

Agradecimientos

Esta es la primera de una serie de monografías sobre el Sector Hidrocarburos de los cinco países andinos: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. El propósito del estudio es identificar las claves de la muy baja inversión en el sector respecto a la magnitud de las reservas que caracteriza los cinco países y hacer recomendaciones de política orientadas a incrementar la inversión y la producción de hidrocarburos.

Ecuador, fue el primer país estudiado y el que más atención ha recibido, por el interés y receptividad que han mostrado las autoridades de distintos gobiernos y diferentes instituciones del Estado. En primer lugar el estudio contó con el apoyo del Ministro de Energía y Minas Pablo Terán, después del Presidente del Banco Central Mauricio Yépez y el Ministro de Economía y Finanzas Mauricio Pozo. Finalmente del Ministro de Energía y Minas Iván Rodríguez. Esta versión final se presenta cuando recién toma posesión el Ministro de Energía y Minas Alberto Acosta.

Quiero agradecer a los funcionarios de Petroecuador, los Ministerios de Energía y Minas y Economía y Finanzas y del Banco Central del Ecuador su colaboración. El trabajo se benefició de la muy vasta experiencia y generosidad en compartirla de René Ortiz, actualmente Presidente Ejecutivo de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. El agradecimiento a las muchas personas que en Ecuador me ayudaron y me honraron con su amistad lo quiero personalizar en dos representantes de la nueva generación que a uno lo llena de optimismo respecto al futuro de nuestros países, Verónica Loján y Paola Suárez. Finalmente quiero agradecer a las representaciones del BID y la CAF en Quito quienes me brindaron todo el apoyo necesario para hacer este trabajo posible.

ECUADOR

Causas de la Baja Productividad del Sector Petrolero y Cómo Superarlas

Introducción	5
La productividad del Sector Petrolero	6
CAPÍTULO I	7
Causas de la baja productividad.....	7
Conclusiones	7
Desempeño del Sector Petrolero.....	7
Producción de Petróleo	8
Producción y el Cuello de Botella de Transporte	11
Producción de las Compañías Privadas	14
Intensidad de Explotación.....	16
Inversión	19
La Distribución del Ingreso del Sector Petrolero.....	20
Mercado de Exportación	21
Volumen de Exportación	21
Exportación de las Compañías Privadas.....	21
Exportación de PETROECUADOR	22
Exportación Total.....	26
Ingreso por Exportación.....	29
Ingreso por Exportaciones de las Compañías Privadas	29
Ingreso por Exportaciones de PETROECUADOR.....	30
Ingreso Total por Exportaciones de Petróleo.....	33
Precios de Exportación	35
Distribución del Ingreso por Exportaciones de Petróleo	37
Ingreso Neto por exportaciones de PE y de las CP.....	39
Ingreso Neto por barril de exportación de PE y de las CP.....	39
La Distribución del Ingreso por exportaciones de petróleo entre el Gobierno y las Compañías.....	42

Mercado Doméstico	43
Volúmenes Domésticos	44
Ingreso Doméstico	45
Precios Domésticos	45
Distribución del Ingreso Petrolero Doméstico.....	47
La Distribución del Ingreso por Ventas Domésticas de hidrocarburos entre Gobierno y PETROECUADOR	49
Costos de PETROECUADOR.....	50
CAPÍTULO II	52
Marco Institucional Actual y Propuesto	52
Conclusiones	52
Marco Institucional Actual	53
Control de Producción	53
Propiedad Estatal	54
PETROECUADOR.....	54
Contratos de Participación	54
Contratos de Servicio.....	54
Contratos para la explotación de Campos Marginales.....	55
La Caducidad del Contrato de Occidental	55
Consecuencias del Marco Institucional para PE y el Sector Petrolero de Ecuador	55
Distribución del Ingreso Petrolero	56
Control del Ingreso y el Gasto por parte del MEF.....	57
La racionalidad del Gasto de PETROECUADOR y del Gobierno.....	58
Consecuencias para PETROECUADOR y el Sector Petrolero de Ecuador	58
Ley del 50:50	58
Marco Institucional Propuesto	59
Control de la Producción de Petróleo	59
Distribución del Ingreso Petrolero	62
CAPÍTULO III.....	63
Escenarios 2015	63

Conclusiones	63
Escenario I	64
Producción, Demanda Doméstica y Exportaciones	64
Precios Domésticos y de Exportación.....	66
Distribución del Ingreso Petrolero por Ventas de Exportación y Domésticas.....	67
Inversión	70
Escenario II.....	71
Producción, Demanda Doméstica y Exportaciones	71
Distribución del Ingreso por Exportaciones	73
Inversión	76
CAPÍTULO IV.....	76
Conclusiones y Recomendaciones.....	76
ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS	79

ECUADOR

Causas de la Baja Productividad del Sector Petrolero y Cómo Superarlas

Introducción

1. Los bienes primarios representan el 99.6% de las exportaciones de bienes de Ecuador en el promedio de los últimos veinte años. De éstas 54% corresponden a petróleo crudo y sus derivados y el resto son exportaciones de bienes agrícolas y animales en una proporción de 70:30 aproximadamente. La especialización en exportación de bienes primarios es común a todos los países andinos y responde a un patrón de división internacional del trabajo muy simplificado en el cual los países asiáticos producen manufacturas; los industrializados, tecnología y servicios especializados, y el resto de los países, en particular los de América Latina y el Caribe (ALC), suplen materias primas y energía. Los países de ALC y en particular los de la Región Andina se están especializando en la producción de bienes primarios dada su fabulosa dotación de Recursos Naturales y el conocimiento acumulado después de décadas de producción. Sin embargo en la mayoría de estos bienes, los mineros en particulares, los países andinos están produciendo muy por debajo de su potencial dada su dotación de reservas.
2. La producción de bienes primarios, en particular los minerales y los hidrocarburos, comparte una serie de características que los diferencia de los bienes manufactureros y hace su producción más compleja. Estas características son: la propiedad estatal de los recursos; la presencia de rentas económicas en la producción; tecnologías complejas y mercados internacionales, con lo cual la producción amerita la presencia de empresas transnacionales; muy alta inversión, hecha al inicio de la producción y con largos períodos de maduración. La combinación de estos factores hace muy compleja la contratación entre el Estado y Empresas Productoras - privadas o publicas - para la explotación de los recursos naturales de la región. Esto explica la baja tasa de inversión respecto a la muy alta dotación de recursos de la región.

3. En el caso de Ecuador es conspicua la baja productividad del Sector Petrolero dada la base de reservas del país. El ensayo que sigue explora las causas de esta baja productividad y plantea medidas para aumentarla en el corto y mediano plazos.

La productividad del Sector Petrolero

4. El sector petrolero ecuatoriano muestra una productividad baja respecto a su nivel de reservas en la comparación internacional. La Tabla 1 compara Ecuador con un grupo de países con un nivel similar de reservas. En la primera columna se muestra el acervo de reservas de petróleo a finales de 2005; en la segunda la producción ese año y en la tercera el cociente producción-reservas (P/R). Mientras más alto este cociente más intensa la explotación y alta la productividad por unidad de reservas. Se observa cómo Ecuador jerarquiza de último entre este grupo de países. El promedio de los otros seis países es un cociente P/R de 9%, comparado con 4% de Ecuador. Sobre la base de la comparación internacional, Ecuador puede duplicar su producción y todavía estar por debajo del promedio de la intensidad de explotación de países con un nivel similar de reservas.

TABLA 1

<u>RELACIÓN PRODUCCIÓN / RESERVAS</u>		
	Reservas mMBls 2005	Relación P/R 2005
Reino Unido	4.0	16.5%
Noruega	9.7	11.2%
Argentina	2.3	11.5%
Siria	3.0	5.7%
Yemen	2.9	5.5%
Omán	5.6	5.1%
Ecuador	5.1	3.9%

Fuente: BP Statistical Review 2006

5. El trabajo que sigue se divide en tres capítulos. El primero investiga cuáles son las causas de este pobre desempeño y baja productividad del sector petrolero de Ecuador. El segundo describe cómo ha evolucionado el marco institucional del sector petrolero hasta

la situación actual y qué se debe hacer si se quiere aumentar la productividad del sector. El tercero desarrolla dos escenarios de aumento de la producción de Ecuador más cónsonos con su nivel de reservas.

CAPÍTULO I

Causas de la baja productividad

Conclusiones

- La razón que explica la baja productividad del Sector Petrolero de Ecuador es el muy bajo nivel de inversión en las tierras petroleras más prolíficas bajo control de PETROECUADOR (PE).
- La falta de inversión en las áreas bajo control de PE se debe a la falta de ahorro para invertir de la Empresa, en la medida que su ingreso lo fija el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y apenas cubre los costos operacionales de PE.
- A diferencia de las áreas bajo control de PE, aquéllas menos prolíficas asignadas a las Compañías Privadas (CP) muestran una muy alta producción respecto al monto de sus reservas, debido a la muy alta inversión asociada al alto ingreso por barril que reciben estas compañías en comparación con PE.
- Los costos operacionales de PE están por debajo de aquellos que los expertos consideran adecuados para Ecuador.
- La forma más eficiente y expedita de aumentar la productividad del sector petrolero de Ecuador es por la vía de aumentar la inversión en las áreas actualmente asignadas a PE. Esto se puede lograr bien por la vía de aumentar el ahorro y la inversión del Sector Público en estas áreas o por la vía de abrirlas al ahorro y la inversión del Sector Privado. Cualquiera de las dos soluciones requiere revisar y transformar el marco institucional que regula la operación del Sector Petrolero.

Desempeño del Sector Petrolero

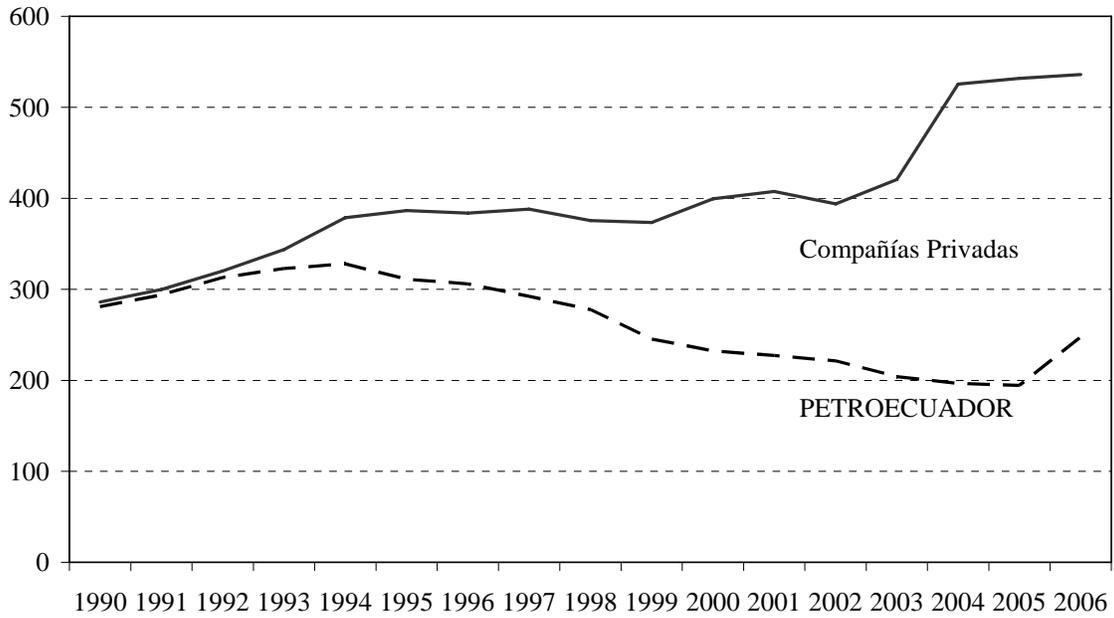
6. Hasta finales de 2003 Ecuador estuvo produciendo al máximo que permitía la capacidad de transporte por oleoductos desde los campos de producción en el Oriente del

país, a través de los Andes, a los puertos de embarque en el Pacífico. La producción estuvo alrededor de 400 mil barriles diarios (mbd) por diez años entre 1994 y 2003. La capacidad de transporte era el cuello de botella tradicional al desarrollo del Sector. Sin embargo, una vez que se amplió la capacidad, la producción no ha aumentado en el monto adicional de transporte que brinda el OCP, con lo cual se evidencia que hay una restricción adicional al aumento de la producción en la totalidad de la capacidad de transporte. La razón de la baja productividad del sector petrolero de Ecuador es la muy baja intensidad de explotación de los campos más prolíficos del país operados por PETROECUADOR (PE), mientras, por el contrario, los campos menos prolíficos, operados por Compañías Privadas (CP), muestran una explotación muy intensa de su acervo de reservas. Este hecho no deja de ser paradójico pues en sana racionalidad económica se deberían desarrollar primero aquellos campos más prolíficos, con los costos más bajos de producción, dónde se encuentran las mayores rentas. El capítulo que sigue describe y explica la evolución del sector petrolero y, en particular, el muy disímil desempeño de las áreas bajo control de PE y las CP. A partir del diagnóstico se harán las recomendaciones de política que conduzcan a corregir esta paradoja.

Producción de Petróleo

7. El Gráfico 1 muestra la producción de petróleo de Ecuador entre 1990 y 2006 en miles de barriles diarios (mbd) dividido entre la producción de PE y la de las CP. La producción de petróleo se ha incrementado en más de 75% al pasar de 300 mbd en 1990 a 535 mbd en 2006. Está claro que la totalidad del aumento en la producción se debe al incremento de la producción de las Compañías Privadas mientras la producción de PETROECUADOR ha declinado de un máximo de 330 mbd en 1994 a 200 mbd en 2005. La producción de PE aumenta bruscamente en 2006 a expensas de la producción de las CP al cambiar la propiedad de la operación en el Bloque 15 de la Empresa Occidental a PETROECUADOR, como se discute más adelante.

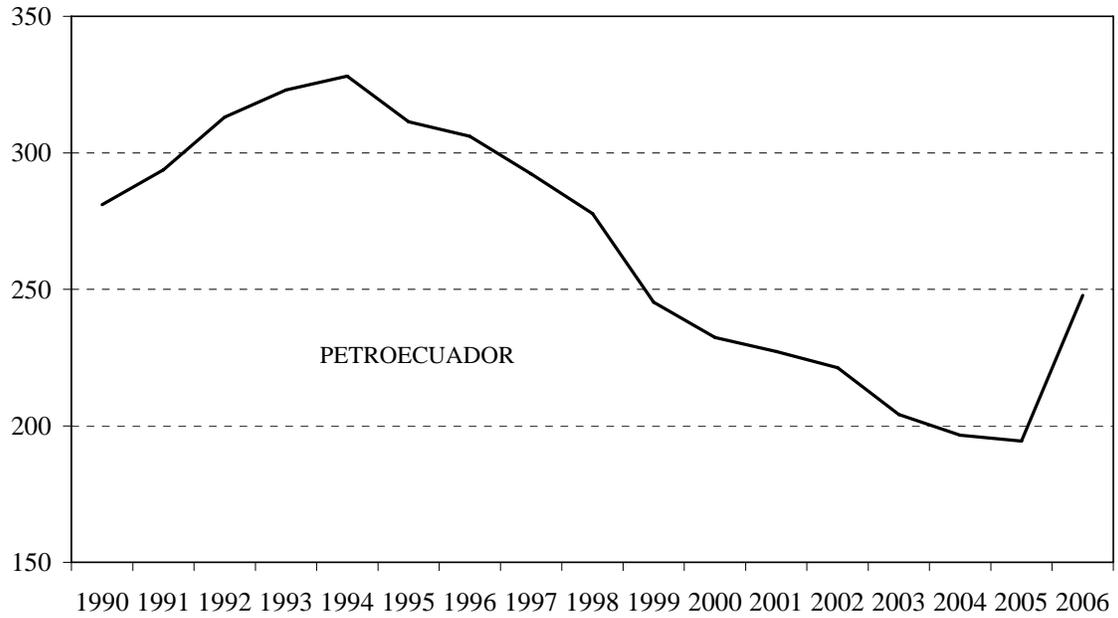
Gráfico 1
Ecuador: Producción de Petróleo (mbd) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

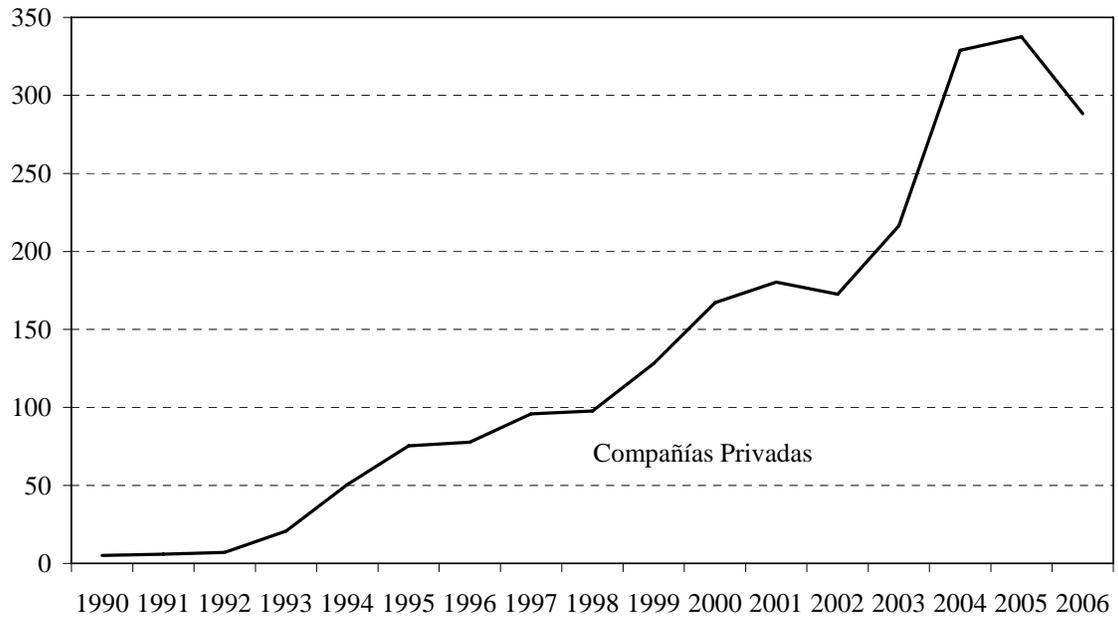
8. La evolución de la producción de PE se observa por separado en el Gráfico 2 de 280 mbd en 1990 pasa a 330 mbd en 1994 para después declinar aceleradamente hasta 200 mbd en 2004 y mantenerse a este nivel en 2005. El Gráfico 3 muestra la producción de las CP, se observa cómo de prácticamente inexistente en 1990 llega a más de 330 mbd en 2005, compensando con creces la declinación de la producción de PE. Cuáles son las fuerzas detrás del auge y la acelerada declinación de la producción de PE, así como del surgimiento y auge de la producción de las CP se discutirá a lo largo de este capítulo.

Gráfico 2
PETROECUADOR: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

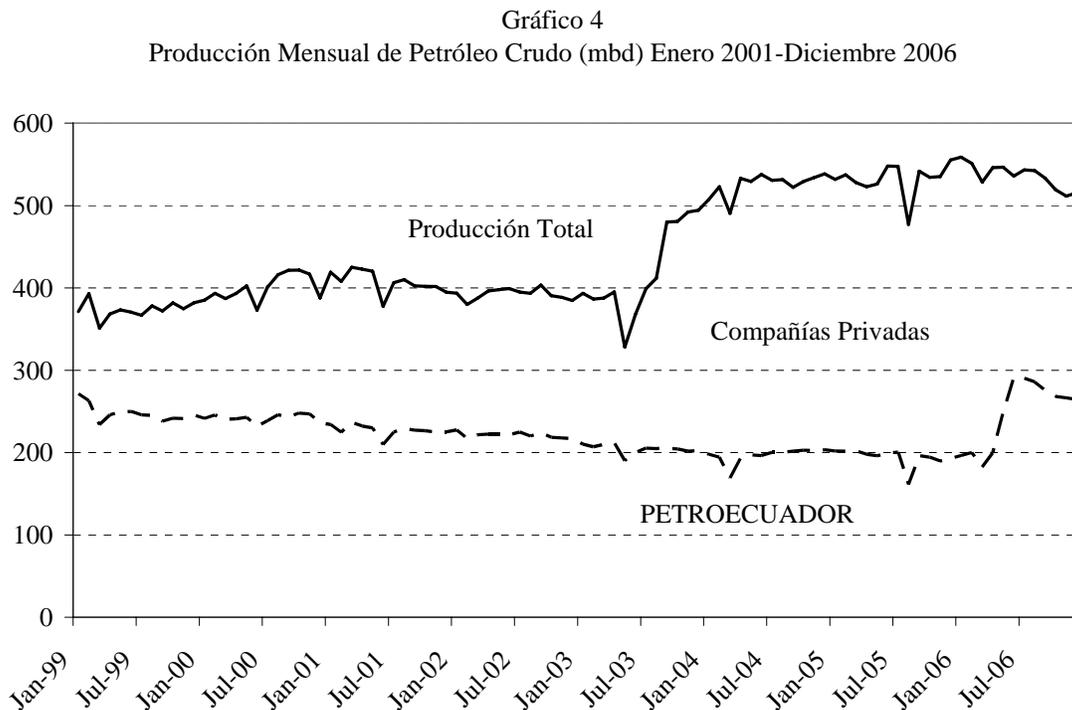
Gráfico 3
Compañías Privadas: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Producción y el Cuello de Botella de Transporte

9. El Gráfico 4 muestra la producción mensual de petróleo entre Enero 1999 y Diciembre 2006 desagregada entre producción de PE y de las CP. Se observa cómo la producción total tiene un salto discreto entre Abril y Septiembre de 2003 de 400 mbd a 530 mbd.

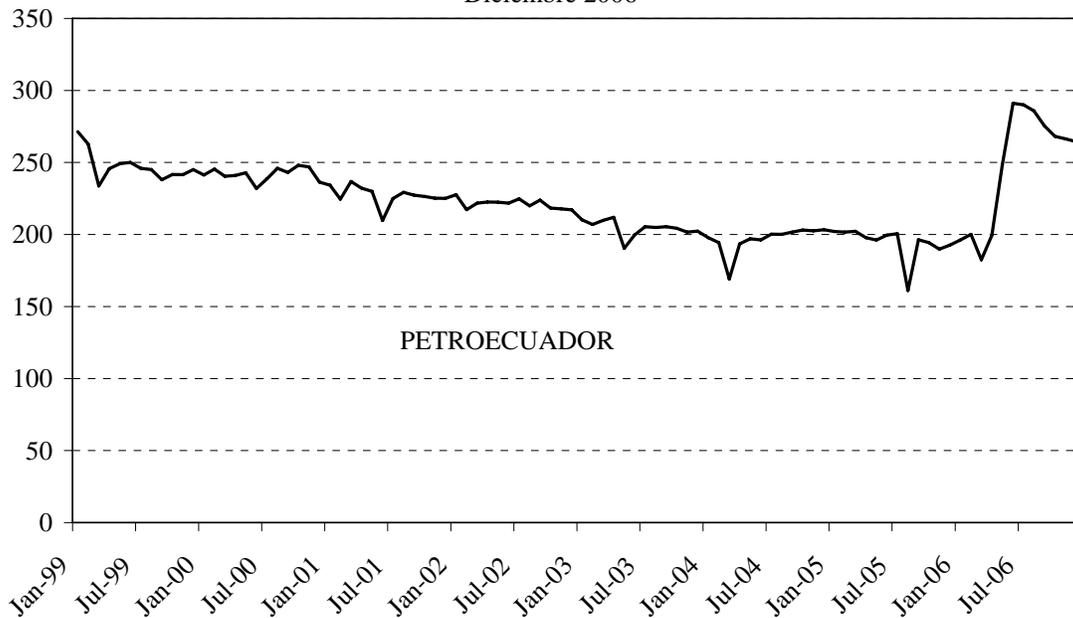


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

El Gráfico 5 muestra la producción de PE por separado para el mismo período, se observa la declinación sostenida de la producción de 250 mbd en Enero 1999 a menos de 200 mbd a principios de 2006. La producción de PE da un salto discreto de 190 mbd en Marzo a 290 mbd en Junio de 2006, cuando PE asume la producción del Bloque 15 que operaba la Compañía Privada Occidental¹.

¹ Este proceso se describirá más adelante

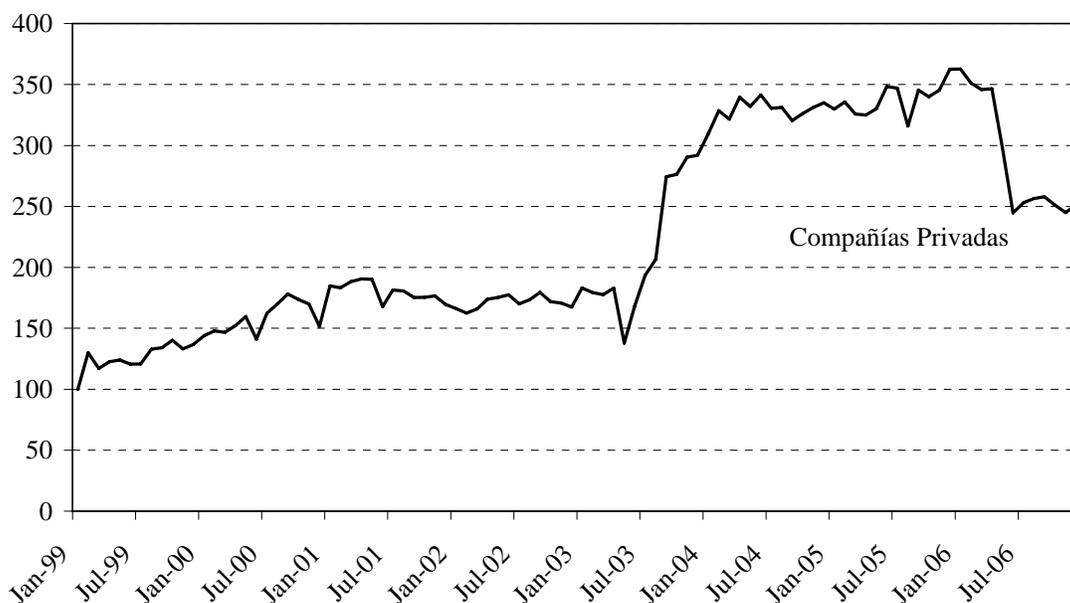
Gráfico 5
PETROECUADOR: Producción Mensual de Petróleo Crudo (mbd) Enero 2001-
Diciembre 2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

El Gráfico 6 muestra la producción mensual de las CP para el mismo período. Se observa primero cómo éstas aumentan gradualmente su producción desde unos 100 mbd a principios de 1999 hasta 180 mbd en Abril de 2003 para luego dar un salto discreto de 160 mbd en el transcurso de un año hasta 340 mbd en Abril de 2004. Finalmente, la producción de las CP muestra una caída discreta entre Marzo y Julio de 2006 en la medida que la producción del Bloque 15 pasó de Occidental a PE.

Gráfico 6
 Compañías Privadas: Producción Mensual de Petróleo Crudo (mbd)
 Enero 2001-Diciembre 2006

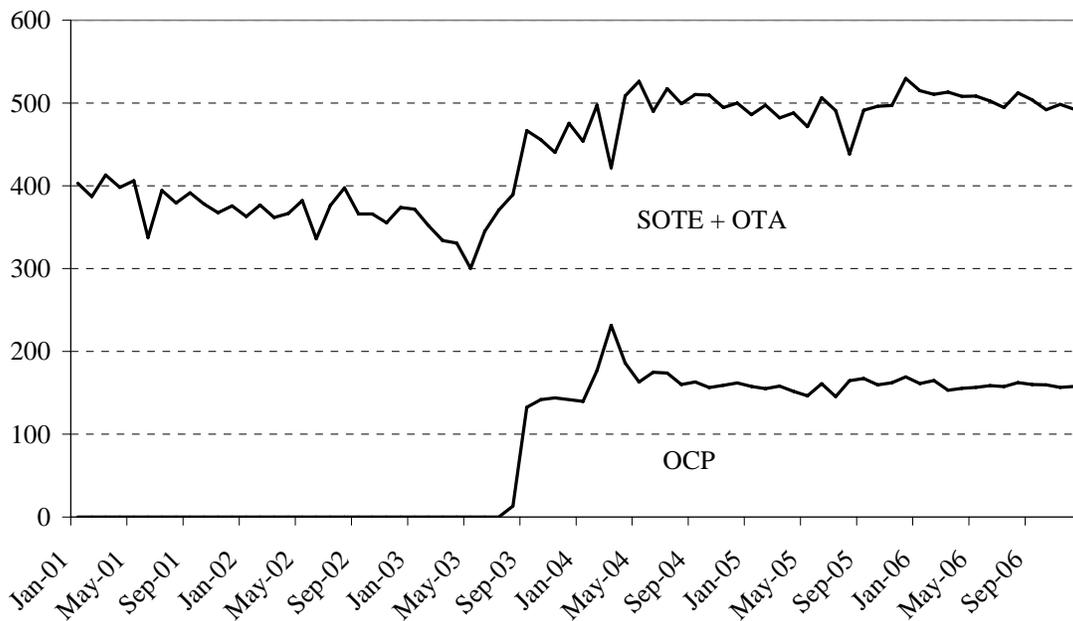


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

10. El aumento discreto de la producción de las CP en el transcurso de un año entre Abril de 2003 y 2004, se debe a la entrada en operación del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP) en ese período. Como se dijo más arriba, en Ecuador la capacidad de transporte de los Campos en el Oriente a los puertos sobre el Pacífico en el Occidente a través de los Andes, ha sido el cuello de botella para el aumento de la producción. La entrada en operación del OCP, operado por las CP, se esperaba aliviara esa restricción y permitiera aumentar la producción por el monto de la capacidad adicional de transporte, pero ese no fue el resultado. La producción aumentó menos que el monto de la capacidad de transporte adicional. El Gráfico 7 muestra la utilización de los tres oleoductos para transporte de crudo a través de los Andes: 1) el Oleoducto de Transporte Andino (OTA) con una capacidad de 40 mbd, el cual transporta crudo ecuatoriano a través de territorio colombiano; 2) el Sistema de Oleoductos Trans-Ecuatorianos (SOTE) con una capacidad de transporte de 400 mbd – ambos operados por PE; y 3) el mencionado OCP con una capacidad de 450 mbd. Lo cual se traduce en una capacidad de transporte combinada de 890 mbd, cifra que según los expertos se podría aumentar fácilmente hasta 1 Mbd. En el

Gráfico 7, se observa en primer lugar cómo la entrada en operación del OCP no se tradujo en un aumento proporcional del crudo transportado sino que se redujo, aunque en un monto menor, el crudo transportado por el sistema SOTE + OTA. Este sistema transportaba 400 mbd para principios de 2001, el volumen transportado declina hasta 300 mbd para Mayo de 2003, cuando empieza a entrar en operación el OCP. Para mediados de 2006 el OCP transporta 160 mbd y el sistema SOTE + OTA unos 140 mbd, para una capacidad total de unos 300 mbd. Lo que queda claro es que ambos oleoductos están siendo subutilizados. Esto es, la producción no se ha incrementado por el monto de la capacidad de transporte, como se vio antes PE ha estado declinando y las CP no han aumentado como de ellas mismas esperaban. Por qué de este comportamiento se discute a continuación.

Gráfico 7
Transporte de Petróleo por Oleoducto (mbd) Enero 2001-Diciembre 2006



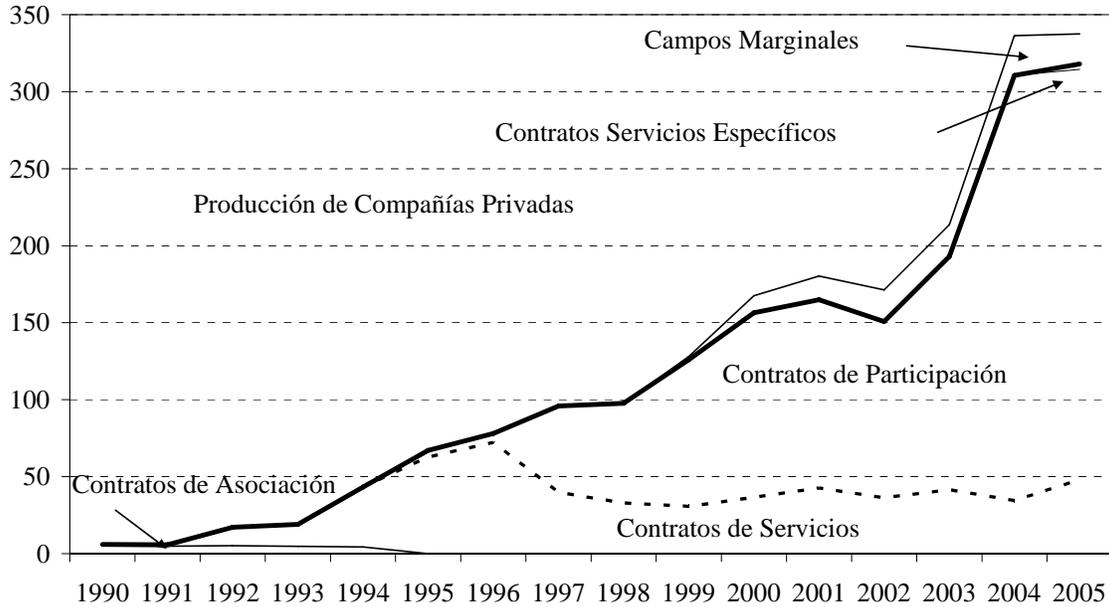
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Producción de las Compañías Privadas

11. Las compañías privadas (CP) producen petróleo en Ecuador bajo tres modalidades contractuales: Contratos de Servicios; Contratos de Participación y Contratos para la explotación de Campos Marginales. El Gráfico 8 muestra la producción por tipo de

contrato entre 1990 y 2005. En 2005 la producción bajo Contratos de Servicios² fue de 45 mbd; bajo Contratos de Participación fue de 270 mbd y en la explotación de Campos Marginales 25 mbd. Esto es, cuatro de cada cinco barriles que producen las compañías privadas en 2005 lo hacen bajo Contratos de Participación.

Gráfico 8
Compañías Privadas: Producción de Petróleo Crudo por Tipo de Contrato (mbd)
1990-2005



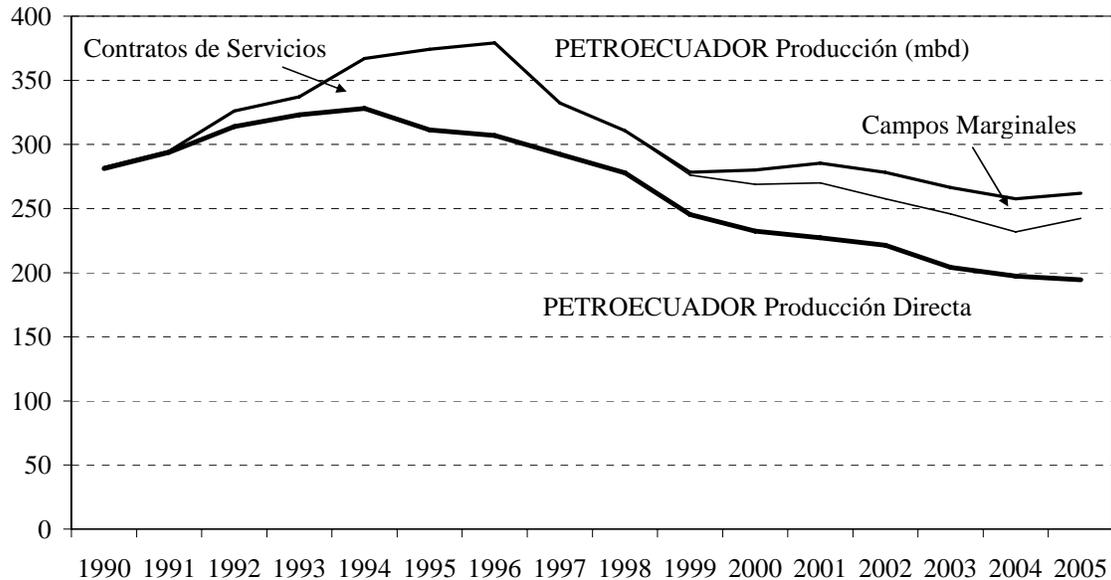
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

12. Bajo ambos, Contratos de Servicios y de explotación de Campos Marginales, las Compañías Privadas producen petróleo para PE a una tarifa por barril. El petróleo crudo producido bajo estas modalidades contractuales pertenece y es comercializado por PE. El Gráfico 9 muestra la producción de PE destacando aquella bajo Contratos de Servicios y de explotación de Campos Marginales, así como la propia de PE. El incremento en la producción bajo estas modalidades contractuales compensó parcialmente la caída de la producción de PE a partir de 1994. Mientras la producción propia de PE ha declinado en

² El único contrato de servicios remanente después de la migración de del resto de los Contratos de Servicio a Contratos de Participación es el de la empresa de petróleo italiana ENI

más de 130 mbd, el total, incluyendo Contratos de Servicios y Campos Marginales, ha declinado en menos de 100 mbd entre 1994 y 2005.

Gráfico 9
 PETROECUADOR: Producción: Directa, Contratos de Servicios, y Campos Marginales (mbd) 1990 - 2005



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

13. Bajo la modalidad de Contratos de Participación las Compañías Privadas productoras pagan una regalía en especie al Estado que es comercializada por PE, como se verá más adelante. El resto del crudo es comercializado por las propias empresas privadas.

Intensidad de Explotación

14. El aumento de la producción de las CP mientras declina la de PE durante los últimos diez años se debe a la mucha más intensiva explotación de las reservas asignadas a las CP que aquellas de PE. Esto se observa en la Tabla 2, la cual muestra la producción y el acervo de las reservas asignadas a PE y una muestra representativa de Compañías Privadas. El cociente entre el flujo de producción y el acervo de reservas se conoce como la relación P/R y es un índice de la intensidad con que las reservas están siendo explotadas. Mientras mayor la relación P/R mayor la intensidad de explotación. Para 2005 las reservas asignadas a PE alcanzan casi 3.8 mil millones de barriles (mMb) y las

de las CP casi 1.1 mMb, mientras que el flujo de producción ese año fue de 71 millones de barriles (Mb) PE y 123 Mb las CP. Con lo cual en 2005 el cociente P/R de PE fue casi 2% y el de las CP fue de más de 11%. Esto es, las reservas de las CP fueron explotadas con una intensidad más de cinco veces las de PE. La Tabla 3 muestra la producción en 2004 y el acervo de reservas a finales de 2003 de las principales Compañías Privadas operando en Ecuador.

TABLA 2
RELACIÓN PRODUCCIÓN/RESERVAS 2005

	PRODUCCIÓN 2005 Mb	RESERVAS DIC. 2005 Mb	PROD / RES
PETROECUADOR	71	3780.3	1.9%
Compañías Privadas	123.3	1085.5	11.4%

Fuentes: OLADE, Petroproducción, Banco Central del Ecuador

TABLA 3
RELACIÓN PRODUCCIÓN/RESERVAS 2004

	PRODUCCIÓN 2004 Barriles	RESERVAS DIC. 2003 Barriles	PROD / RES
OCCIDENTAL	10,644,055	108,267,783	9.8%
PERENCO	2,413,003	6,376,316	37.8%
ENCAN	2,466,186	21,100,000	11.7%
REPSOL YPF	18,601,307	341,476,474	5.4%
AEC	21,552,723	100,281,144	21.5%
CITY	827,097	1,928,500	42.9%
AGIP	11,410,896	146,490,000	7.8%
ESPOL	677,631	3,987,336	17.0%
TOTAL	68,592,899	729,907,553	9.4%

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, y PETROECUADOR

15. La intensidad de explotación tiene que ver con la actividad que se deriva de los gastos de inversión y operación y se traduce en el número de pozos perforados y en operación. La Tabla 4 muestra el número de pozos perforados por las CP y PE en 2004, se observa que la proporción fue 5:1 en favor de las Compañías Privadas.

TABLA 4

<u>POZOS PERFORADOS 2004</u>				
	EXPLORATORIO	DESARROLLO	AVANCE	TOTAL
PETROECUADOR	1	23		24
COMPAÑÍAS PRIVADAS	6	86	2	94
T O T A L	7	109	2	118

Fuente: PETROECUADOR Informe Anual 2005

La Tabla 5 muestra el número de pozos en operación para el mismo año y la proporción es 3:1 a favor de las compañías privadas. La única razón por la cual la relación entre la producción de las CP y PE es mucho más baja que la relación entre el número de pozos activos es la mucha más baja productividad de las áreas asignadas a las CP en relación a los campos más productivos operados por PE.

TABLA 5

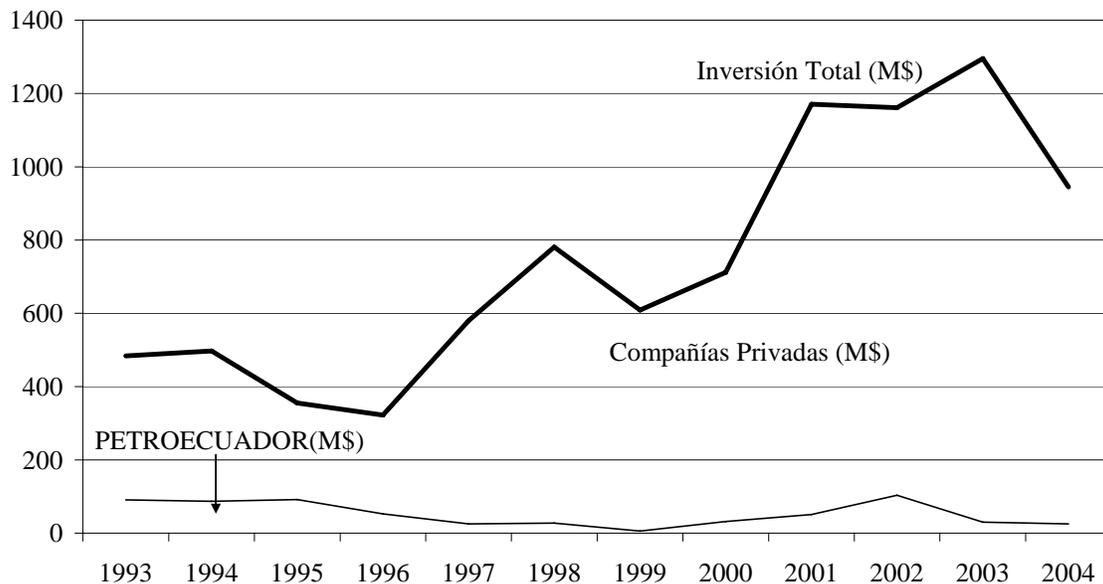
<u>POZOS EN OPERACIÓN 2004</u>					
COMPAÑÍA	MARZO	JULIO	AGOSTO	OCTUBRE	DICIEMBRE
PETROPRODUCCIÓN	580	588	588	598	604
PRIVADAS	1752	1897	1878	1901	1919
TOTAL	2332	2485	2466	2499	2523
Porción Privada	75%	76%	76%	76%	76%

Fuente: PETROECUADOR Informe Anual 2005

Inversión

16. La mayor intensidad de explotación de los yacimientos asignados a las CP en comparación con aquellos asignados a PE es expresión de la mucha mayor inversión de las primeras respecto a la segunda. El Gráfico 10 muestra la inversión en el Sector Petrolero de Ecuador por parte tanto de PE como de las CP³. El Gráfico 11 muestra la composición porcentual de las inversiones. En primer lugar se observa cómo la inversión petrolera en Ecuador se ha multiplicado por cuatro a lo largo de los últimos diez años de un promedio de \$400 M por año entre 1993 y 1996 a casi \$1200 M por año entre 2001 y 2004. Las CP representan más del 90% de la inversión a partir de 1997 y son responsables por el aumento de la inversión a lo largo de la última década.

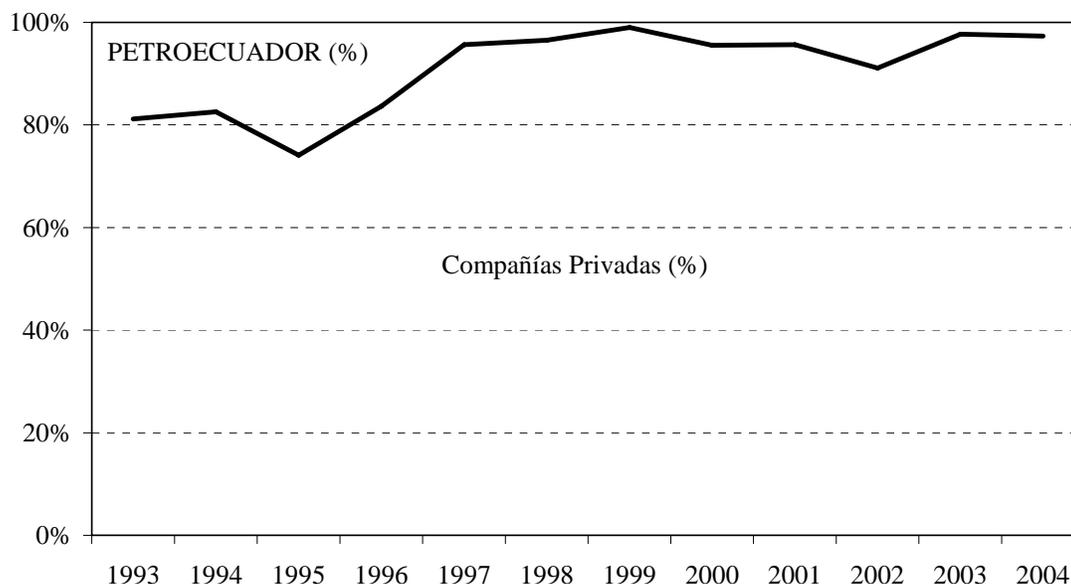
Gráfico 10
Inversión Bruta en el Sector Petrolero PE & CP (M\$) 1993-2004



Fuentes: Dirección Estadísticas del BCE; Presidencia Ejecutiva del PETROECUADOR

³ Las cifras de inversión se muestran hasta 2004, mientras las consolidó el BCE. No ha sido posible conseguirlas después de ese año.

Gráfico 11
Inversión Bruta en el Sector Petrolero PE & CP (%) 1993-2004



Fuentes: Dirección Estadísticas del BCE; Presidencia Ejecutiva del PETROECUADOR

17. Queda claro que ha sido la inversión de las CP la que ha mantenido la producción de petróleo de Ecuador, invirtiendo intensivamente en la explotación de los campos menos productivos. Mientras, por otro lado, debido a la falta de inversión por parte de PE la producción ha declinado en los campos más productivos del país. La pregunta que ahora se debe responder es por qué del muy bajo nivel de inversión de PE a partir de 1993. Para responder a esta pregunta se debe discutir cómo se distribuye el ingreso petrolero entre las compañías productoras, en particular PE, y el Gobierno.

La Distribución del Ingreso del Sector Petrolero

18. La sección que sigue discute cómo se distribuye el ingreso petrolero por ventas internas y de exportación entre el Estado, dueño del recurso natural y soberano en la administración de impuestos, y las empresas productoras, Compañías Privadas y PETROECUADOR. Se mostrará que la razón que explica el muy bajo nivel de inversión de PE es su nula capacidad de ahorro ya que los recursos que le suministra el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) apenas cubren sus costos operacionales. Por el contrario,

las CP se quedan con suficientes recursos para cubrir sus costos operacionales y obtener unas ganancias que le permiten financiar sus inversiones. La desigualdad en la disponibilidad de recursos explica la diferencia entre la inversión de las CP y PE.

19. PETROECUADOR deriva su ingreso de ventas al mercado internacional y al mercado doméstico. Las Compañías Privadas venden exclusivamente en el mercado internacional. PETROECUADOR mercadea el crudo que produce en los campos bajo su control directamente o a través de la operación de empresas privadas bajo Contratos de Servicio o de explotación de Campos Marginales. Además PE mercadea una fracción del crudo que producen las Compañías Privadas en los Contratos de Participación. Esta fracción se conoce precisamente como crudo de participación y no es otra cosa que la regalía o la fracción de su producción que contractualmente las compañías pagan al Estado por tener acceso a los yacimientos.

Mercado de Exportación

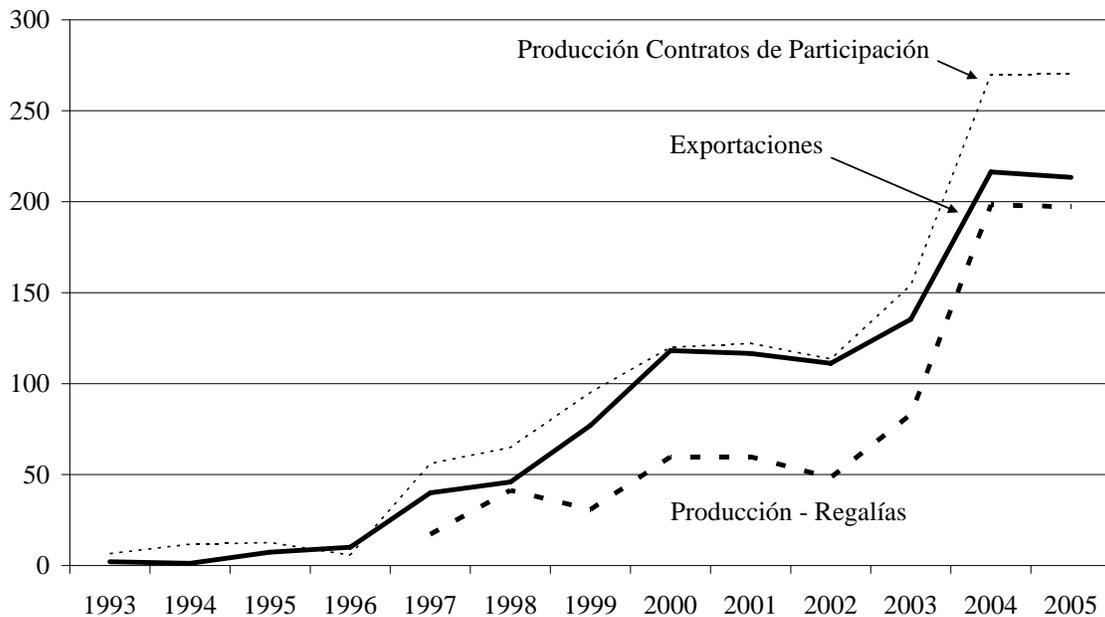
20. Las Compañías Privadas bajo Contratos de Participación exportan el petróleo que producen menos el que pagan al Estado por concepto de Regalías y que es comercializado por PE. PETROECUADOR exporta el petróleo que produce, directamente o a través de Contratos de Servicio o de explotación de Campos Marginales, el que recibe por concepto de Regalías de los Contratos de Participación, menos el crudo que PE suministra a las refinerías locales más la exportación de productos no consumidos localmente.

Volumen de Exportación

Exportación de las Compañías Privadas

21. La exportación de las CP corresponde a la producción de los Contratos de Participación menos el crudo de Regalía más algunos volúmenes que PE vende a las CP y éstas exportan. Así las exportaciones de las CP se encuentra entre el crudo producido bajo Contratos de Participación y éste menos el pago de Regalía, como se observa en el Gráfico 12. Las exportaciones de las CP siguen la trayectoria de la producción y su dinámica es la misma.

Gráfico 12
Compañías Privadas: Producción y Exportaciones (mbd) 1993-2005



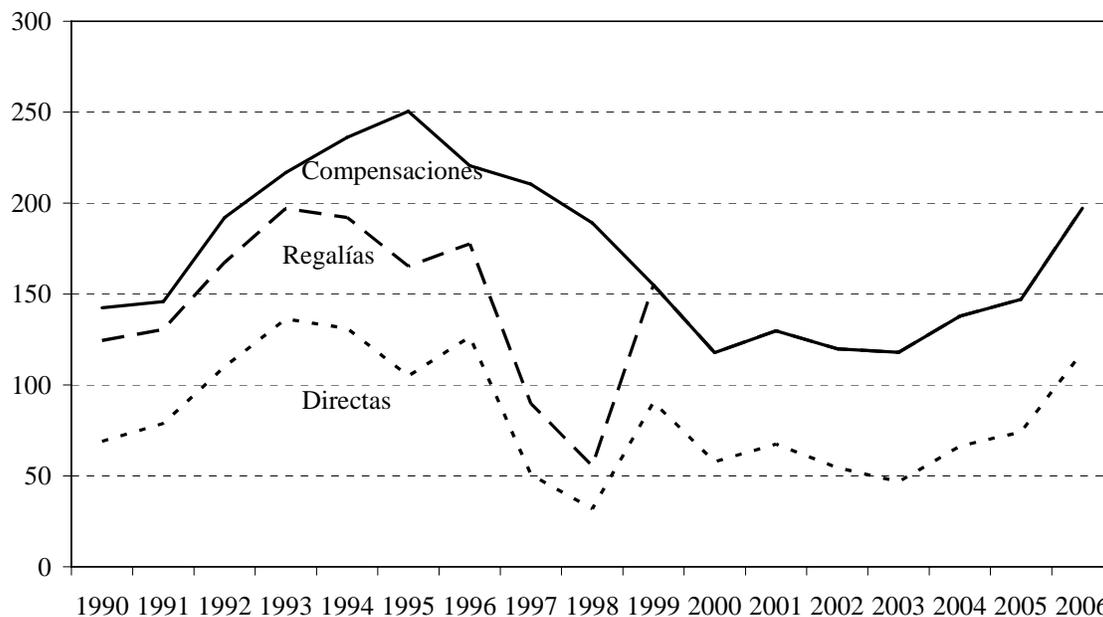
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Exportación de PETROECUADOR

22. PE exporta crudos y productos. Exporta parte del crudo del que dispone compuesto por: su Propia Producción, el Crudo de Regalía y el Crudo de Compensación, que las compañías privadas pagaron hasta 1998. El resto del crudo PE lo destina a suplir las refinerías domésticas que producen productos para el mercado doméstico y de exportación como se ilustrará más adelante.

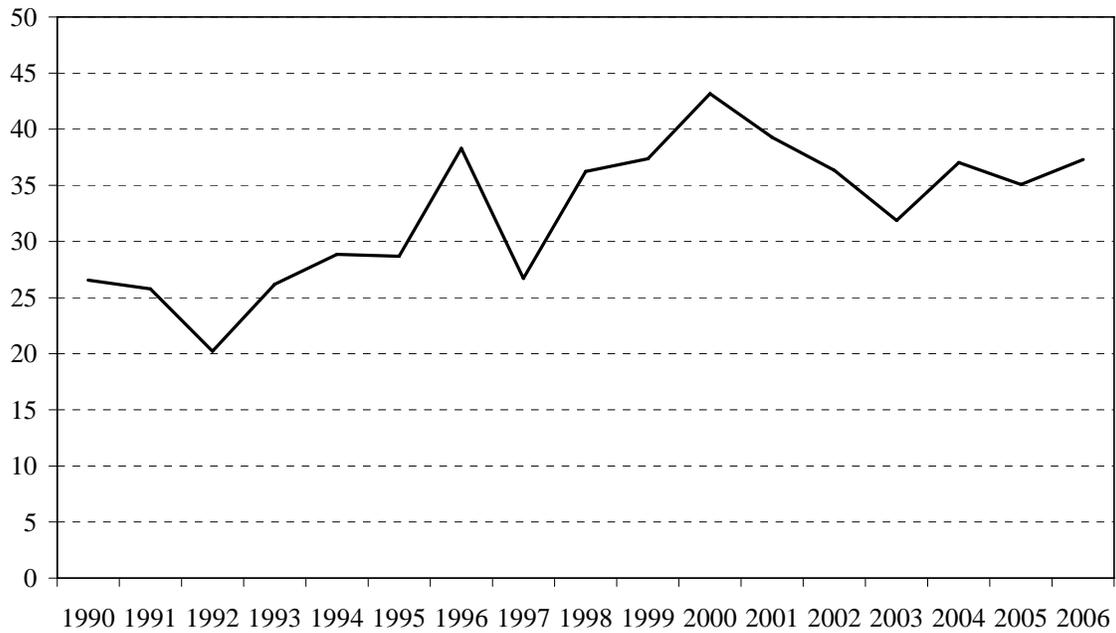
23. El Gráfico 13 muestra las exportaciones totales de PE según su origen, sea producción propia, crudo de regalía o de compensación. El volumen de exportación cayó con la producción de PE entre 1995 y 2000 de 250 mbd a 120 mbd, una reducción de más de 50%. Después, las exportaciones de PE se han incrementado gradualmente hasta casi 200 mbd.

Gráfico 13
 PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006



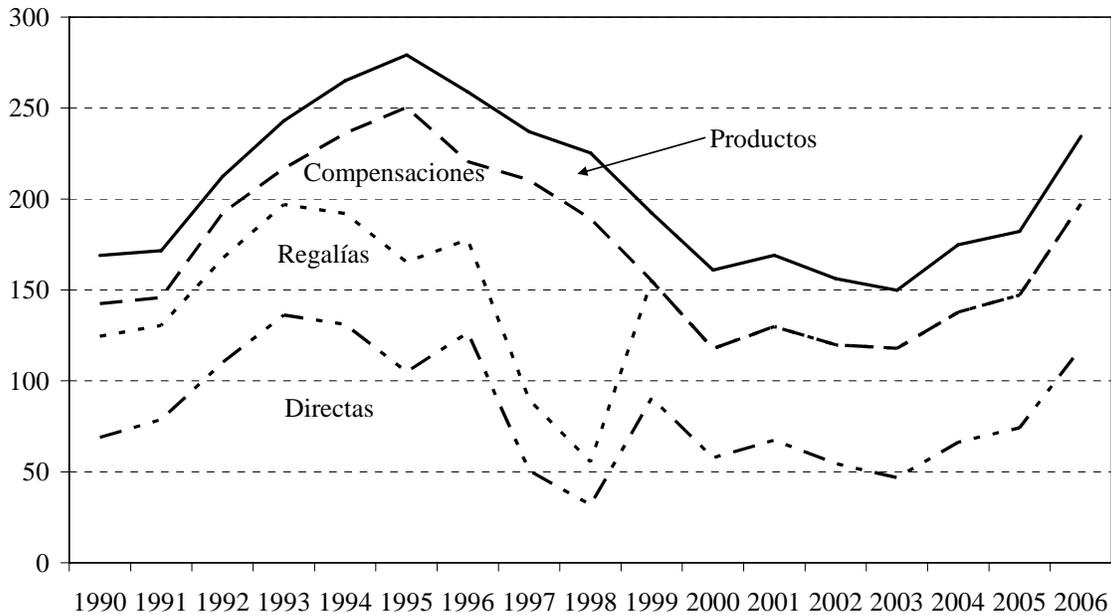
24. El Gráfico 14 muestra la evolución de la exportación de productos de PE. A pesar de la caída de la producción la exportación de productos de PE aumenta muy gradualmente entre 1992 y 2000 de 20 mbd a 40 mbd para después mantenerse prácticamente constante. Estas exportaciones consisten de productos de muy mala calidad, residuales de alto contenido de azufre, que no son absorbidos por el mercado doméstico.

Gráfico 14
PETROECUADOR: Exportaciones de Productos (mbd) 1990-2006



El Gráfico 15 muestra las exportaciones totales de PE añadiendo crudos y productos. En la medida que la exportación de productos crece la caída de las exportaciones totales de PE es menos pronunciada que la caída de la exportación de crudos hasta 2000. Después de este año las exportaciones totales de PE oscilan entre 150 mbd y 185 mbd.

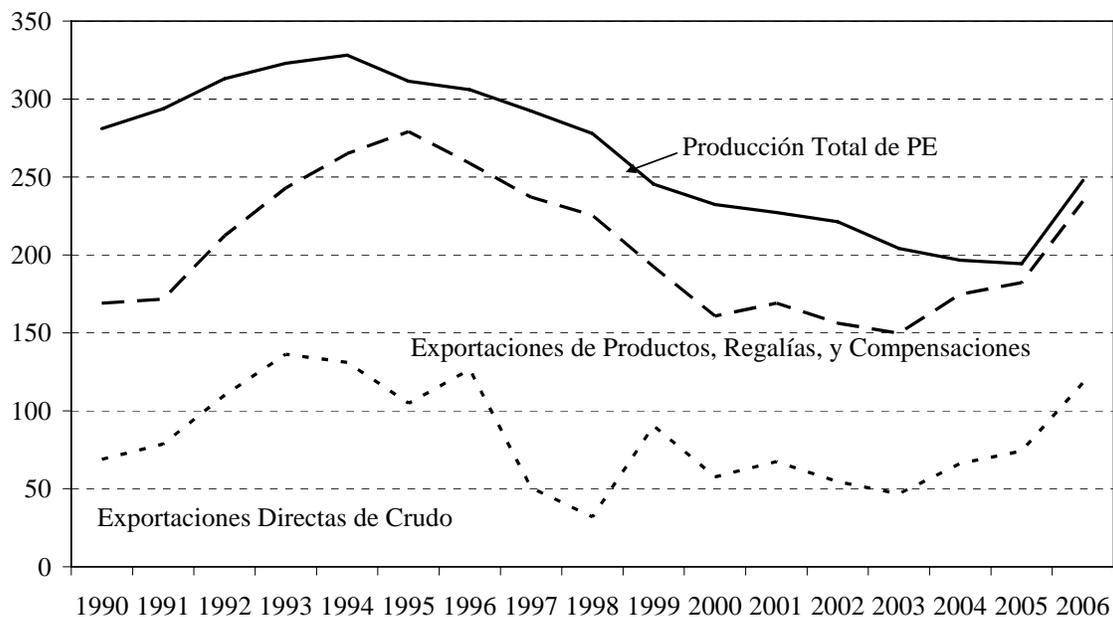
Gráfico 15
 PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (mbd)
 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

25. El Gráfico 16 muestra la producción de crudo, las exportaciones de productos y crudo de regalía y compensación agregadas y las de su propia producción de PE. La diferencia entre la producción de crudo de PE y la exportación de crudo propio de PE es el suministro al sistema refinador doméstico. Esta diferencia es parcialmente compensada con exportación de crudo de regalía y compensación y productos. Para 2005 esta cantidad es muy similar al suministro de PE a las refinerías locales y las exportaciones de PE son muy similares a su producción.

Gráfico 16
 PETROECUADOR: Producción y Exportaciones de Petróleo (mbd) 1990-2006

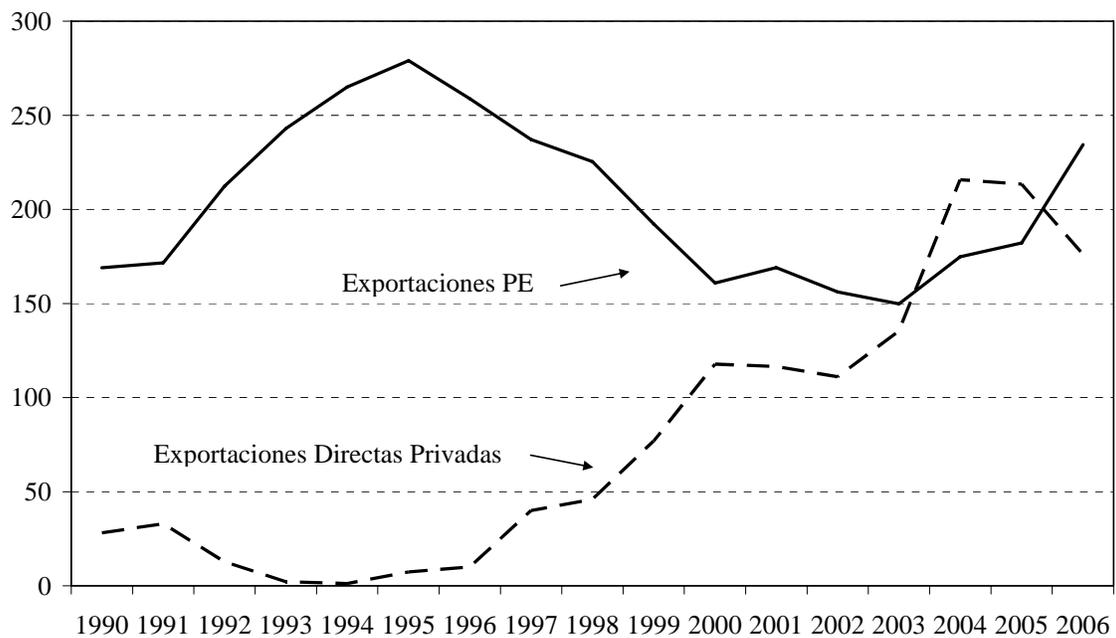


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Exportación Total

26. El Gráfico 17 muestra los volúmenes de exportación de PE y de las CP recién descritos. En 2004 las exportaciones de las CP superan a las de PE y se mantienen encima por unos 30 mbd. Apenas una década antes las exportaciones de las CP eran despreciables.

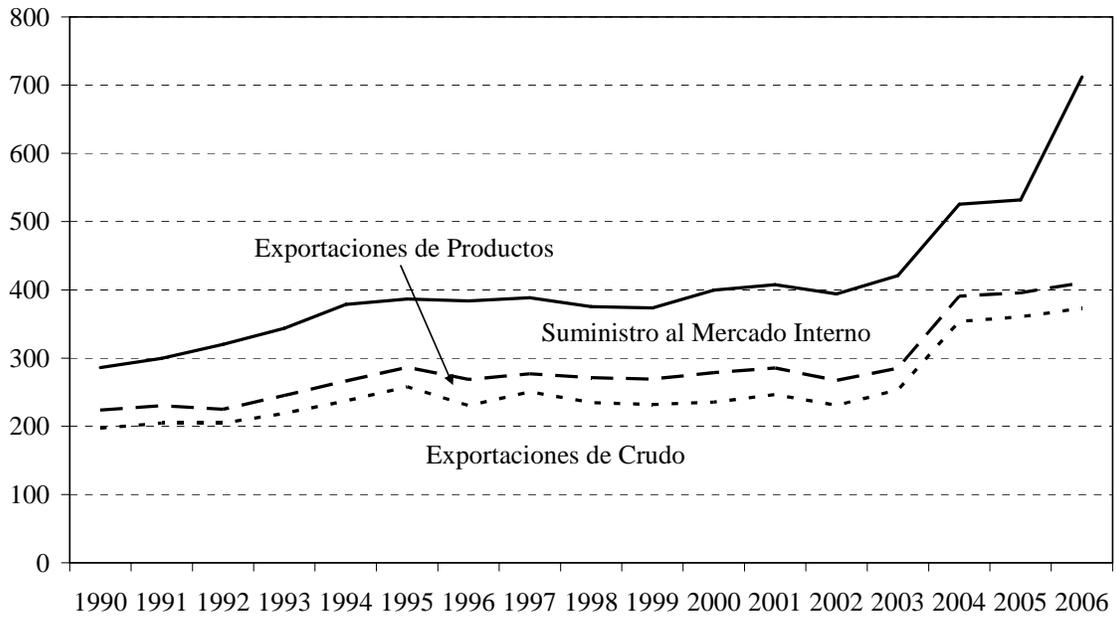
Gráfico 17
PE y CP: Exportaciones de Crudo y Productos (mbd) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

27. El Gráfico 18 muestra la producción de Crudo de Ecuador y las exportaciones de Crudo y de Productos, la diferencia es el Crudo que se transforma en productos para suplir parte de la demanda del Mercado Doméstico.

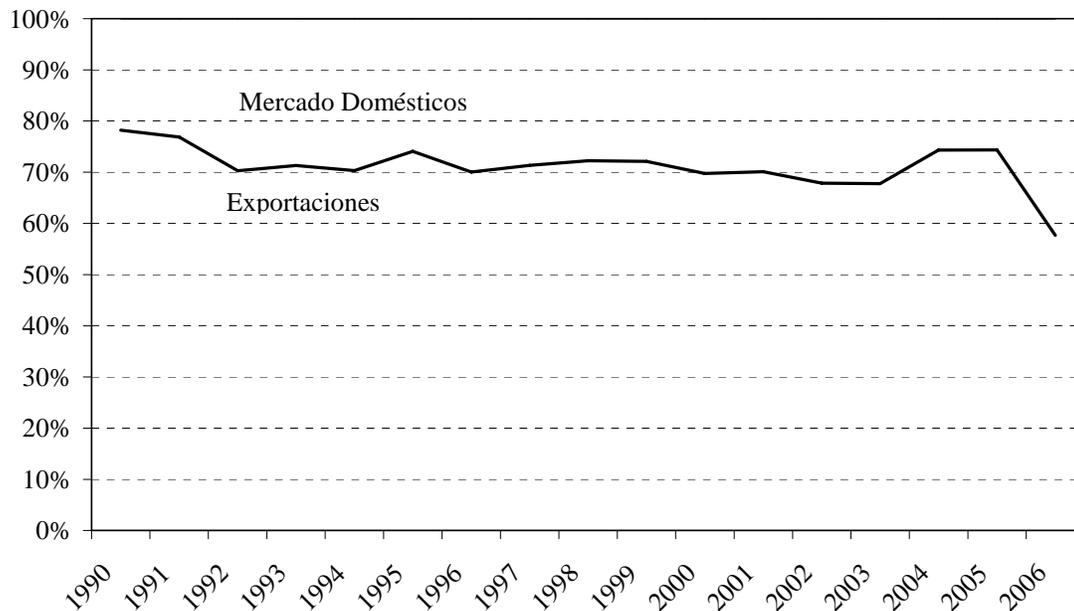
Gráfico 18
PE y CP: Producción y Exportaciones (mbd) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

En el Gráfico 19 se observa cómo el incremento en la producción con la entrada en operación del OCP en 2003 se destina al mercado de exportación y la fracción de la producción que se destina al mercado doméstico cae en 2004 y 2005.

Gráfico 19
Ecuador: Suministro de Producción al Mercados Domésticos y de Exportaciones
(%) 1990-2006



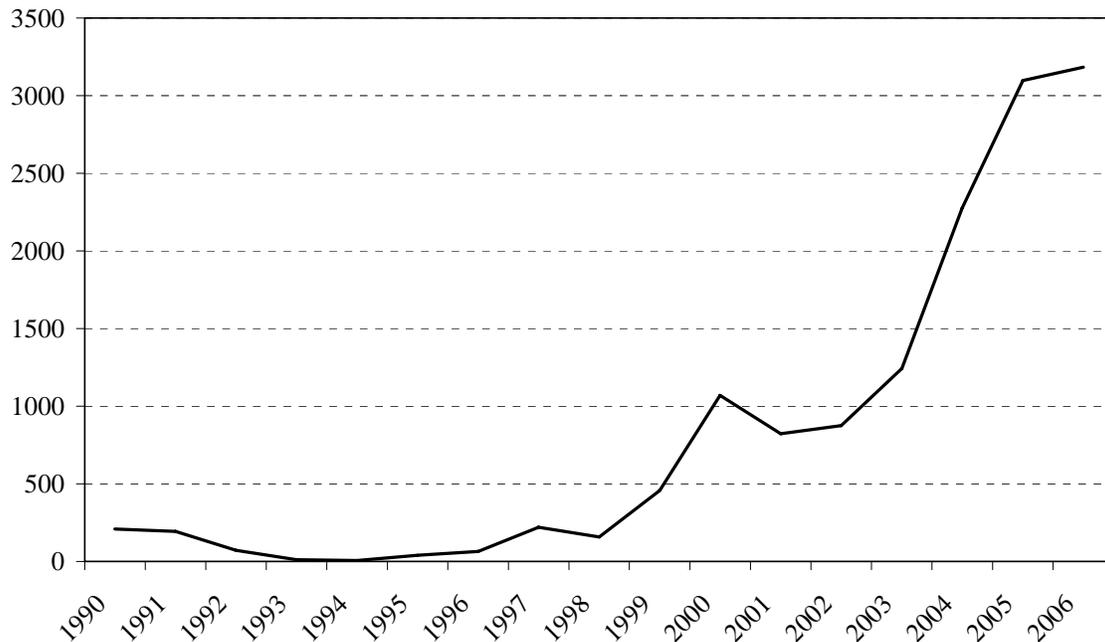
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Ingreso por Exportación

Ingreso por Exportaciones de las Compañías Privadas

28. El Gráfico 20 muestra el ingreso por exportaciones de las CP en millones de dólares (M) entre 1990 y 2006. El aumento en los precios de exportación a partir de 1999, y en particular a partir de 2003, como se verá más adelante, acentúa el crecimiento de la curva de ingresos respecto a la evolución del volumen de exportación analizado anteriormente. El ingreso por exportaciones de las CP que era despreciable en 1993 supera los \$3 mil millones (mM) en 2005, el triple de las exportaciones de 2002.

Gráfico 20
Compañías Privadas: Exportaciones de Petróleo Crudo (M\$) 1990-2006

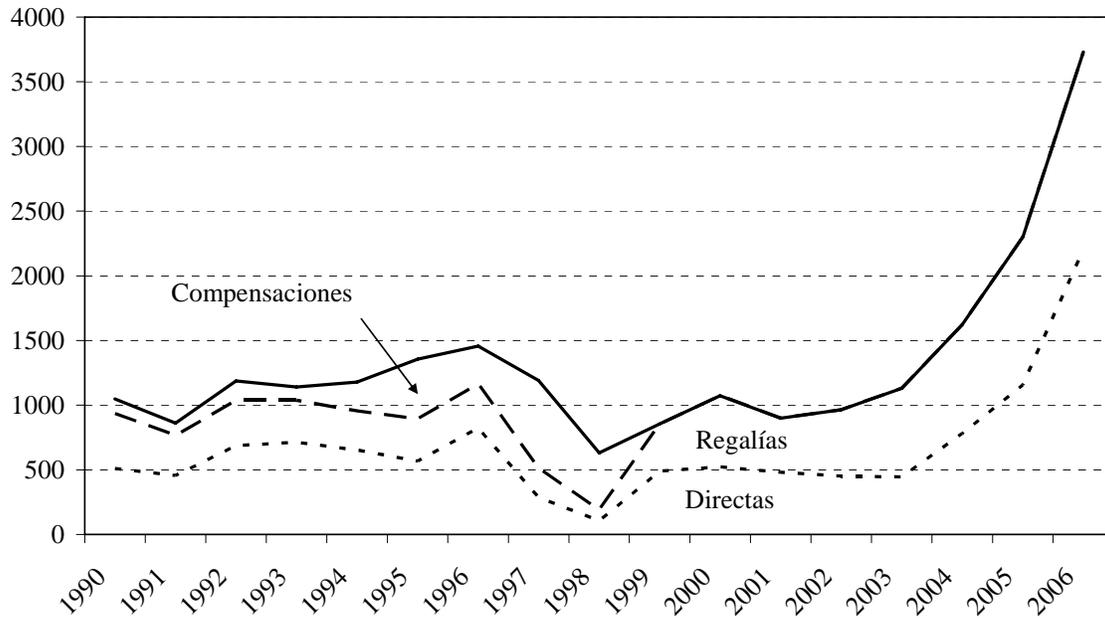


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Ingreso por Exportaciones de PETROECUADOR

29. El Gráfico 21 muestra el ingreso por exportaciones de PE en M\$ desagregado en exportaciones de crudo propio de PE y de crudo de regalía y de compensación. El ingreso de PE crece entre 1992 y 1996 con los precios y por esta razón cae violentamente en 1998. Después en la medida que los precios se recuperan el ingreso se estabiliza alrededor de \$1 mM hasta 2002. El violento surgimiento de los precios y la recuperación del volumen de exportación de PE a partir de 2003, hace que el ingreso por exportaciones de PE llegue a \$2.3 mM en 2005.

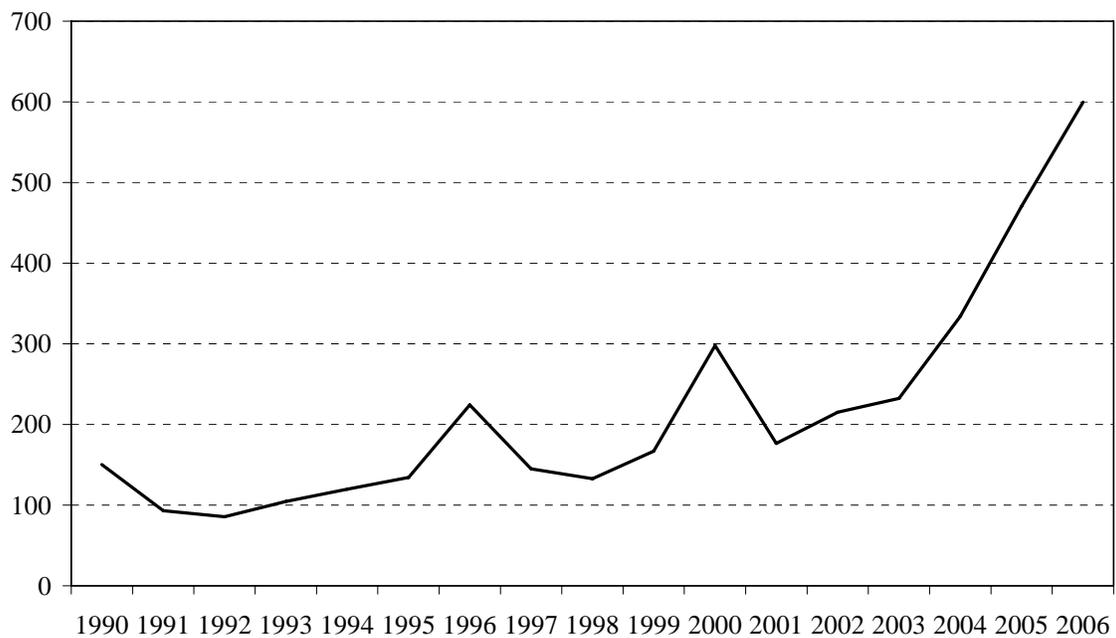
Gráfico 21
 PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo (M\$) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

El Gráfico 22 muestra la evolución del ingreso por exportaciones de productos de PE la recuperación y explosión de los precios, mientras los volúmenes se mantienen constantes, explican que estas exportaciones se tripliquen entre 1998 y 2005 de \$150 M a \$450 M.

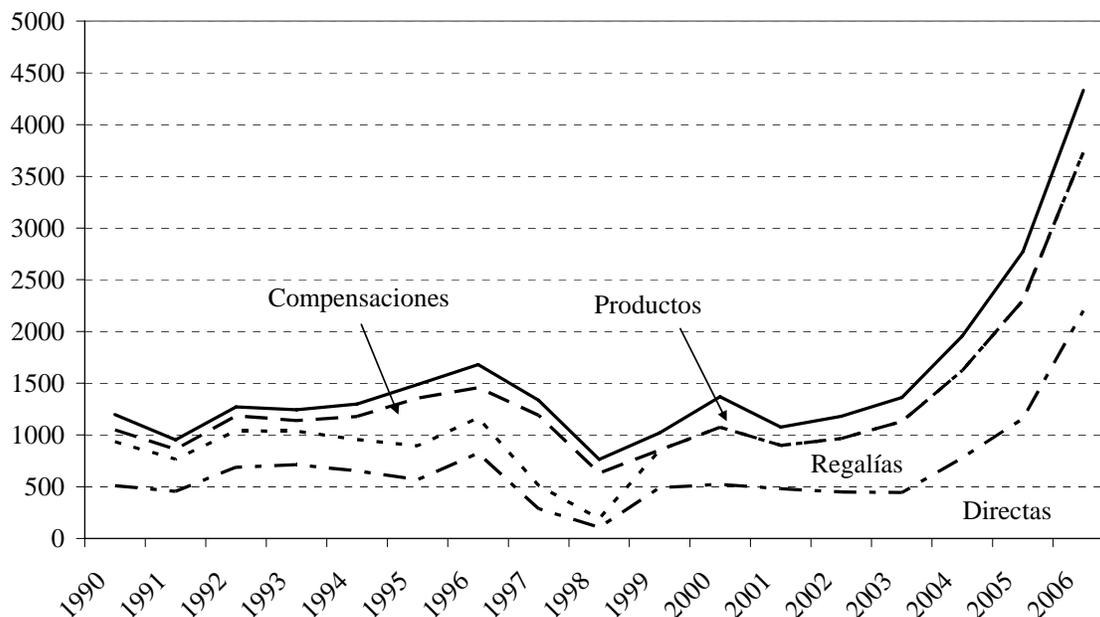
Gráfico 22
PETROECUADOR: Exportaciones de Productos (M\$) 1990-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

30. El Gráfico 23 muestra las exportaciones de crudos y productos de PE recién descritas en forma agregada. Debido al incremento de precios el ingreso por exportaciones de PE se multiplica por dos veces y medio entre 2002 y 2005 de \$1.2 mM a \$2.8 mM.

Gráfico 23
 PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$)
 1990-2006

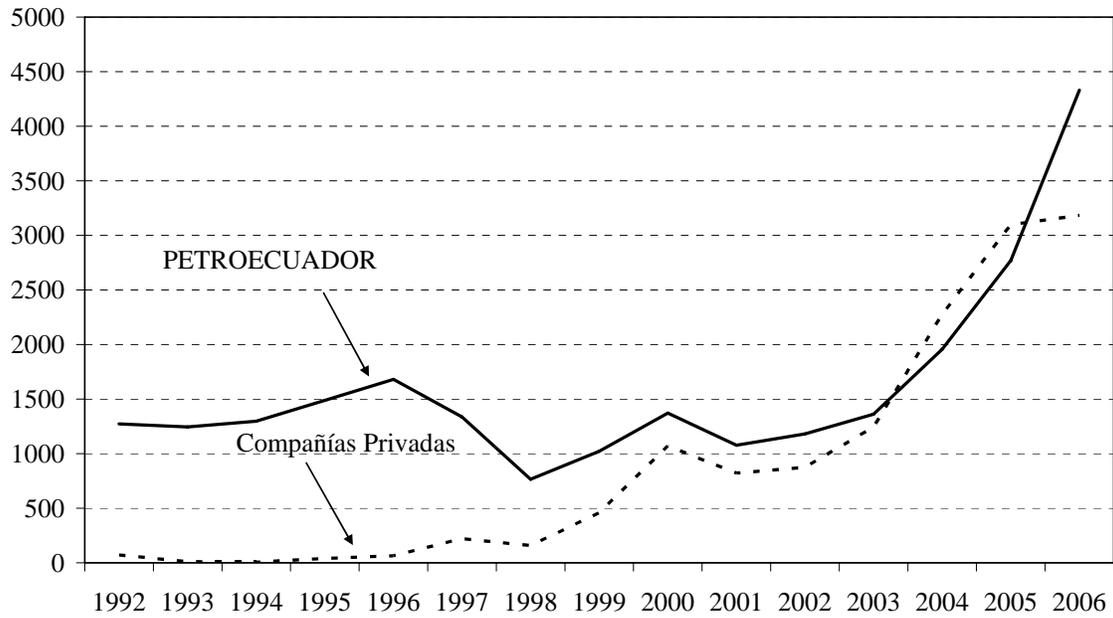


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Ingreso Total por Exportaciones de Petróleo

31. El Gráfico 24 muestra por separado el ingreso de PE y de las CP recién descritos. En la medida que los precios promedio de exportación no difieren mucho la forma relativa de las curvas de ingreso por exportación de PE y de las CP es muy similar a la forma relativa de las curvas por de exportación en volumen que se mostró en el Gráfico 17. Así el ingreso por exportaciones de las CP supera el de PE en 2004 y en 2005 es \$300 millones mayor, \$3.1 vs. \$2.8 mM.

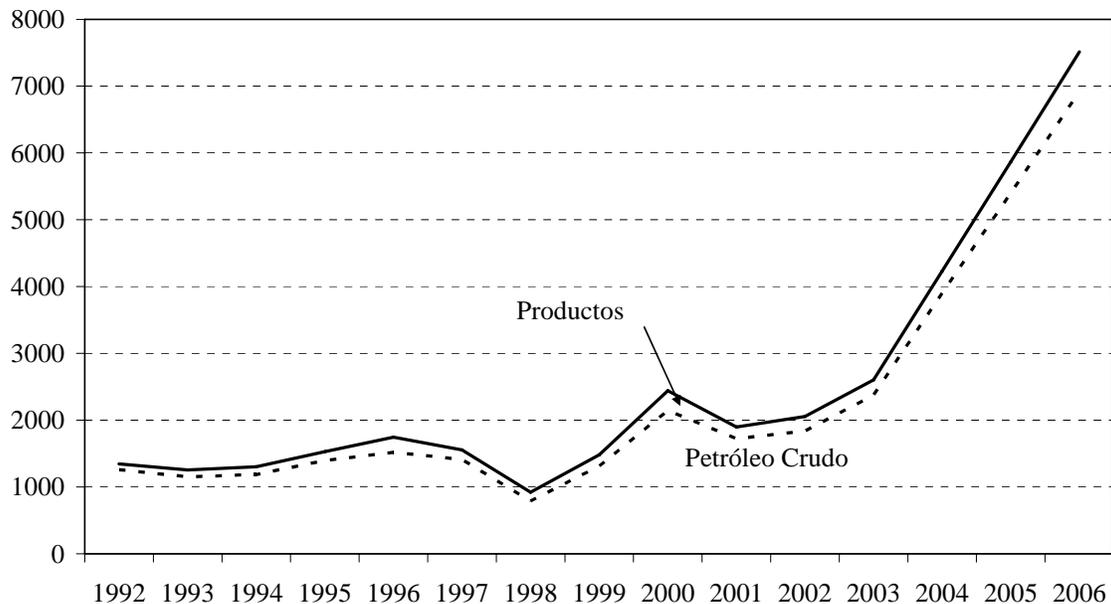
Gráfico 24
PE y CP: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1992-2006



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

32. Finalmente, en el Gráfico 25 muestra el ingreso por exportaciones de petróleo de Ecuador desagregado en exportaciones de crudos y productos ya descritos. El aumento ligero de volúmenes y la explosión de precios hacen que el ingreso por exportaciones se triplique entre 2002 y 2006, de poco más de \$2 mM a casi \$6 mM.

Gráfico 25
Ecuador: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1992-2006

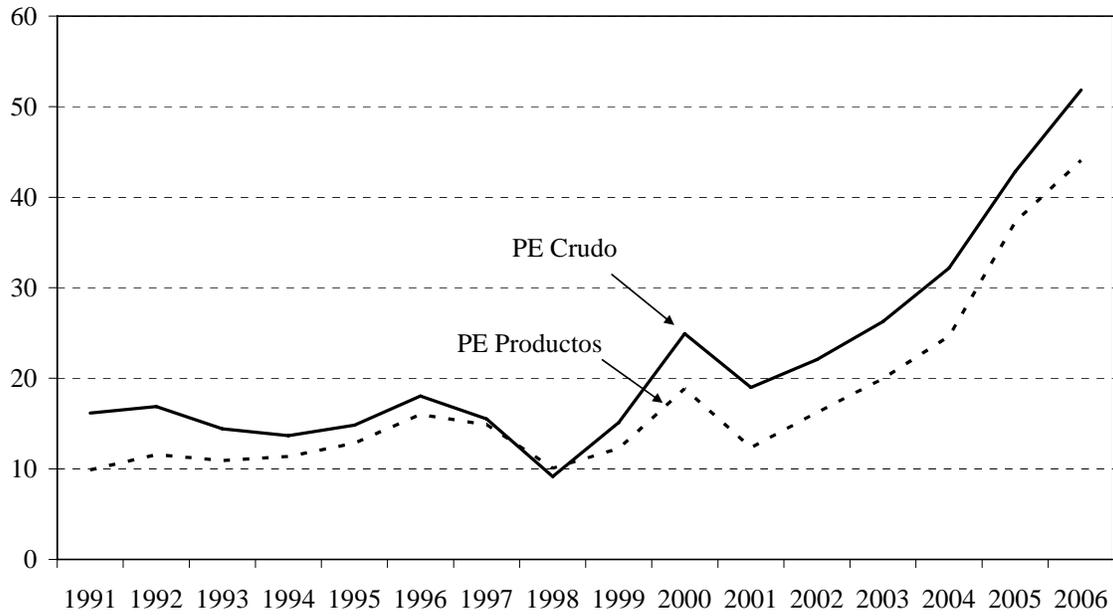


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Precios de Exportación

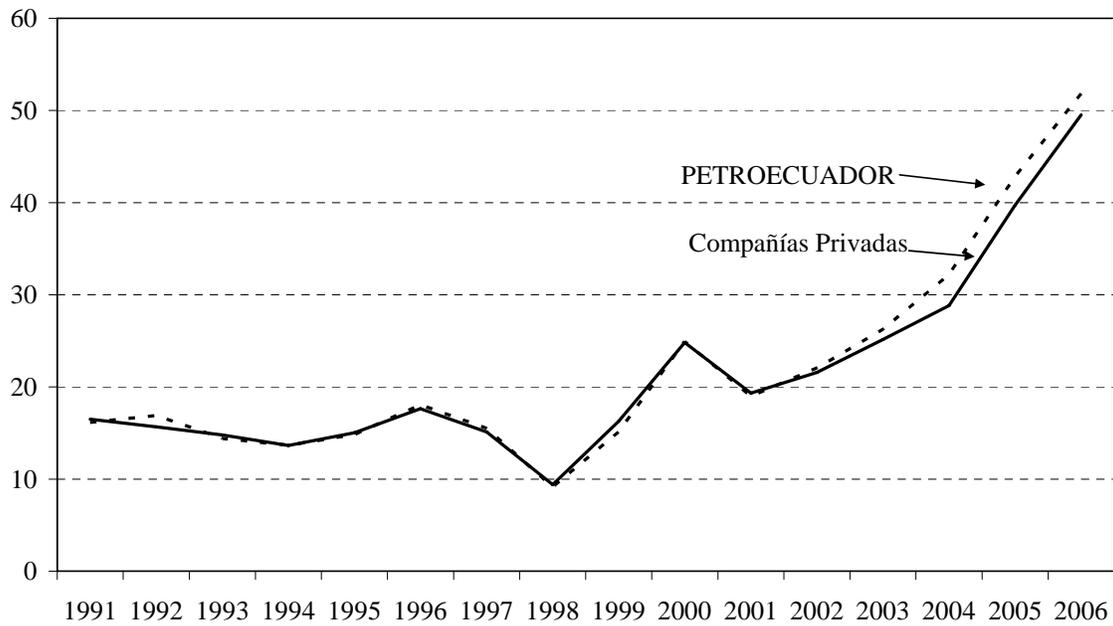
33. El Gráfico 26 muestra el precio nominal promedio de exportación de crudos y productos de PE para el período 1990 – 2006. El precio de la cesta de crudos se mantiene esencialmente constante oscilando alrededor de 15 \$/b entre 1991 y 1997, después cae a 10 \$/b en 1998, y se recupera a entre 20 y 25 \$/b entre 2000 y 2002. Finalmente el precio del crudo de PE se duplica hasta 43 \$/b en 2005. En el caso de los productos que exporta PE estos son productos de muy mala calidad, residuales con alto contenido de azufre, y se exporta en promedio alrededor de 4.5 \$/b por debajo de la cesta de crudos de PE.

Gráfico 26
 PETROECUADOR: Precio Promedio de Exportaciones de Crudo y Productos
 (US\$) 1991-2006



34. El Gráfico 27 muestra el precio promedio de exportación de los crudos de PE y de las PC. Como ya se dijo anteriormente la calidad de ambas cestas de crudos es muy similar.

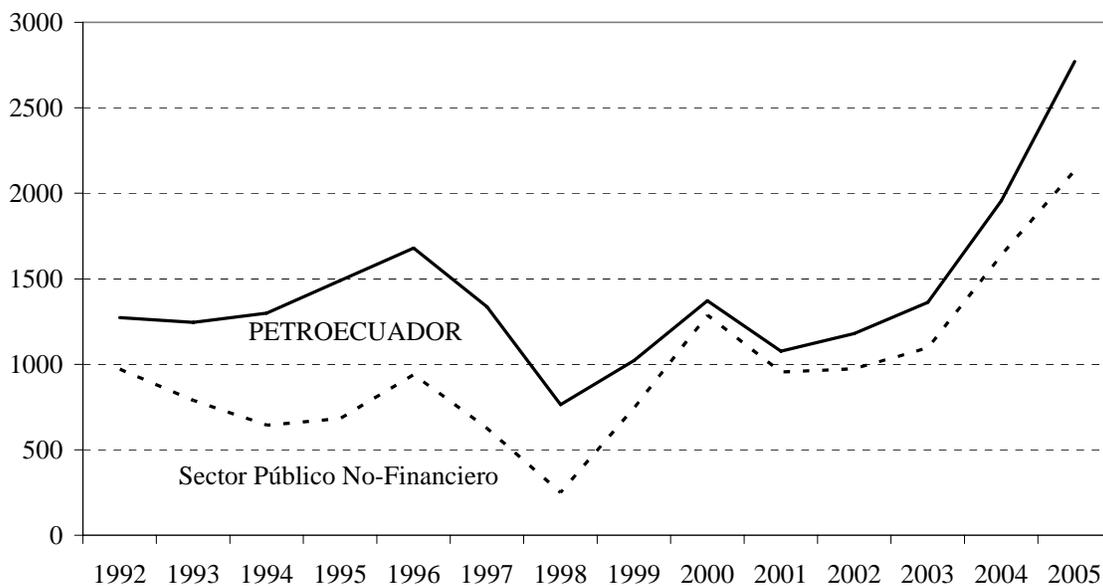
Gráfico 27
 Precios de Petróleo Crudo: PE y CP (US\$) 1991-2006



Distribución del Ingreso por Exportaciones de Petróleo

35. Como se dijo más arriba, las CP retienen como ingreso por exportaciones el crudo que producen bajo contratos de participación menos la regalía que se paga como crudo al Estado más pequeños volúmenes bajo contratos de comercialización. Por su lado, el ingreso por exportaciones que retiene PE lo fija el Ministerio de Economía y Finanzas, quien administra directamente el ingreso por exportaciones de la empresa estatal. El ingreso de PE por barril exportado lo determina discrecionalmente el MEF⁴. El Gráfico 28 muestra la distribución del ingreso por exportaciones de PE entre esta compañía y el resto del sector público no financiero, según la decisión del MEF⁵.

Gráfico 28
PE y SPNF: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1992-2005

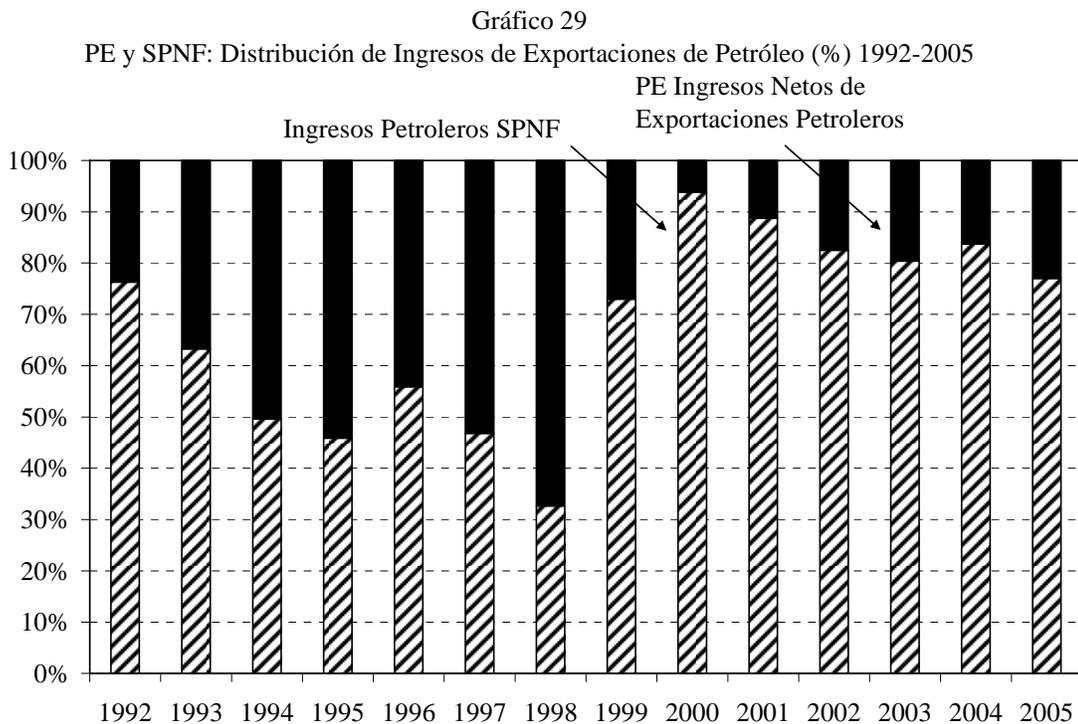


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

⁴ Como se verá en el Capítulo II, la LEY DE PRESUPUESTOS DEL SECTOR PÚBLICO, LEY No. 18. RO/Sup. 76 del 30 de Noviembre de 1992, le confiere esta potestad al MEF

⁵ Las cifras de magnitud y distribución del ingreso por exportaciones de petróleo no han sido publicados para 2006 por el BCE, lo cual afecta los gráficos 28-31.

En el Gráfico 29 se observa la misma distribución en forma porcentual. Hasta 1998 la distribución se hace aproximadamente en partes iguales, por un lado porque el ingreso es bajo y por otro porque los costos de PE son muy altos, en buena parte para pagar por los contratos de servicios que por ello y a partir de ese año pasan a contratos de participación⁶. Después de 1998 la distribución pasa muy claramente a favor del SPNF, en promedio la distribución pasa a ser 85:15, poniendo mucha presión financiera sobre PE, lo que explica la acelerada caída de su producción como se describió antes y se seguirá haciendo más adelante.



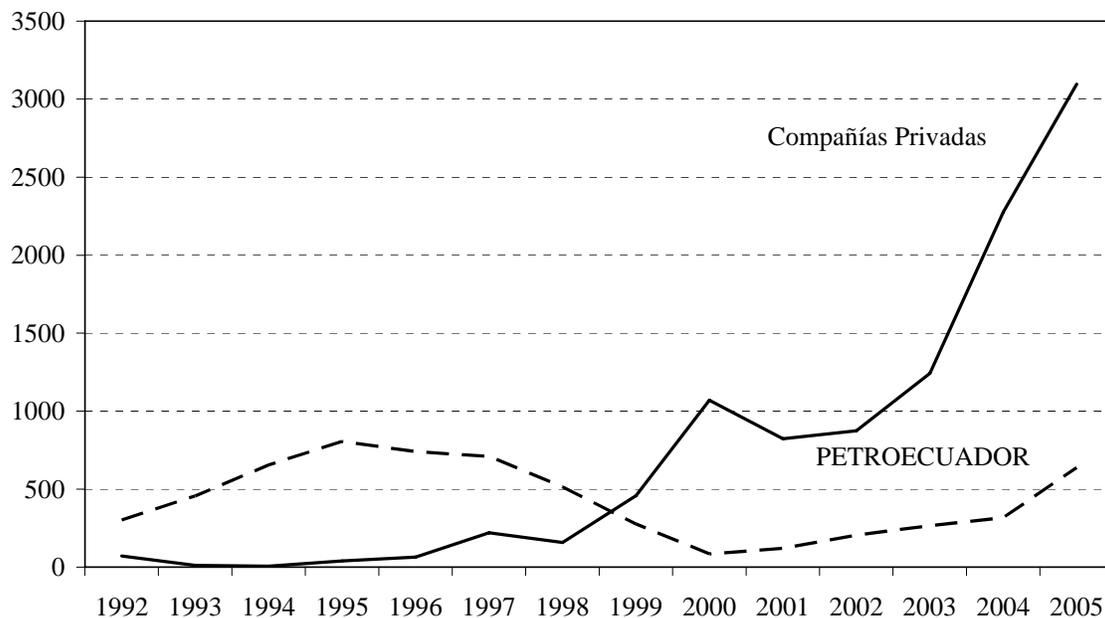
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

⁶ La causa fundamental de los altos costos de PE hasta 1998, es que la participación del Sector Privado se hace a través de Contratos de Servicio y los costos de las Compañías Privadas se imputan como costos de PE. Una vez que los Contratos pasaron de Servicios a Contratos de Participación, las Empresas Privadas asumieron el pago de sus costos a partir de su participación en la producción de costos y estos costos desaparecieron de los costos de PE. Los que se reportan desde entonces son efectivamente los costos operacionales exclusivos de PE.

Ingreso Neto por exportaciones de PE y de las CP

36. El Gráfico 30 muestra el ingreso neto por exportaciones de PE y de las CP. Se observa cómo la remuneración del MEF a PE se reduce a partir de 1997 de alrededor de \$700 M a menos de \$100 en 2000, para recuperarse desde entonces hasta unos \$600 M en 2005. En el caso de la remuneración por exportaciones de las CP, pasa de prácticamente despreciable hasta 1995 a más de \$3000 M en 2005, unas seis veces la remuneración de PE. Por la escalada de precios la remuneración de las CP se incrementa dos veces y media entre 2003 y 2005. Sin embargo, en términos absolutos es poco lo que se puede decir de la remuneración a PE y PC, en la comparación internacional y entre ellas. El análisis se hace a continuación en términos por barril.

Gráfico 30
PE y CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1990-2005



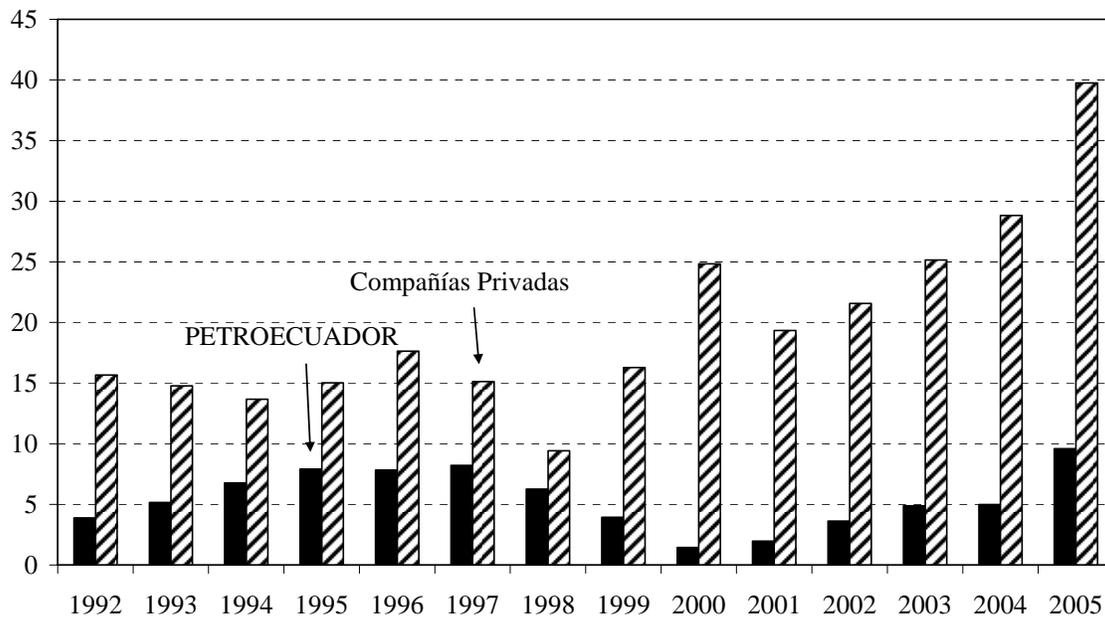
Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

Ingreso Neto por barril de exportación de PE y de las CP

37. El Gráfico 31 muestra la remuneración por barril de exportación de PE y de las CP. El ingreso de PE por barril de exportación lo fija el MEF y el de las CP es el ingreso por exportaciones una vez deducido el pago de Regalía fijado contractualmente. De entrada, el ingreso por barril de las PC estará ligado al precio internacional, mientras el de PE no.

Se observa que el ingreso por barril de las CP es mínimo 9.5 \$/b en 1998 año en que el precio es mínimo y es máximo en 38.0 \$/b en 2005 cuando el precio es máximo. Por el contrario el pago a PE no correlaciona con los precios y es mucho más bajo que el de las CP, es mínimo en 2000 a 1.5 \$/b y máximo en 2005 a 9.5 \$/b. La remuneración máxima por barril a PE es similar a la mínima de las CP. En promedio para el período la remuneración por barril exportado de las CP 20.0 \$/b en tanto que la de PE es 5 \$/b, una relación de 4 a 1.

Gráfico 31
PE y CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo (\$/bbl) 1992-2005



Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

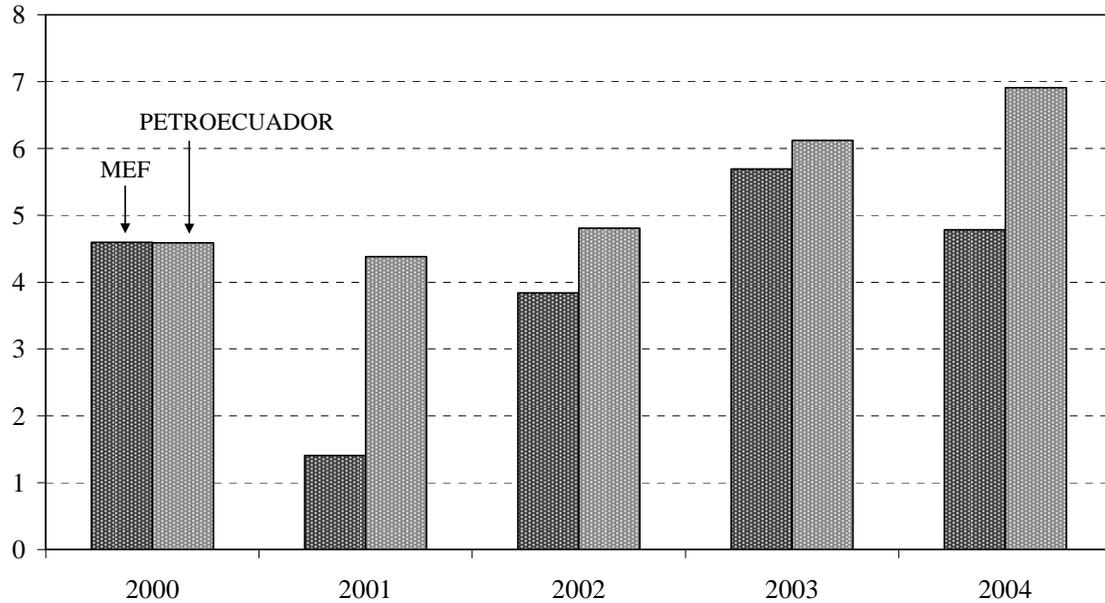
38. El Gráfico 32 muestra el costo de producción de un barril de exportación reportado por PE⁷ y el que le reconoció el MEF⁸ para los años 2000 – 04. A partir de 2001 los costos reconocidos por el MEF están por debajo de aquéllos reportados por PE. Queda muy claro que la capacidad de ahorro de PE en sus actividades de exportación es de

⁷ Reporte interno de PE.

⁸ Calculado dividiendo el ingreso de PE en las cuentas fiscales por el volumen producido por PE para la exportación de crudos o productos.

hecho negativo y en todo caso nulo, en la medida que sus costos son superiores a la remuneración por barril.

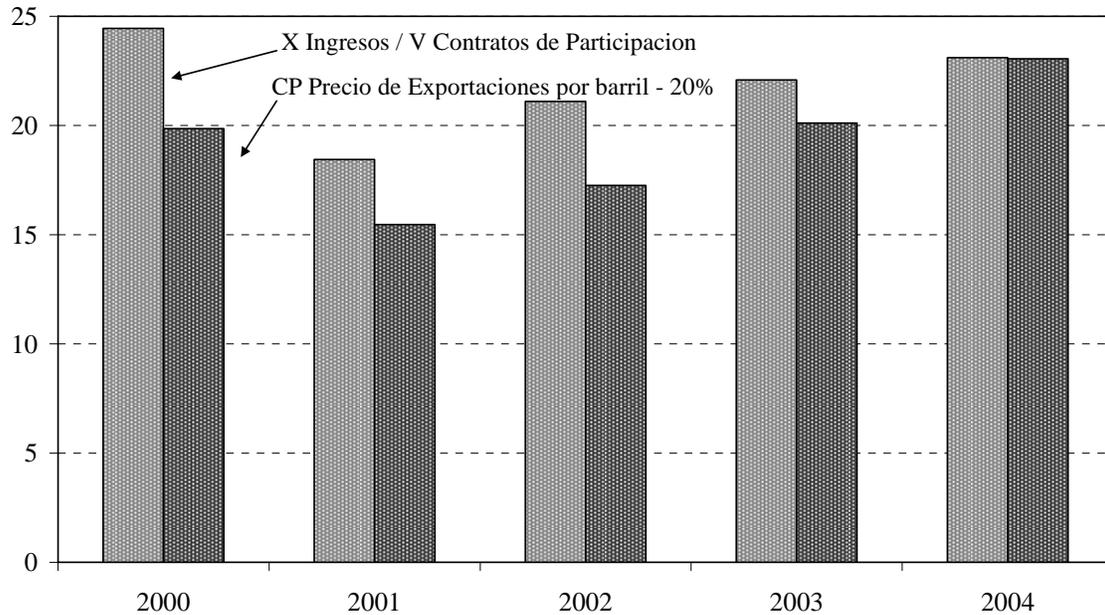
Gráfico 32
PE: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo por barril (\$/b) 2000-2004



Fuente: PETROECUADOR; Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador

39. Finalmente en el Gráfico 33 se estimó el ingreso teórico de las CP como el precio de exportación menos una regalía del 20% y se comparó con su ingreso por barril calculado más arriba, esto es cómo su ingreso por exportaciones entre su participación en los Contratos de Participación, para el período 2000-04. La discrepancia es nunca mayor a 20% y, en términos absolutos, nunca más de 4.6 \$/b. Así, tomamos por bueno el ingreso por barril de las CP calculado más arriba.

Gráfico 33
 CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo por barril (\$/b) 2000-2004



La Distribución del Ingreso por exportaciones de petróleo entre el Gobierno y las Compañías

40. Para terminar esta sección se formalizará cómo se distribuye el ingreso petrolero entre las compañías, PE y CP, y el Gobierno de Ecuador (G).

Ingreso por exportaciones de las Compañías Privadas: Volumen de exportación por el precio promedio de exportación

$$Y_{xcp} = V_{xcp} * p_{xcp}$$

Participación del Estado en las exportaciones de las Compañías Privadas: Tiene dos componentes: Primero una regalía del 50% sobre la diferencia del ingreso al precio de realización y al precio de referencia en los contratos

$$P_{Excp1} = 0.5 * V_{xcp} * (p_{xcp} - p_{rcp})$$

Segundo, la Regalía fijada contractualmente sobre el ingreso de las CP al precio de referencia fijado en los contratos

$$P_{Excp2} = r * V_{xcp} * p_{rcp}$$

La participación del Estado en el ingreso de las compañías será la suma de estos dos componentes

$$P_{\text{Excp}} = V_{\text{xcp}} * p_{\text{rcp}} * (0.5 * ((p_{\text{xcp}} / p_{\text{rcp}}) - 1) + r)$$

Con lo cual queda claro que en la medida que el precio de realización se acerca al precio de referencia la participación del Estado se reduce a la regalía fijada contractualmente sobre el ingreso al precio de referencia.

Ingreso Neto por exportaciones de las Compañías Privadas: Será el Ingreso menos el pago de la Regalía de 50% sobre la diferencia de ingresos debido a diferencia de precios más el pago de Regalía contractual sobre el ingreso al precio de referencia⁹

$$Y_{\text{Nxcp}} = V_{\text{xcp}} * (p_{\text{xcp}} - p_{\text{rcp}} * (0.5 * ((p_{\text{xcp}} / p_{\text{rcp}}) - 1) + r))$$

Con lo cual también queda claro que cuando el precio de realización se acerca al de referencia las compañías se quedan con el ingreso menos el pago de regalía contractual.

Ingreso por exportaciones de PETROECUADOR: Volumen de exportación por el precio promedio de exportación

$$Y_{\text{xpe}} = V_{\text{xpe}} * p_{\text{xpe}}$$

Participación del Estado en las exportaciones de PETROECUADOR: El ingreso de PE menos los costos operacionales imputados por MEF

$$P_{\text{Expe}} = Y_{\text{pe}} - C_{\text{xpe}}$$

Ingreso Neto por exportaciones de PETROECUADOR: Son los costos imputados por el MEF

$$Y_{\text{Nxpe}} = C_{\text{xpe}}$$

66. Participación del Estado en las exportaciones de petróleo: Será la participación en las exportaciones de las CP más la participación en las exportaciones de PE

$$P_{\text{Ex}} = P_{\text{Excp}} + P_{\text{Expe}}$$

$$P_{\text{Ex}} = (V_{\text{xcp}} * p_{\text{rcp}} * (0.5 * ((p_{\text{xcp}} / p_{\text{rcp}}) - 1) + r)) + (Y_{\text{pe}} - C_{\text{pe}})$$

Mercado Doméstico

41. PETROECUADOR tiene el monopolio para suplir el mercado interno, con la excepción de la venta al detal. Una fracción del suministro de productos al mercado doméstico se produce en refinerías locales a partir de crudo de PETROECUADOR, el resto de los productos consumidos domésticamente los importa directamente PE. El

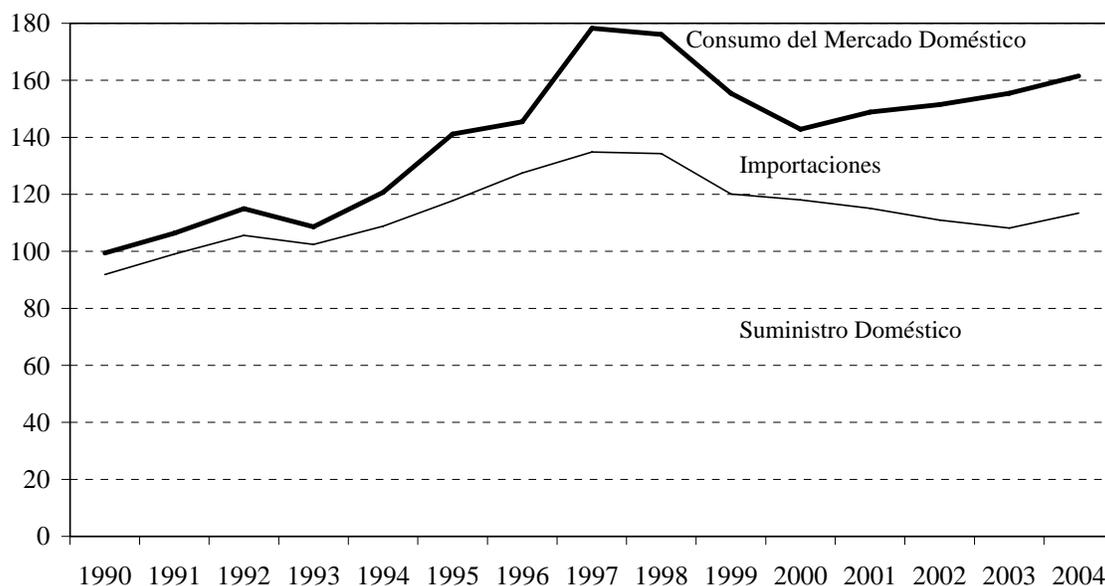
⁹ Una vez deducidos sus costos, las CP deberán pagar impuesto sobre la renta como cualquier empresa comercial

Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) fija el precio de los derivados que se venden en el mercado doméstico. Por otro lado, el MEF fija la remuneración de PE por barril vendido domésticamente. Si el costo de PE de producir o importar combustibles supera el costo reconocido por el MEF la empresa estatal lo asume como déficit en su flujo de caja.

Volúmenes Domésticos

42. El Gráfico 34 muestra el consumo doméstico de derivados del petróleo desagregados entre aquellos refinados domésticamente y los importados. El consumo doméstico de combustibles creció exponencialmente, en más de 80%, a partir de 1990 hasta llegar a 180 mbd en 1997. Después el consumo se contrajo severamente hasta 140 mbd en 2000 debido a la recesión económica y el aumento de los precios domésticos de los combustibles. A partir de 2000 el consumo doméstico de combustibles crece con la actividad económica hasta 160 mbd en 2004. En el gráfico queda claro que la fracción del consumo doméstico que se suple con importaciones pasa de ser prácticamente despreciable a principio de los noventa a más de un 25% en 2004. Por el contrario el consumo doméstico de suministros nacionales regresa al nivel que tenía a principios de los noventa.

Gráfico 34
Consumo del Mercado Doméstico: Importaciones y Suministro Doméstico (mbd)
1990-2004

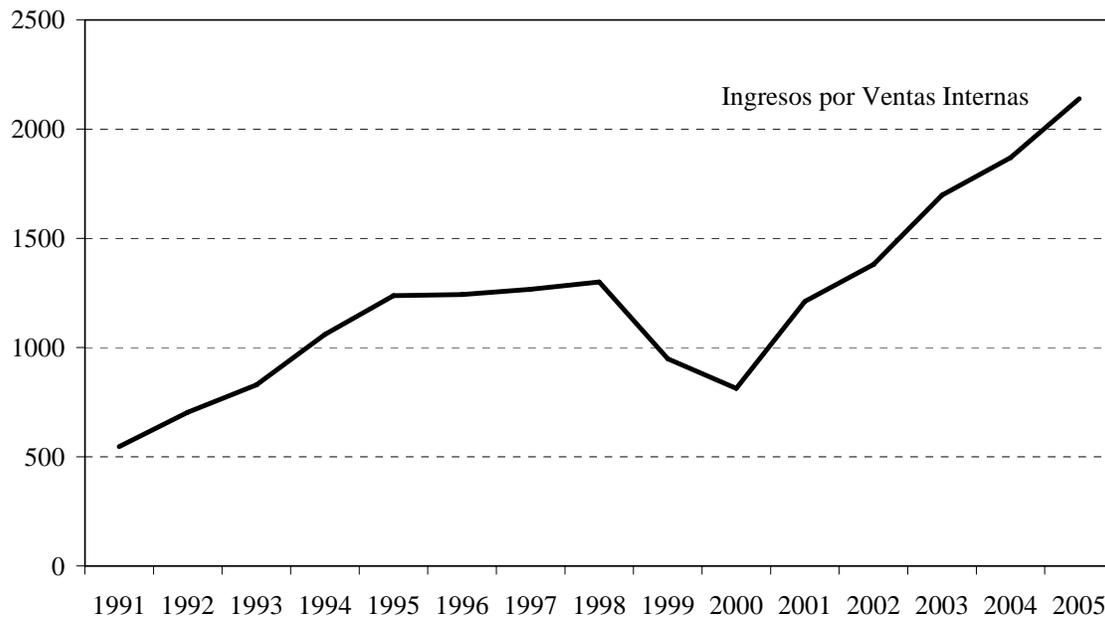


Fuente: BCE y Cálculos propios

Ingreso Doméstico

43. El ingreso del gobierno por ventas de combustibles al mercado doméstico será el volumen descrito en el párrafo anterior multiplicado por el precio fijado por el MEF. El Gráfico 35 muestra el ingreso por ventas al mercado doméstico. El ingreso crece con los volúmenes y los precios y se duplica hasta \$1200 millones en 1999, después caen con los volúmenes a \$800 millones en 2000. A partir de este año crecen más del doble, al crecer precios y volúmenes, hasta \$2100 millones en 2005.

Gráfico 35
Ingresos por Ventas Internas: PETROECUADOR (M\$) 1990-2005



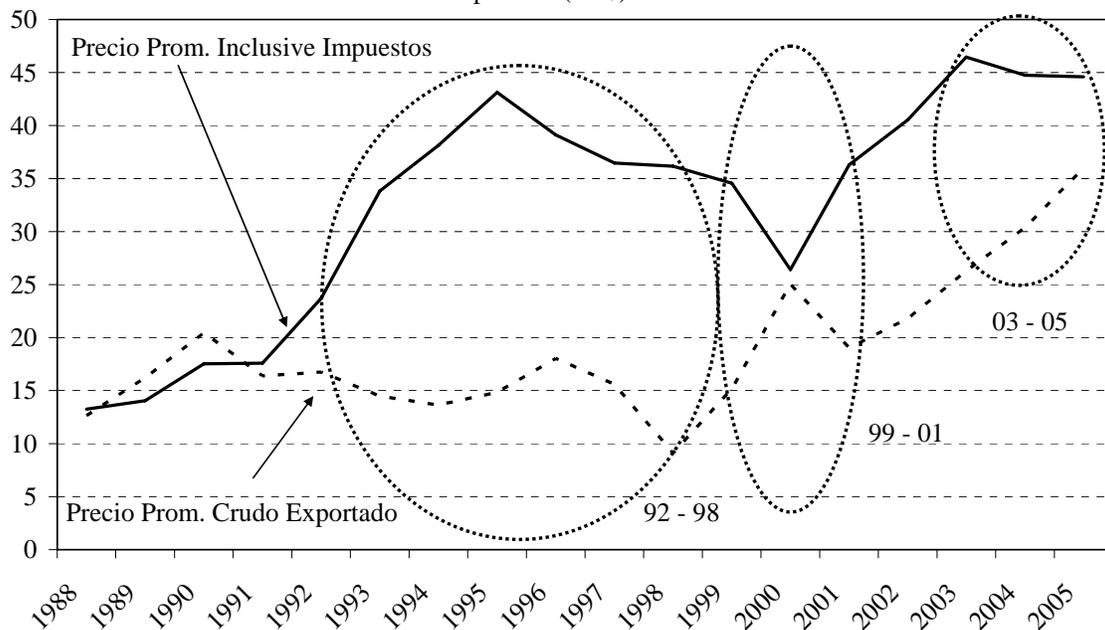
Fuente: PETROECUADOR

Precios Domésticos

44. Como se dijo más arriba, los precios de los combustibles que se venden domésticamente los fija discrecionalmente el Gobierno. Además, el MEF determina como el ingreso por ventas domésticas se distribuye entre el Gobierno y PE, indistintamente de cuánto sean los costos reales de PE. El Gráfico 36 muestra el precio al detal de productos en el mercado doméstico de combustibles y el precio promedio de

exportación de crudos y productos de Ecuador. En primer lugar queda de relieve la mejor calidad de los productos consumidos domésticamente respecto a los de exportación como lo refleja el diferencial de precios a favor de los primeros. En segundo lugar se observa cómo los productos domésticos no siguen los precios internacionales reflejado en los precios de exportación de crudos y productos. Por el contrario los productos domésticos siguen un ciclo contrario al del petróleo de exportación aunque la tendencia básica es la misma. Los productos domésticos cumplen un rol fiscal anticíclico, en el sentido que tienden a subir cuando los precios internacionales caen y por el contrario no suben o suben con una menor pendiente cuando lo hacen los internacionales. Esto se observa cuánto menos en seis episodios en los últimos seis años. La razón para ello es compensar parcialmente la recaudación fiscal cuando caen los precios internacionales y transferir vía precios de los combustibles la bonanza fiscal a la población cuando los precios internacionales suben.

Gráfico 36
 Precio Promedio de Productos Domésticos en relación al Precio Promedio de Crudo Exportado (US\$) 1988-2005

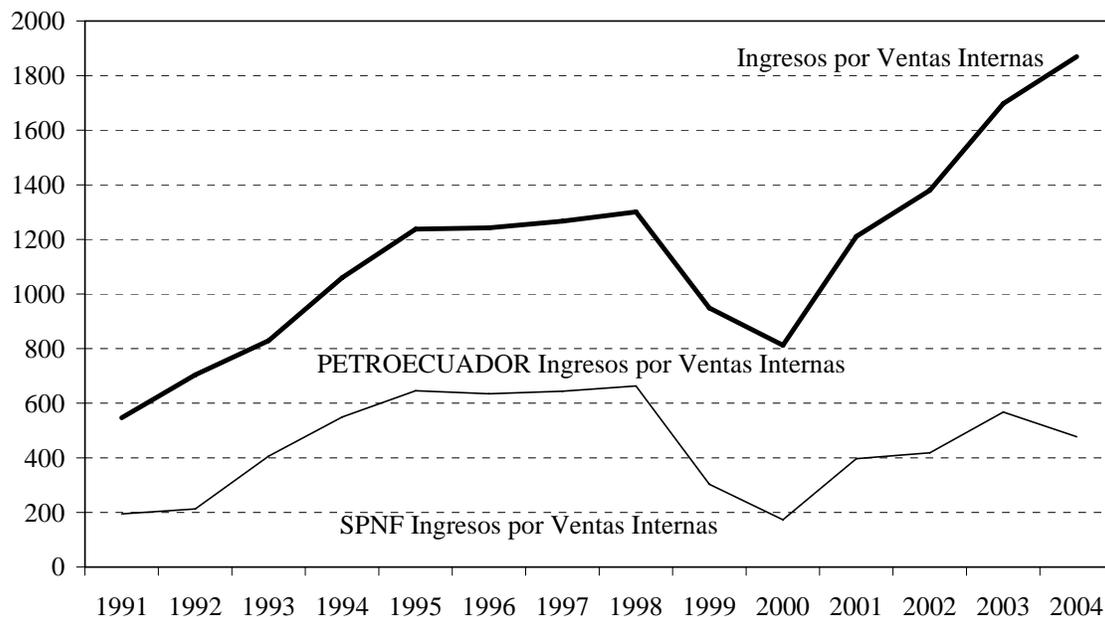


Fuente: OLADE, PETROECUADOR y Cálculos propios

Distribución del Ingreso Petrolero Doméstico

45. El ingreso por ventas de combustibles al mercado interno lo distribuye el MEF entre PE y el Gobierno. El MEF determina el monto del ingreso que va a PE por la vía de imputarle a la compañía un costo por unidad de producto vendido al mercado doméstico de combustibles. El Gráfico 37 muestra la distribución del ingreso por ventas internas entre PE y el Gobierno. El ingreso del Gobierno sigue al total, mientras el de PE se mantiene relativamente constante hasta 2000, con lo cual queda claro el carácter fiscal de los precios domésticos. Sin embargo, el ingreso de PE se multiplica por más de dos a partir de ese año, lo cual se debe al aumento del costo de los combustibles importados para suplir el mercado doméstico, tanto por aumento del volumen de importación como de los precios productos junto con los precios internacionales del crudo.

Gráfico 37
Ingresos por Ventas Internas: PETROECUADOR y SPNF (M\$) 1990-2004

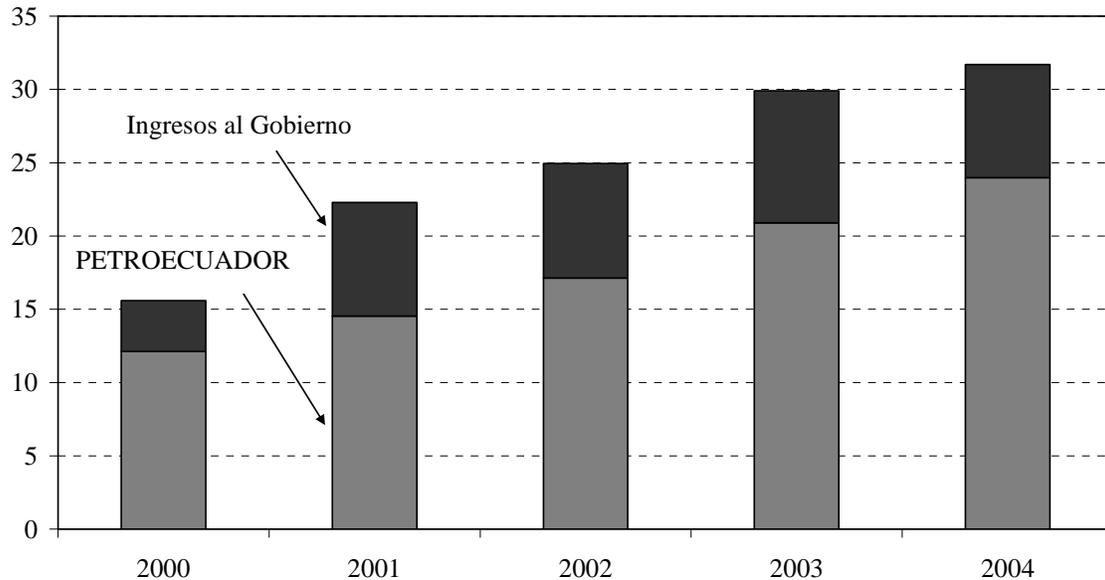


Fuente: Banco Central del Ecuador (BCE)

46. La evolución de la distribución del ingreso promedio de venta por barril de combustibles al mercado doméstico entre PE y el Gobierno se observa en el Gráfico 38. El precio doméstico de los combustibles se multiplica casi por dos entre 2000 y 2003 (de 26 \$/b a 45 \$/b), debido única y exclusivamente al aumento del costo de los combustibles

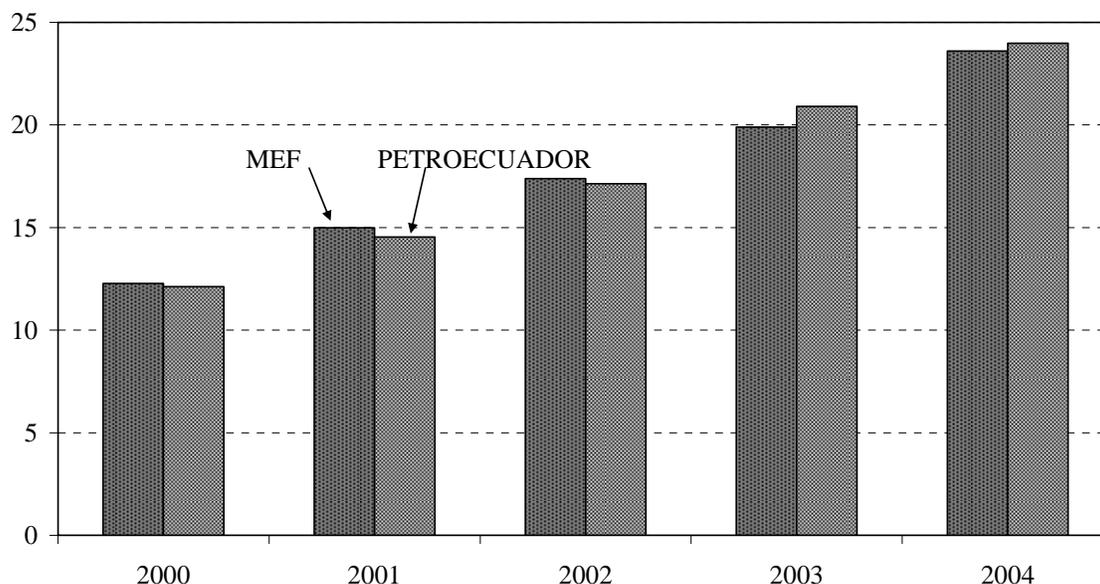
importados por PE sin que aumente la presión fiscal, lo cual refleja la relativa holgura en las cuentas del Gobierno al aumentar el ingreso por exportaciones de petróleo.

Gráfico 38
Ingreso Promedio de la Venta Interna por barril: Costos PE y Ingresos al Gobierno
(\$/b) 1990-2004



47. Finalmente, el Gráfico 39 muestra los costos por ventas al mercado doméstico imputado por el MEF a PE y el que reconoce la propia empresa entre 2000 y 2004. No hay prácticamente diferencia entre los dos. Queda claro ahora después de ver los costos que el MEF le reconoce a PE por sus ventas de exportación y domésticas, que el Gobierno le reconoce a PE apenas sus costos y no le proporciona ningún ahorro para financiar sus inversiones.

Gráfico 39
 Costos por Ventas al Mercado Interno: MEF vs. PE (\$/b) 2000-2004



La Distribución del Ingreso por Ventas Domésticas de hidrocarburos entre Gobierno y PETROECUADOR

48. Al igual que se hizo para terminar el análisis del ingreso por exportaciones, para finalizar el análisis de las ventas al Mercado Interno se formalizará la distribución del ingreso entre el Gobierno y PETROECUADOR.

Ingreso por ventas domésticas de PETROECUADOR: Volumen de ventas domésticas por el precio promedio de venta fijado por el gobierno

$$Y_{\text{mipe}} = V_{\text{mipe}} * p_{\text{mipe}}$$

Participación del Estado en las ventas domésticas de PETROECUADOR: El ingreso de PE menos los costos operacionales imputados por MEF

$$P_{\text{Emi}} = Y_{\text{mipe}} - C_{\text{mipe}}$$

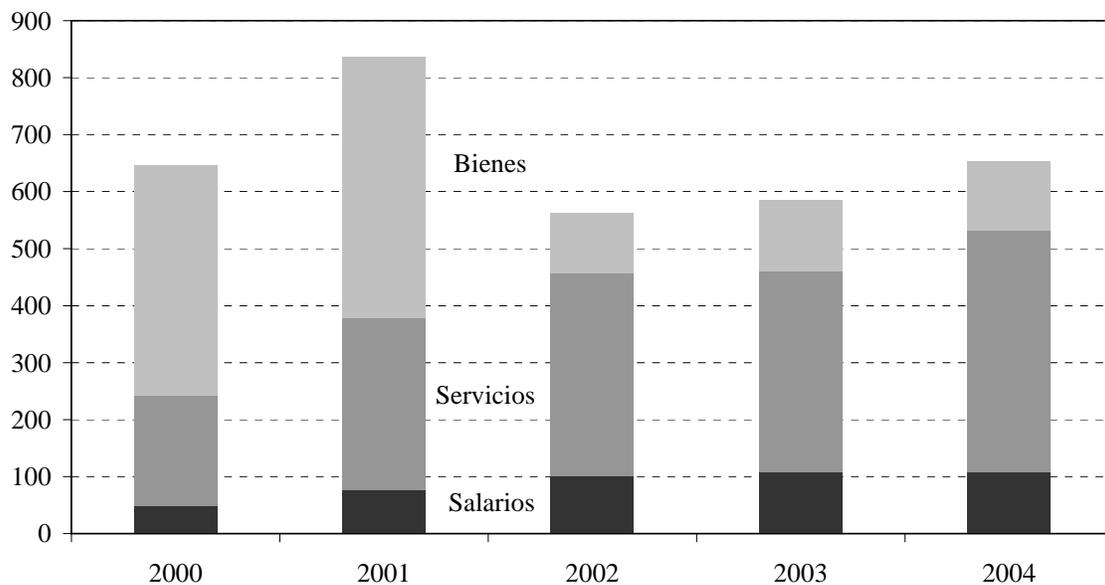
Ingreso Neto por exportaciones de PETROECUADOR: Son los costos imputados por el MEF

$$Y_{\text{Npe}} = C_{\text{pe}}$$

Costos de PETROECUADOR

49. Los costos operacionales¹⁰ de PE incluyen sueldos y salarios; servicios operacionales y bienes relacionados con la actividad productiva. Entre 2000 y 2004, los costos operacionales de PE, de acuerdo con la propia compañía, estuvieron entre \$560 y \$830 millones, de los cuales los salarios representaron entre \$48 y \$108 millones (entre 7.5% y 18.5%), el resto son costos operacionales y bienes, como se observa en el Gráfico 40.

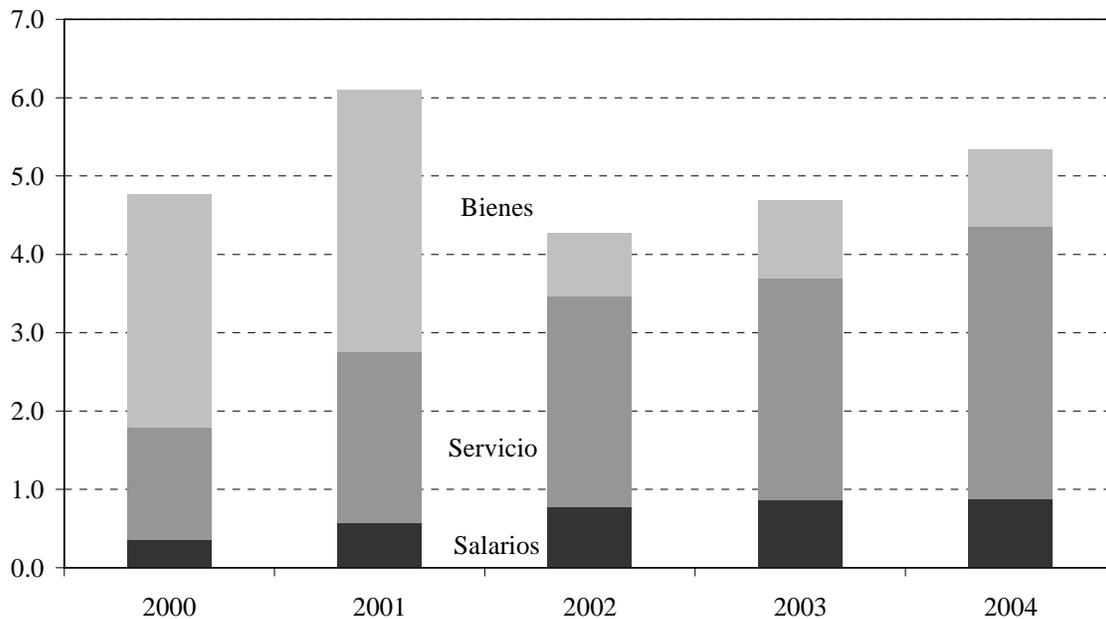
Gráfico 40
PETROECUADOR: Costos Operacionales (\$M) 2000-2004



Los mismos costos en una base por barril, lo cual permite la comparación entre años y con otras compañías petroleras, se observan en el Gráfico 41.

¹⁰ Estos costos operacionales son los de producir, transportar, manufacturar, exportar y suplir el mercado doméstico crudos y productos.

Gráfico 41
 PETROECUADOR: Costos Operacionales por barril (\$/b) 2000-2004



Los costos operacionales de PE por barril oscilaron en el período 2000-04 entre 4.2 \$/b en 2002 y 6.1 \$/b en 2001. ¿Son estos costos altos o bajos? La respuesta no es sencilla ya que las compañías petroleras internacionales no publican sus costos operacionales. Para evaluar estos costos es necesario recurrir al criterio de los expertos. Un estudio reciente sobre la competitividad internacional de la producción de petróleo en los Países Andinos¹¹ estima los costos operacionales¹² promedio de producción en Ecuador en 7.3 \$/b. Los costos de PE comparan muy favorablemente con los estimados por los expertos.

¹¹ “Análisis de Ventajas Comparativas y Potencial de Mercado para Hidrocarburos de los Países de la Comunidad Andina de Naciones”. Estudio preparado para el BID y la CAF, como parte de la Cooperación Técnica “Integración Energética Hemisférica: Un estudio de la Contribución Potencial de los Países de la Comunidad Andina de Naciones”

¹² Estos se refieren exclusivamente a costos operacionales de producción, mientras que aquéllos reportados por PE se refieren a todas las actividades productivas, lo cual hace la comparación aún más favorable a PE en términos de costos muy bajos.

CAPÍTULO II

Marco Institucional Actual y Propuesto

Conclusiones

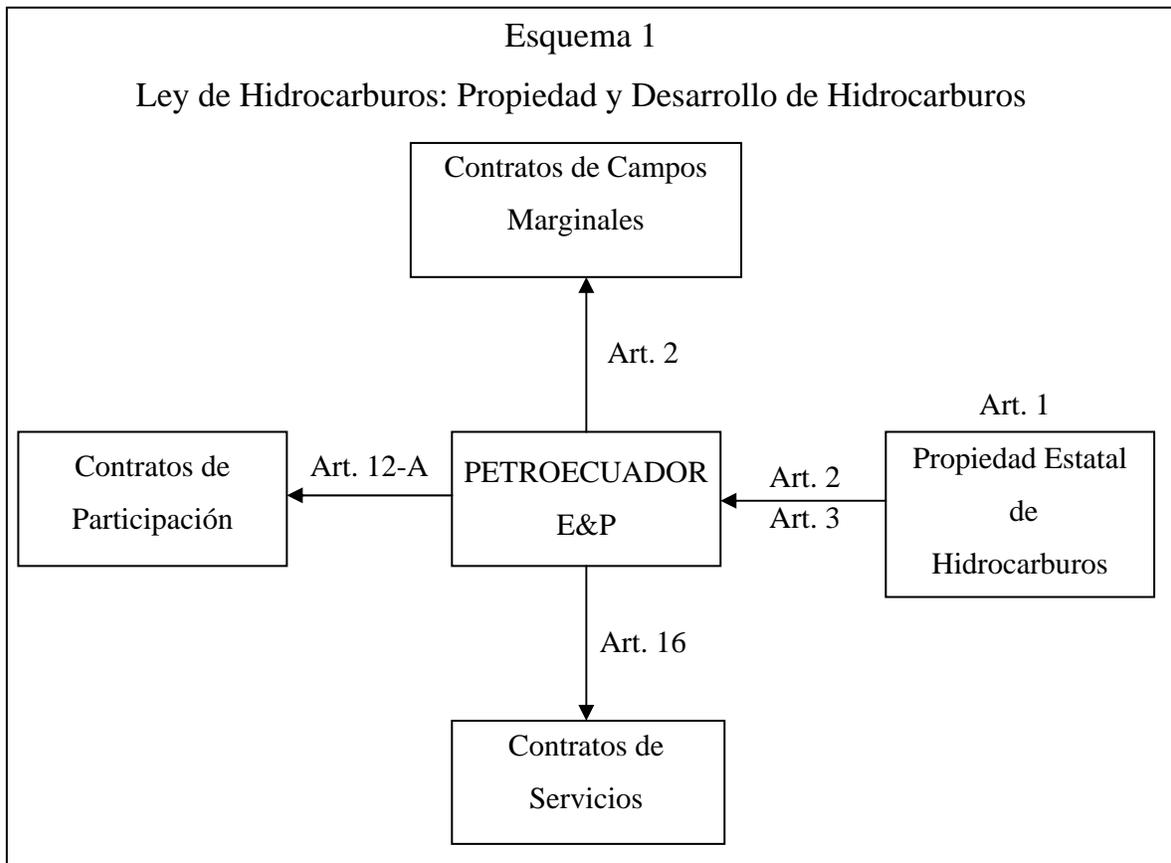
- El Estado en Ecuador ejerce el monopolio de la propiedad del recurso natural a través del monopolio de la producción por parte de PETROECUADOR.
- En consecuencia las Compañías Privadas sólo pueden operar en el Sector Petrolero de Ecuador a través de contratos de distinto tipo con PE.
- PE asume el doble rol de empresa operadora y contraparte estatal de las CP. Lo cual tiene dos consecuencias; primero, distrae a PE como operadora y, segundo, la puede inducir a entorpecer como reguladora las operaciones de las CP con las cuales compite.
- El Marco Institucional es sumamente rígido, lo cual lo hace buscar soluciones singulares a cada nueva situación, creando un ambiente de creciente incertidumbre a potenciales inversionistas privados.
- Las reglas muy rígidas (contractuales y legales) en la distribución del ingreso hace que ante cambios en los precios internacionales el Estado reaccione cambiando las leyes proceso que no siempre es reversible aumentando la incertidumbre de las compañías.
- Las conclusiones anteriores en la medida que generan incertidumbre previenen la inversión, la solución que se propone para disminuir consiste en la creación de una Agencia Reguladora independiente de PE, no-operadora, y que tenga como única función la administración de las reservas y por otro lado actúe como colchón y disipe en la tensión distributiva entre el Estado propietario y las compañías productoras.
- La AR estará dotada de personal especializado del más alto nivel y propiciará un espacio donde el Gobierno y las compañías se puedan encontrar y disipar las tensiones en la eventualidad de cambios importantes en el entorno. En particular en el caso de fluctuaciones violentas en los precios y las tensiones distributivas que ello genera.

Marco Institucional Actual

50. El análisis que sigue se centra en los dos aspectos claves de la actividad petrolera: el control de la producción y la distribución del ingreso.

Control de Producción

51. El Estado ejerce el monopolio de propiedad sobre las reservas de hidrocarburos a través del monopolio del control de la producción por parte de PETROECUADOR (PE). PE tiene el poder legal de desarrollar las reservas por sí misma o a través de contratos con Compañías Privadas (CP). La estructura institucional a través de la cual el Estado de Ecuador controla la producción se sintetiza en el Esquema 1.



Propiedad Estatal

52. El punto de partida del análisis del marco institucional del Sector Petrolero de Ecuador es reconocer la propiedad Estatal de las reservas de hidrocarburos como se establece en el Artículo 1 Capítulo I de la Ley de Hidrocarburos¹³ de 1978 (LH).

PETROECUADOR

53. El Artículo 2 del Capítulo I de la LH establece que el Estado explorará y desarrollará los yacimientos de hidrocarburos según se establece en el Artículo 1 a través de PE bien directamente o a través de diferentes tipos de contratos con CP.

54. De acuerdo con el Artículo 3 del Capítulo I de la LH la Refinación y el Transporte de Hidrocarburos la pueden llevar a cabo PE o las CP en forma directa e independiente. Además PE lo puede hacer por si misma o a través de contratos con CP.

Contratos de Participación

55. El artículo 12-A en el Capítulo III de la LH establece que bajo Contratos de Participación con PE a las PC se les permite explorar a su propio riesgo y en caso de éxito desarrollar las reservas cubriendo la totalidad de las inversiones y gastos operacionales. La empresa contratante compartirá la producción con PE en el monto establecido contractualmente. Sobre el ingreso remanente las PC pagarán el Impuesto sobre la Renta fijado legalmente.

Contratos de Servicio

56. El artículo 16 en el Capítulo III de la LH establece las condiciones para PE establecer Contratos de Servicios con CP. Estos servicios pueden consistir en la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas asignadas a PE. La exploración se hace a riesgo por parte de las CP las cuales, en caso de éxito, serán reembolsadas por sus gastos. En la fase de explotación las CP serán remuneradas por barril producido. La remuneración a las CP podrá ser en efectivo o con crudo. La CP operadora tendrá trato preferencial en la compra del petróleo que ellas producen.

¹³ LEY DE HIDROCARBUROS Decreto Supremo No. 2967. RO/711 de 15 de Noviembre de 1978.

Contratos para la explotación de Campos Marginales

57. Al igual que en el caso de los Contratos de Participación, sobre la base del artículo 2 en el Capítulo I de la LH, bajo los contratos para la explotación de Campos Marginales las CP asumen el desarrollo de campos hasta entonces explotados por PE. En el caso de los Campos Marginales las CP asumen las inversiones y los costos operacionales y PE las remunera con un pago por barril producido establecido contractualmente.

La Caducidad del Contrato de Occidental

58. Mediante resolución del Ministerio de Energía y Minas del 15 de Mayo de 2006 se declaró aceptar la petición del Procurador General del Estado de Ecuador y declarar la caducidad del contrato que modificaba el contrato de servicios a contrato de participación para la exploración de hidrocarburos y la explotación de petróleo crudo en el Bloque 15 de la Región Amazónica y de los Convenios de Operación Unificada de los Campos Edén – Yuturi y Limoncocha suscritos el 21 de Mayo de 1999 entre PE y la empresa Occidental. En síntesis, la base sobre la cual Procurador solicitó la caducidad del contrato fue la transferencia por parte de Occidental del 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de Participación para la explotación del Bloque 15 a favor de la empresa City Investing, sin contar con la debida autorización del Ministerio de Energía y Minas. Lo cual de acuerdo a la Ley de Ecuador es motivo para solicitar la caducidad del contrato como en efecto se hizo. De acuerdo con la Ley la autoridad para dictaminar sobre la solicitud interpuesta por el Contralor es el Ministro de Energía y Minas, quien efectivamente dictaminó a favor del Contralor.

59. En la medida que el contrato de participación vigente era entre PE y Occidental, su caducidad implica que PE queda exclusivamente responsable en el desarrollo del Bloque 15 hasta que se decida lo contrario.

Consecuencias del Marco Institucional para PE y el Sector Petrolero de Ecuador

60. La primera y principal consecuencia para PE del arreglo institucional de Ecuador es que fuerza a la Empresa a ser la contraparte Estatal de las empresas privadas. Esto es, PE es simultáneamente una empresa productora, el ente administrador de facto de las

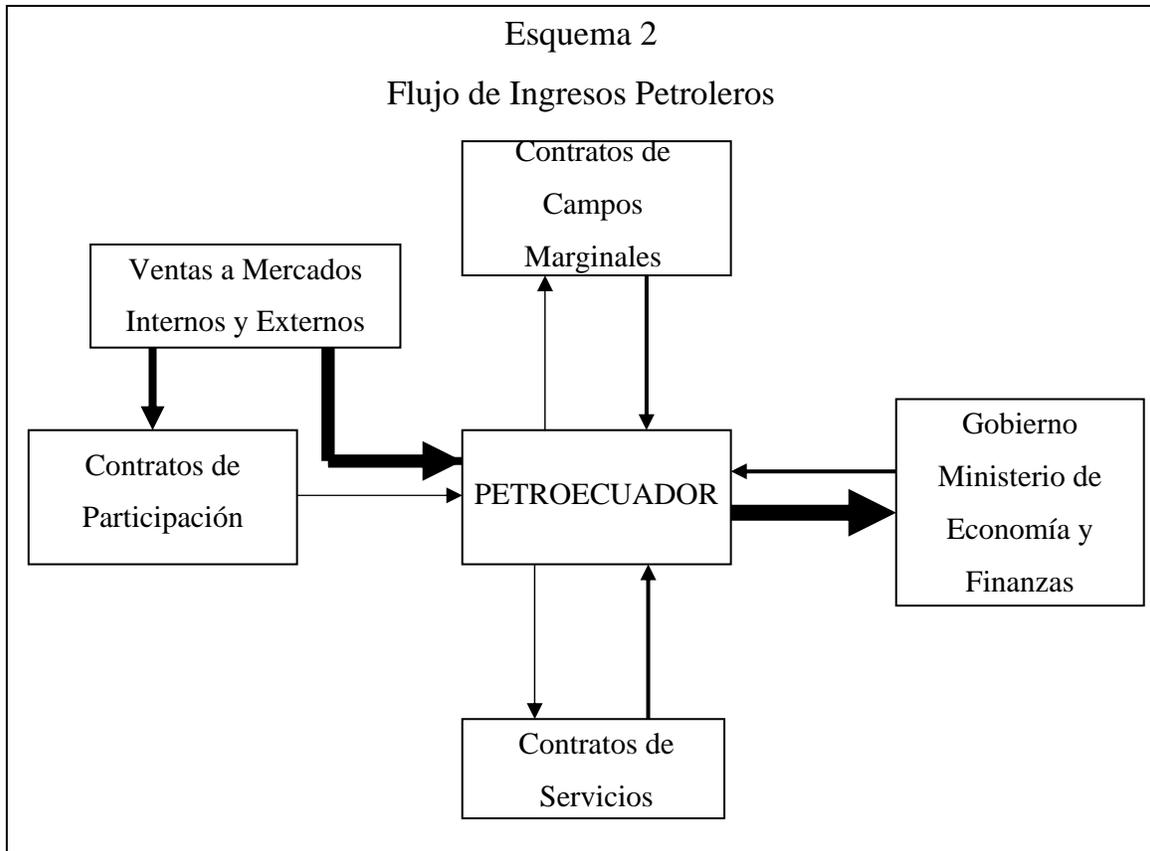
reservas de hidrocarburos de Ecuador¹⁴ y la contraparte de las empresas privadas operadoras a través de los distintos tipos de Contratos. Estas dos últimas actividades distraen recursos muy limitados y atención de PE de la que debería ser su actividad fundamental como lo es la producción de petróleo.

61. En la medida que PE es el agente que administra las reservas y regula la entrada del capital privado es simultáneamente juez y parte en el sentido que se reservará las mejores áreas, aun cuando no tenga recursos para desarrollarlas, o podrá entorpecer la operación de compañías con las cuales eventualmente tenga que competir. Todo ello en detrimento del desarrollo del Sector Petrolero de Ecuador. PE no siempre actuará a favor del desarrollo de la actividad petrolera ecuatoriana sino de sus propios intereses corporativos. Áreas con potencial pueden quedar sin ser desarrolladas en la medida que PE se resiste a entregarlas al Capital Privado, mientras por otro lado la Empresas Estatal no tienen recursos financieros con los cuales desarrollarlas.

Distribución del Ingreso Petrolero

62. El Gobierno recibe el ingreso por exportaciones y ventas domésticas de PE y retribuye a la empresa estatal el monto que el MEF estimula son sus costos operacionales. Las exportaciones de PE incluyen el crudo de participación del Estado ecuatoriano en los Contratos de Participación. Además entre los costos por ventas domésticas están las importaciones hechas por PE para abastecer el mercado local. El flujo del origen y distribución del ingreso petrolero público se sintetiza en el Esquema 2.

¹⁴ Formalmente es el MEM pero no tiene los recursos técnicos para hacerlo y de hecho lo hace PE.



Control del Ingreso y el Gasto por parte del MEF

63. De acuerdo con el artículo 14 del Capítulo IV de la LH, PE depositará sus ingresos netos de los pagos de regalía establecidos en la LH en una Cuenta Corriente del BCE a ser administrada por el MEF.

64. De acuerdo con el artículo 2 del Título I de la Ley de Presupuesto del Sector Público¹⁵ (LPSP), PE está sujeta a dicha Ley y sus gastos son parte de los presupuestos del Sector Público.

65. De acuerdo con el artículo 12 del Título III de la LPSP los presupuestos del Sector Público se realizan bajo los lineamientos del Gobierno y son administrados por el MEF. En el artículo 13 se hace explícito que será el MEF quien establecerá los límites al gasto de las diferentes instituciones del Estado, incluida PE.

¹⁵ LEY DE PRESUPUESTOS DEL SECTOR PÚBLICO, LEY No. 18. RO/Sup. 76 del 30 de Noviembre de 1992.

La racionalidad del Gasto de PETROECUADOR y del Gobierno

66. El hecho que los gastos de PE compitan con el de otros entes del Sector Público y, en particular, del Gobierno Central, hace que el gasto en actividades productivas como producción, transporte, refinación y mercadeo de petróleo deban competir con otras actividades públicas como defensa nacional, educación, seguridad o salud, todas con diferentes impactos políticos, económicos y sociales. Típicamente los gastos sociales y en seguridad tendrán un retorno político en el corto plazo mientras que los gastos en actividades petroleras tendrán retornos económicos y políticos en el mediano plazo. En consecuencia, dada una restricción presupuestaria un gasto importante desde un punto de vista económico pero no desde un punto de vista político como lo es el gasto en el sector petrolero, será siempre el sacrificado a favor de otros gastos del Gobierno más importantes políticamente como son los gastos en seguridad, educación o salud, aun cuando las autoridades del MEF reconozcan las consecuencias de mediano plazo de dicha opción, momento para el cual ellos seguramente no estarán en el Gobierno. Esta reflexión se materializa en el hecho que el gasto de PE fijado por el MEF no llega al mínimo necesario para mantener la producción.

Consecuencias para PETROECUADOR y el Sector Petrolero de Ecuador

67. Como se ha dicho el MEF reconoce a PE costos apenas suficientes para mantener sus operaciones y no le permiten generar ningún ahorro para financiar inversiones. Como consecuencia, la producción de PE no ha hecho sino declinar a partir de 1994. Vale la pena recordar que la Ley de Presupuestos de Sector Público la cual coloca a PE bajo la égida financiera del MEF, fue aprobada en 1992.

Ley del 50:50

68. La Ley 42¹⁶, “Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos”, modifica la LH en lo referente a la distribución de la producción de crudo en los Contratos de Participación dependiendo la fecha en la que éstos fueron firmados. Para los contratos de Participación firmados después del año 2000 se establece una tasa de regalía del 50% sobre la diferencia entre el precio de realización del crudo y el precio establecido

¹⁶ Ley 2006 42 “Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos” del 25 de Abril de 2006.

contractualmente. Sobre el precio contractual se calcula la participación del Estado fijada en los contratos. Además las compañías pagarán impuesto sobre la renta en las ganancias fruto de la diferencia entre el precio contractual y el precio realizado. Así, por barril vendido bajo contratos de participación firmados después del año 2000, el Estado recaudará: (i) la mitad del ingreso entre el precio de referencia en los contratos y el precio al cual se vende efectivamente el crudo; (ii) la renta de participación fijada contractualmente respecto a un precio de referencia y (iii) el pago de impuesto sobre la renta de las empresas petroleras privadas, como corresponde a cualquier empresa comercial.

Marco Institucional Propuesto

67. Tal como se ha hecho para la descripción y análisis del marco institucional actual, la propuesta de marco institucional se concentrará en sólo dos aspectos: el control de la producción y la distribución del ingreso petrolero.

Control de la Producción de Petróleo

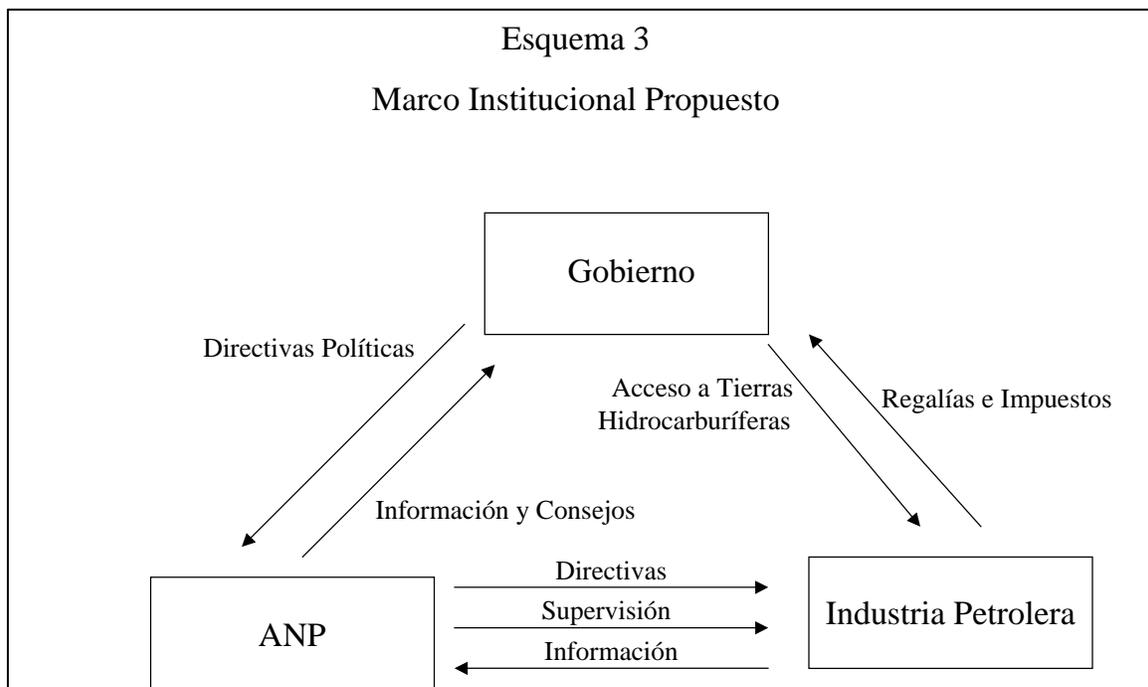
68. La propiedad estatal del recurso natural es inalienable. Este tiene que ser el punto de partida de toda propuesta de marco institucional. El Estado tiene el derecho y la obligación de administrar el recurso de su propiedad. Sin embargo, administrar las reservas y controlar la producción no implica que el Estado debe producir directamente el recurso natural a través de una compañía de su propiedad.

69. En la actualidad la administración y el desarrollo del recurso natural los realiza el Estado simultáneamente a través de PE. Como se dijo antes, esto causa estrés y distrae a la Corporación de su tarea fundamental cual es la de producir petróleo en forma eficiente.

70. Las mejores prácticas internacionales muestran que bien podría el Estado ecuatoriano tener una agencia especializada, no operadora, encargada de administrar las reservas. Esta agencia contrataría con empresas operadoras el desarrollo de las reservas y fiscalizaría y regularía sus operaciones en representación del Estado. Esta actividad que hoy la ejerce de facto, la dejaría de hacer PE.

71. En consecuencia, la primera propuesta para la reestructuración del sector petrolero de Ecuador es la creación de una Agencia especializada – independiente de PETROECUADOR – cuyas únicas funciones sean administrar y regular la explotación de

las reservas de hidrocarburos del país. El modelo de la nueva estructura institucional sería el desarrollado originalmente en Noruega y adaptado en Suramérica por Brasil y Colombia¹⁷. Supongamos en lo que sigue que dicha Agencia en el caso de Ecuador se llamará la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). La ANP debe poseer al menos dos características institucionales: debe estar compuesta por personal especializado del más alto nivel en el tema de hidrocarburos, y esto puede significar escalas salariales distintas de las del Gobierno, y debe tener un amplio grado de autonomía en sus decisiones como es el caso de los Bancos Centrales en la mayoría de los países del mundo. El esquema para el control de la producción por parte del Estado a través de una Agencia Independiente se muestra en el Esquema 3.



72. El paralelismo con los Bancos Centrales vale la pena desarrollarlo en el sentido que estos tienen como objetivo asegurar el crecimiento de la economía sin inflación en el largo plazo, independientemente de las políticas de corto plazo del gobierno, pues igual con la ANP, su objetivo ha de ser el de desarrollar las reservas de petróleo en el largo plazo, independientemente de los objetivos de más corto plazo del Gobierno.

¹⁷ En Noruega dicha agencia tiene el nombre de “National Petroleum Directorate”, en Brasil de “Agencia Nacional do Petróleo” y, en Colombia, de “Agencia Nacional de Hidrocarburos”.

73. Entre los principales objetivos de la ANP se pueden listar:

Administrar las Reservas de Hidrocarburos:

- evaluar y realizar la actualización contable sobre una base regular del acervo de reservas de hidrocarburos del país;
- promover la exploración por nuevas reservas;
- estimar el valor económico del acervo de reservas de hidrocarburos del país;
- hacer pública la información del acervo de reservas, el flujo de producción y los planes para el desarrollo de las reservas;
- asesorar al Gobierno en el desarrollo e implantación de la política petrolera;
- implantar la política petrolera sobre la base de las guías indicadas por el gobierno;
- abrir áreas para la exploración y producción de acuerdo con las guías y el patrón de producción establecido por el gobierno;
- promover internacionalmente el potencial petrolero del país para atraer la mayor cantidad de inversión de la mejor calidad.

Supervisar la Explotación de las Reservas y Cobrar las Rentas:

- supervisar las compañías operativas de forma de comprobar que cumplen con los términos establecidos en los contratos para el desarrollo de las distintas áreas;
- coleccionar las regalías y otros pagos que corresponden al Estado como propietario de las reservas;
- recibir en representación del Estado los activos productivos de las empresas operadoras una vez que expiren los períodos de concesión;
- asegurar que el Estado también cumple con los términos establecidos en los contratos, dentro de su ámbito de acción establecido por la Leyes, y evitar que asuma una actitud intrusita respecto a las empresas operativas;
- actuar como colchón en caso de conflicto entre distintas instituciones del Estado y las compañías operadoras de forma tal de asegurar la continuidad de las operaciones sobre la base de los acuerdos contractuales;
- actuar como mediador en el caso de potenciales conflictos.

74. Una vez que el rol regulador se saca de PE la Corporación retiene exclusivamente su rol operador los cuales pueden incluir la exploración, la producción, el transporte, la refinación, el mercadeo y la venta al detal de petróleo crudo y derivados, para el mercado doméstico y el de exportación. A partir de ese momento PE debe estar en condiciones de competir con las empresas privadas ofreciendo las mejores condiciones para el Estado propietario de las reservas. PE en el caso de ganar licitaciones debería, al igual que cualquier CP firmar contratos con la ANP y quedar sujeta a las mismas condiciones y restricciones contractuales de cualquier empresa privada.

75. Finalmente, el Estado ecuatoriano debe decidir si le conviene e interesa económica y políticamente que PE sobreviva como una Compañía Operadora. En primer lugar el Estado debe decidir si tiene los recursos y le interesa invertir directamente en el Sector Petrolero a través de PE. Si este no fuera el caso el Estado podría mantener una mínima participación y que PE sobreviviera como vehículo para canalizar ahorro privado de los ecuatorianos hacia el sector petrolero. Esto es bien ahorros institucionales o ahorro financiero que en si mismo no pueden invertir directamente en el sector sino que necesitan un vehículo para hacerlo. Si ni el Estado ni el sector privado generador de ahorro no estuvieran interesados en invertir en el Sector Petrolero, PE desaparecería como empresa operadora.

Distribución del Ingreso Petrolero

La primera y más importante reforma con respecto a la distribución del ingreso petrolero es que PE y las CP estarán sujetas al mismo régimen de Regalías e Impuesto Sobre la Renta. Desaparecerá la práctica actual mediante la cual es el MEF quien determina el ingreso de PE.

76. PE pasará a ser una empresa pública de derecho privado, regida por el Código de Comercio, sujeta a los sistemas de control que dicho código requiere. El Estado como accionista único de esta empresa será quien decida qué hacer con las ganancias, si retenerlas parcial o totalmente y destinar el monto restante a inversión en la empresa.

77. PE o cualquier otra empresa que produzca o importe productos para suplir el mercado interno, lo hará a los precios internacionales y si el Gobierno decide otorgar cualquier

subsidio a la venta de estos productos el monto aparecerá en forma explícita en las cuentas fiscales y será a cargo de las cuentas de PE o la empresa que haga el suministro.

CAPÍTULO III

Escenarios 2015

Conclusiones

- El Escenario I supone aumentar la capacidad de producción hasta llenar, para 2010, la capacidad actual de transporte instalada de 890 mbd, desde el nivel actual de producción de 530 mbd.
- Se muestra cómo una vez ampliada la producción y alcanzado el máximo de exportación ésta empieza a caer en la medida que aumenta la demanda doméstica.
- El Escenario II supone el desarrollo en 2014-15 del grupo de campos conocido como ITT lo cual implica un volumen adicional de 200 mbd, para llevar la producción total de 1090 mbd.
- La entrada de la producción del ITT compensa con creces la merma en el volumen de exportación debido al crecimiento de la demanda doméstica a partir de 2010 en el Escenario I.

77. Se desarrollan dos escenarios de crecimiento volumétrico. Se supone que los precios tanto de exportación como de venta al mercado doméstico se mantienen constantes al nivel de 2005. Así, el ingreso cambia exclusivamente por cambios en volúmenes mientras los precios permanecen constantes. Ambos escenarios suponen que todo el crecimiento de la demanda doméstica será suplida con producción local. En consecuencia las exportaciones aumentarán por el monto del aumento en la producción menos el aumento de la demanda local. Para ambos escenarios se calculará el monto de la inversión necesaria para alcanzar las metas volumétricas, el ingreso por ventas de exportación y domésticas y la distribución de dicho ingreso entre el Estado y las empresas operadoras.

78. El primer escenario asume que la capacidad de transporte ociosa en la actualidad, unos 360 mbd, se llena con el desarrollo más intensivo de las áreas actualmente bajo control de PE entre 2007 y 2010. Bajo este supuesto una vez que se llegue al máximo de

capacidad de transporte y producción, las exportaciones declinaran en la medida que aumente el consumo doméstico.

79. El segundo escenario asume el desarrollo de las masivas reservas en el triángulo de campos ITT¹⁸, lo cual conllevará inversión adicional para el desarrollo de capacidad de mejoramiento *in situ* y de capacidad de transporte adicional, entre 2010 y 2014. El segundo escenario se construye sobre el primero y en consecuencia permite compensar con creces la declinación de los volúmenes de exportación a partir de 2009.

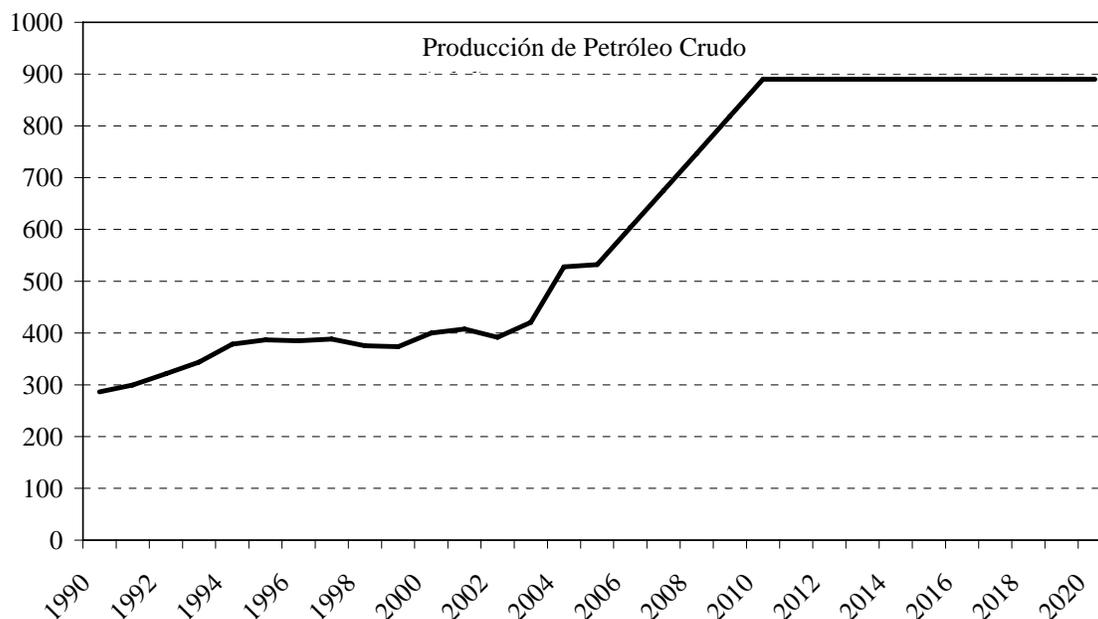
Escenario I

Producción, Demanda Doméstica y Exportaciones

80. El Escenario I asume que se llena la capacidad de transporte ociosa de unos 360 mbd hasta llevar la producción de petróleo de Ecuador a 890 mbd para 2010. El aumento en la producción se supone en las áreas actualmente bajo control de PE y la producción se mantiene constante hasta entre 2010 y 2020. El perfil de producción bajo este escenario se muestra en el Gráfico 42.

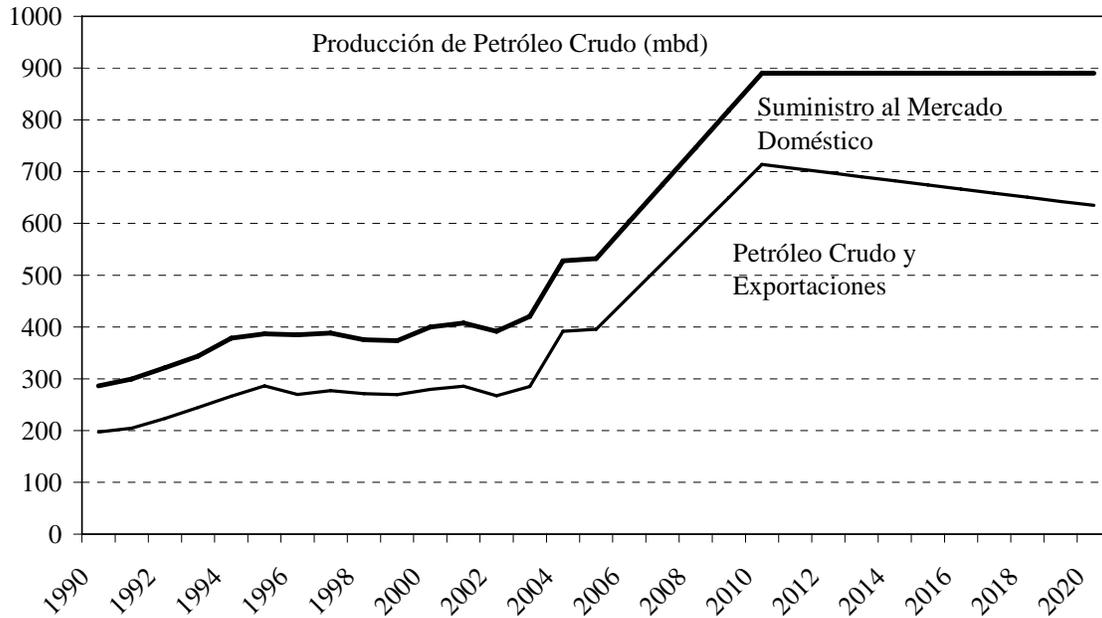
¹⁸ Estos son Ishpingo, Tambococha y Tiputini con reservas probadas y probables de entre 1.0 y 1.5 mil millones de barriles.

Gráfico 42
Escenario I: Producción de Petróleo Crudo (mdb) 1990-2020



81. En ambos escenarios se asume una tasa de crecimiento del consumo doméstico de combustibles líquidos de 4% por año y que este consumo adicional se suple con producción doméstica de crudos y productos. Así dado el techo de producción doméstica dado por la capacidad de transporte disponible, el aumento en el consumo doméstico será a expensas de una reducción en las exportaciones una vez alcanzada la producción máxima asociada al potencial de transporte. El consumo doméstico de combustibles bajo ambos escenarios pasa de 136 mbd a 255 mbd en 2020. En consecuencia el excedente exportable, después de haber alcanzado un máximo de 714 mbd en 2010 cae a 635 mbd en 2020 al aumentar la demanda interna y llegarse a la máxima producción sostenible. Cómo se distribuye la producción entre exportaciones y suministro doméstico en el Escenario I se muestra en el Gráfico 43.

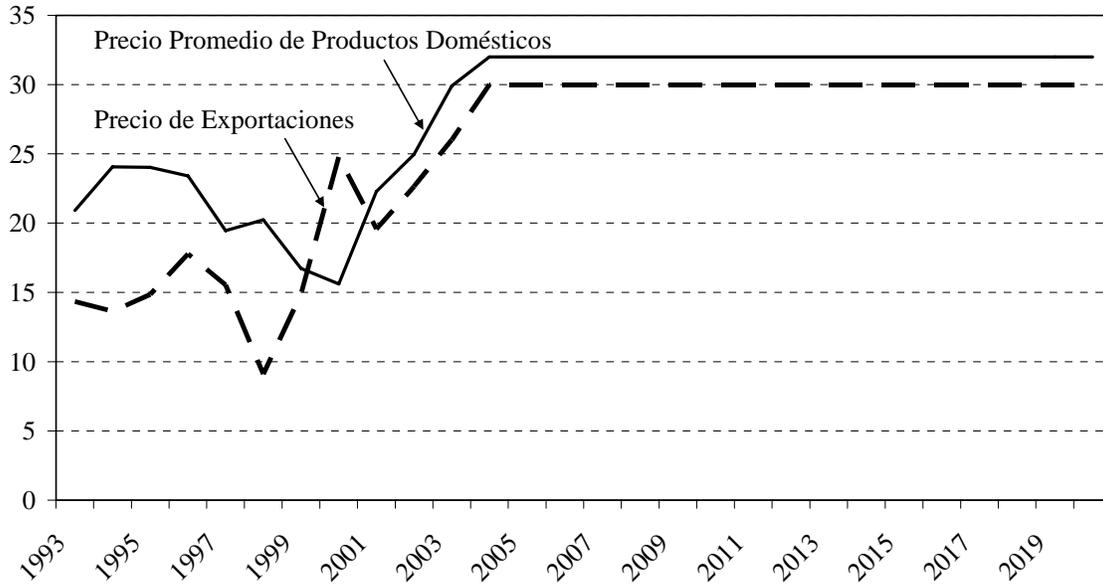
Gráfico 43
 Escenario I: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (mbd) 1990-2020



Precios Domésticos y de Exportación

82. Ambos escenarios asumen precios constantes para todo el período 2006 – 2020 de 30 \$/b para la cesta de exportación de Ecuador y de 32 \$/b para la cesta de productos al mercado doméstico. Los precios de exportación y el mercado doméstico en contexto histórico y bajo el escenario a 2020 se muestran en el Gráfico 44.

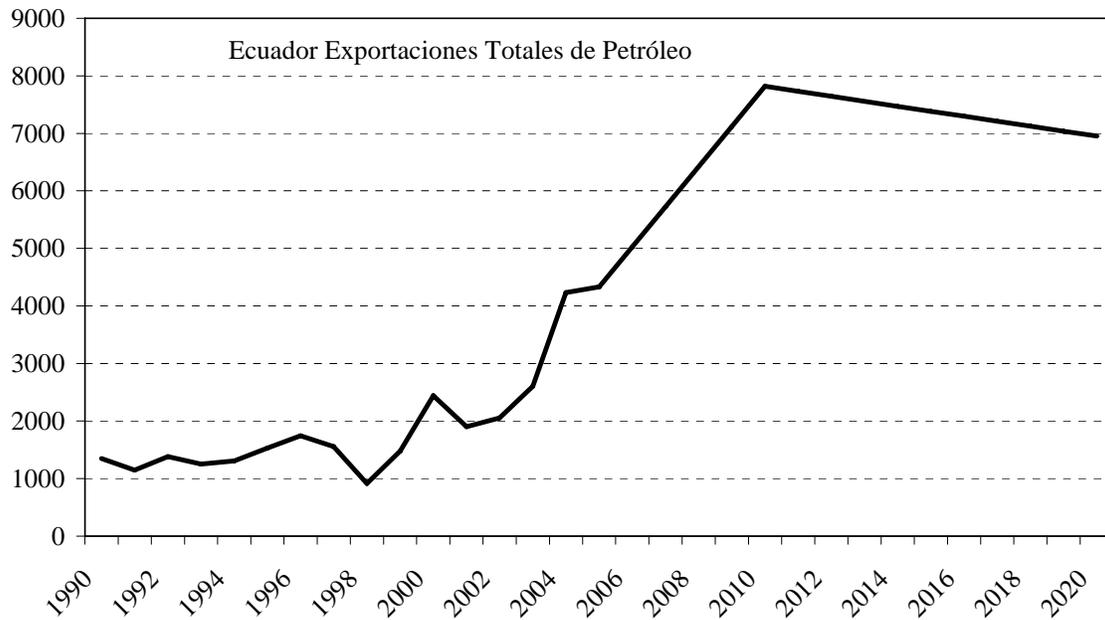
Gráfico 44
 Escenarios I y II: Precio Promedio de Productos Domésticos y Precio de Exportaciones (\$/b) 1993-2020



Distribución del Ingreso Petrolero por Ventas de Exportación y Domésticas

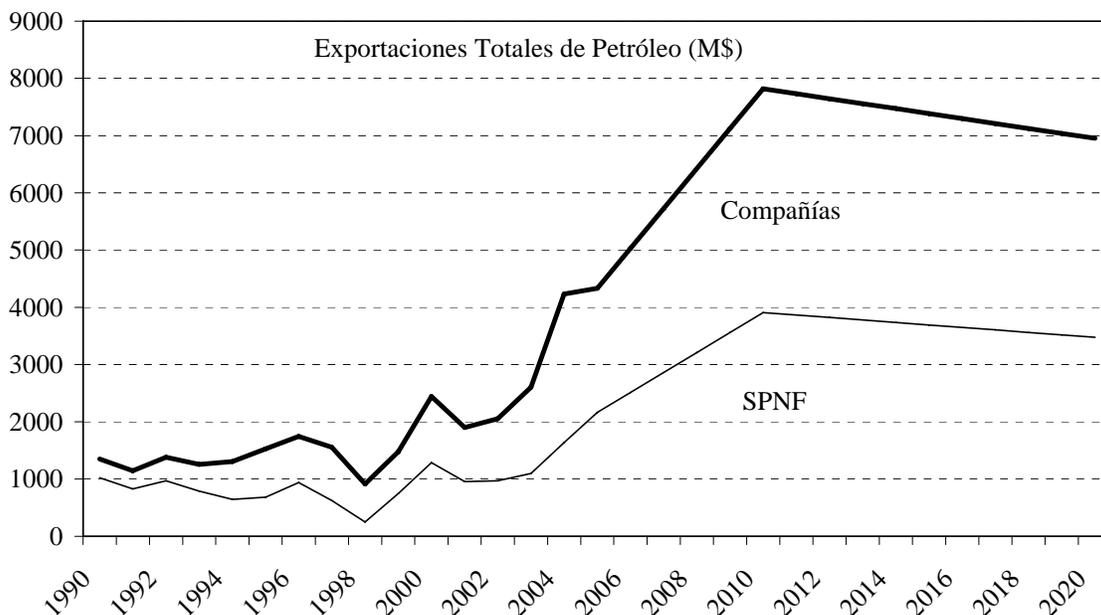
83. En la medida que los precios se mantienen constantes, el perfil de ingreso es similar al de volúmenes. El Gráfico 45 muestra el escenario por ventas de exportación bajo el Escenario I hasta 2020. El ingreso pasa de \$4.3 mM en 2005 hasta un máximo de \$7.8 mM en 2010 para después caer con los volúmenes hasta \$7.0 mM en 2020.

Gráfico 45
Escenario I: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1993-2020



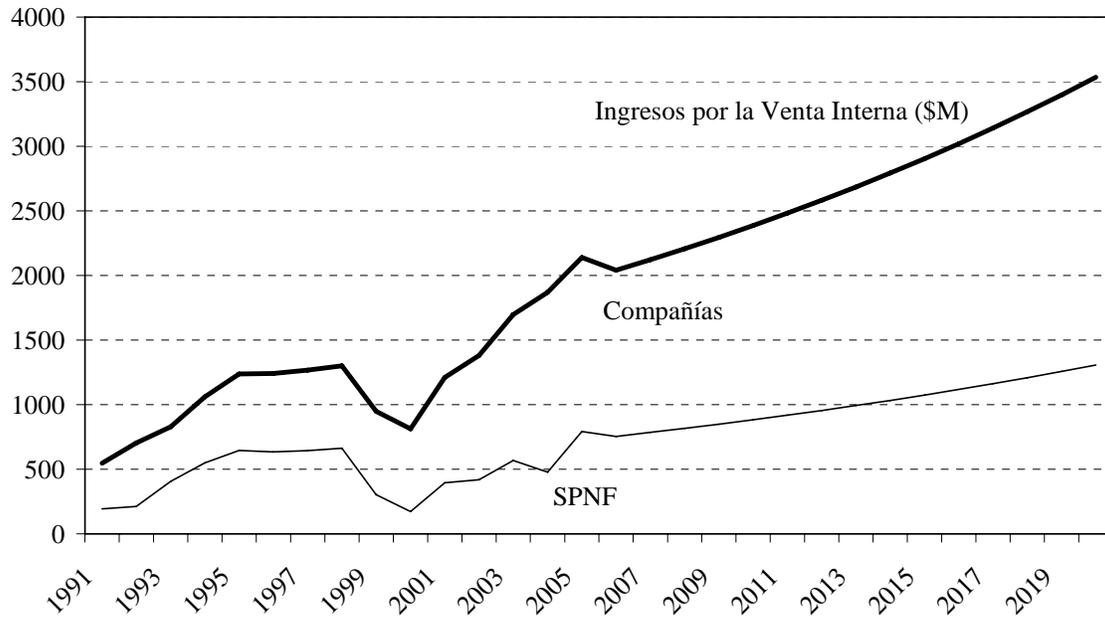
84. Para construir el escenario de distribución del ingreso por exportaciones de petróleo entre las Compañías Productoras y el Estado ecuatoriano se supuso la distribución promedio de 50% correspondiente al período 1990 – 2004. Esto es el ingreso se distribuye a partes iguales entre las compañías y el Estado. De su ingreso las compañías deben cubrir los costos y gastos operacionales y el resto corresponderá a sus ganancias. El ingreso del Estado corresponderá a la combinación de regalías e impuestos regulares y extraordinarios a la extracción de petróleo. El ingreso del Estado y/o las Compañías pasa de \$2.2 mM en 2005 a un máximo de \$3.9 mM en 2010 para después caer a \$3.5 mM en 2020 como se muestra en Gráfico 46. En promedio el ingreso petrolero del Gobierno en el período 2010 – 2020 cae 2% por año, lo cual, suponiendo que la economía fuera a crecer en promedio 4% por año, el ingreso fiscal petrolero medido como fracción del PIB caería a 6% por año en el período. Esto no se debería dejar de tener en cuenta a la hora de analizar la dinámica fiscal de mediano plazo.

Gráfico 46
Escenario I: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1993-2020



85. Un ejercicio similar se hizo para la distribución del ingreso por ventas al mercado interno. Se supuso que la distribución del ingreso será similar al promedio histórico del período 1990 – 2004 de alrededor de 37%. La participación del gobierno es menor por la sencilla razón que los costos son mayores ya que a los de producir y transportar el crudo hay que añadir los de manufacturar los productos transportarlos y venderlos al detal. El ingreso fiscal por ventas al mercado doméstico se incrementa con los volúmenes al 4% por año, creciendo desde unos \$792 M en 2005 hasta \$1.3 mM en 2020. La evolución de las ventas domésticas mostrando la distribución entre las Compañías y el Gobierno en contexto histórico es similar para los dos Escenarios y se muestra hasta el año 2020 en el Gráfico 47. En la medida que el ingreso por ventas domésticas de combustibles crece a la velocidad del producto el ingreso fiscal por este concepto permanecerá constante como fracción del PIB al nivel de 2005.

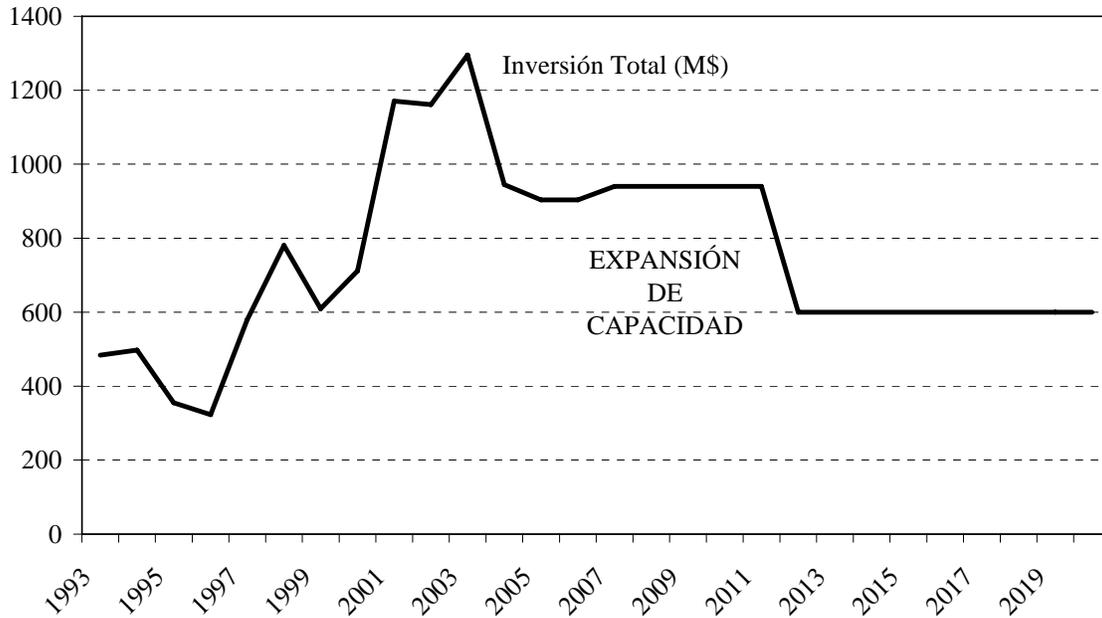
Gráfico 47
Escenarios I y II: Distribución de Ingresos por la Venta Interna (M\$) 1993-2020



Inversión

86. La inversión promedio anual para sostener capacidad está en el orden de \$600 M mientras que la necesaria para incrementar capacidad en los cinco años 2007 – 2011, alrededor de unos \$340 M por año en promedio. Así la inversión promedio anual para sostener y ampliar capacidad en el período 2007 – 2011 será \$940 M para caer a alrededor de unos \$600 M por año a partir de 2012 hasta 2020. El perfil de inversiones del Escenario I en contexto histórico se muestra en el Gráfico 48.

Gráfico 48
 Escenario I: Inversión Bruta en el Sector Petrolero (M\$) 1993-2020

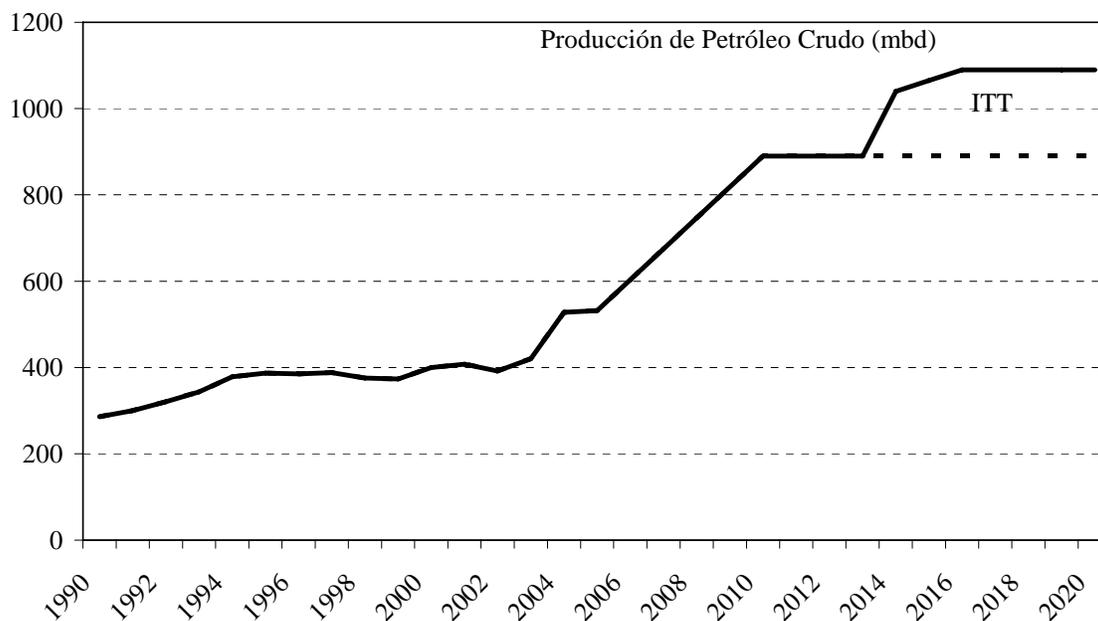


Escenario II

Producción, Demanda Doméstica y Exportaciones

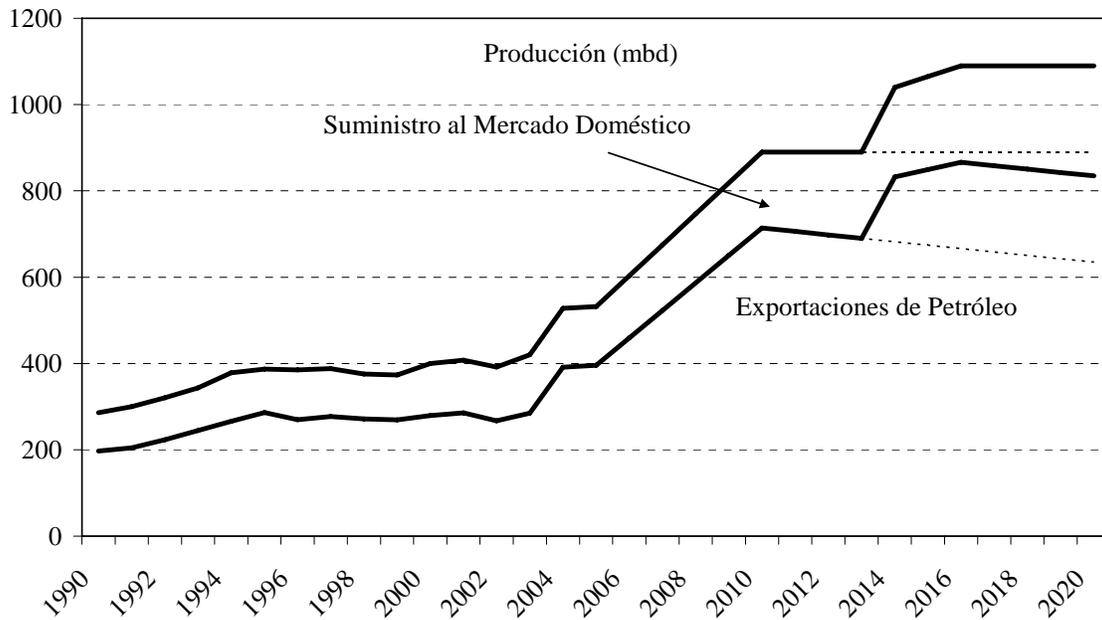
87. Además de llenar la capacidad de transporte no utilizada como se hace en el Escenario I, el Escenario II asume el desarrollo de los campos que componen el complejo ITT en el Este de Ecuador. El desarrollo del proyecto ITT añade en forma sostenible 200 mbd en los años 2014 – 15, de forma tal que bajo el Escenario II la producción de Ecuador se coloca a partir de 2016 en 1090 mbd. El perfil de producción bajo el Escenario II en contexto histórico se muestra en el Gráfico 49.

Gráfico 49
Escenario II: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990 - 2020



88. El incremento en la producción en el Escenario II compensa a partir de 2014 la declinación de exportaciones en el Escenario I debido al crecimiento en la demanda interna. Las exportaciones declinan en el Escenario I hasta 635 mbd en el año 2020 mientras en el Escenario II las exportaciones se mantienen en un nivel de 835 mbd para 2020 como se observa en el Gráfico 50.

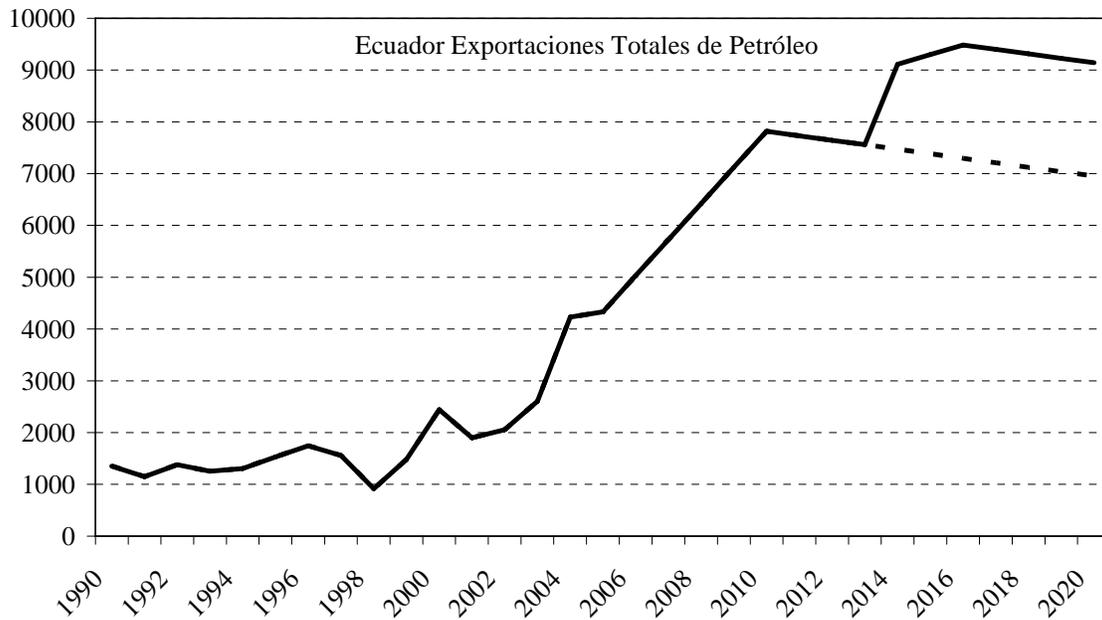
Gráfico 50
Escenario II: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (mbd) 1990-2020



Distribución del Ingreso por Exportaciones

89. En la medida que el precio permanece constante, como se dijo antes, el ingreso por exportaciones sigue el mismo perfil del volumen de exportación. Bajo el Escenario I, después de alcanzar un ingreso máximo de \$7.8 mM en el año 2010 cae a \$7.0 mM en el año 2020. Sin embargo, en el Escenario II, en la medida que los volúmenes aumentan, el ingreso por exportaciones sube a \$9.5 mM en 2016, para después caer a \$9.1 mM en 2020. El ingreso por exportaciones de petróleo bajo el Escenario II se muestra en el Gráfico 51.

Gráfico 51
 Escenario II: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (M\$) 1990-2020



90. En la medida que el ingreso por exportaciones se reparte por igual entre el Estado y las Compañías Productoras el ingreso fiscal por exportaciones se incrementa con la entrada de los volúmenes adicionales que proporciona el ITT en unos \$2.2 mM en el Escenario II respecto al Escenario I para llegar a unos \$9.5 en 2016 y caer sólo en forma marginal hasta 2020. El ingreso del Estado bajo este escenario se muestra para este escenario en el Gráfico 52, mientras el de las Compañías, también en contexto, se muestra en el Gráfico 53.

Gráfico 52
 Escenario II: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1993 - 2020

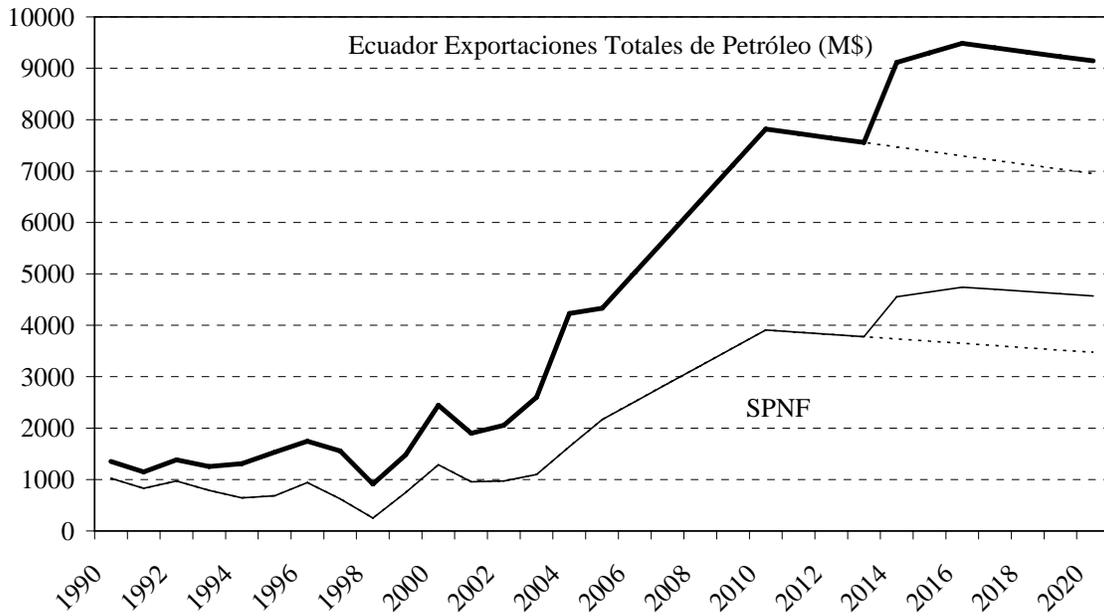
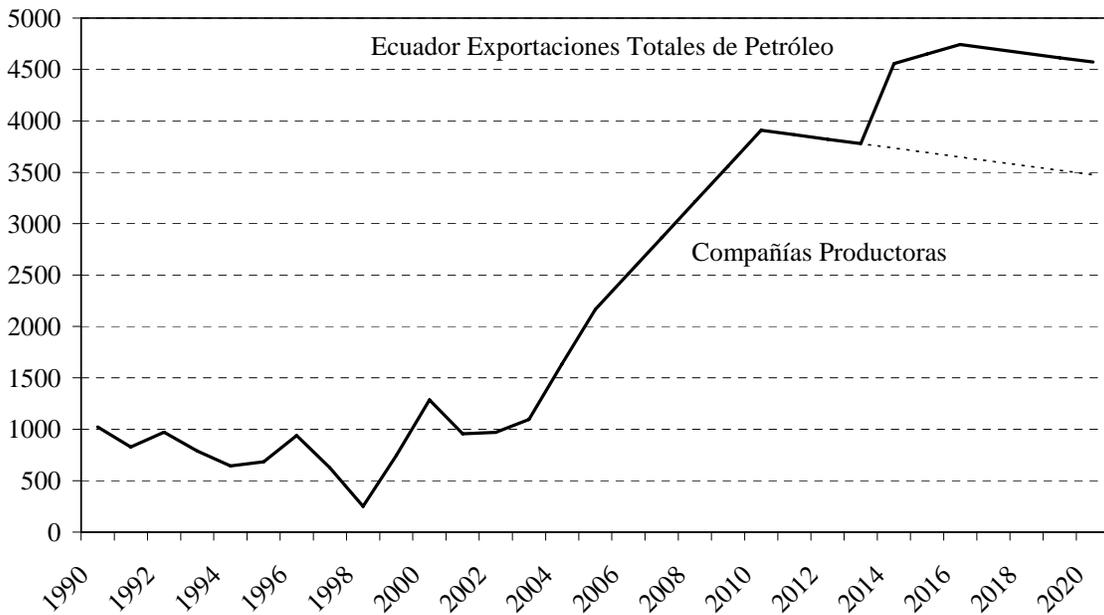


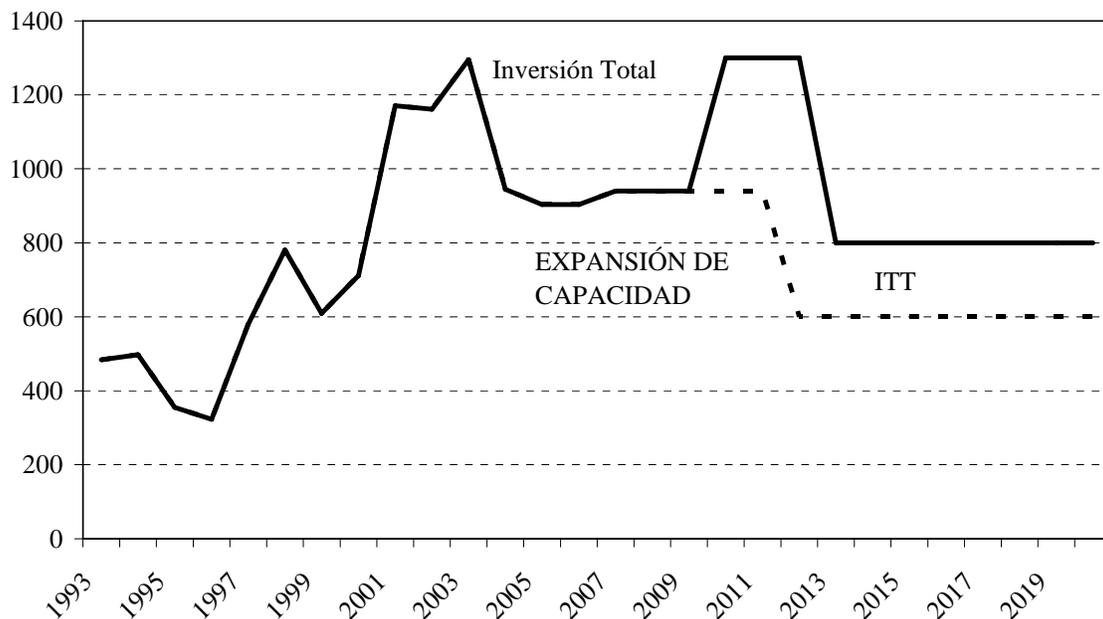
Gráfico 53
 Escenario II: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo a las Compa as Productoras (M\$) 1990 - 2020



Inversión

91. El desarrollo del ITT y de las facilidades de mejoramiento y transporte asociadas requiere de inversión cercana a los \$2.1 mM entre 2010 y 2012. Además, para sostener esta capacidad en el tiempo se requerirán \$200 M de inversión por año. Al sumar la inversión del Escenario I y ésta del Escenario II tenemos que la inversión anual en el período 2010 – 12 estará en el orden de \$1.3 mM para un total en el período de \$3.9 mM. Una vez desarrollada esta infraestructura la inversión anual total para mantener el potencial de producción a partir de 2013 será de \$800 M. Finalmente, el perfil de inversión del Escenario II se muestra en el Gráfico 54.

Gráfico 54
Escenario II: Inversión Bruta en el Sector Petrolero (M\$) 1993 - 2020



CAPÍTULO IV

Conclusiones y Recomendaciones

92. La causa de la baja productividad del sector petrolero ecuatoriano radica en la muy baja producción respecto al nivel de reservas en las áreas bajo control de PETROECUADOR.

93. Los escenarios desarrollan dos trayectorias de aumento significativo de la producción de petróleo de Ecuador. El primero asume un aumento significativo de la producción en las áreas bajo control de PETROECUADOR. El segundo se construye sobre el primero y asume el desarrollo del ITT.

94. La inversión para desarrollar producción adicional en las áreas bajo control de PETROECUADOR puede provenir de ahorro público o de ahorro privado nacional o internacional. Sin embargo, sea cual sea la forma de financiamiento, al menos en el corto plazo debe caer la contribución fiscal por barril de estas áreas. Sin embargo, el aumento inmediato de la producción compensará la caída de la contribución por barril con mayores volúmenes.

95. La razón para la caída de la contribución por barril de la producción en las áreas bajo control de PE, se debe a que en el caso que sea la Empresa Estatal la que desarrolle el volumen adicional requerirá de recursos adicionales para financiar el aumento en la inversión. En el caso que lo hicieran empresas privadas estas demandarían una rentabilidad superior a la que actualmente obtiene PE.

96. El desarrollo de la producción adicional requerirá entonces de cuanto menos tres reformas institucionales dependiendo quién asuma el desarrollo de la producción adicional. La primera reforma asume sea PETROECUADOR quien aumente la producción para lo cual se requiere que la Empresa Estatal aumente ostensiblemente su capacidad Gerencial y de Ejecución. Esto es, que se fortalezca como Empresa lo cual abarca cuanto menos tres aspectos: (i) dotar a la empresa de una mayor cantidad de recursos para la operación y la inversión; (ii) una reingeniería de la Empresa que la haga más transparente y eficiente y (iii) que quede sujeta a la rendición de cuentas al Estado propietario.

97. La segunda reforma, vinculada a la primera, será deslastrar a PETROECUADOR de su rol regulador como contraparte nacional de las empresas privadas. Esto supone la creación de un ente regulador independiente de PE. Este ente será no operativo y se dedicará exclusivamente a administrar el recurso natural.

98. La tercera reforma es la implantación de un esquema distributivo único y transparente para el sector petrolero. Esta reforma debe minimizar la posibilidad de trato discriminatorio y discrecional en contra las empresas operadoras indistintamente de su

propiedad. Esta reforma también contribuirá al desarrollo racional de largo plazo de las reservas de petróleo de Ecuador en función de su costo de producción.

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Número	Título	Página
Tablas		
Tabla 1	Relación Producción/Reservas 2005	6
Tabla 2	Ratio Producción/Reservas 2005: PETROECUADOR y Compañías Privadas	17
Tabla 3	Ratio Producción/Reservas 2004: Compañías Privadas	17
Tabla 4	Pozos Perforados 2004	18
Tabla 5	Pozos en Operación 2004	18
Gráficos		
Gráfico 1	Ecuador: Producción de Petróleo (mbd) 1990-2006	9
Gráfico 2	PETROECUADOR: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006	10
Gráfico 3	Compañías Privadas: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006	10
Gráfico 4	Producción Mensual de Petróleo Crudo: Enero 2001-Diciembre 2006 (mbd)	11
Gráfico 5	PETROECUADOR: Producción Mensual de Petróleo Crudo: Enero 2001-Diciembre 2006 (mbd)	12
Gráfico 6	Compañías Privadas: Producción Mensual de Petróleo Crudo: Enero 2001-Diciembre 2006 (mbd)	13
Gráfico 7	Transporte de Petróleo por Oleoducto Enero 2001-Diciembre 2006 (mbd)	14
Gráfico 8	Compañías Privadas: Producción de Petróleo Crudo por Tipo de Contrato 1990-2005 (mbd)	15
Gráfico 9	PETROECUADOR: Producción: Directa, Contratos de Servicio, y Campos Marginales (mbd) 1990 – 2005	16
Gráfico 10	Inversión Bruta en el Sector Petrolero PE & CP (M\$) 1993-2004	19
Gráfico 11	Inversión Bruta en el Sector Petrolero PE & CP (%) 1993-2004	20
Gráfico 12	Compañías Privadas: Producción y Exportaciones (mbd) 1993-2005	22
Gráfico 13	PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2006	23
Gráfico 14	PETROECUADOR: Exportaciones de Productos (mbd) 1990-2006	24
Gráfico 15	PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (mbd) 1990-2006	25
Gráfico 16	PETROECUADOR: Producción y Exportaciones de Petróleo (mbd) 1990-2006	26

Gráfico 17	PE y CP: Exportaciones de Crudo y Productos (mbd) 1990-2006	27
Gráfico 18	PE y CP: Producción y Exportaciones (mbd) 1990-2006	28
Gráfico 19	Ecuador: Suministro de Producción al Mercados Domésticos y de Exportaciones (%) 1990-2006	29
Gráfico 20	Compañías Privadas: Exportaciones de Petróleo Crudo (M\$) 1990-2006	30
Gráfico 21	PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo (M\$) 1990-2006	31
Gráfico 22	PETROECUADOR: Exportaciones de Productos (M\$) 1990-2006	32
Gráfico 23	PETROECUADOR: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1990-2006	33
Gráfico 24	PE y CP: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1992-2006	34
Gráfico 25	Ecuador: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1992-2006	35
Gráfico 26	PETROECUADOR: Precio Promedio de Exportaciones de Crudo y Productos (US\$) 1991-2005	36
Gráfico 27	Precios de Petróleo Crudo: PE y CP (US\$) 1991-2005	36
Gráfico 28	PE y SPNF: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1992-2005	37
Gráfico 29	PE y SPNF: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (%) 1992-2005	38
Gráfico 30	PE y CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1990-2005	39
Gráfico 31	PE y CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo (\$/bbl) 1992-2005	40
Gráfico 32	PE: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo por barril (\$/b) 2000-2004	41
Gráfico 33	CP: Ingresos Netos de Exportaciones de Petróleo por barril (\$/b) 2000-2004	42
Gráfico 34	Consumo del Mercado Doméstico: Importaciones y Suministro Doméstico (mbd) 1990-2004	44
Gráfico 35	Ingresos por la Venta Interna: PETROECUADOR (M\$) 1990-2005	45
Gráfico 36	Precio Promedio de Productos Domésticos en relación al Precio Promedio de Crudo Exportado (US\$) 1988-2005	46
Gráfico 37	Ingresos por Ventas Internas: PETROECUADOR y SPNF (M\$) 1990-2004	47

Gráfico 38	Ingresos por la Venta Interna: SPNF y GC	48
Gráfico 39	Costos por Ventas al Mercado Interno (\$/b) 1990-2004	49
Gráfico 40	PETROECUADOR: Costos Operacionales (\$M) 2000-2004	50
Gráfico 41	PETROECUADOR: Costos Operacionales por barril (\$/b) 2000-2004	51
Gráfico 42	Escenario I: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990-2020	65
Gráfico 43	Escenario I: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (mbd) 1990-2020	66
Gráfico 44	Escenarios I y II: Precio Promedio de Productos Domésticos y Precio de Exportaciones (\$/b) 1993-2020	67
Gráfico 45	Escenario I: Exportaciones de Petróleo Crudo y Productos (M\$) 1993-2020	68
Gráfico 46	Escenario I: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1993-2020	69
Gráfico 47	Escenarios I y II: Distribución de Ingresos por la Venta Interna (M\$) 1993-2020	70
Gráfico 48	Escenario I: Inversión Bruta en el Sector Petrolero (M\$) 1993-2020	71
Gráfico 49	Escenario II: Producción de Petróleo Crudo (mbd) 1990 - 2020	72
Gráfico 50	Escenario II: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (mbd) 1990-2020	73
Gráfico 51	Escenario II: Producción de Petróleo Crudo y Exportaciones (M\$) 1990-2020	74
Gráfico 52	Escenario II: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo (M\$) 1993 - 2020	75
Gráfico 53	Escenario II: Distribución de Ingresos de Exportaciones de Petróleo a las Compañías Productoras (M\$) 1990 - 2020	75
Gráfico 54	Escenario II: Inversión Bruta en el Sector Petrolero (M\$) 1993 - 2004	76