\$)	Volumen (bls.)	Precio \$/bl.	Valor (\$)
Ene-06	2,702,605.43	44.72	120,853,106.70				2,702,605.43	44.72	120,853,106.70
Feb-06	2,303,490.89	42.63	98,202,485.88				2,303,490.89	42.63	98,202,485.88
Mar-06	2,307,953.46	44.83	103,476,733.97				2,307,953.46	44.83	103,476,733.97
Abr-06	2,110,118.92	53.29	112,441,545.35				2,110,118.92	53.29	112,441,545.35
May-06	1,228,217.50	54.91	67,445,107.58	513,435.82	55.32	28,404,430.24	1,741,653.32	55.03	95,849,537.82
Jun-06				2,047,486.00	54.70	112,002,175.28	2,047,486.00	54.70	112,002,175.28
Jul-06				2,040,000.00	57.43	117,166,440.00	2,040,000.00	57.43	117,166,440.00
Ago-06				2,154,375.00	56.89	122,562,515.09	2,154,375.00	56.89	122,562,515.09
Sep-06				2,608,873.00	47.45	123,795,427.46	2,608,873.00	47.45	123,795,427.46
Oct-06				2,220,103.00	41.91	93,045,735.57	2,220,103.00	41.91	93,045,735.57
Nov-06				2,158,645.00	39.91	86,160,940.12	2,158,645.00	39.91	86,160,940.12
Dic-06				2,559,320.00	42.36	108,418,407.79	2,559,320.00	42.36	108,418,407.79
<b>Total</b>	<b>10,652,386.20</b>	<b>47.16</b>	<b>502,418,979.48</b>	<b>16,302,237.82</b>	<b>48.56</b>	<b>791,556,071.54</b>	<b>26,954,624.02</b>	<b>48.01</b>	<b>1,293,975,051.02</b>

Fuente: Petroecuador

Informe Estadístico Gerencial, Diciembre 2006.

Base de Datos de estudios, BCE.

Estos resultados operativos fueron explicados en diversas ocasiones por el administrador de la Unidad Temporal con diferentes argumentos: El 24 de octubre declaró en la prensa nacional<sup>7</sup> que "...lo que tanto se temía llegó. A los 5 meses de administración, los engorrosos procesos que envuelven a la petrolera estatal Petroecuador, contaminaron también a la Unidad de Administración Temporal..."

<sup>7</sup> El universo, octubre 24 de 2006.

Por otro lado informó<sup>8</sup> que "...aunque la apertura de los sobres con las ofertas económicas para la contratación de dos torres de perforación se dio en septiembre y que el plan era extraer más petróleo desde octubre, nada de ello se había cumplido. Petroproducción y la Unidad temporal del bloque 15 seguían en el papeleo de informes y aprobaciones... El resultado: la producción del bloque y de los campos unificados Edén Yuturi y Limoncocha descendió de 100 mil a 94.9 miles de barriles...". Finalmente, los primeros días de enero de 2007 se conoció que la producción del bloque 15 había caído, a 92.1 miles de barriles, sobre lo que el Administrador explicó que "...la declinación productiva se debe a la declinación normal de la extracción que no ha sido compensada con nuevas perforaciones, las cuales se reiniciarían hasta principios de febrero"<sup>9</sup>.

La apreciación del administrador temporal del bloque 15 sobre lo engorroso de los procesos que habrían invadido la Unidad bajo su responsabilidad y que provendrían del sistema Petroecuador no refleja la finalidad que tuvo la decisión de mantener por separado la operación del Bloque 15 de las actividades de la empresa estatal, para lo que se emitió inclusive un Decreto Ejecutivo de Emergencia considerando entre otros argumentos: "Que la operación de las áreas revertidas, deben ser ejecutadas con absoluta transparencia y pulcritud en los procedimientos, calidad técnica y responsabilidad, eficacia y eficiencia en los resultados;"<sup>10</sup>

## 2.2 Producción de las Compañías Privadas

Una vez que caducó el contrato de Occidental, la producción total de las compañías privadas se vio disminuida. Así, en el cuarto trimestre del 2006 su producción fue de 22.9 millones de barriles, equivalentes a 249 mil barriles diarios,. Este volumen es inferior en 2.5% al obtenido en el cuarto trimestre del 2004 y en 2.8% al de similar período del 2005.

A más de la salida de Occidental, la producción de las empresas privadas se vio afectada por los permanentes paros realizados por las comunidades ubicadas en sus áreas de explotación. El paro de la provincia de Sucumbíos, que se mencionó anteriormente como una de las causas de la caída de la producción de Petroecuador durante la segunda semana de noviembre, en realidad fue dirigido contra las transnacionales Andes Petroleum (China) y Perenco (Francesa). Las acciones de fuerza, que incluyeron la toma de las instalaciones petroleras y a los empleados en calidad de rehenes, tuvieron como finalidad exigir que el 80% de las contrataciones sea de personal de la zona y que se realicen obras de compensación para el desarrollo del cantón<sup>11</sup>.

Así mismo, a finales de diciembre se inició otro paro que duró hasta los primeros días de enero del 2007, en la provincia de Orellana, para exigir a las petroleras privadas asfaltar 28 kilómetros de carretera, 12 de los cuales unen a Sebastián del Coca con Guayusa y los restantes 16 a Shushufindi con Primavera<sup>12</sup>.

No obstante, la capacidad de recuperación de la producción de las petroleras privadas permitió que los niveles alcanzados en el 2006 sean superiores al de los dos años precedentes. Así, si se excluye la producción del Bloque 15 y los campos unificados que manejó Occidental hasta el 15 de mayo de 2006, la producción alcanzada por el resto de compañías privadas en este último año fue de 91.4 millones de barriles, lo que equivale a un 11.2% más que en el 2004 y un 5.6% más que en el 2005. Esto representa también un incremento anual de alrededor de 5.5% durante los últimos tres años. Este desempeño contrasta con el de la empresa estatal que, estando sujeta a los mismos factores negativos externos, tiene mayores dificultades en reponer la producción por la falta de disponibilidad oportuna de los recursos y por el complejo sistema de trámites y procedimientos en su administración.

Debe aclararse, sin embargo, que un mayor ritmo de explotación de los campos en manos de las privadas, significa también un agotamiento más rápidos de los yacimientos que el Estado les ha confiado para la exploración y extracción de crudo. Lo contrario de lo que sucede con los campos de Petroecuador, que al mantener

---

<sup>8</sup> El Comercio, octubre 25 de 2006.

<sup>9</sup> Diario Hoy, enero 9 de 2007.

<sup>10</sup> Decreto Ejecutivo 1546, R.O. No. 300 de junio 27 de 2006, considerando quinto.

<sup>11</sup> Diario Hoy, enero 9 de 2007.

<sup>12</sup> Ecuador Inmediato, agosto 22 de 2006.

forzosamente su ritmo de explotación en niveles más bajos de los normales obtiene como resultado una vida útil más prolongada de sus yacimientos.

Lo anterior se puede demostrar mediante un indicador muy utilizado en la industria petrolera: la Relación Reservas – Producción. Para el caso de Petroecuador, si se consideran las reservas probadas en producción a diciembre del 2005 y se divide para la producción obtenida ese año se tiene que esta relación es de 29.37 años, lo que representa el tiempo que durarían tales reservas si el volumen de producción anual del 2005 se pudiera mantener estable. Para el caso de las empresa privadas, en cambio, empleando la misma metodología, la Relación Reservas - Producción sería únicamente de 5.65 años<sup>13</sup>, lo que refleja la política extractivista de estas empresas, encaminadas a monetizar en el menor tiempo posible las reservas petroleras de los bloques que operan.

### **3. CONSUMO DE PETRÓLEO**

#### **3.1 Consumo de Petróleo en Refinerías**

En el último trimestre del 2006 se procesaron 14.5 millones de barriles de petróleo en las refinerías del país, nivel inferior en 2.0% al alcanzado en igual período del año 2004, cuando se procesaron 14.8 millones de barriles y superior en 8.2% al volumen del año 2005, que se situó en de 13.4 millones de barriles. El nivel diario de procesamiento en el período comprendido entre octubre y diciembre de los años 2004, 2005 y 2006 fue de 161.1, 146.7 y 157.5 mil barriles diarios, respectivamente.

En términos anuales, las refinerías del país procesaron 55.0 millones de barriles durante el 2006, apenas un 0.6% más que el año 2005, pero un 3.6% menos que en el año 2004.

Durante el 2006, la refinería de Esmeraldas procesó 33.7 millones de barriles en comparación a los 33.5 millones refinados en el 2005, un leve incremento anual igual al 0.5%. Por su parte, la refinería La Libertad procesó 14.4 millones de barriles, un incremento de apenas 0.7% con respecto al año anterior; y, la refinería Amazonas refinó 6.9 millones, 1.0% más que en 2005.

De la información anterior se desprende que durante el 2006, en la refinería Esmeraldas se ha procesado un promedio de 92.3 miles de barriles por día, un 16.1% inferior a su capacidad total, que es igual a 110 mil barriles diarios, lo que significa que no ha existido un nivel adecuado de inversiones y mantenimiento. Un ejemplo de ello fue lo ocurrido en julio de 2006, cuando salió de servicio la unidad de fluido catalítico (FCC), una de las principales de la planta que procesa unos 11 mil barriles diarios de gasolina de alto octanaje y 450 toneladas métricas diarias de gas; obligando a Petroindustrial a coordinar con la estadounidense Elliot, fabricante de la turbina, la provisión de las partes dañadas y la asistencia técnica necesaria<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Los datos de reservas utilizados son los últimos oficiales publicados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a diciembre de 2005. Las cifras de producción son las reportadas por Petroecuador para los campos en explotación durante el año 2005.

<sup>14</sup> El Comercio, julio 12 de 2006.

Cuadro No. 4

<b>MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS</b>									
Cifras en miles de barriles									
Período	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 - Diciembre 2002	34,910	14,627	5,880	55,416	376	2,094	587	0	3
Enero - Diciembre 2003	31,827	14,034	5,639	51,500	367	2,357	570	0	3
Enero - Diciembre 2004	36,215	14,684	6,115	57,014	354	2,710	582	0	3
Enero - Diciembre 2005	33,518	14,267	6,838	54,623	364	2,488	526	460	3
Enero - Diciembre 2006	33,679	14,371	6,908	54,958	358	2,591	513	905	3
<b>Tasas de crecimiento anuales</b>									
Enero - Diciembre 2003	-8.83	-4.06	-4.09	-7.07	-2.52	12.54	-2.90		3.01
Enero - Diciembre 2004	13.79	4.64	8.44	10.71	-3.38	15.01	2.09		16.79
Enero - Diciembre 2005	-7.45	-2.84	11.83	-4.19	2.77	-8.19	-9.63		-4.91
Enero - Diciembre 2006	0.48	0.73	1.02	0.61	-1.79	4.14	-2.50	96.45	-4.14

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

Las exportaciones de petróleo durante el cuarto trimestre del 2006, fueron de 34.4 millones de barriles, superior en 4.5% a las del último trimestre del 2004, pero inferior en 3% a las de similar período del 2005. El decrecimiento que refleja esta última cifra está en relación directa con la caída de la producción petrolera del país entre octubre y diciembre del 2006.

Al final del año, las exportaciones totales de crudo ascendieron a 136.6 millones de barriles, lo que representa un aumento de 5.6% y 3.8% con respecto a las exportaciones de los años 2004 y 2005, respectivamente. También en este caso, los mayores volúmenes exportables son el producto de un crecimiento paulatino anual de la producción nacional en los últimos tres años.

Los principales países de destino del petróleo ecuatoriano fueron: Estados Unidos, 75.6%; Perú, 12.7%; Chile, 6.3% y la República Popular China, 2.3%. Otros compradores menores de nuestro crudo fueron: Panamá, India, El Salvador, Japón, Nicaragua, Isla Pitcairn y Eslovenia<sup>15</sup>.

#### 3.2.1 Exportaciones de Petroecuador

Las exportaciones de crudo de Petroecuador tuvieron un incremento substancial durante el cuarto trimestre del 2006, al alcanzar un nivel de 19.7 millones de barriles, frente a los 14.0 millones vendidos en igual período del 2004 y los 14.7 millones de barriles del último trimestre del 2005.

Con estos volúmenes exportables, Petroecuador comercializó durante el 2006 un total de 72.0 millones de barriles por un valor de 3,730.4 millones de dólares, es decir a un precio promedio de 51.84 dólares por barril. Estas cifras representan un aumento de 34.0% en volumen y de 62.2% en valor, con respecto a las exportaciones de crudo del 2005. Gráfico No. 2

Para el caso de la empresa estatal siempre se hace necesario diferenciar sus exportaciones de acuerdo al tipo de crudo:

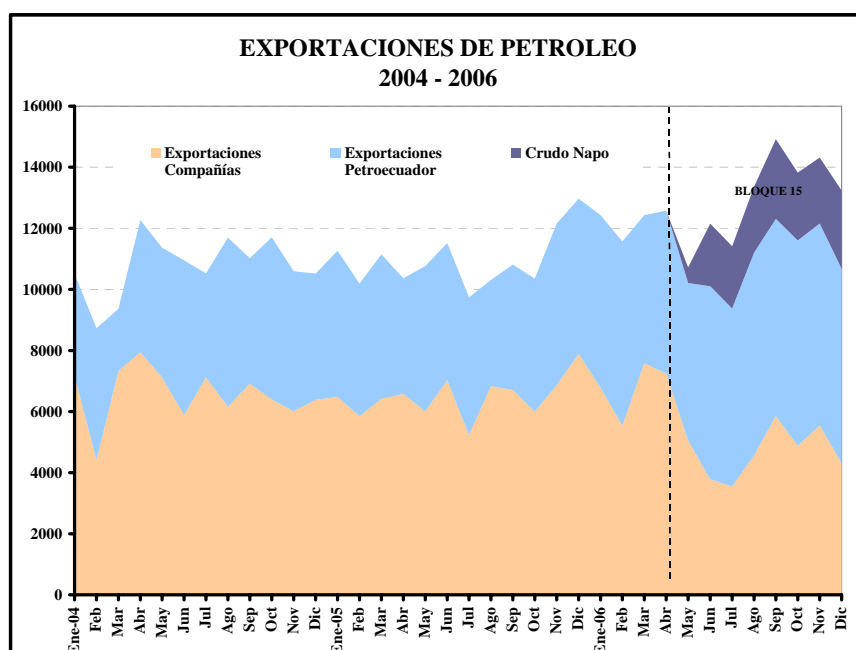
Exportaciones de crudo Oriente.- Son las ventas externas tradicionales de crudo que ha venido realizando Petroecuador, incluyendo la participación que tenía en el Bloque 15. Los volúmenes de este tipo de crudo (23.4 °API), exportados en el cuarto trimestre del 2006 fueron de 12.8 millones de barriles, superior en 9.0% y 13.3% a las exportaciones de similares períodos de los años 2004 y 2005, respectivamente.

<sup>15</sup> Fuente: Base de datos de Estudios del BCE.

A su vez, las exportaciones totales de crudo Oriente realizadas por Petroecuador durante el 2006, fueron de 55.7 millones de barriles, frente a los 53.7 millones del 2005 y los 50.4 millones exportados el 2004. .

Exportaciones de crudo Napo.- Estas exportaciones consideran el porcentaje de crudo equivalente a la participación que retenía la Occidental cuando operaba el Bloque 15, una vez que entregaba la participación correspondiente a Petroecuador. Estos volúmenes de petróleo, que ahora pertenecen a la estatal, siguen siendo transportados desde la Amazonía hasta el punto de exportación en Esmeraldas, a través del OCP, conservando así su calidad de crudo Napo (+ -19°API).

Gráfico No. 2



De acuerdo con el Cuadro No.3, Petroecuador exportó durante el cuarto trimestre del 2006, 6.9 millones de barriles de crudo Napo, lo que representa un incremento de 8.7% con respecto a las exportaciones que realizó la Occidental en similar período del 2005, y, es también superior en 2.0% al volumen de ventas externas de este crudo hechas por la misma empresa estatal en el tercer trimestre del 2006.

De otro lado, el total de las exportaciones de crudo Napo que realizó Petroecuador en el período mayo 16 – diciembre 31 del 2006 ascendió a 16.3 millones de barriles, por un valor de 791.6 millones de dólares, es decir a un precio promedio de 48.56 dólares por barril. Por su parte, la Occidental había exportado, entre enero 1 y mayo 15 de 2006, 10.7 millones de barriles por un valor de 502.4 millones de dólares, esto es a un precio promedio de 47.16 dólares por barril. Como se verá posteriormente, el mejor nivel de precios alcanzado por Petroecuador se debe a que operó en un período con mejores condiciones del mercado internacional para la comercialización del petróleo.

### 3.2.2 Exportaciones de las compañías privadas

Contrario a lo sucedido con las exportaciones de crudo de Petroecuador, las de las compañías privadas, en su conjunto, se vieron mermadas durante el 2006 luego de declarada la caducidad del contrato firmado entre el Estado y Occidental, pues todo el volumen de crudo producido y exportado del Bloque 15 pasó a ser propiedad de Petroecuador. Así, las exportaciones privadas que habían sido de 79.0 millones de barriles en el 2004 y de 77.9 millones en el 2005, descendieron a 64.7 millones de barriles en el 2006. No obstante, cuando se excluye las exportaciones de la Occidental del total de las exportaciones privadas de petróleo, se tiene que las ventas externas del resto de compañías fue de 54.0 millones en el año 2006, superior en 7.2% y en 3.2% a los volúmenes comercializados por estas empresas durante los años 2004 y 2005, respectivamente (Cuadro No. 5).

Cuadro No. 5

<b>EXPORTACIONES DE CRUDO DE EMPRESAS PRIVADAS</b>			
<b>Barriles</b>			
	<b>Año 2004</b>	<b>Año 2005</b>	<b>Año 2006</b>
Enero	4,943,377	4,159,002	4,080,843
Febrero	3,116,006	4,134,063	3,229,274
Marzo	4,188,597	4,054,853	5,278,288
Abril	5,839,429	4,480,939	5,140,433
Mayo	4,564,627	3,861,946	3,817,276
Junio	3,553,207	5,058,474	3,778,211
Julio	4,672,392	3,179,791	3,551,113
Agosto	3,875,853	4,579,552	4,565,978
Septiembre	4,092,067	4,489,895	5,854,115
Octubre	4,026,100	4,026,607	4,873,528
Noviembre	3,967,203	4,358,919	5,551,219
Diciembre	3,552,776	5,982,576	4,307,830
<b>TOTAL</b>	<b>50,391,633</b>	<b>52,366,617</b>	<b>54,028,108</b>

Nota: No incluye producción del Bloque 15

Fuente: PETROECUADOR

El análisis de las cifras estadísticas indican entonces, que si bien las exportaciones del bloque 15 representaban alrededor de un 33% del total anual exportable de las compañías privadas, una vez declarada la caducidad del contrato que regía para este bloque, las otras empresas han continuado con su labor de extracción y de comercialización externa al mismo ritmo con que operaban antes de la salida de la Occidental.

#### 4. LOS PRECIOS DEL CRUDO ECUATORIANO

Los precios del petróleo ecuatoriano, siguieron, de manera general, una tendencia similar a las del crudo comercializado en el mercado mundial. En la anterior entrega del documento *Análisis del Sector Petrolero*<sup>16</sup> se mencionó que, luego de un máximo alcanzado en julio de 78 dólares por barril, a finales de septiembre el precio internacional del crudo había caído en un 20%, rondando los 60 dólares el barril, constituyéndose en el retroceso más pronunciado de los últimos 15 años.

Ante esta situación, la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, decidió intervenir para mantener la cotización del crudo en niveles aceptables. Fue así como el 20 de octubre de 2006, en Doha, Qatar, adoptó la resolución de disminuir el techo de producción de sus países miembros en 1.2 millones de barriles diarios a partir del mes de noviembre. Los resultados de esta medida empezaron a sentirse desde la última semana de octubre cuando el precio empezó a ubicarse en 61.40 dólares el barril, por primera vez desde comienzos del mes. Esta alza se mantuvo gracias a que, a más de convencerse de que la producción de la OPEP sería recortada, los operadores recibieron la noticia de que las reservas estadounidenses cayeron 3.3 millones de barriles y con ello el total quedó en 332.3 millones.

Por otro lado, según Phil Flynn de Alaron Trading, las previsiones meteorológicas seguían anunciando temperaturas inferiores a la normal en el medio oeste y el norte de EE.UU., lo que hacía temer un "invierno glacial" y ocasionaría una fuerte demanda de combustible para la calefacción<sup>17</sup>.

Sin embargo, una vez que los mercados se abastecieron, el precio del energético volvió a mostrar su tendencia a la baja. A esto se sumó la ausencia de huracanes que afectase a la producción de crudo y gas en el Golfo de México o a las refinerías, como ocurrió en el 2005. Frente a esto, los expertos únicamente seguían manteniendo presente que los factores que impulsaron el crudo a precios record, como la inquietud generada por el programa nuclear de

<sup>16</sup> Análisis del Sector Petrolero a Octubre de 2006, No. 1, Banco Central del Ecuador, enero de 2007.

<sup>17</sup> Diario Hoy, Dinero, octubre 26 de 2006.

Irán, la inseguridad en Nigeria o la fuerte demanda en China, India y EE.UU. aún permanecían vigentes, lo que hizo que los precios se vuelvan más bien volátiles durante los dos últimos meses del 2006<sup>18</sup>.

Estos elementos motivaron que la OPEP vuelva a reunirse en sesión extraordinaria, en Abuja, Nigeria, el 14 de diciembre, donde recibió el reporte del Subcomité Ministerial de Monitoreo realizado luego de un análisis de las condiciones del mercado, incluyendo las expectativas para el primer semestre del 2007. Según este reporte, aunque se preveía que la economía global seguiría creciendo, seguramente habría una desaceleración en dicho crecimiento; además, mientras la demanda de petróleo se estimaba que incrementaría en 1.3 millones de barriles diarios, los países NO-OPEP elevarían su oferta en 1.8 millones de barriles por día, el mayor aumento desde 1984.

Vistas esas consideraciones, la Conferencia de la OPEP decidió reducir la producción de la Organización en 500 mil barriles diarios adicionales, lo que debía hacerse efectivo desde el 1 de febrero del 2007 con el objeto de lograr un balance entre la oferta y la demanda<sup>19</sup>. Luego de adoptada esta resolución, y una vez que empezaron a sentirse los efectos del invierno en el hemisferio norte, el precio del crudo terminó al alza en diciembre de 2006, en un nivel similar al del año 2005.

Un ligero vistazo al comportamiento de los precios del WTI durante el año anterior, permite apreciar que durante el primer trimestre mantuvo una relativa estabilidad, entre 65 y 63 dólares por barril, con una fluctuación a la baja en febrero. A partir de abril empezó a subir hasta el mes de julio en que alcanzó un promedio máximo de 74.50 dólares, nivel que bajó ligeramente en agosto. Luego, a partir de septiembre, el precio cayó bruscamente, alrededor de 9 dólares, para ubicarse en algo más de 60 dólares, valor que trató de mantenerse, pese a una marcada volatilidad registrada entre octubre y noviembre. Finalmente, en diciembre, una vez que la OPEP decidió una nueva reducción de su techo de producción, la cotización ascendió nuevamente a un promedio de 62.09 dólares por barril.

En cuanto al crudo Oriente ecuatoriano, inició el año 2006 en 47.85 dólares por barril, nivel que se mantuvo con ciertas fluctuaciones hasta marzo, en que comenzó a subir hacia un máximo de 65.48 dólares logrado en julio. Luego de esto descendió siguiendo la tendencia general del WTI hasta terminar el año en 48.56 dólares por barril.

El diferencial real del mercado entre el WTI y el crudo Oriente, durante el año 2006, fue en promedio de 12.78 dólares por barril. Este diferencial tuvo una mejora de 3.9% con respecto al obtenido en el 2005, que fue de 13.39 dólares, aunque afectó negativamente a nuestro crudo, en un 32.8%, en relación al del 2004, cuando fue únicamente de 9.69 dólares por barril. Gráfico No. 3.

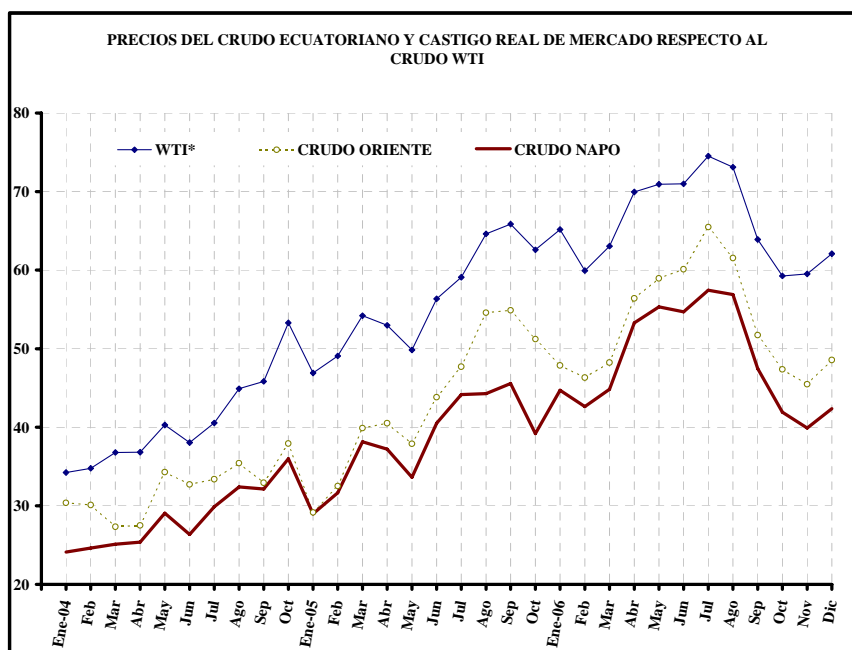
Sobre el crudo Napo, hay que diferenciar dos períodos en el año 2006. Entre enero y abril que fue comercializado por Occidental, su precio ascendió de 44.72 a 53.29 dólares por barril, siendo la excepción el mes de febrero en que se vendió a 42.63 dólares. En cambio, entre junio y diciembre que fue comercializado por Petroecuador, su precio también siguió la tendencia general del mercado internacional, incluyendo la volatilidad de los últimos meses. De esta manera alcanzó su valor máximo en julio con 57.43 dólares y cerró el año en un nivel de 42.36 dólares el barril en diciembre.

---

<sup>18</sup> La opinión Digital, Los Angeles, EE.UU. diciembre 30 de 2006.

<sup>19</sup> OPEP, Resoluciones de la 143 Reunión de la Conferencia de la Organización, en Abuja, Nigeria, diciembre 14 de 2006.

Gráfico No. 3



Hay que destacar que el diferencial efectivo de mercado entre el WTI y el crudo Napo fue de 18.16 dólares por barril cuando lo comercializó Occidental y de 17.53 dólares cuando lo comercializó Petroecuador. Los mejores precios conseguidos por la empresa estatal pueden explicarse por su actuación en un mercado al alza en el período mayo – agosto, aunque la volatilidad del cuarto trimestre contrarrestó un poco los beneficios de la comercialización obtenidos previamente.

En términos anuales, el diferencial promedio WTI – Crudo Napo para el 2006 fue de 17.61 dólares por barril, lo que representó una mejora del 5.2% con respecto al del 2005, que fue de 18.57 dólares; pero, un retroceso del 33.2% en relación al del 2004, cuando se obtuvo un diferencial de 13.22 dólares por barril.

## 5. OFERTA Y DEMANDA DE DERIVADOS

### 5.1 Oferta de Derivados

En el cuarto trimestre de 2006, la producción de derivados del petróleo alcanzó un nivel de 16.4 millones de barriles, lo que representa un aumento de 8.2% y 10.3% con respecto a la producción de iguales períodos de los años 2004 y 2005, respectivamente.

En términos anuales, esta producción se ubicó en 62.9 millones de barriles en el año 2006, superior en el 5.4% y 6.5% a la producción acumulada de los años 2004 y 2005, en su orden. No obstante estos crecimientos, la producción nacional de derivados no cubre la demanda del mercado doméstico, por lo que se hace necesario la importación de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Nafta de alto Octano y Diesel para abastecer el consumo interno.

La importación de estos productos fue la siguiente:

- En el cuarto trimestre de 2006 se importaron 2.9 millones de barriles de diesel por un valor de USD 232.0 millones, a un precio promedio de importación de USD 79.1/barril.

En términos anuales, durante el 2006, se importaron 11.3 millones de barriles, por un valor equivalente a USD 950.0 millones, a un precio promedio de USD 83.9/barril, mientras que en el año 2005 se importaron 8.1 millones de barriles equivalentes a USD 648.3 millones, a un precio promedio de USD 79.8/barril. En

volumen durante el 2006 se importó un 39.4% más que en el año 2005, mientras que en valores el incremento fue del 46.5%.

- b) Entre octubre y diciembre de 2006, la importación de GLP fue de 2.2 millones de barriles por un valor de USD 117.4 millones, a un precio promedio de importación de USD 53.9/barril.

Durante todo el 2006 se importaron 8.4 millones de barriles por un valor equivalente a USD 477.9 millones, a un precio promedio de USD 56.7/barril; para el 2005 la importación de GLP alcanzó los 8.0 millones de barriles por un monto a USD 375.3 millones, a un precio promedio de USD 46.8/barril. Lo anterior significa que en el 2006 se importó en volumen 10.4% más que en el 2005, mientras que en valores el incremento fue del 11.0%;y,

- c) Para el último trimestre del 2006, la importación de nafta fue de 1.5 millones de barriles por un valor de USD 102.7 millones, a un precio promedio de importación de USD 70.4/barril.

En el transcurso del año 2006 se importaron 6.1 millones de barriles por un valor de USD 523.8 millones, a un precio promedio de USD 84.8/barril; esta importación superó en volumen el 2.3% a la realizada durante el año 2005, mientras que en valores se incrementó en un 16.2% como efecto de la subida del precio de la nafta.

Mientras no se concrete un proyecto definitivo de ampliación o construcción de nuevas refinerías los volúmenes de importación de derivados seguirán incrementándose como resultado de un mayor consumo interno y de la fuga de combustibles a través de las fronteras con Colombia y Perú. Es así como el volumen total de importaciones de derivados en el año 2006 fue de 25.9 millones de barriles con un costo de USD 1951.6 millones, mientras que en el año 2005 este rubro fue de 22.1 millones por un valor de USD 1474.4 millones. En volumen, las importaciones totales de derivados se incrementaron en el 17.0% y en valores el 32.4%.

Si bien el crecimiento anual del volumen de importaciones es importante, se nota más el efecto en valores, lo que obedece principalmente al incremento de los precios promedio de importación de los derivados debido al alza de la materia prima, petróleo y gas, en el mercado mundial, es así como durante el año 2006 el precio promedio de importación de derivados se incrementó en un 13.2% con respecto al del año 2005.

Existen también otros factores que inciden en el incremento de las importaciones y consumo de derivados, entre ellos se puede anotar la falta de lluvias que permitan a las empresas hidroeléctricas producir la cantidad suficiente de energía, dando lugar a suplir esa deficiencia con plantas termoeléctricas. En el año 2006 la gran cantidad de diésel utilizado con este fin causó ciertos desajustes en la atención de la demanda de las estaciones de servicio.

Con respecto al gas, la Dirección Nacional de Hidrocarburos controla e incauta de manera periódica cilindros de 15 kilos, que se comercializa a USD 1.60/cilindro, destinados al consumo en hoteles, restaurantes, empresas industriales o que se dedican al comercio, cuando en estos sectores debe utilizarse el cilindro de 45 kilos que tiene un valor de USD 32/cilindro<sup>20</sup>. Según la misma entidad, de los 439.9 millones de kilos de gas comercializados en el primer semestre del año 2006, apenas 18.3% fueron adquiridos por el sector industrial y el 81.7% restante fue adquirido por el sector doméstico<sup>21</sup>.

A partir de junio de 2006, la Dirección de Hidrocarburos, con el propósito de frenar la fuga y escasez de combustibles, dispuso un mayor control y la restricción de despachos en las provincias de Carchi, Esmeraldas, El Oro y Loja. También implantó controles en Manta, Jaramijó y San Mateo, donde la pesca artesanal no estaba siendo atendida de manera normal con los despachos de la gasolina artesanal que necesitan para su actividad<sup>22</sup>.

Adicionalmente, con el propósito de coadyuvar con este fin, la Dirección General de Rentas emitió una disposición mediante la cual todas las personas naturales y jurídicas dedicadas a la venta de combustibles, incluido el gas de

---

<sup>20</sup> Diario Hoy, agosto 1 de 2006

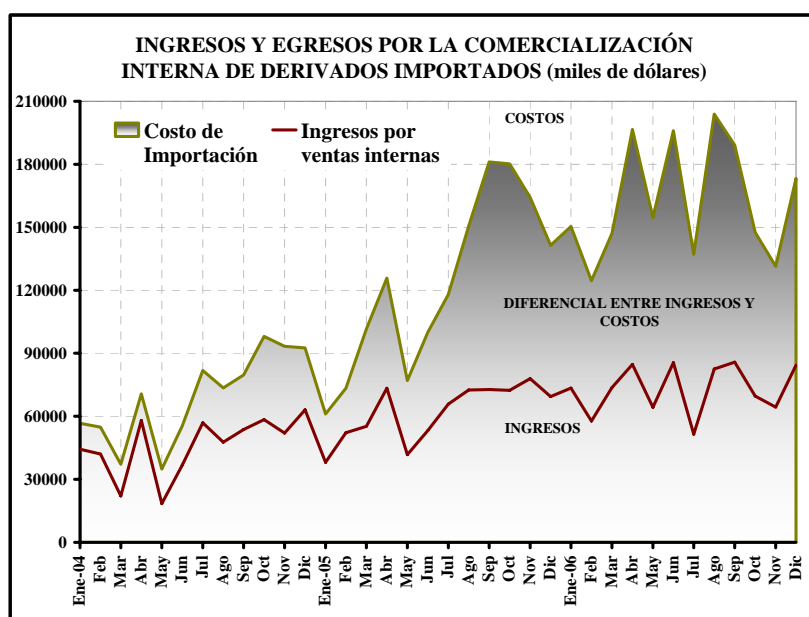
<sup>21</sup> Dirección Nacional de Hidrocarburos, Estadísticas publicadas de diferentes años.

<sup>22</sup> Diario El Expreso, junio 29 de 2006

uso doméstico, deberán contar con un Registro Único de Contribuyentes, RUC, exclusivo para el expendio del producto y de esta manera establecer un mejor nivel de la comercialización de los derivados<sup>23</sup>.

No obstante, para tener un mejor panorama de los efectos de la importación de derivados y su comercialización sobre las cuentas fiscales del Estado, es necesario considerar no solo el costo total de las importaciones de derivados sino, también, la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización interna de los derivados importados; es decir, el resultado entre el ingreso por ventas internas de productos importados menos el costo de su importación. Bajo esta consideración, durante el año 2005 el Estado destinó, para cubrir la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de derivados, recursos equivalentes a USD 729.7 millones de dólares, de los cuales el 43.6% correspondía a la diferencia entre ingresos y egresos por la comercialización de diesel, el 40.2% a la de gas licuado de petróleo, GLP y la diferencia, 16.2%, a la de nafta. En el año 2006 esa diferencia se incrementó a USD 1074.0 millones, un 47.2% más que en el año precedente; de igual manera, el que más influyó en este total fue el diesel con un 46.5%, seguido del GLP con un 36.4% y finalmente la nafta con un 17.1% del total.

Gráfico No. 4



## 5.2 Demanda de Derivados

Entre octubre y diciembre de 2006, el consumo de derivados fue de 17.2 millones de barriles, superior en 15.1% al consumo de igual período de 2004 y en un 3.1% al del 2005. En términos anuales, La demanda de derivados en el 2004 se situó en 55.1 millones de barriles, pasando a 60.5 millones en el 2005 y a 64.3 millones en el 2006. Esto significó un incremento en el año 2006 del 16.6% con respecto al año 2004 y del 6.2% con relación al 2005

Por otro lado, los principales productos refinados del petróleo que se exportaron son: el residuo que produce la refinería de Esmeraldas y la nafta de bajo octano o nafta base. Durante el cuarto trimestre del 2006 se exportaron 2.9 millones de barriles de residuo valorados en USD 114.0 millones, superior en 17.6% en volumen y en 10.1% en valor a lo exportado en igual periodo de 2005, y en 11.2% en volumen y 70.3% en valor con respecto al año 2004; el fuerte incremento en valor se debió a que el precio promedio de exportación en el 2004 fue de USD 25.0/barril y pasó a USD 38.3/barril en el 2006.

En lo que se refiere a nafta base, en similar período, la exportación apenas alcanzó un volumen de 346.6 miles de barriles por un monto de USD 18.8 millones, mientras que en igual período del 2005 no se registran este tipo de

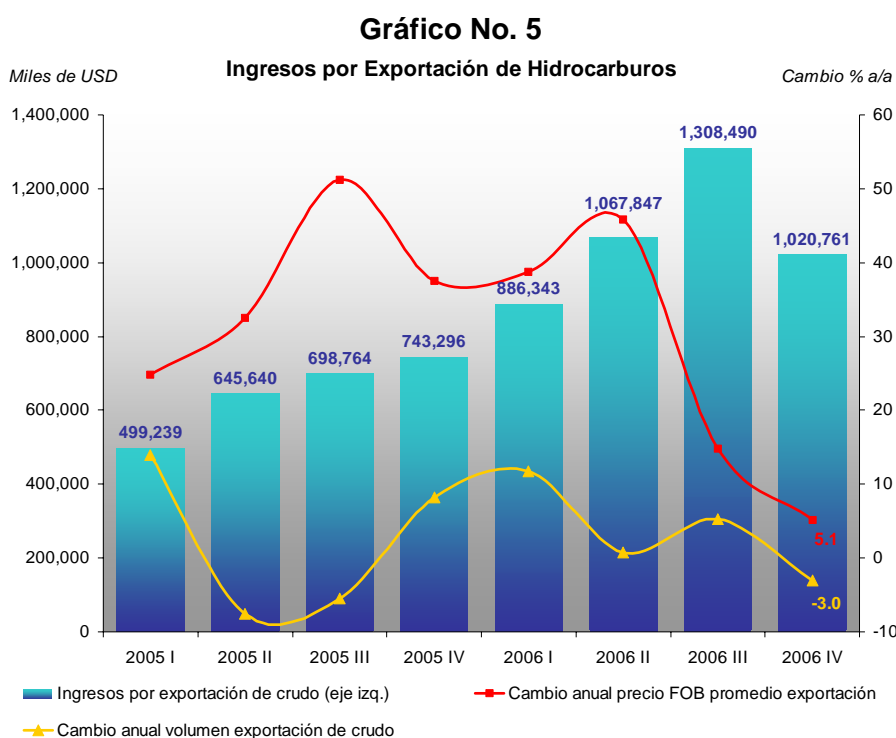
<sup>23</sup> Diario El Universo, septiembre 29 de 2006

exportaciones; en cambio en el 2004, entre octubre y diciembre, se exportaron 505.4 miles de barriles por un valor de USD 21.8 millones.

Las exportaciones totales de estos dos derivados en el año 2006 fueron de 13.6 millones de barriles con ingresos por USD 630.9 millones, superiores en 6.4% en volumen y en 27.7% en valor a las del año 2005, cuando alcanzaron lo 12.8 millones de barriles con ingresos equivalentes a USD 494.1 millones. El precio promedio de exportación pasó de USD 38.6/barril en el 2005 a USD 46.3/barril para el 2006.

## 6. DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

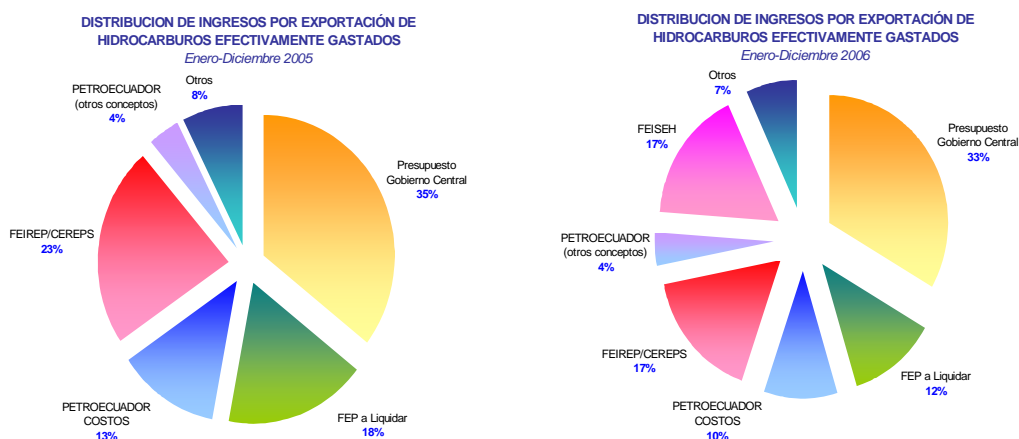
A diciembre del año 2006 los ingresos distribuidos por exportación de hidrocarburos aumentaron en 65.6%, pasando de USD 2587.0 millones, en el año 2005, a USD 4283.0 millones al cierre del año 2006. Sin embargo, la tasa de crecimiento anual de los ingresos acumulados durante el cuarto trimestre del 2006 sufrió una desaceleración a 37.3% durante el último trimestre, comparada con el 76.7% de crecimiento promedio observado durante los primeros tres trimestres del año. Esta caída se debió tanto a una disminución en el elevado crecimiento anual de los precios observado durante los primeros trimestres del año de un promedio de 33.1% a 5.1% en el último trimestre; como a la caída en el volumen de exportación del cuarto trimestre de 2006 en relación al mismo periodo del 2005 del 3%.



El mayor beneficiario de los USD 4283.0 millones que ingresaron durante el año 2006, fue el Presupuesto del Gobierno Central, que a pesar de que ha disminuido su participación sobre el total de los ingresos, captó el 33%. Excluyendo los distintos fondos petroleros que suman el 46% de los ingresos totales, le siguió Petroecuador, que además de recibir USD 419 millones (10%) por recuperación de costos, se le destinaron USD 180 millones (4%) adicionales por otros conceptos<sup>24</sup>. Los restantes USD 299 millones (7%) se los destinó a más de veinte partícipes de acuerdo a las preasignaciones establecidas por la ley.

<sup>24</sup> Incluye tres rubros: (i) las retenciones que Petroecuador destina al pago de las Leyes 10 y 20 (ECODESARROLLO) y la Ley 40 (Provincias Napo, Esmeraldas y Sucumbios) que se aplican a los contratos de Participación del Estado y Prestación de Servicios; (ii) los ingresos destinados a los fideicomisos

**Gráfico No. 6**



Como se observa en el gráfico, los fondos petroleros FEP, CEREPS, y FEISEH recibieron una parte importante del total de los ingresos del Estado por la exportación de hidrocarburos. El monto destinado a los fondos se incrementó de USD 1046.0 millones en el 2005 a USD 1961.0 en el 2006, debido a la creación del FEISEH, a donde se destinan los recursos recibidos por la exportación del crudo del Bloque 15 que anteriormente le pertenecía a la Compañía Occidental. A este fondo ingresaron USD 719 millones (17% del total de ingresos) y cerró el año 2006 con un saldo de USD 698.7 millones<sup>25</sup>. Cabe señalar que a este saldo no se le había deducido el 27% (USD 189 millones) para destinarlo a la cuenta CEREPS, tal como lo establece la Ley de creación del FEISEH.

Por su parte, la cuenta CEREPS, recibió USD 722 millones (17% del total de ingresos) estrictamente por concepto de la exportación de crudo de hasta 23 grados API; sin embargo, a diciembre de 2006 se registró un saldo de USD 231 millones<sup>26</sup>.

Finalmente, al FEP ingresaron USD 520 millones por el diferencial de precio entre el precio del Presupuesto aprobado por el Congreso Nacional de USD 35 por barril y el precio promedio de exportación del 2006 de USD 50.8 por barril. A diciembre de 2006, el saldo de esta cuenta fue de cero ya que se gastaron USD 544.2 millones<sup>27</sup>.

Además de los ingresos por exportación de hidrocarburos, a partir de julio de 2006, el Estado también recibe los recursos que se generan por la Reforma a la Ley de Hidrocarburos<sup>28</sup>. Estos recursos se los deposita en la cuenta No. 42-2006 del BCE, la cual cerró el año con un saldo de USD 151.7 millones.

aperturados a nombre de Petroecuador para el reconocimiento de costos de los contratos de Alianzas Operativas; (iii) las retenciones que Petroecuador destina para realizar los reembolsos a las compañías privadas por varios motivos.

<sup>25</sup> Los egresos de USD 20.4 millones correspondieron a un ajuste de los costos de inversión. Se debe aclarar que no corresponden a gastos del FEISEH, ya que a diciembre de 2006 el comité del fideicomiso todavía no estaba constituido y no se podían autorizar sus gastos.

<sup>26</sup> A la cuenta ingresaron USD 184.8 millones del saldo del año 2005, USD 722 millones por exportación de hidrocarburos, USD 288 millones adicionales por transferencias hechas por el MEF, y se gastaron USD 963.5 millones.

<sup>27</sup> A la cuenta ingresaron USD 22.2 millones del saldo del año 2005, USD 520 millones por el diferencial entre el precio del Presupuesto y el efectivo de exportación, USD 2.1 millones por transferencias, y se gastaron los USD 544 millones.

<sup>28</sup> La Reforma a la Ley de Hidrocarburos dispuso que al menos el 50% del excedente del ingreso obtenido por el incremento de precios no previstos en los contratos de participación se lo destinaría al Estado. Este rubro no es considerado como parte de los ingresos por exportación, sino que entra al Gobierno Central como un transferencia de capital.