

Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina

Humberto Campodónico



Este documento fue preparado por Humberto Campodónico, consultor, de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), con la colaboración del economista John Valdiglesias.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/W.188

Copyright © Naciones Unidas, septiembre de 2008. Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	7
Introducción	9
Metodología	11
Síntesis y conclusiones de los estudios de casos sobre renta de los recursos naturales	15
Síntesis de los estudios de casos sobre renta petrolera	17
I. Estudios de casos de Renta Petrolera.....	31
A. Argentina.....	31
1. Introducción	31
2. Síntesis del Marco Legal y Regulatorio	32
3. Generación de la Renta Petrolera	33
4. Distribución de la Renta	35
Anexo 1	38
B. Brasil.....	39
1. Introducción	39
2. Síntesis del Marco Legal y Regulatorio	39
3. Generación de la Renta Petrolera	41
4. Distribución de la Renta	43
C. Ecuador	45
1. Aspectos Normativos	45
2. Aspectos Económicos.....	46
3. Renta por Unidad Producida y Renta Petrolera total.....	49
4. La RP del Estado y la RP de las empresas privadas.....	52
Anexo 2.....	54
D. México	54
1. Introducción	54
2. Síntesis del Marco Legal y Regulatorio	55
3. Aspectos Económicos.....	56
4. Participación de PEMEX en los ingresos fiscales de México	59
E. Venezuela.....	60
1. Introducción	60
2. Síntesis del marco legal y regulatorio	60

3.	Generación de la Renta Petrolera	61
4.	Distribución de la Renta Petrolera.....	65
	Anexo 3.....	69
	Anexo 4.....	70
	Anexo 5.....	71
II.	Estudio de casos de Renta minera.....	73
	F. Chile.....	73
	1. Introducción	73
	2. Aspectos Normativos	74
	3. Objeto de estudio	75
	4. Aspectos Económicos	77
	G. Perú	86
	1. Introducción	86
	2. Aspectos Normativos	87
	3. Objeto de Estudio.....	87
	4. Aspectos Económicos	89
	Bibliografía	103

Índice de gráficos:

	Esquema de costos.....	12
Gráfico 1	Importancia de la renta petrolera del Estado en las Cuentas Fiscales.....	18
Gráfico 2	Exportaciones petroleras entre exportaciones totales	18
Gráfico 3	Producción de petróleo por países	19
Gráfico 4	Precio Internacional de la cesta promedio de los países	20
Gráfico 5	Costos de Producción del Petróleo, por países	20
Gráfico 6	Renta Petrolera por barril por países.....	21
Gráfico 7	Renta Petrolera Total, por países	22
Gráfico 8	Distribución de la Renta Petrolera, por países	23
Gráfico 9	Ingresos fiscales por minera de cobre en Chile, y oro y cobre en Perú	24
Gráfico 10	Exportaciones de cobre en Chile, y oro y cobre en Perú respecto al Total.....	24
Gráfico 11	Producción de Cobre en Chile y Perú	25
Gráfico 12	Precio Internacional de Cátodo de Cobre en Chile y Perú.....	26
Gráfico 13	Costos de producción del cobre en Chile y Perú	27
Gráfico 14	Renta Minera del Cobre por libra en Chile y Perú.....	27
Gráfico 15	Renta Minera Total del Cobre en Chile y Perú.....	28
Gráfico 16	Distribución de la renta del cobre en Chile y Perú	29
Gráfico 17	Brasil: Producción de petróleo.....	41
Gráfico 18	Precio de la cesta de petróleo brasileño y wti	42
Gráfico 19	Petrobras: costos de producción.....	42
Gráfico 20	Participación en la generación de la renta petrolera en ecuador	50
Gráfico 21	México: Producción de Petróleo.....	56
Gráfico 22	México: Precio del Crudo Mexicano vs. WTI.....	57
Gráfico 23	México: Costos de producción de petróleo.....	58
Gráfico 24	Venezuela: Producción de Petróleo por Modalidad.....	62
Gráfico 25	Precio de la Cesta de Petróleo Venezolano y WTI.....	63
Gráfico 26	Venezuela: Costos de producción por modalidad.....	64
Gráfico 27	Participación Minera en producción de Cobre.....	76
Gráfico 28	Chile: Producción de cobre	77
Gráfico 29	Chile: Precio del Cobre.....	78

Gráfico 30	Chile: Costo Neto a Cátodo de Cobre.....	79
Gráfico 31	Participación en la Generación de la Renta	81
Gráfico 32	Distribución de la renta: Sector fiscal y no fiscal	82
Gráfico 33	Chile: Distribución de la Renta en la Producción Privada.....	85
Gráfico 34	Chile: Distribución de renta producida Codelco.....	86
Gráfico 35	Producción de Oro	89
Gráfico 36	Producción de Cobre.....	90
Gráfico 37	Precio del Oro	91
Gráfico 38	Precio Promedio del Cobre	92
Gráfico 39	Costo de Producción en Oro	93
Gráfico 40	Costo de Producción en Cobre.....	94
Gráfico 41	Evolución de la renta minera de oro y de cobre.....	96
Gráfico 42	Impuesto a la renta.....	97
Gráfico 43	Distribución de la renta minera de oro y cobre.....	99
Gráfico 44	Distribución de la renta minera de oro.....	100
Gráfico 45	Distribución de la renta minera de cobre	101

Índice de cuadros:

Cuadro 1	Argentina: Impuesto a las exportaciones de petróleo crudo	32
Cuadro 2	Argentina: Producción Anual de Petróleo	33
Cuadro 3	Argentina: Precio del Crudo	33
Cuadro 4	Argentina: Costo de Producción	34
Cuadro 5	Estimado de Renta Petrolera en Argentina 1999 – 2006	35
Cuadro 6	Renta petrolera captada por el Estado 1999 – 2006.....	35
Cuadro 7	Renta petrolera captada por el Estado 1999 – 2006.....	36
Cuadro 8	Distribución de la Renta Petrolera 1999 – 2006	36
Cuadro 9	Distribución de la Renta Petrolera 1999 – 2006	37
Cuadro 10	Argentina: Renta de los consumidores 1999 - 2006	38
Cuadro 11	Composición Social de Petrobras	40
Cuadro 12	Brasil: Renta Petrolera 1999-2006.....	43
Cuadro 13	Brasil: Distribución de la Renta Petrolera.....	43
Cuadro 14	Brasil: Distribución Estatal y Privada de la Renta Petrolera.....	44
Cuadro 15	Brasil: Distribución de la Renta Petrolera.....	45
Cuadro 16	Ecuador: Tasa de Regalías	46
Cuadro 17	Ecuador: Producción de Petróleo Fiscalizada.....	46
Cuadro 18	Ecuador: Precio Cesta Ecuador y Precio del WTI.....	47
Cuadro 19	Ecuador: Costos de producción	48
Cuadro 20	Petroecuador: renta petrolera 2000-2005.....	49
Cuadro 21	Empresas privadas: renta petrolera 2000-2005	49
Cuadro 22	Generación de Regalías (R) y Participaciones (P) proveniente de las Empresas Privadas.....	51
Cuadro 23	Impuesto a la renta pagado por empresas privadas.....	52
Cuadro 24	Nueva Renta Petrolera del Estado.....	52
Cuadro 25	Renta Petrolera del Estado y las empresas privadas	52
Cuadro 26	Ecuador: Subsidio a combustibles	53
Cuadro 27	Renta Petrolera del Estado menos Subsidios	53
Cuadro 28	Participación de la RP Privada.....	54
Cuadro 29	México: Renta Petrolera 1999-2004	58
Cuadro 30	PEMEX: Estado de Resultados en Exploración y Producción	59
Cuadro 31	PEMEX en los Ingresos Fiscales	60

Cuadro 32	Venezuela: Producción de Petróleo por Modalidad.....	62
Cuadro 33	Venezuela: Costo de Producción	64
Cuadro 34	Venezuela: Renta Petrolera 1999-2004	65
Cuadro 35	Generación de la Renta Petrolera por tipo de empresa	65
Cuadro 36	Distribución de la renta.....	66
Cuadro 37	Venezuela: Distribución Desagregada de la Renta Petrolera.....	67
Cuadro 38	Venezuela: Distribución Desagregada de la Renta Petrolera No Fiscal	68
Cuadro 39	Venezuela: Operaciones Financieras en Convenios Operativos.....	70
Cuadro 40	Venezuela: Producción en las Asociaciones Estratégicas.....	71
Cuadro 41	Participación de empresas en Faja del Orinoco	71
Cuadro 42	Producción Privada en Asociaciones Estratégicas y Cálculo Regalías.....	71
Cuadro 43	Cálculo del Impuesto sobre la Renta de las empresas privadas de la Faja del Orinoco	72
Cuadro 44	Cálculo de Excedente Privado en Faja del Orinoco.....	72
Cuadro 45	Participación Minera en producción de Cobre.....	75
Cuadro 46	Producción de Cobre del GMP – 10, por empresa.....	78
Cuadro 47	Costo Neto a Cátodo C(3).....	79
Cuadro 48	Costo Neto a Cátodo del Cobre	80
Cuadro 49	Chile: Renta Minera Codelco 1999-2006	80
Cuadro 50	Chile: Renta Minera GMP-10 1999-2006.....	81
Cuadro 51	Chile: Generación de la Renta Minera por tipo de empresa	81
Cuadro 52	Chile: Distribución de la Renta.....	82
Cuadro 53	Distribución de la Renta Fiscal	83
Cuadro 54	Distribución de la Renta No Fiscal	84
Cuadro 55	Distribución de la Renta sin Codelco.....	84
Cuadro 56	Codelco: Distribución de la Renta sin empresas privadas	85
Cuadro 57	Perú: Participación Gran Minería en producción de Oro.....	88
Cuadro 58	Perú: Participación Gran Minería en producción de Cobre	88
Cuadro 59	Perú: Producción Minera de Oro	90
Cuadro 60	Perú: Producción Minera de Cobre.....	91
Cuadro 61	Perú: Precios de Metales.....	92
Cuadro 62	Perú: Costos de Producción de Oro	94
Cuadro 63	Perú: Costos de Producción de Cobre.....	95
Cuadro 64	Perú: Renta Oro 1999-2006	95
Cuadro 65	Perú: Renta Cobre 1999-2006.....	96
Cuadro 66	Perú: Generación de la Renta por empresa	96
Cuadro 67	Impuesto a la Renta de las empresas mineras	97
Cuadro 68	Perú: Distribución de la renta minera de oro y cobre	98
Cuadro 69	Perú: Distribución de la renta minera de oro	99
Cuadro 70	Perú: Distribución de la renta minera de cobre.....	100

Índice de recuadros:

Recuadro 1	Régimen Tributario de PEMEX.....	55
Recuadro 2	La Renta Petrolera en los Estados Financieros de Pemex	59
Recuadro 3	Chile: La presencia de las empresas del GMP-10.....	76
Recuadro 4	La renta del Estado sin Codelco.....	84
Recuadro 5	La renta del Estado sólo con Codelco.....	85
Recuadro 6	Perú: Accionariado de las empresas mineras.....	88

Resumen

El estudio analiza la generación y distribución de la renta petrolera y minera en un grupo seleccionado de países de América Latina. Para la industria petrolera se toman los casos de Argentina, Bolivia, Ecuador, México y Venezuela. Para la industria minera se toman los casos del cobre en Chile y Perú y el caso del oro para Perú.

La renta se define como la diferencia entre el precio internacional del recurso natural y los costos de producción de los hidrocarburos y de los minerales. El estudio abarca la etapa del *upstream*, excluyendo las rentas obtenidas en refinación, comercialización o cualquier actividad de los recursos naturales en el *downstream*.

Introducción

En el presente estudio se investiga como se genera y distribuye la renta de los recursos naturales en América Latina. Para cumplir este objetivo nos centramos en el análisis de los sectores petróleo y minería (cobre y oro), teniendo como horizonte de tiempo el periodo 1999-2006. Los países que hemos seleccionados para el estudio de la renta petrolera son: Argentina, Brasil, Ecuador, México y Venezuela. Para el estudio del sector minero hemos seleccionado a Chile y Perú, para el estudio de la renta de cobre; mientras que para el estudio de la renta del oro sólo se estudiará en el Perú.

En los noventa, en América Latina, se realizaron una serie de reformas cuya tendencia general fue la atracción de la inversión, sobre todo extranjera, lo que se tradujo en una serie de incentivos, así como en la privatización de muchas empresas públicas. Sin embargo, en el sector petróleo el comportamiento fue distinto, en la medida que la mayoría de los países modernizaron el sector, pero mantuvieron las empresas estatales con el objetivo de continuar apropiándose de la renta petrolera; solo en Argentina, Bolivia y Perú se privatizaron (total o parcialmente) las empresas estatales de petróleo. En el sector minero, el comportamiento fue mixto, manteniéndose la empresa estatal en Chile, mientras en Brasil y Perú se procedió a la privatización.

Posteriormente, desde inicios del 2000, se aprecia un fuerte cambio de tendencia, pues los gobiernos de casi todos los países de la Región vienen impulsando reformas que tienen como objetivo una mayor participación del Estado en la renta de los recursos naturales. Aproximarnos al cálculo de la generación y distribución de la renta petrolera y minera en este nuevo milenio es, justamente, el objetivo de este trabajo.

Existen numerosas aproximaciones teóricas para calcular la renta petrolera y minera. En este trabajo la calcularemos de la siguiente manera: la renta petrolera y minera, por unidad, se define como la diferencia entre el precio internacional del recurso natural menos los costos de producción. Además, es importante destacar que existen diferentes definiciones de costos de producción, incluso dentro de los sectores mineros y petroleros, los que se analizan en detalle en el siguiente acápite.

El valor de la renta de los recursos naturales presenta una tendencia creciente, sobretudo en los últimos años. Esto se explica principalmente por el alza de los precios internacionales del crudo y de los metales. En cuanto a las diferencias en los niveles de valor de renta entre países,

ésta se explica principalmente por la cantidad de recursos naturales que se extraen en cada uno de ellos.

En lo que concierne a la distribución de la renta, el estudio revela resultados heterogéneos en los países analizados. Esto se explica principalmente por el tipo de propiedad (estatal o privada) de las empresas que explotan los recursos; así como por los regímenes impositivos, tanto tributarios como no tributarios.

El estudio se divide en dos partes: la renta petrolera y la renta minera. Para cada país se cuenta con una introducción. En una segunda parte se analiza la legislación y las reformas legislativas relacionadas a la renta. En la tercera parte se abordan los aspectos económicos relacionados con la generación de la renta. Finalmente, en la cuarta parte se analiza la distribución de la renta petrolera y minera.

Metodología

La renta petrolera y minera será estimada como la diferencia entre el valor de la producción a precios internacionales menos los costos de producción.

Cálculo del valor de la producción

El valor de la producción se calcula multiplicando el volumen vendido por el precio internacional del recurso natural. Si el recurso natural (ya sea petróleo o minerales) se vende en el mercado interno a un precio inferior al precio internacional, entonces se considerará que los consumidores perciben una renta. En todos los casos en que esto sucede en cada uno de los países analizados, hemos consignado esta renta de manera expresa.

Cálculo del costo de producción en el caso del petróleo

Los costos de producción se obtienen siguiendo la metodología del Departamento de Energía de EEUU (United States Energy Information Administration). Estos costos incluyen los costos de exploración, extracción y producción, a los que se agregan los costos administrativos y la depreciación. No se incluyen los costos financieros. Esta metodología también fue utilizada por la UNCTAD, en el Informe sobre Comercio y Desarrollo 2005 (Trade and Development Report). La información proviene de instituciones oficiales de los países, así como de aquella proporcionada por las empresas en sus Informes anuales y reportes financieros.

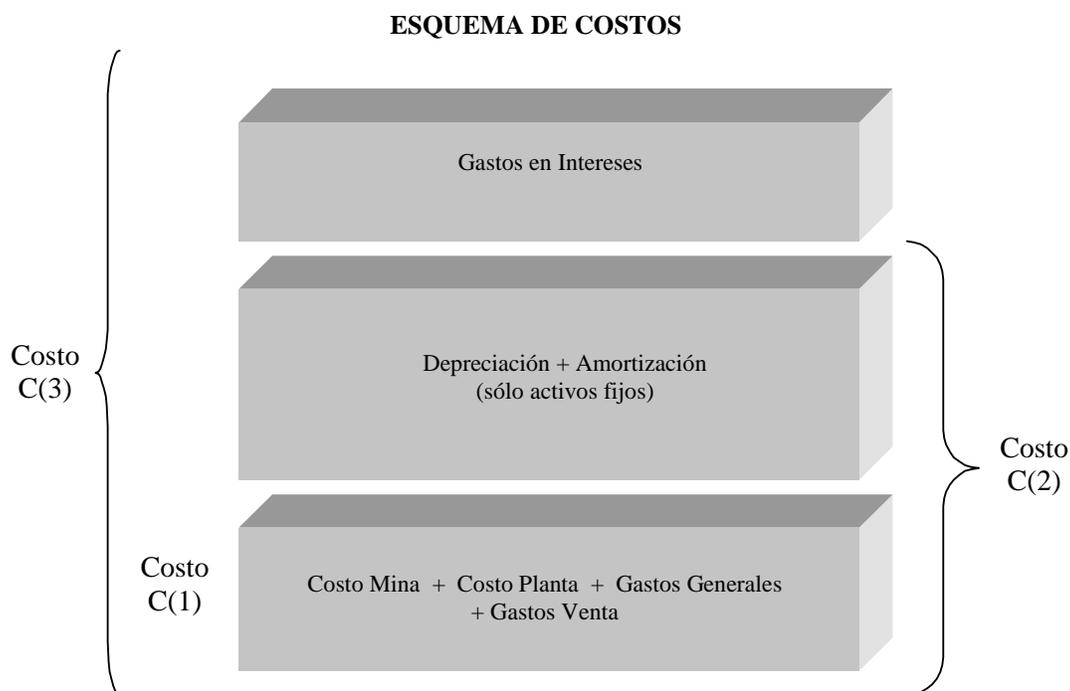
Cálculo del Costo de Producción en el caso de la minería

Para la determinación de la renta minera existen tres metodologías distintas de cálculo de costo de producción. La primera, denominada C(1) incluye los siguientes items: Costo de Mina, Costo de Planta, Gastos Generales y Gastos de Ventas. Este costo de producción tiene el valor más bajo.

La segunda, denominada C(2) incluye a C(1), agregándole la Depreciación y Amortización (solo de Activos Fijos).

La tercera, denominada C(3), incluye a C(2), agregándole los costos financieros.

En este trabajo, hemos tomado la metodología C(3) (también llamada Costo a Cátodos) para las minas de cobre de Chile y de Perú. La información de Chile proviene de publicaciones de Codelco, mientras que la de Perú ha sido elaborada a partir de las memorias de las empresas.



Fuente: Anglo American.

Para el caso de las minas de oro de Perú hemos tomado el costo de producción C(1) y le hemos agregado la depreciación de las inversiones anuales. Esto nos da un aproximado bastante cercano al C(2). La información de los costos de producción de las minas de oro proviene de los Estados Financieros de las empresas analizadas.

Cálculo de la distribución de la renta petrolera y minera

a) Renta del Estado

La renta del Estado tiene dos componentes: la renta fiscal y la renta de la empresa estatal.

a.1 La Renta Fiscal. Está constituida por:

- Ingresos Tributarios: están constituidos por el impuesto a la renta pagado por las empresas privadas y por la empresa estatal. También se consideran los impuestos a los dividendos remesados al exterior (en los países donde se aplica). También se incluyen los impuestos a las exportaciones, allí donde éstos se aplican (Argentina).
- Ingresos no Tributarios: Están constituidos por las regalías pagadas por las empresas privadas y la empresa estatal. Otros ingresos no tributarios son: los dividendos que el Estado recauda de la empresa estatal y cierto tipo de contribuciones especiales que, en algunos países, gravan a las empresas estatales (Chile, Ecuador, México).

Los impuestos indirectos en hidrocarburos como el IVA (impuesto al valor agregado) e impuestos específicos de consumo, constituyen instrumentos de la política fiscal, y no forman parte de la renta petrolera. Si existe la aplicación de un subsidio que reduce los precios internos del gas o de los derivados del petróleo, la reducción de la renta (debido a ese subsidio) es considerada como parte de la renta total, capturada por los consumidores.

a.2 Renta de la empresa estatal

Está constituida por las utilidades generadas por las empresas. En el caso que el Estado disponga montos adicionales de las empresas estatales mediante leyes ad-hoc (Ecuador, México, Venezuela), estos montos han sido descontados de la renta de la empresa estatal.

b) Renta privada

Está constituida por dos componentes: la renta de las empresas privadas y la renta de los consumidores.

b.1 Renta de los consumidores

En este trabajo se considera que esa renta existe cuando el precio de venta del recurso natural en el mercado interno es inferior al precio internacional. Esta renta se calcula restando del precio internacional el precio de venta en el mercado interno. La cantidad obtenida se multiplica por el volumen vendido en el mercado interno. Esto solo sucede en tres países petroleros: Argentina, Ecuador y Venezuela. En cada caso, se establece de dónde proviene la renta del consumidor (del Estado, de la empresa privada ó de una mezcla de ambos).

b.2 Renta de las empresas privadas

Se determina de la siguiente manera: a la renta petrolera y minera generada por estas empresas se le deducen los siguientes rubros: impuesto a la renta, regalías, impuesto a las exportaciones (allí donde exista), impuesto a las remesas de dividendos y participaciones especiales.

Síntesis y conclusiones de los estudios de casos sobre renta de los recursos naturales

Los países de América Latina poseen importantes dotaciones de recursos naturales, sobretodo en minería e hidrocarburos, de cuya explotación esperan obtener importantes ingresos para financiar necesidades y proyectos de desarrollo. Debido al incremento en los precios de estos commodities en los últimos años, ha cobrado alta relevancia el análisis detallado de la recaudación y la distribución de la renta de los recursos naturales.

El país con la mayor cantidad de reservas de petróleo es Venezuela con 80.000 millones de barriles (MMB). Además, cuenta con importantes reservas de petróleo pesado y extra pesado en la Faja del Orinoco de 270.000 MMB. Luego vienen México con 12.000 MMB y Brasil con 11,800 MMB. Ecuador posee 4.600 MMB, de las cuales 3.780 MMB pertenecen a PETROECUADOR. Finalmente, en Argentina se tienen reservas de 1.900 MMB, que están declinando desde hace varios años.

Los principales países productores de minerales son Chile y Perú. En el caso chileno, la producción de minerales es mono metálica, pues el cobre representa casi el 90% de la producción total. En el Perú la producción es polimetálica, pues se explota cobre, oro, zinc, plomo, plata y hierro, principalmente. El cobre es el principal metal, constituyendo la tercera parte del valor total de la producción de minerales.

La síntesis del presente estudio se divide en dos partes. En la primera parte abordamos la renta petrolera; y en la segunda parte la renta minera. En cada sección, estudiamos las variables que nos permiten construir el proceso de generación de la renta de los recursos naturales, para posteriormente evaluar la forma como ésta se distribuye.

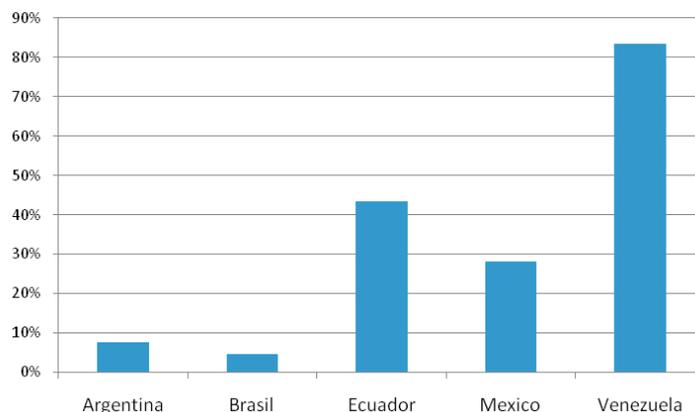
Síntesis de los estudios de casos sobre renta petrolera

Los ingresos provenientes del sector petrolero son muy importantes para las cuentas fiscales de los países que dependen de su explotación. Para hacer una medición de la importancia del sector petrolero en las cuentas fiscales; en el siguiente gráfico dividimos la renta petrolera del Estado (ingresos tributarios e ingresos no tributarios), entre el total de los ingresos fiscales, para cada país.

Según CEPAL, los ingresos fiscales totales en el 2006 para Argentina y México fueron US\$ 59 160 millones y US\$ 158 940 millones, respectivamente; mientras que los ingresos fiscales provenientes del sector petrolero fueron US\$ 4 166 millones y US\$ 58 127 millones. De su lado, para Ecuador y Venezuela en el 2005 (año hasta donde se analiza la renta petrolera para estos países), el total de ingresos fiscales ascendió a US\$ 6 952 millones y US\$ 45 833 millones; respectivamente, siendo la parte proveniente del sector petrolero iguales a US\$ 4 439 millones y US\$ 30 147 millones. Finalmente, en el caso de Brasil, que posee los mayores ingresos fiscales (US\$ 280 800 millones), sólo US\$ 13 657 millones provienen del sector petrolero, en el 2006.

En general, los resultados muestran que Venezuela es el país con mayor dependencia del sector petrolero, pues éstos representan el 66%. Le siguen en importancia Ecuador y México, donde la renta petrolera estatal representa el 64 % y 37% de ingreso fiscal total, respectivamente. Finalmente, Argentina y Brasil muestran la menor dependencia pues los porcentajes son 7% y 5%, respectivamente.

GRÁFICO 1
IMPORTANCIA DE LA RENTA PETROLERA DEL ESTADO EN LAS CUENTAS FISCALES
(porcentajes)

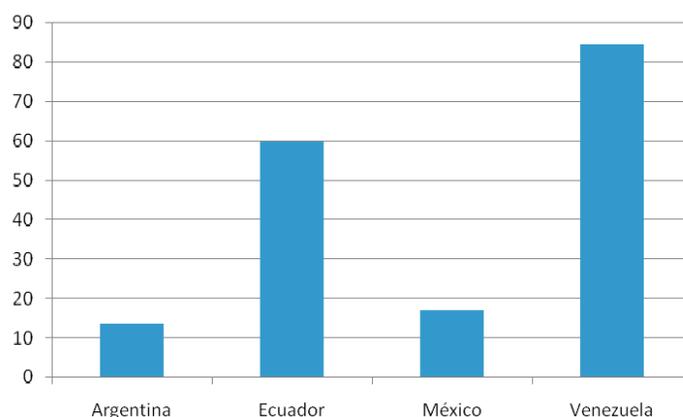


Fuente: CEPAL-ILPES (2007) para los Ingresos Fiscales. Para la renta petrolera fiscal, la información proviene de este estudio.

En lo que respecta a la balanza comercial, también existe una fuerte dependencia del sector petrolero. En Venezuela y México el valor de las exportaciones de petróleo fue US\$ 48.266 millones y US\$ 39.000 millones, respectivamente; mientras que sus exportaciones totales fueron US\$ 57.060 millones y US\$ 230.200 millones. En Ecuador y Argentina las exportaciones de petróleo ascendieron a US\$ 6.630 millones y US\$ 5.400 millones, respectivamente; mientras que las exportaciones totales fueron de US\$ 11.105 millones y US\$ 40.000 millones.

En Venezuela, del total de exportaciones más del 80% proviene del petróleo. Luego viene Ecuador, con el 60%. En tercer y cuarto lugar están Argentina y a México, con 14% y 17%, respectivamente. Brasil recién logró el autoabastecimiento en el 2006, por lo que casi no exporta petróleo.

GRÁFICO 2
EXPORTACIONES PETROLERAS ENTRE EXPORTACIONES TOTALES



Fuente: Energy Information Administration del Departamento de Energía de EEUU; FMI.

Producción de Petróleo

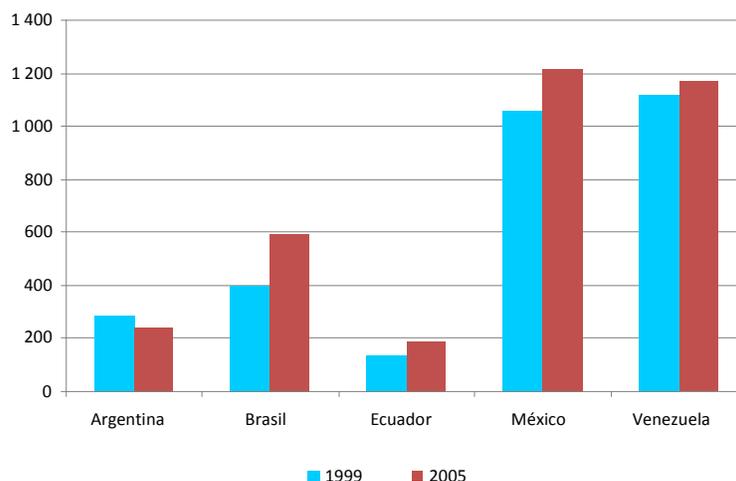
Los dos principales productores de petróleo son México y Venezuela. En 1999, primero venía Venezuela, seguido de México, situación que se revierte a fines del 2006. México presenta en los últimos años tasas marginales de crecimiento de la producción, mientras que Venezuela recién viene recuperándose de la fuerte caída que tuvo a fines del 2002 motivada por una larga huelga en el sector.

Brasil presenta el mayor crecimiento en los últimos años (ver gráfico 3) y más del 90% de la producción la realiza Petrobrás, empresa mixta. A fines del 2006 se cumplió con la meta gubernamental de alcanzar el autoabastecimiento de petróleo.

Ecuador también presenta importantes tasas de crecimiento, las que se explican, sobretudo, por el dinamismo de las empresas privadas, pues Petroecuador tiene tasas modestas de crecimiento.

Argentina constituye el único país donde la producción de petróleo cae desde 1999, debido al agotamiento de las reservas existentes. El horizonte reservas/producción es ahora de 10 años.

GRÁFICO 3
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR PAÍSES
(mmb)



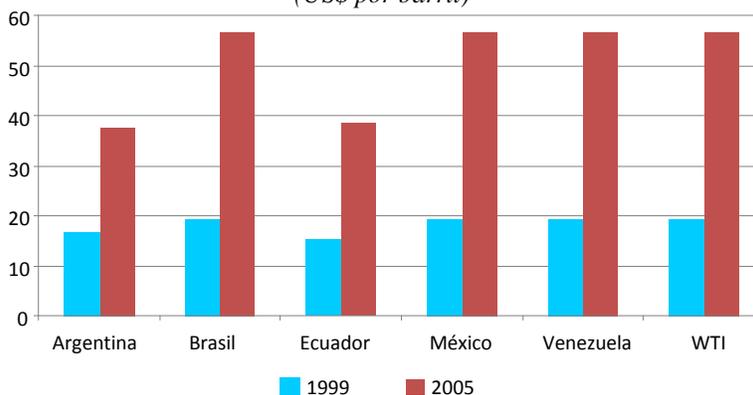
Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Precio internacional del petróleo

Los precios de la cesta de exportación de petróleo de los países analizados ha seguido la misma tendencia que el marcador internacional West Texas Intermediate (WTI). Desde 1999 al 2006, estos precios se han elevado desde niveles cercanos a los US\$15 hasta US\$ 50 por barril.

Sin embargo, las cestas de exportación promedio de crudo de los países no son iguales, pues varían en función a la calidad del crudo producido. Por ejemplo en Ecuador encontramos dos tipos de crudo. En México existen hasta tres tipos de crudo. En todos los casos, en este estudio hemos tomado el valor del precio de la cesta de producción promedio de cada país. La diferencia que existe entre el precio del WTI y el valor de la cesta de crudo de los países es un buen indicador de la calidad de la cesta.

GRÁFICO 4
PRECIO INTERNACIONAL DE LA CESTA PROMEDIO DE LOS PAÍSES
(US\$ por barril)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Costos de producción del petróleo

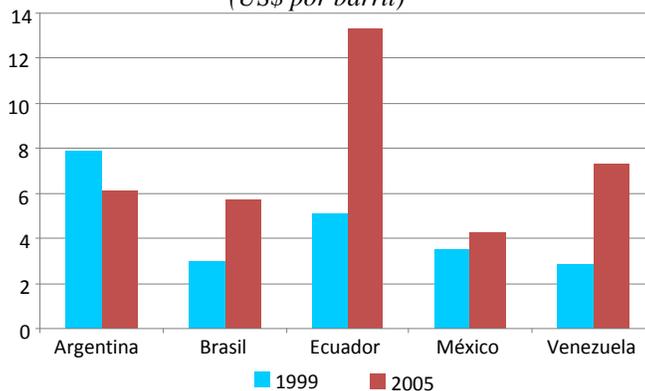
La definición de costos de producción que hemos asumido sigue la metodología del Departamento de Energía de EEUU (Energy Information Administration). Estos costos incluyen los costos de exploración, extracción y producción, a los que se agregan los costos administrativos y la depreciación. Se excluyen los costos financieros.

En el periodo analizado se aprecia una tendencia más o menos creciente en los costos de producción para la mayoría de países, con excepción de Argentina. Además se aprecia mayores aumentos de los costos de producción en algunos países, destacando el caso de Ecuador, donde el aumento fue mayor al 100%, seguido de Venezuela, Brasil, y en menor medida México.

Es importante destacar que los costos de producción de cada país varían debido a varios factores. Uno de ellos es el nivel de inversiones realizado, que incide en mayores montos depreciados. También interviene el estado de los campos de los cuales se extrae el crudo. Así, encontramos campos marginales, de crudo pesado o donde hay una situación de agotamiento de las reservas, por lo que se requieren mayores inversiones para su extracción.

Un hecho a destacar es que las empresas estatales como Petrobras, Pemex y PDVSA presentan costos de producción muy competitivos e inferiores a los de empresas transnacionales, permitiendo que sus respectivos países cuenten con bajos costos de producción promedio.

GRÁFICO 5
COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO, POR PAÍSES
(US\$ por barril)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

En Ecuador, el alto costo de producción en el 2005 corresponde a los costos reportados por las empresas privadas, ya que los costos de Petroecuador son bastante similares a los del resto de países analizados (ver detalle en el capítulo sobre Ecuador).

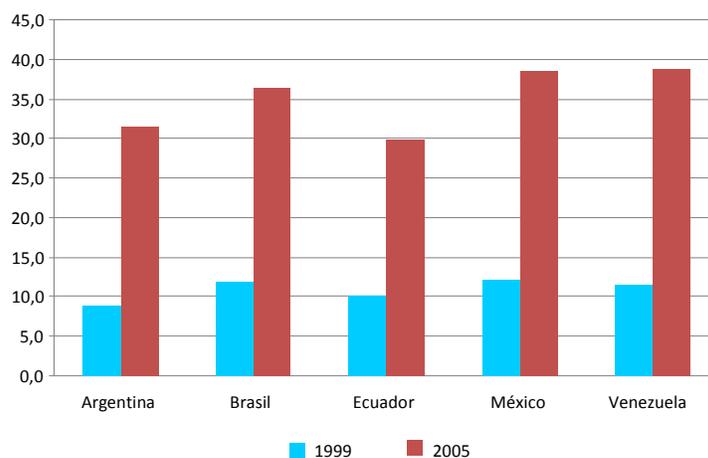
Renta petrolera por barril

En el periodo de estudio la renta petrolera por barril (precio de exportación por barril menos el costo de producción), presenta un fuerte aumento explicado básicamente por el aumento del precio del crudo. Por su parte, si bien los costos de producción también han aumentado, lo han hecho en una menor proporción.

En 1999 los países analizados tuvieron una renta por barril que fluctuó entre los US\$ 8 y US\$ 12. En el 2006 la renta por barril fluctuó entre US\$ 37,1 y US\$ 48,9.

Los países analizados presentan diferencias en cuanto al valor de la renta petrolera por barril. Para el 2005 (año que en existe información disponible para todos los países), Venezuela, México y Brasil presentan mayores valores; mientras que Argentina y Ecuador presentan valores más bajos. La explicación de estas diferencias se basa principalmente en los costos de producción promedio que posee cada país, pues los valores de los precios del crudo entre países por lo general son relativamente similares.

GRÁFICO 6
RENTA PETROLERA POR BARRIL POR PAÍSES
(US\$ por barril)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Renta petrolera total

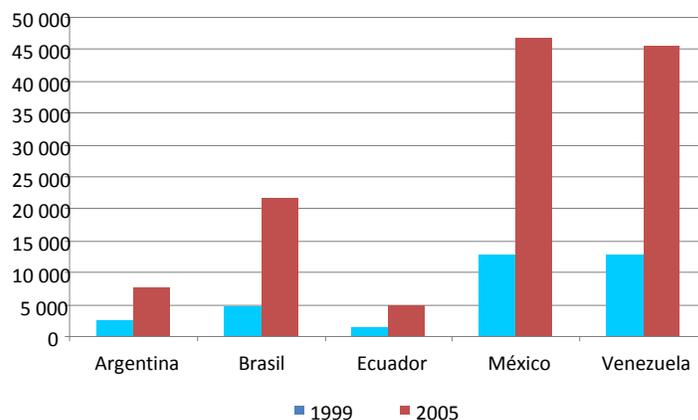
Los países con mayores rentas petroleras totales en el 2005 fueron México y Venezuela, con US\$ 46.776 y US\$ 45.446 millones, respectivamente. Estos altos montos provienen de multiplicar la renta petrolera por barril por el volumen de producción. El tercer país es Brasil US\$ 20.000 millones para el mismo año. Luego vienen Argentina y Ecuador con valores de US\$ 7.653 y US\$ 5.023 millones, respectivamente.

El principal factor que explica las diferencias de los montos totales de renta petrolera entre los países analizados es el volumen de crudo producido. En México y Venezuela esos

volúmenes corresponden a cantidades cercanas a los 3 millones de barriles diarios (MMBD), mientras que los otros países producen cantidades menores.

La renta petrolera total ha tenido una tendencia ascendente en el periodo de estudio. En efecto, los montos se han triplicado ó cuádruplicado entre 1999 y el 2005. Para el 2006, periodo para el cual se cuenta información de algunos países, se siguen registrando fuertes aumentos. Asimismo, se estima que ésta continuará aumentando en el 2007 y 2008.

GRÁFICO 7
RENTA PETROLERA TOTAL, POR PAÍSES
(US\$ millones)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Distribución de la renta petrolera

Consideramos que la renta petrolera se distribuye entre cuatro actores: el Estado, la empresa estatal, las empresas petroleras privadas y los consumidores (cuando el precio de los combustibles en el mercado interno es inferior a su precio internacional). Solo en Argentina no existe empresa estatal que haya participado en la producción de petróleo en el periodo analizado. Asimismo, cabe señalar que en Brasil y México el precio interno de venta de los combustibles sigue la tendencia de los precios internacionales, mientras que en Argentina, Ecuador y Venezuela el precio de venta de los combustibles en el mercado interno es inferior al precio internacional (con características propias para cada país, las que son analizadas en detalle en cada uno de los estudios de casos).

La investigación muestra resultados heterogéneos. En países como México prácticamente el 100% de la renta generada se queda en poder del Estado y/o de la empresa estatal. En efecto, la estatal Pemex posee el monopolio de la explotación de petróleo; asimismo, la política tributaria en México establece mecanismos de recaudación especial para Pemex, que hace que la empresa le entregue al fisco prácticamente el total de la renta generada.

En Brasil si bien a partir de 1998 el Estado empezó con una política de licitaciones internacionales de nuevos bloques petroleros, la mayor parte ha sido generada por Petrobras. Así, actualmente la producción nacional es realizada casi totalmente por Petrobras, y sólo una parte marginal es realizada por la empresa privada Shell.

En Brasil, más del 50% de la renta permanece en Petrobras como utilidades y excedentes, mientras que el resto va al fisco a través de impuesto a la renta, regalías y participaciones especiales. Es importante tomar en cuenta que la mayor parte de la renta de Petrobras corresponde a los accionistas privados, pues esta es una empresa mixta con una participación

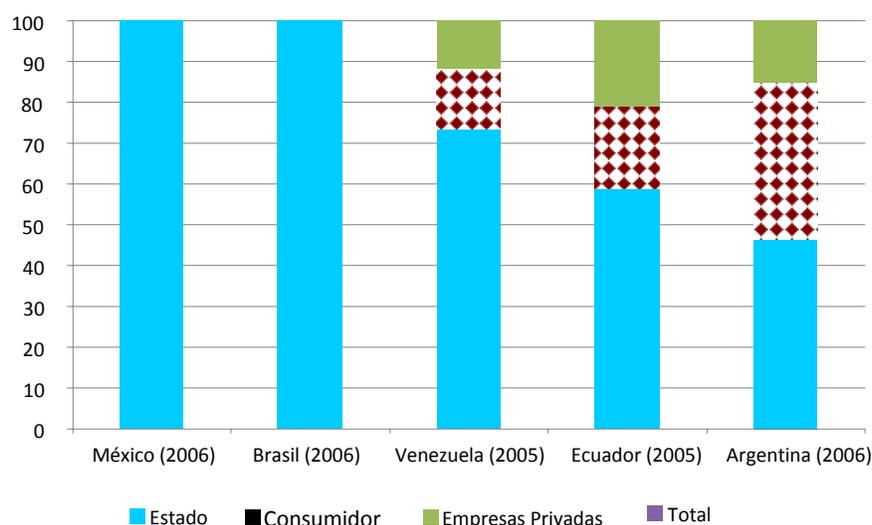
mayoritariamente privada en las acciones preferenciales, que no tienen derecho a voto (en el capital ordinario, con derecho a voto, la participación del Estado sí es mayoritaria).

En Venezuela y Ecuador, la renta petrolera que queda en poder del Estado es de 74% y 59%; respectivamente (ver gráfico). En estos países los mecanismos más importantes para capturar la renta petrolera son el pago de impuesto a la renta y las regalías. En ambos países ha habido iniciativas gubernamentales que han incrementado los ingresos por regalías en los últimos años.

En Argentina la renta que queda en poder del Estado es el 47%, la misma que se capta por regalías e impuesto a la renta. Adicionalmente, desde el 2002, las empresas privadas deben pagar un impuesto a las exportaciones de crudo que rinde ingresos similares a los otros dos impuestos mencionados.

En Venezuela, Ecuador y Argentina, una parte de la renta petrolera beneficia a los consumidores, pues los combustibles se venden en el mercado interno a valores menores que los precios internacionales, como ya hemos mencionado.

GRÁFICO 8
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA, POR PAÍSES
(Porcentajes)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

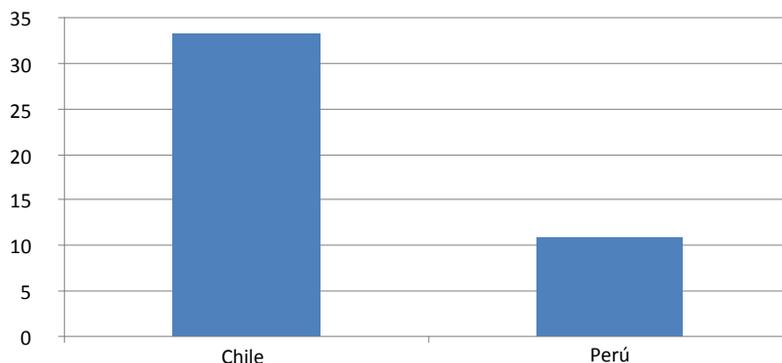
Síntesis de los estudios de casos sobre renta del cobre

Los ingresos provenientes de la producción minera, son muy importantes para las cuentas fiscales en Chile y Perú. Para medir su importancia en los ingresos fiscales dividimos la renta minera de cobre (tanto ingresos tributarios, como ingresos no tributarios), entre el total de los ingresos fiscales, para cada país. Para el caso del oro hacemos el mismo ejercicio para Perú.

Según fuentes oficiales de Perú y Chile, en el 2006 el total de ingresos fiscales fue US\$ 16.966 millones para Perú y de US\$ 37.782 para Chile. Por su parte, el ingreso fiscal proveniente de la producción de cobre y oro en el Perú fue de US\$ 1.838 millones; mientras que en Chile los ingresos provenientes de la producción de cobre fueron US\$ 12.577 millones.

Los resultados muestran que en Chile la dependencia del sector cuprífero llega a ser casi el 20% de los ingresos fiscales. En el Perú, el cobre y el oro representan más del 10% del total de los ingresos fiscales (siendo mayor los ingresos del cobre que del oro).

GRÁFICO 9
INGRESOS FISCALES POR MINERA DE COBRE EN CHILE, Y ORO Y COBRE EN PERÚ
(porcentajes)

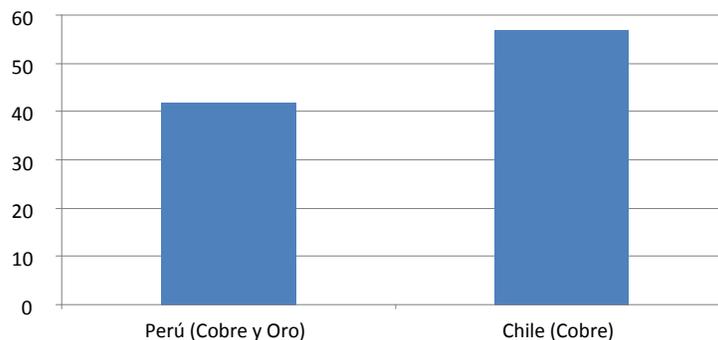


Fuente: Comisión Chilena del Cobre - Cochilco; Superintendencia Nacional de Administración Tributaria - Sunat.

En lo que respecta a la balanza comercial, también existe una fuerte dependencia del sector cuprífero. En el 2006, en Chile y Perú el valor del total de exportaciones fue US\$ 58.600 millones y US\$ 23.800 millones; respectivamente. En Chile, el valor de las exportaciones de cobre fue US\$ 33.343 millones; mientras que en Perú el valor de las exportaciones de cobre más oro fue US\$ 10.058 millones.

Así, en Chile del total de exportaciones más del 50% corresponde al cobre. En Perú el porcentaje de cobre y oro es de 42%.

GRÁFICO 10
EXPORTACIONES DE COBRE EN CHILE, Y ORO Y COBRE EN PERÚ
RESPECTO AL TOTAL
(porcentajes)



Fuente: Comisión Chilena del Cobre - Cochilco, Banco Central de Reserva del Perú, Memoria Anual.

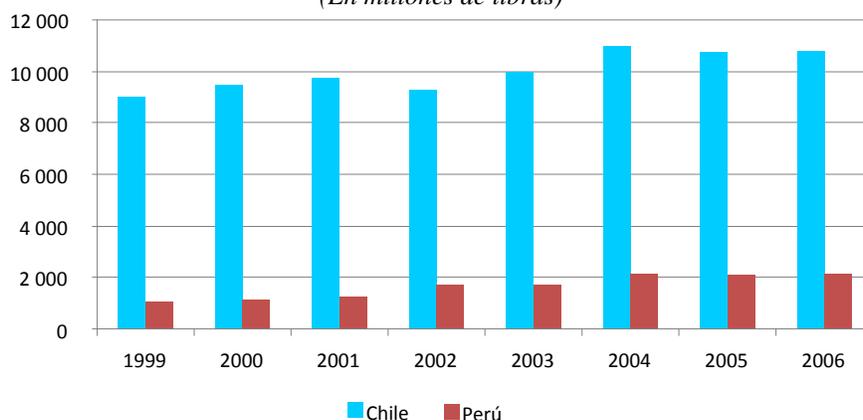
Producción de cobre

La producción de cobre en Chile y Perú ha mostrado una tendencia ascendente en los últimos años. En el periodo de estudio, la tasas de crecimiento de la producción de cobre del Perú fue 11% anual, mayor al 2.7% de Chile (que tuvo tasas altas de crecimiento en la década del 90). Sin embargo, la producción de Chile más que cuadruplica a la producción peruana (ver gráfico).

En Chile el 93% de la producción está concentrada en 11 empresas mineras: la estatal Codelco y las 10 empresas privadas mineras más importantes del país, constituyen el llamado Grupo Minero Privado (GMP-10). En Perú, el 93% de la producción de cobre se concentra en 4 empresas privadas: Antamina, Southern Copper Corporation, Tintaya y Cerro Verde; las dos primeras concentran casi las dos terceras partes de la producción nacional.

Una de las diferencias más importantes entre los dos países es el régimen de gestión. Mientras que en Chile la explotación de minerales la realizan tanto empresas privadas como la empresa estatal, en el Perú la explotación se realiza exclusivamente por empresas privadas. Esta consideración constituye una de las principales determinantes de la distribución de la renta minera, como se verá más adelante.

GRÁFICO 11
PRODUCCIÓN DE COBRE EN CHILE Y PERÚ
(En millones de libras)



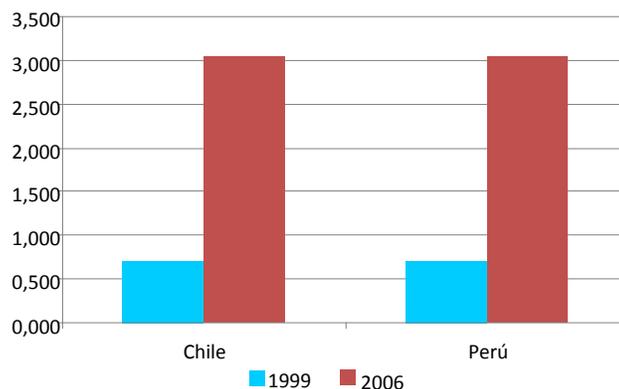
Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Precio del cobre

Los precios del cobre en ambos países se determinan por el precio del London Metal Exchange. Como se aprecia, el precio del cobre entre Chile y Perú es el mismo. Es importante destacar que estos precios corresponden al valor del cobre a cátodos.

En el 2004 el precio de la libra de cobre superó el dólar. En el 2006 se supera el umbral de US\$ 2/libra, y a finales de ese mismo año se supera el umbral de US\$ 3/libra.

GRÁFICO 12
PRECIO INTERNACIONAL DE CÁTODO DE COBRE EN CHILE Y PERÚ



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Costos de producción del cobre

Los costos de producción tienen un comportamiento variable, debido a varios factores. Uno de ellos es la Ley del mineral que posee cada mina (a más alta ley, menor costo). Otro factor importante es el aumento en la valorización de los minerales que aparecen como subproductos del cobre, pues este valor se descuenta del costo de producción del producto principal, el cobre. Así, el alto precio del molibdeno, subproducto de la producción de cobre ha contribuido fuertemente en la disminución del costo de producción (para aquellas minas que lo producen en cantidades importantes). De otro lado, el aumento del precio internacional del petróleo y gas, que junto a la electricidad, representan una proporción importante de los costos operativos, ha tenido una importante incidencia en el costo de producción.

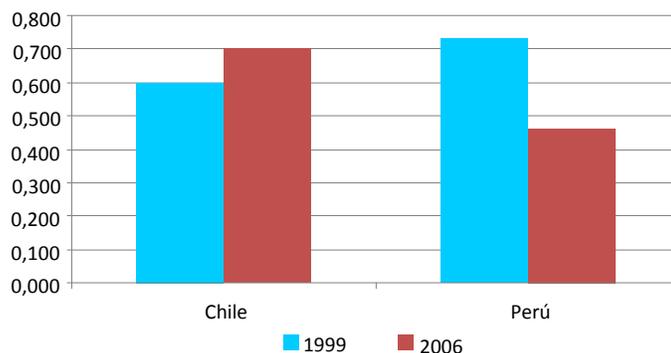
Dentro de cada país existen diferencias considerables entre los costos de producción de las empresas operadoras. Por ejemplo, en Chile encontramos que la estatal Codelco posee menores costos que las empresas privadas del GMP-10. En Perú, donde todas las empresas mineras son privadas, la empresa con menores costos es Southern Copper Corporation, que posee un programa de reducción de costos.

En términos globales, encontramos que en el periodo de estudio los costos de producción promedio de toda la industria de cobre en Chile aumentan; mientras que en el caso del Perú estos caen. Aunque las diferencias son relativamente pequeñas, tenemos que en 1999 los costos de producción promedio eran menores en Chile; posteriormente en el 2006 esta situación se revierte, pues los costos de Perú se tornan menores.

No obstante, debemos resaltar que los costos de producción de Chile y Perú están entre los más bajos del mundo, pues casi todas se ubican en el primer cuartil en el ranking mundial.

Es importante resaltar nuevamente que la información sobre los costos de producción para todas las minas de las dos países es el costo llamado C(3) que representa el valor del mineral refinado a cátodo. Esto permite, a su vez, la comparación con los precios del cobre registrados por el London Metal Exchange.

GRÁFICO 13
COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL COBRE EN CHILE Y PERÚ
(US\$ por libra)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

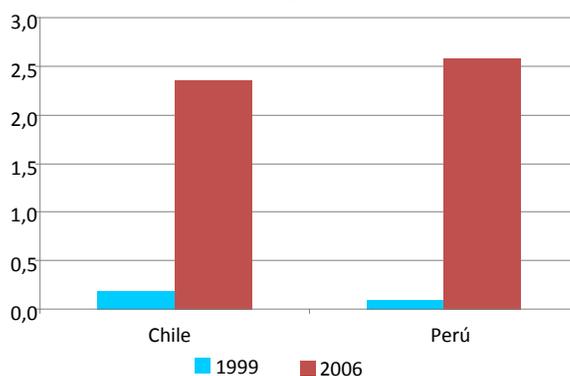
Renta minera del cobre por libra

La renta minera por libra de cobre ha aumentado considerablemente en el periodo en estudio. Esta pasa de un valor mucho menor de US\$ 1/libra en 1999 acercándose a los US\$3/libra en el 2006.

En 1999 la renta obtenida por libra del cobre era ligeramente mayor en Chile que en Perú; sin embargo, posteriormente, en 2006 esta situación se revierte, pues la renta minera por libra producida se vuelve ligeramente mayor en el caso peruano.

Como la renta minera de cobre por libra, se calcula mediante la diferencia entre el precio internacional y el costo de producción, las diferencias encontradas se explican por el valor de los costos de producción.

GRÁFICO 14
RENTA MINERA DEL COBRE POR LIBRA EN CHILE Y PERÚ
(US\$ por libra)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Renta minera total del cobre

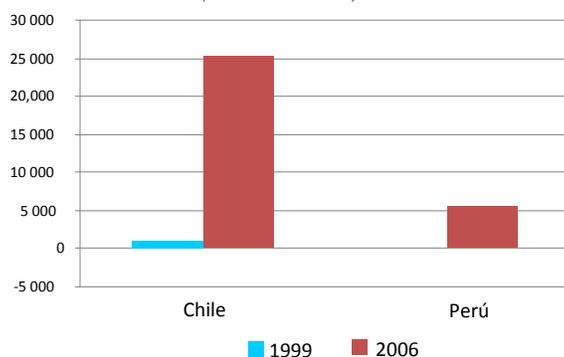
La renta minera total proveniente de la producción de cobre ha aumentado considerablemente entre 1999 y el 2006. En Chile aumentó más de 16 veces, mientras que en el Perú fue más de 46 veces (desde el año 2000). Lo últimos años son los de mayor crecimiento de la renta minera, lo que se explica por el aumento de precios.

Otro aspecto importante a considerar tiene que ver con las empresas que generan la renta minera.

En Perú, el total de la producción minera es realizada por empresas privadas, pues no existen empresas estatales mineras (todas fueron privatizadas en la década del 90). Las empresas privadas analizadas son Antamina, Southern, Cerro Verde y Tintaya, a quienes corresponde el 93% del total de la producción de cobre del Perú. De éstas, las más importantes son Antamina y Southern Copper Corporation, pues representan el 82% del valor de la renta minera de las cuatro empresas analizadas.

En Chile, la estatal Codelco es responsable de la generación del 43% de la renta minera de cobre; mientras que el 57% restante corresponde de las empresas que forman parte del GMP – 10.

GRÁFICO 15
RENTA MINERA TOTAL DEL COBRE EN CHILE Y PERÚ
(US\$ millones)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Distribución de la renta del cobre

La distribución de la renta del cobre varía considerablemente. Mientras que en Chile la parte que queda en poder de Estado supera el 50%, en el Perú esta proporción apenas llega al 25%.

Esta diferencia se debe a los diversos mecanismos de cada país para capturar la renta minera. Estos se dividen en dos rubros: El primero son los ingresos tributarios, donde se encuentra principalmente el impuesto a la renta, así como otros impuestos directos; y, el segundo mecanismo son los ingresos no tributarios, donde encontramos las regalías, etc.

En el Perú, la principal fuente de captación de la renta minera por el Estado es el impuesto a la renta, que representa el 100% de los ingresos tributarios. En lo que concierne a los ingresos no tributarios (regalías), su participación es menor por dos razones: de un lado, recién empezaron a cobrarse a mediados del 2004 (Ley 28258) y, de otro, la mayor parte de empresas mineras tienen Convenios de Estabilidad Jurídica y Administrativa, por lo que el Ministerio de Energía y Minas consideró que no estaban afectas a su pago.

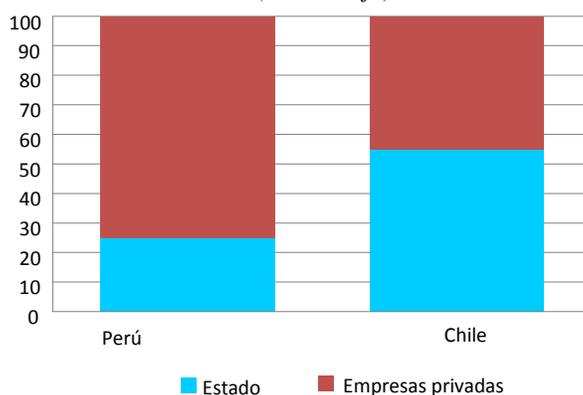
En Chile los ingresos tributarios -impuesto a la renta e impuesto a los dividendos remesados al exterior- también constituyen la principal fuente de recaudación de renta para el

Estado. Sin embargo, los ingresos no tributarios también suministran importantes montos, a través de tres vías: a) un impuesto especial (llamado royalty); b) los dividendos que Codelco le paga a su propietario, el Estado chileno y, c) la Ley 13.160, Ley Reservada, que dispone que el 10% de las exportaciones de cobre de Codelco se destinen a las Fuerzas Armadas.

Los ingresos no tributarios provenientes de Codelco constituyen la gran diferencia entre el caso peruano y el chileno. Estos INT le permiten al Estado chileno llegar a una distribución de la renta minera superior al 50%.

En el presente estudio hemos realizado un ejercicio en el que determinamos la distribución de la renta minera de cobre en Chile generada por la producción de las empresas del GMP-10, excluyendo la producción de Codelco. En este caso, la renta que queda en el Estado cae al 26%, proporción similar a la de Perú. Por tanto, se puede afirmar que la participación de la empresa estatal para efectos de una mayor participación del Estado en la renta minera es determinante.

GRÁFICO 16
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA DEL COBRE EN CHILE Y PERÚ
(Porcentaje)



Fuente: Ver capítulo correspondiente a cada país.

Generación y distribución de la renta minera del oro en el Perú

Hemos tomado como muestra a las empresas Yanacocha y Barrick Misquichilca, que explican que el 63% de la producción nacional de oro. La producción conjunta de esas empresas tuvo un crecimiento promedio anual del 9%.

Los costos de producción promedio del oro, han venido aumentando desde US\$ 178/onza en 1999 hasta 240/onza en el 2006 (se trata de los costos de producción incluyendo depreciación y amortización; si estos rubros no se incluyen el costo de producción es bastante menor). Es necesario volver a señalar que en el caso del oro tomamos el Costo de Producción C(2), distinto al caso del oro donde se toma el C3 (costo a cátodos). Cabe destacar que los costos de producción de oro de las minas peruanas están considerados entre los más bajos del mundo.

Los resultados son bastante parecidos a los del estudio del cobre para el mismo país. La renta del Estado peruano asciende al 25% del total.

I. Estudios de casos de Renta Petrolera

A. Argentina

1. Introducción

El sector hidrocarburos en Argentina se caracteriza por haber atravesado dos periodos de reformas con contenido contrario. En el primer periodo, desde fines de los años ochenta, se planteó que para alcanzar los objetivos de abastecimiento interno y bajos precios, se debían implementar políticas de liberalización del sector e incentivos a la inversión extranjera para asegurar la oferta futura, a través de nuevas exploraciones. Este primer periodo también incluyó la privatización de la estatal YPF.

La reforma petrolera se inserta en las políticas de privatizaciones que el país emprendió a principios de los años noventa. El objetivo declarado fue maximizar el valor presente de los hidrocarburos para ayudar a equilibrar las cuentas externas. Algunos de los incentivos de la reforma fueron la libre disponibilidad del petróleo en el mercado y la desregulación de los precios del crudo y sus derivados. De otro lado, antes de privatizar YPF, se procedió a la reconversión en concesiones a todos los contratos de producción que unían a YPF con empresas privadas, se licitaron de algunas áreas de YPF y se vendieron algunos de los activos que tenía esta empresa en el downstream.

En 1991, en el marco de otorgar mayores incentivos para la exploración de petróleo, se dio por terminado el Plan Houston y se dio inicio al Plan Argentina. Una de las modificaciones legales más importantes del Plan Argentina es que las empresas que descubran crudo no deberán compartirlo con YPF y podrá disponer libremente de los mismos. La empresa sólo retribuirá al país pagando la regalía petrolera a la provincia correspondiente, así como los impuestos a las ganancias que impone toda actividad comercial.

La privatización de YPF tuvo dos etapas: entre 1991 y 1993 se privatizan algunos activos (venta de áreas marginales, áreas centrales y otros activos). En 1994 se procede a la venta de acciones de YPF en la Bolsa de Valores de manera diversificada, reteniendo el Estado un importante paquete de acciones, lo que le permite seguir controlando la empresa sin tener mayoría accionaria. Posteriormente, a partir de 1997-1998, continuó el proceso de privatización, el mismo que terminó con la adquisición por parte de Repsol del 98,23% de YPF.

A comienzos del 2002, debido a la crisis económica, se tomaron medidas de contenido opuesto, las mismas que rigen hasta la fecha y son analizadas en el siguiente acápite.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

El sector hidrocarburos en Argentina se encuentra normado por la Ley de Hidrocarburos Ley N° 17.319 de junio de 1967, la que cuenta con sucesivas reformas. Las reformas más trascendentales tuvieron lugar en la década del noventa, cuando al plantearse alcanzar los objetivos de abastecimiento interno y bajos precios, se implementaron políticas de liberalización e incentivos a la inversión extranjera para asegurar la oferta futura, a través de nuevas exploraciones. Estos cambios también incluyó la privatización de la estatal YPF.

A comienzos del 2002, se modificó el régimen legal, el mismo que tiene como marco la Ley 25.561 (Ley de Emergencia Económica), que otorgó al Poder Ejecutivo, en el marco de la ruptura de la convertibilidad, poderes especiales para reordenar la economía. Las principales medidas fueron la pesificación y congelación temporal de los precios de los hidrocarburos en boca de pozo.

Con la Resolución N° 196/2002 del Ministerio de Economía de Julio del 2002, se ratificó el Acuerdo de Estabilidad en el Precio Mayorista del GLP. Las empresas productoras se comprometieron a mantener estable el nivel de precios. Mediante Resolución N° 85/2003 de enero del 2003 de la Secretaría de Energía acordó homologar las bases para el acuerdo entre productores y refinadores para la estabilidad de los precios del petróleo crudo, de las naftas y el gas oil, conocido con el nombre “Acuerdo de Bases”.

El decreto 310/2002 de febrero del 2002 estableció un impuesto a la exportación (retención) del 20% al petróleo y de 5% para los productos refinados. En mayo de 2004, con la Resolución 337/2004, el gobierno incrementó el impuesto a las exportaciones de crudo del 20% al 25%. Posteriormente, en agosto del mismo año, con la Resolución 532/2004 se produjo un nuevo aumento del impuesto a las exportaciones de crudo, por encima del 25% vigente, adicionando alícuotas variables entre el 3% y 20%, dependiendo de los precios del crudo WTI que estuvieran entre 32 y 45 dólares/barril, respectivamente, con lo que, en el caso máximo, el impuesto podría llegar a ser 45%.

CUADRO 1
ARGENTINA: IMPUESTO A LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO

Precio WTI dólar/ barril	Alícuota adicional	Alícuota total
De 32.01 a 34.99	3,0	28,0
De 35.00 a 36.99	6,0	31,0
De 37.00 a 38.99	9,0	34,0
De 39.00 a 40.99	12,0	37,0
De 41.00 a 42.99	15,0	40,0
De 43.00 a 44.99	18,0	43,0
De 45.00 a más	20,0	45,0

Fuente: Resolución 532/2004.

El pago de regalía está estipulado en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319. Se realiza periódicamente a la provincia correspondiente, siendo la alícuota de 12% del valor de boca de pozo del hidrocarburo líquido extraído (se descuenta el valor del flete). Asimismo, el régimen tributario establece un impuesto a las ganancias de 35%.

3. Generación de la Renta Petrolera

3.1 Producción

La producción de petróleo en el período 1999-2006 disminuyó un 16%, contando con una tasa de decremento anual superior al 2%. La mayor contracción ha ocurrido en el 2004 y 2005 con reducciones de 6% y 5% en la producción interna de crudo, respectivamente. Para el 2006 también se registro una disminución pero esta vez fue leve en comparación a los dos años previos.

Por tanto, la cantidad máxima de producción de petróleo se registra en 1999 con volúmenes de 287 MMB, mientras que la producción más baja se ubica en el 2006 con volúmenes de 241 MMB. Para los próximos años se espera que la producción siga cayendo en la medida que no se materialicen las inversiones necesarias para la búsqueda de nuevas reservas.

CUADRO 2
ARGENTINA: PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO

Años	MMB
1999	287
2000	272
2001	280
2002	276
2003	270
2004	255
2005	243
2006	241

Fuente: Secretaría de Energía.

Cabe mencionar que en la actualidad el 100% de la producción de petróleo es operada por empresas privadas, donde en promedio la española Repsol controla el 40% de la producción, seguida de Pan American Energy (de propiedad de British Petroleum en un 60%) con el 16% y Petrobras Energy (hasta el 2002 Perez Companc) con el 10%. Estas tres empresas abarcan prácticamente las dos terceras partes de la producción nacional.

3.2 Precios

Los precios de exportación de la cesta de crudo argentino siguen la tendencia ascendente de los precios internacionales. En el periodo 1999-2006 aumentaron en cerca de 160%, pasando de US\$ 16,7 a US\$ 43,2 por barril en el 2006, con una tasa promedio anual de 17%.

CUADRO 3
ARGENTINA: PRECIO DEL CRUDO
(US\$/barril)

Años	Argentina	WTI	Variación
1999	16,7	19,3	-14%
2000	28,1	30,4	-8%
2001	23,2	26,0	-11%
2002	23,4	26,2	-11%
2003	25,2	31,1	-19%
2004	30,4	41,5	-27%
2005	37,6	56,6	-34%
2006	43,2	66,1	-35%

Fuente: Secretaría de Energía, EIA.

En el cuadro se aprecia que el WTI (West Texas Intermediate) tiene un precio superior al petróleo argentino, debido a su mayor calidad. Esto se ha acentuado en los últimos años, debido al desmejoramiento de la calidad del crudo de las cuencas argentinas.

3.3 Costos de Producción

Los costos de producción, en el periodo de estudio, presentan una tendencia ligeramente decreciente que va desde US\$ 7.9 dólares por barril en 1999 hasta US\$ 6.1 por barril en el 2006. Según los analistas la principal causa en la reducción de los costos de producción en Argentina se debe a la devaluación de la moneda en el 2002.

Como ya se ha dicho, los costos de producción se obtienen siguiendo la metodología del Departamento de Energía de EE.UU. (United States Energy Information Administration). Estos costos incluyen los costos de exploración, extracción y producción, a los que se agregan los costos administrativos y la depreciación. Esta metodología también fue utilizada por la UNCTAD, en el Informe sobre Comercio y Desarrollo 2005, Trade and Development Report. La información proviene de las memorias y reportes financieros de las tres principales empresas que operan en Argentina, considerando los principales actores de la estructura empresarial del sector petróleo.

CUADRO 4
ARGENTINA: COSTO DE PRODUCCIÓN

Años	US\$/Barril
1999	7,9
2000	7,9
2001	7,9
2002	6,1
2003	6,1
2004	6,1
2005	6,1
2006	6,1

Fuente: UNCTAD.

3.4 Renta por Unidad Producida y Renta Petrolera total

Con la información ya reseñada de precios del petróleo, costos de producción y volúmenes producidos, calculamos la renta petrolera (RP). Al precio internacional le restamos el costo de producción por barril y obtenemos la renta por barril. Al multiplicar esta cantidad por la producción anual en millones de barriles, obtenemos la RP, expresada en millones de dólares.

La renta petrolera en Argentina ha venido aumentando desde el 2001, sobretodo debido al incremento de los precios internacionales ya que, como se ha dicho, los volúmenes de producción han disminuido. Así, la renta petrolera habría alcanzado la cifra de US\$ 8.934 millones en el 2006.

Toda la renta petrolera generada en Argentina corresponde a las empresas privadas, desde que YPF fuera privatizada en 1997-98 (la creación de ENARSA en el 2004 no ha conllevado, aún, ninguna actividad de explotación de petróleo).

CUADRO 5
ESTIMADO DE RENTA PETROLERA EN ARGENTINA 1999 – 2006

Años	Producción (en MMB)	Precio (en US\$/bbl)	Costo de Producción (en US\$/bbl)	Renta Unitaria (en US\$/bbl)	Renta Petrolera (en US\$ millones)
1999	287	16,7	7,9	8,8	2 530
2000	272	28,1	7,9	20,2	5 485
2001	280	23,2	7,9	15,3	4 304
2002	276	23,4	6,1	17,3	4 777
2003	270	25,2	6,1	19,1	5 168
2004	255	30,4	6,1	24,3	6 190
2005	243	37,6	6,1	31,5	7 653
2006	241	43,2	6,1	37,1	8 934

Fuente: Secretaría de Energía de Argentina; UNCTAD, Trade and Development Report 2005, Ginebra.

4. Distribución de la renta

La renta petrolera se distribuye a tres destinatarios, que son el Estado, los consumidores y las empresas privadas.

4.1 Componentes de la renta estatal

La renta que corresponde al Estado proviene de las regalías, el impuesto a las ganancias que pagan las empresas y el impuesto a las exportaciones, que rige desde el 2002.

El monto de las regalías es publicado regularmente por la Secretaría de Energía, en la sección Estadísticas de su portal Internet.

El monto del impuesto a las ganancias, así como el monto recaudado por concepto de impuesto a las exportaciones, se obtienen de los informes de recaudación tributaria que publica regularmente la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

La recaudación tributaria más importante proviene del impuesto a las ganancias, que ha pasado de US\$ 481 a US\$ 1.885 millones de 1999 al 2006. Le siguen las regalías, que también han tenido un importante aumento, llegando a US\$ 1.885 millones en el 2006. De otro lado, el impuesto (retención a las exportaciones) se instauró en el 2002 (comenzó con una tasa del 25%, la misma que en el 2004 aumentó a 45%, como se ha explicado al inicio).

CUADRO 6
RENTA PETROLERA CAPTADA POR EL ESTADO 1999 – 2006
(en US\$ millones)

Años	Regalías	Impuesto a las Ganancias	Retención a las Exportaciones	Total
1999	503	481	-	984
2000	842	1 061	-	1 903
2001	705	1 128	-	1 833
2002	698	781	431	1 910
2003	725	1 109	447	2 281
2004	843	1 217	629	2 689
2005	988	1 725	1 007	3 720
2006	1 129	1 885	1 152	4 166

Fuente: Secretaría de Energía; AFIP.

CUADRO 7
RENTA PETROLERA CAPTADA POR EL ESTADO 1999 – 2006
(Porcentajes)

Años	Regalías	Impuesto a las Ganancias	Retención a las Exportaciones	Total
1999	51	49	-	100
2000	44	56	-	100
2001	38	62	-	100
2002	37	41	23	100
2003	32	49	20	100
2004	31	45	23	100
2005	27	46	27	100
2006	27	45	28	100

Fuente: Secretaría de Energía; AFIP.

En el 2006, el impuesto a las ganancias representó el 45% de la recaudación tributaria. En segundo lugar viene la retención a las exportaciones con el 28%, mientras que las regalía alcanzaron el 27%.

4.2 Componentes de la renta de los consumidores

La renta de los consumidores es la diferencia entre el precio internacional y el precio de venta de las refinерías en el mercado interno. Esta renta comenzó en el 2002, cuando el gobierno instauró el impuesto (retención a las exportaciones). Debido a ello, el precio para el mercado interno se determina de la siguiente manera: se realiza un descuento al precio internacional equivalente al monto del impuesto a las exportaciones (el detalle de los cálculos se muestra en el Anexo 1).

Este monto ha venido aumentando debido al alza de los precios internacionales del petróleo. En el 2006, ascendió a US\$ 3,408 millones.

4.3 Componentes de la renta de las empresas privadas

La renta que corresponde a las empresas privadas se obtiene como un residuo proveniente de la diferencia entre la renta petrolera total y la renta percibida, tanto por el Estado como por los consumidores. Componen esta renta la utilidad neta de las empresas, así como los gastos financieros.

4.4 Cálculo efectivo de la distribución de la renta petrolera

De acuerdo a lo señalado en los acápite 4.1, 4.2 y 4.3.

CUADRO 8
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA 1999 – 2006
(en US\$ millones)

Años	Estado	Consumidor	Empresas Privadas	Total
1999	984	0	1546	2530
2000	1903	0	3582	5485
2001	1833	0	2470	4304
2002	1910	751	2116	4777
2003	2281	819	2067	5168
2004	2689	2130	1371	6190
2005	3720	2967	967	7653
2006	4166	3408	1360	8934

Fuente: Secretaría de Energía; UNCTAD, Informe sobre Comercio y Desarrollo 2005, Ginebra.

CUADRO 9
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA 1999 – 2006
(en porcentajes)

Años	Estado	Consumidor	Empresas Privadas	Total
1999	39	0	61	100
2000	35	0	65	100
2001	43	0	57	100
2002	40	16	44	100
2003	44	16	40	100
2004	43	34	22	100
2005	49	39	13	100
2006	47	38	15	100

Fuente: Secretaría de Energía; UNCTAD, Informe sobre Comercio y Desarrollo 2005, Ginebra.

Anexo 1

El cálculo de la renta de los consumidores se obtiene haciendo uso de la metodología de la *Organización Jorge Lapeña y Asociados*.

Durante la crisis del 2002, el gobierno argentino estableció cuotas de exportación de petróleo, hasta un máximo del 36% del volumen producido. Luego, ese mismo año el gobierno eliminó las cuotas e introdujo un impuesto (retención a las exportaciones) del 25%. Esta retención permite que el precio para el mercado interno se reduzca en esa misma proporción.

Por tanto, a la empresa le es indiferente vender en el mercado interno ó exportar el petróleo. De esta manera los precios internos pueden mantenerse bajos y a la vez se eliminan las cuotas a la exportación. Esto hace que el consumidor se beneficie de una parte de la renta petrolera, ya que paga un precio menor al costo de oportunidad del petróleo (lo que equivale a su precio internacional).

Posteriormente, en el 2004 el gobierno aumentó a 45% la tasa de retención a las exportaciones.

El procedimiento del cálculo del beneficio de los consumidores lo hemos realizado de la siguiente manera:

1. Se determinó el volumen de ventas internas de petróleo (Columna 1).
2. Se determinó el precio de exportación de la cesta de crudo argentino (Columna 2).
3. Se toma un promedio anual de las tasa de retenciones, la que se deriva de la legislación argentina (columna 3).
4. Para calcular la renta del consumidor por barril, se multiplica el precio de exportación de la cesta de crudo argentino por la tasa de retención (columna 2 * columna 3).
5. Finalmente, para obtener la renta del consumidor total, se multiplica la renta del consumidor por barril por el volumen de ventas internas de petróleo (columna 4 * columna 1).

CUADRO 10
ARGENTINA: RENTA DE LOS CONSUMIDORES 1999 - 2006

Años	Venta Interna (en MMB)	Precio de Exportación (en US\$ / barril)	Retención (en %)	Renta de los consumidores	
				(en US\$ / barril)	(en US\$ millones)
1999	188	16,7	0,00	0,00	0,0
2000	184	28,1	0,00	0,00	0,0
2001	177	23,2	0,00	0,00	0,0
2002	161	23,4	0,20	4,68	751,0
2003	162	25,2	0,20	5,04	819,0
2004	175	30,4	0,40	12,16	2 130,0
2005	175	37,6	0,45	16,93	2 967,0
2006	175	43,2	0,45	19,45	3 408,0

Fuente: Secretaría de Energía; Jorge Lapeña y Asociados.

B. Brasil

1. Introducción

Brasil es el tercer país con mayores reservas en América Latina, las que ascienden a 11 800 MMB al 2006, quedando, después de Venezuela y México. La producción en el 2006 ascendió a 1.72 MMBD, mientras que el consumo fue 1.7 MMBD. Como se esperaba, a partir del 2006 Brasil ha logrado la autosuficiencia petrolera al eliminar la brecha entre producción nacional y consumo interno, lo que ha sido uno de los objetivos explícitos de Petrobrás.

En Brasil, Petrobrás empresa estatal, operaba como monopolio en el sector hidrocarburos, debido a que así lo establecía la Constitución brasileña. Esto cambió en 1997 cuando el gobierno realiza una modificación constitucional y decide iniciar la apertura del sector hacia un mayor número de competidores, así como, la liberalización de precio. Para esto, se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), quien tiene la responsabilidad de otorgar las licencias de exploración y producción, como la de regular el sector.

Desde 1999 hasta la fecha se han realizado ocho rondas de licitación de bloques petroleros, la mayoría de las cuales ha sido ganada por Petrobrás, ya sea de manera individual o en asociación con terceros. Por tanto, la inversión extranjera en el sector es poco significativa.

Petrobrás es la empresa petrolera más internacionalizada de América Latina, con inversiones en exploración, producción y refinación en más de 14 países.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

La apertura petrolera de Brasil se inició formalmente en noviembre de 1995 cuando el Parlamento aprobó la Enmienda Constitucional No. 09, que permitió el ingreso de capitales privados a las actividades de hidrocarburos. Su objetivo declarado era impulsar las inversiones en el sector con el fin de llegar al autoabastecimiento total del país cuya producción, se encontraba exclusivamente en manos de la empresa estatal Petrobrás. Después de más de dos años de un intenso debate político, a mediados de 1997, la nueva Ley de Petróleo (Ley 9478) desreguló el sector petrolero.

Se creó la Asociación Nacional de Petróleo (ANP), ente regulador de la industria del petróleo, dependiente del Ministerio de Energía. La ANP tiene como objetivo promover la regulación, contratación y supervisión de todas las actividades económicas de la industria del petróleo. En 1999, lanzó la primera ronda anual de licitaciones de campos petroleros para la exploración, en la cual participaron una serie de empresas extranjeras donde también lo hace PETROBRAS, en un régimen de libre competencia.

La ANP autorizó a Petrobrás a quedarse con gran parte de las áreas que reclamaba y que incluían la gran mayoría de las reservas probadas. En contraparte, le impuso plazos para empezar sus actividades en las áreas concedidas como condición para preservar su control sobre ellas. Por su parte, las empresas extranjeras quedaron habilitadas para producir petróleo en Brasil a través de contratos de exploración en nuevas áreas o como socios de Petrobrás en las áreas que le quedaron asignadas.

Los criterios establecidos por la ANP para otorgar de una concesión son dos: (i) un 85% de peso por el precio del bono, y (ii) un 15% del compromiso de compra de bienes y servicios locales. Asimismo, debe fijar una tasa de regalías en cada concesión, dentro de un rango de 5% y 10%, y a la vez, fija un porcentaje de compras nacionales a las empresas que operarán.

La Ley 9478 permitió crear un fondo para proyectos de “Investigación & Desarrollo” en la industria petrolera. Se estableció que los recursos de dicho fondo provendrán del pago de las

regalías por la explotación de petróleo y gas natural; y será administrada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Según el artículo 50 de la Ley 9.478/97, Petrobras, además de las regalías, debe transferir al Estado Brasileño Participaciones Especiales. La legislación determina el pago de este derecho para los casos de Cuencas que poseen grandes volúmenes de producción, y de alta rentabilidad, la cual se encuentra regulada por el Decreto 2.705/98. Cabe destacar que el pago de este derecho empieza a regir desde el año 2000.

La empresa estatal Petrobras es una sociedad de economía mixta. En esta empresa existen dos tipos de acciones, que son: las ordinarias, con derecho a voto, y las preferenciales, que no tienen derecho a voto. Como se aprecia en el cuadro, el Estado tiene más del 57,6% de las acciones ordinarias a través de los siguientes accionistas: la Unión Federal, con el 55,7% y el BNDESP, con el 1,9% del total; por lo tanto, el Estado ejerce la propiedad de Petrobrás.

En lo que concierne a las acciones preferenciales (sin derecho a voto), se aprecia (ver nuevamente cuadro 1) que el capital privado es mayoritario. A agosto del 2007, Petrobras establece que los accionistas privados son los siguientes: los fondos ADR (American Depositary Receipts), que están en el mercado de valores de EE.UU., con 32,1%; los Fondos Mutuos constituidos a partir de los fondos de retiro de los trabajadores (FMP-FGTS), con 2,5%; los extranjeros que invierten en Petrobras, con 7,8%; y las demás personas naturales y jurídicas (que invierten en la Bolsa de Valores de Sao Paulo, BOVESPA), con 17,9%. En total, los inversionistas privados tienen el 60,3% y el Estado el 39,8% restante.

CUADRO 11
COMPOSICIÓN SOCIAL DE PETROBRAS
(en número de acciones al 31/08/2007)

Accionistas	Acciones	%
Acciones Ordinarias	2 536 673 672	100
Unión Federal	1 413 258 228	55,7
BNDESPar	47 246 164	1,9
ADR Nivel 3	705 293 704	27,8
FMP - FGTS Petrobras	108 200 500	4,3
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	72 315 332	2,9
Demás personas físicas y jurídicas (*)	190 359 744	7,5
Acciones Preferenciales	1 850 364 698	100
BNDESPar	287 023 667	15,5
ADR. Nivel 3 e Regra 144 -A	699 955 360	37,8
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	267 721 753	14,5
Demás personas físicas y jurídicas (*)	595 663 918	32,2
Capital Social	4 387 038 370	100
Unión Federal	1 413 258 228	32,2
BNDESPar	334 269 831	7,6
ADR (Acciones ON)	705 293 704	16,1
ADR (Acciones PN)	699 955 360	16,0
FMP - FGTS Petrobras	108 200 500	2,5
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	340 037 085	7,8
Demás personas naturales y jurídicas (*)	786 023 662	17,9

Fuente: Petrobrás.

Nota: (*) Incluye a BOVESPA y otras entidades.

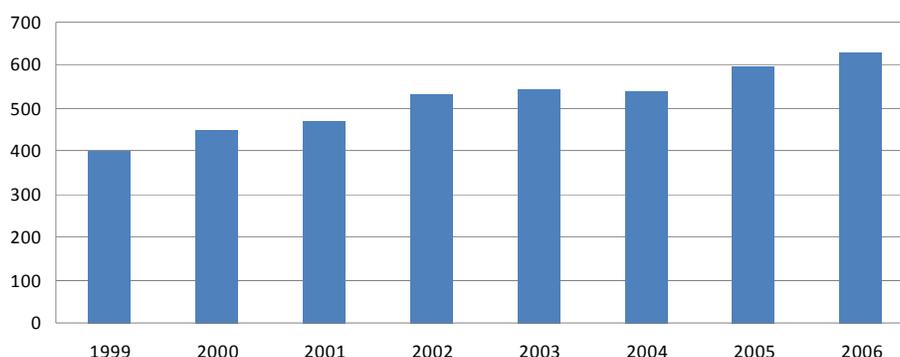
3. Generación de la Renta Petrolera

3.1 Producción

La producción de Petróleo en Brasil presenta una tendencia creciente entre el periodo 1999 al 2006 (solo en el 2004 se registró una pequeña caída de 1%), con una tasa de crecimiento promedio anual superior al 3%. Para los años 2000, 2002 y 2005 estas tasas de crecimiento fueron superiores al 10%.

En el 2006 se produjeron 629 millones de barriles, cantidad que ha venido creciendo desde 1999, en que se produjeron 400 millones de barriles. De los 629 MMB, Petrobras produce directamente 616 MMB y Shell Brasil produce los 13 MMB restantes (que equivalen al 2,1% del total).¹

GRÁFICO 17
BRASIL: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
(en millones de barriles)



Fuente: Agencia Nacional de Petróleo (ANP); Anuario 2006.

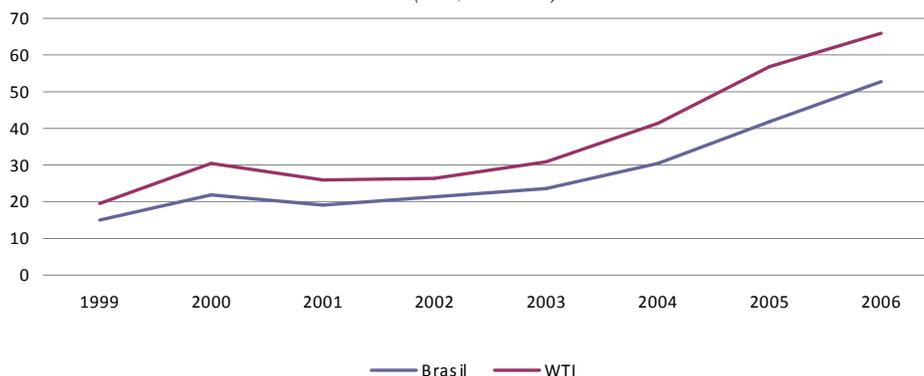
3.2 Precios

El precio de la cesta de crudo brasileño, según la ANP, ha venido siguiendo la misma tendencia creciente del precio internacional del petróleo. En 1999 se contaba con un precio de US\$ 14,9 por barril la cual ha venido aumentando hasta llegar a US\$ 52,9 por barril en el 2006. Se cuenta con una tasa promedio anual de crecimiento de 21%.

Es importante destacar que el valor del precio de la cesta de crudo brasileño se encuentra por debajo del marcador internacional WTI. Ello constituye un indicador de la menor calidad de la cesta brasileña, con respecto a la calidad estándar del WTI. La proporción de esta menor calidad sería en promedio 21%.

¹ La producción comenzó en agosto del 2003 y corresponde a los campos de Bijupirá y Salema. En el contrato Shell tiene el 80% y Petrobras el 20% restante.

GRÁFICO 18
PRECIO DE LA CESTA DE PETRÓLEO BRASILEÑO Y WTI
 (US\$/barril)



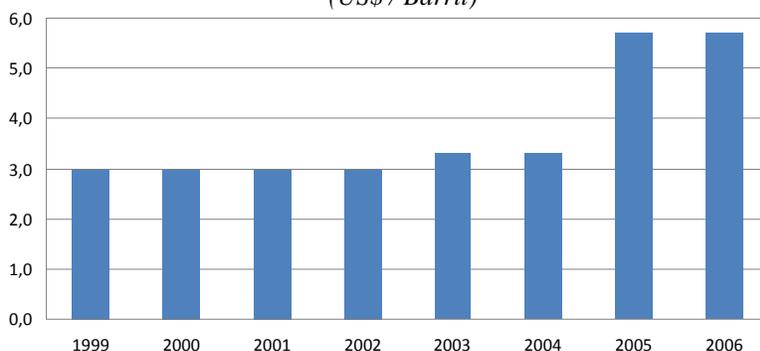
Fuente: Agencia Nacional de Petróleo (ANP); Anuario 2006.

3.3 Costos de producción

Los costos de producción en Brasil son competitivos con respecto a la mayoría de países de la Región. Una de las razones de estos bajos costos es la economías de escala aprovechada por la estatal Petrobras, la cual posee casi el monopolio de la producción de petróleo en el país. En este trabajo se considera que los costos de producción de Shell son los mismos que los de Petrobras.

Sin embargo, en los últimos años se ha presentado aumentos considerables en los costos de producción. Entre 1999 y el 2002 los costos anuales de producción de mantuvieron estacionarios en US\$ 3.0 por barril, para luego dar un salto de 10% en el 2003. El siguiente salto se registra en el 2005 momento los costos de producción aumentan en 73%. Esta subida se debe a que las nuevas operaciones petrolíferas se vienen haciendo *off-shore*, y en algunos casos en aguas ultra profundas, lo que incrementa los costos considerablemente.

GRÁFICO 19
PETROBRAS: COSTOS DE PRODUCCIÓN
 (US\$/Barril)



Fuente: Petrobrás.

3.4 Renta por unidad producida y renta petrolera total

Con la información ya reseñada de precios del petróleo, costos de producción y volúmenes producidos, a continuación pasamos a hacer el cálculo de la renta petrolera. Al precio internacional le restamos el costo de producción por barril y obtenemos la renta por barril. Al

multiplicar esta cantidad por la producción anual en millones de barriles, obtenemos la RP, expresada en millones de dólares.

La renta petrolera en Brasil ha venido aumentando considerablemente. Este aumento obedece a dos factores; de un lado el logro del objetivo gubernamental de incrementar la producción para alcanzar la autosuficiencia, y el segundo (el más determinante), el aumento de los precios internacionales.

En 1999 la renta petrolera consistía en US\$ 4.769 millones; mientras que a finales del 2006 se alcanzó una renta petrolera anual de US\$ 29.706 millones. Lo que significa que en ocho años la renta petrolera se ha multiplicado por más de seis veces.

CUADRO 12
BRASIL: RENTA PETROLERA 1999-2006

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por Barril	Producción	Renta Petrolera
	US\$ / Barril			MMB	(US\$ millones)
1999	14,90	3,0	11,9	401	4 769
2000	21,87	3,0	18,9	451	8 503
2001	18,96	3,0	16,0	472	7 531
2002	21,55	3,0	18,5	531	9 847
2003	23,85	3,3	20,5	546	11 221
2004	30,47	3,3	27,2	541	14 689
2005	42,01	5,7	36,3	596	21 651
2006	52,94	5,7	47,2	629	29 706

Fuente: ANP; Petrobrás.

Casi toda la renta petrolera generada en Brasil corresponde a Petrobras. A mediados del 2003, Shell empezó a explotar petróleo en Brasil, lo que constituye el único campo no operado por Petrobras. La producción de esta empresa todavía no es significativa.

4. Distribución de la renta

La distribución de la renta petrolera en Brasil, puede clasificarse en cuatro grupos. El primer grupo se compone de las regalías que las empresas petroleras pagan al Estado por la explotación del recurso. Estos ingresos fiscales han venido aumentando sostenidamente desde US\$ 544 millones en 1999 hasta US\$ 4.256 millones en el 2006.

En el segundo grupo están las Participaciones Especiales que las empresas petroleras pagan al Estado, las cuales empezaron a cobrarse desde el año 2000. Ese año los ingresos ascendieron a US\$ 574 millones, llegando a US\$ 4.884 millones en el 2006.

CUADRO 13
BRASIL: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

(en US\$ millones)

	Regalías	Participaciones Especiales	Impuesto a la Renta	Excedente Petrobras	Renta Total
1999	544	-	205	4 020	4 769
2000	1 032	574	1 655	5 242	8 503
2001	1 272	951	1 292	4 016	7 531
2002	1 759	1 387	1 072	5 629	9 847
2003	2 429	2 761	2 477	3 555	11 221
2004	2 786	2 913	2 075	6 915	14 689
2005	3 429	3 849	4 088	10 285	21 651
2006	4 256	4 884	4 517	16 048	29 706

Fuente: ANP; Petrobrás.

El tercer grupo es el impuesto a la renta pagado por Petrobras al Gobierno Central.² En la medida que Petrobras es una empresa integrada verticalmente y con varias actividades de negocios (gas natural, petroquímica), la cifra del impuesto a la renta que consigna la empresa abarca todas estas actividades. Sin embargo, Petrobras también elabora un informe,³ con las actividades de la empresa por unidades de negocios (Exploración y Producción, Gas Natural, Refinación, Actividades Internacionales y Administración Central) donde se establece que las actividades de producción de petróleo equivalen al 93% de la Utilidad Neta de la empresa.

En base a este análisis de Petrobras, hemos considerado que una buena aproximación al impuesto a la renta que corresponde al segmento producción de petróleo consiste en considerar que éste equivale al 93% del total del impuesto a la renta total que paga Petrobras.

Como se aprecia en el cuadro, el impuesto a la renta pagado ha venido aumentando en los últimos años; en el 2006 fue US\$ 4.517 millones.

El cuarto grupo está compuesto por la Utilidad Neta de Petrobras (lo que incluye los gastos financieros y otros gastos que no forman parte del costo de producción). Esta cantidad se obtiene como un saldo proveniente de restarle a la Renta Petrolera Total, las regalías, las participaciones especiales y el impuesto a la renta pagado por Petrobras. Esta cantidad también ha venido aumentando y representó US\$ 29.706 millones en el 2006.

Es muy importante señalar que el excedente de Petrobras debería distribuirse de acuerdo a la composición de su capital social, lo que ya hemos analizado en este trabajo. Recordemos que el capital privado tiene el 60.3% de la participación en el capital social y el Estado el 39.8% restante.

En el siguiente cuadro dividimos los excedentes de Petrobras en dos partes, dado que se trata de una empresa mixta. La división se hace a partir de la propiedad que poseen estas dos partes en el Capital Social de Petrobras, participación que ya ha sido mencionada en el párrafo anterior.

CUADRO 14
BRASIL: DISTRIBUCIÓN ESTATAL Y PRIVADA DE LA RENTA PETROLERA
(en US\$ millones)

	Regalías	Participaciones Especiales	Impuesto a la Renta	Excedente Petrobras Estado	Total Estado	Excedente Petrobras Privados	Renta Total
1999	544	-	205	1 600	2 349	2 420	4 769
2000	1 032	574	1 655	2 086	5 347	3 156	8 503
2001	1 272	951	1 292	1 598	5 114	2 417	7 531
2002	1 759	1 387	1 072	2 240	6 458	3 389	9 847
2003	2 429	2 761	2 477	1 415	9 081	2 140	11 221
2004	2 786	2 913	2 075	2 752	10 526	4 163	14 689
2005	3 429	3 849	4 088	4 093	15 460	6 191	21 651
2006	4 256	4 884	4 517	6 387	20 045	9 661	29 706

Fuente: ANP; Petrobrás.

En promedio desde 1999 al 2006, las regalías junto con las participaciones especiales, el impuesto a la renta y la participación estatal en Petrobras, hace que el Estado se quede con el 67%

² No se han obtenido las cifras del impuesto a la renta que paga Shell por la explotación de los campos de Bijupirá y Salema (donde Shell tiene el 80% y Petrobras el 20%) donde la producción es de 35 MBD y representa solo el 2.1% de la producción total de Brasil.

³ El documento se titula “Análise Financeira e Demonstrações Contábeis”.

de la Renta Petrolera. En los primeros años (1999 al 2003), se aprecia una tendencia creciente en la cual sube desde 50% hasta el 81% para este subperíodo. Posteriormente, la participación estatal empieza a descender hasta 67% en el 2006. Por su parte la participación privada, la cual consiste en la participación privada en Petrobras, ha sido de 33% en promedio entre los años 1999 al 2006.

CUADRO 15
BRASIL: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA
(en porcentaje)

	Participación Estatal	Participación Privada	Renta Total
1999	50	50	100
2000	63	37	100
2001	68	32	100
2002	66	34	100
2003	81	19	100
2004	72	28	100
2005	71	29	100
2006	67	33	100

Fuente: ANP; Petrobrás.

C. Ecuador

1. Aspectos Normativos

El marco legal que regula el *Upstream* en el sector petrolero en Ecuador, se sustenta en tres bases legales: (i) la Constitución Política aprobada en junio de 1998, (ii) la Ley de Hidrocarburos dispuesta por el Art. 35 del Decreto Supremo No. 2463 de mayo de 1978, con posteriores enmiendas, y (iii) el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, conforme lo emite el acuerdo Ministerial No. 389. RO/671 de Septiembre del 2002.

La Ley 44 en 1993, introdujo la modalidad de contratos de participación en la producción, en los cuales los contratistas tienen derecho a recibir pago en petróleo, de acuerdo a un porcentaje determinado previamente.⁴ El porcentaje de participación se negocia entre el Estado y las contratistas, de acuerdo al Art. 12 de la Ley de Hidrocarburos.

La contratista, una vez entregada la participación de la producción perteneciente al Estado, dispondrá libremente de los hidrocarburos que le correspondan. Asimismo, la Ley 44 disminuyó la tasa del impuesto a la renta a 25% y se otorgaron facilidades para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país.

La Ley de Hidrocarburos vigente, establece diferentes niveles porcentuales de pago de regalías, en función a la cantidad de crudo extraído. Dicho porcentaje será aplicado a la producción conjunta de cada empresa incluida sus filiales, subsidiarias y asociadas. El pago de esta regalías será determinado por el ministerio del ramo, lo cual podrá ser en dinero, en especie, o una combinación de ambas. En el caso de contratos operativos las empresas no pagan regalías, debiendo ser rendidas por PETROECUADOR quien constituye el único propietario del recurso, y en el caso de contratos de participación, deberá ser cancelado por los respectivos participantes en la actividad.

⁴ Esta nueva modalidad es adicional a los contratos de prestación de servicios.

El siguiente cuadro grafica el régimen de regalías:

CUADRO 16
ECUADOR: TASA DE REGALÍAS

Tasa	Barril/día
12,5%	[0-30000>
14,0%	[30000-6000>
18,5%	[60000 a más>

Fuente: Ley de Hidrocarburos.

En el Art. 72 de la Ley de Hidrocarburos (Capítulo VII sobre fijación de precios) se establece que los precios de los productos derivados de los hidrocarburos serán fijados por el Presidente de la República, hecho que ha originado una larga polémica en Ecuador, debido al subsidio dado en ese país por la fijación de precios menores a su costo de oportunidad. En cumplimiento con esos criterios Petrocomercial publica mensualmente los precios de venta al público, así como el precio de venta a clientes de la comercializadora Petrocomercial (distribuidores, consumidores, fuerzas armadas, empresas eléctricas).

En abril del 2006 se promulgó la Ley 2006-42, cuyo objetivo es restablecer el equilibrio económico de los contratos petroleros firmados con empresas extranjeras. La Ley 2006 establece, en su Art. 2. “cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios”. Cabe resaltar que el año 2006 no ha sido materia de análisis en el presente trabajo.

2. Aspectos Económicos

2.1 Producción

Del 2000 al 2003, Ecuador presenta un crecimiento global moderado en la producción de petróleo fiscalizado, con un promedio anual de 2%. En el 2004, con la entrada en operación del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP), la tasa de crecimiento de la producción alcanza un nivel de 25%. En el 2005 la tasa de crecimiento fue 0,5%, llegando la producción nacional a 188,1 millones de barriles (MMB) al año.

CUADRO 17
ECUADOR: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO FISCALIZADA
(*mmb*)

Años	Petroecuador	Producción a cargo de Privada			Total
		Estado	Empresa	Total	Nacional
2000	85,1	14,6	46,3	60,9	146,0
2001	81,5	16,4	48,3	64,7	146,2
2002	77,6	17,0	46,3	63,3	140,9
2003	70,1	22,9	56,7	79,6	149,6
2004	66,6	36,5	84,1	120,6	187,3
2005	63,2	42,2	82,8	125,0	188,1

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

La producción fiscalizada de la empresa estatal PETROECUADOR ha venido cayendo año a año ininterrumpidamente a una tasa promedio anual de 5.2%, descendiendo desde un volumen de 85.1 MMB en 2000 hasta 63.2 MMB al 2005. Dicho descenso tiene como causa la falta de inversión en el desarrollo de las reservas de Petroecuador.⁵

La producción a cargo de las empresas privadas han crecido en el orden del 20% anual, pasando de 60.9 MMB en 2000 hasta 125 MMB en el 2005, destacando el 2004 con un aumento de 59.1%. Es necesario señalar que una parte de la producción de las empresas privadas es entregada a Ecuador en forma de regalías y participaciones, tal como lo establece la Ley de Hidrocarburos.

2.2 Precio

La evolución de los precios del crudo Oriente, que es el precio marcador del crudo ecuatoriano, ha seguido la misma tendencia ascendente de los precios internacionales. El crudo Oriente ha tenido un incremento promedio anual de 22%, influido principalmente por los años 2000 y 2005 con variaciones 65% y 35%, respectivamente. Para los otros años, los porcentajes son menores pero también importantes. A partir del 2004 los precios logran superar el umbral de US\$ 30/barril.

Debe señalarse que el crudo Oriente, debido a su grado API, tiene un precio inferior al West Texas Intermediate, crudo marcador de EEUU que se toma como referencia internacional. Como se aprecia en el cuadro, los precios del crudo Oriente han sido 20 a 30% inferiores al WTI del 2000 al 2005.

Para este trabajo, consideramos el precio del crudo Oriente como el referente para toda la producción del país.

CUADRO 18
ECUADOR: PRECIO CESTA ECUADOR Y PRECIO DEL WTI
(en US\$/Barril)

Años	Ecuador	WTI	Var (%)
2000	25,05	30,38	21,30
2001	18,95	25,98	37,13
2002	21,85	26,18	19,80
2003	26,19	31,08	18,69
2004	32,04	41,51	29,55
2005	43,20	56,64	31,10

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Ecuador y Energy Information Administration-EIA.

2.3 Costos de producción

La definición generalmente aceptada de Costos de Producción en el sector petróleo proviene del Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de EE.UU. Esta definición de Costo de Producción comprende los costos operativos más la depreciación y amortización, excluyendo los gastos financieros.

⁵ Cabe destacar que en los últimos años ha habido una gran diferencia entre la producción registrada por Petroecuador y la fiscalizada por el Ministerio de Energía y Minas, en el 2005 dicha diferencia fue de 12%, la cual motivo de una auditoria que presumía dos hipótesis (i) robo vía un sistema de "by pass" descubierto prohibida por la legislación ecuatoriana o (ii) sobreestimación debido a la antigüedad de las unidades de medición. A fines del 2006, los resultados de la auditoria concluyó que la segunda opción era la acertada.

En la información que nos ha sido proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas para las empresas privadas para los años 2001 al 2005, el costo de producción incluye, además de los costos ya señalados, los costos financieros. En nuestra opinión, la inclusión de estos costos financieros no debiera alterar significativamente los resultados de la determinación de la renta petrolera.

Para este trabajo, la información sobre los Costos de Producción proviene de las siguientes fuentes:

- Costos de Producción de las empresas privadas 2001 al 2005, provienen del Ministerio de Energía y Minas. Para el año 2000, hemos tomado la cifra de los costos del 2001.
- Costos de Producción de Petroecuador: fue solicitado como parte de la información al Ministerio de Energía y Minas. Pero no nos ha sido entregado. Provisionalmente, hemos utilizado las siguientes fuentes:
- Del 2000 al 2003: Informe de Gaffney and Cline para el Ministerio de Economía.
- Del 2004 al 2005: Información aparecida en el Power Point “Situación Financiera 2006” del Ministerio de Energía y Minas. La cifra de Costos de Producción del 2006 ha sido utilizada para los años 2004 y 2005.

Para la determinación de los costos de producción en el periodo 2000-2005, es preciso diferenciar claramente los costos de Petroecuador y los costos de las empresas privadas. Como se aprecia en el cuadro, los costos de Petroecuador siempre han sido inferiores a los de las empresas privadas. Esto se debe, en lo esencial, a la escasa reinversión realizada por la empresa estatal, mientras que lo inverso ha sucedido con las empresas privadas.⁶ En la medida que los costos de las empresas privadas son proporcionados por ellas mismas, sería importante realizar una auditoría independiente de estos costos, tal como lo ha hecho el gobierno de Bolivia en el 2006.

CUADRO 19
ECUADOR: COSTOS DE PRODUCCIÓN

Años	Petroecuador	Privadas
2000	3,9	12,0
2001	4,2	12,1
2002	5,5	14,8
2003	5,5	15,3
2004	7,6	12,7
2005	7,6	16,2

Fuente: Gaffney, Cline & Asóciate INC, Ministerio de Economía y Finanzas, Ministerio de Energía y Minas.

Otra de las causas del aumento de los costos de producción (para Petroecuador y las privadas) fue la elevada inflación en los años que siguieron a la dolarización decretada el año 2000. Desde el año 2004 la inflación comenzó a disminuir.

Finalmente, el aumento de los costos de producción de Petroecuador a partir del 2003 se explicaría por el agotamiento de los yacimientos petroleros, lo que incrementa los costos operativos. Cabe resaltar que desconocemos los motivos por los cuales se consigna un incremento del costo de producción de 30% de las empresas privadas del 2004 al 2005.

⁶ En Ecuador los costos de producción en los campos marginales (que son explotados en contratos de asociación con empresas privadas) son más altos, lo que influye en el aumento del costo de producción de estas empresas.

3. Renta por unidad producida y renta petrolera total

Con la información ya reseñada de precios del petróleo, costos de producción y volúmenes producidos, tanto de las empresas privadas como de Petroecuador, estamos en condiciones de calcular la renta petrolera (RP). Al precio internacional le restamos el costo de producción por barril y obtenemos la renta por barril. Al multiplicar esta cantidad por la producción anual en millones de barriles, obtenemos la RP, expresada en millones de dólares.

CUADRO 20
PETROECUADOR: RENTA PETROLERA 2000-2005

Años	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por Barril	Producción	Renta Petrolera
	US\$ / Barril			MMB	(US\$ millones)
2000	25,05	3,9	21,2	85,1	1 801
2001	18,95	4,2	14,7	81,5	1 201
2002	21,85	5,5	16,3	77,6	1 268
2003	26,19	5,5	20,7	70,1	1 448
2004	32,04	7,6	24,4	66,6	1 629
2005	43,20	7,6	35,6	63,2	2 249

Fuente: Cuadros anteriores.

CUADRO 21
EMPRESAS PRIVADAS: RENTA PETROLERA 2000-2005

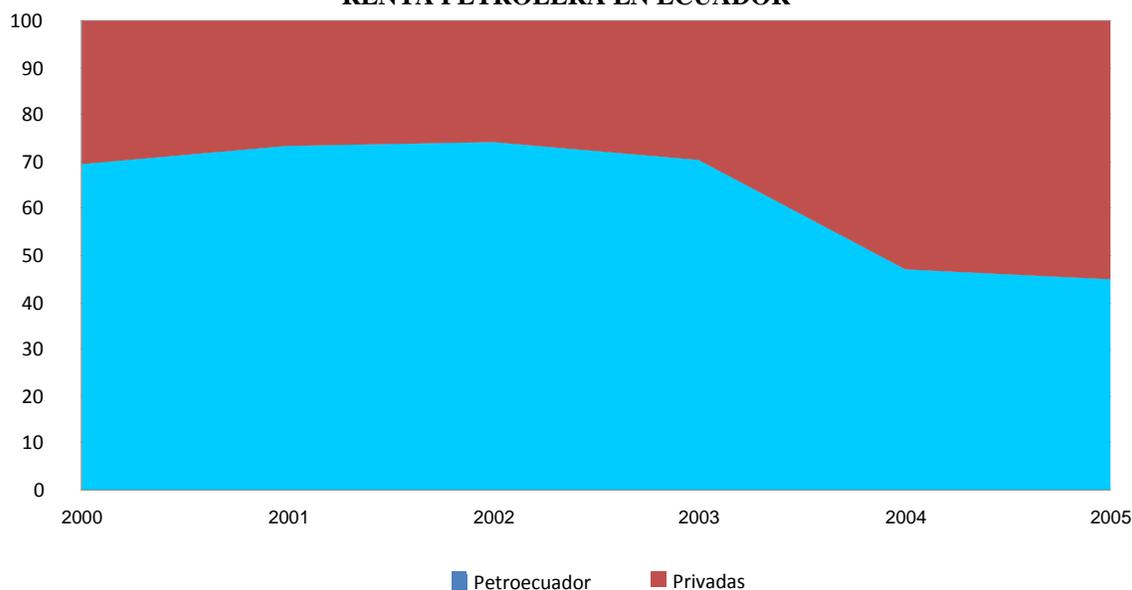
Años	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por Barril	Producción	Renta Petrolera
	US\$ / Barril			MMB	(US\$ millones)
2000	25,05	12,0	13,0	60,9	795
2001	18,95	12,1	6,8	64,7	442
2002	21,85	14,8	7,0	63,3	445
2003	26,19	15,3	10,9	79,6	868
2004	32,04	12,7	19,3	120,6	2 332
2005	43,20	16,2	27,0	125,0	3 373

Fuente: Cuadros anteriores.

La RP por barril ha ido creciendo año a año, tanto para Petroecuador como para las empresas privadas, debido al alza de los precios internacionales y a las razones específicas antes señaladas. Como el CdeP de Petroecuador es inferior al CdeP de las empresas privadas, la renta por barril de Petroecuador es superior a la de las empresas privadas en todos los años (ver cuadros),

Sin embargo, la RP total ha sí ha sufrido cambios notables, debido al aumento de la producción de las empresas privadas y al franco deterioro de la producción de Petroecuador. Así, en el 2004 por primera vez la RP generada por las empresas privadas supera a la de Petroecuador, lo que se acentúa en el 2005.

GRÁFICO 20
PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE LA
RENDA PETROLERA EN ECUADOR



Fuente: Cuadros 20 y 21 de este trabajo.

3.1 La renta petrolera de Petroecuador se convierte en renta petrolera del Estado

Normalmente, la RP de la empresa estatal puede distinguirse metodológicamente de la RP captada por el Estado. En efecto, la RP captada por la empresa es aquella que proviene de sus operaciones propias, mientras que la RP captada por el Estado está relacionada con los tributos pagados por las empresas privadas y la empresa petrolera estatal, a lo que se añade, de ser el caso, las regalías y las participaciones.

En la literatura sobre renta petrolera, la suma de la RP generada por la empresa estatal más la RP que corresponde al Estado se denomina “government take”, por sus siglas en inglés.

En el caso del Ecuador, la legislación vigente establece que Petroecuador debe entregar todos sus ingresos al fisco, quien le devuelve sus costos de producción más los gastos de inversión. Esta pérdida de autonomía económica y administrativa de Petroecuador dificulta el cálculo por separado de la RP de Petroecuador de la RP recibida por el Estado.

Por ese motivo, de ahora en adelante nos referiremos a la RP del Estado, la que integra la RP generada por Petroecuador y la RP que corresponde al Estado.

3.2 Deducción de las regalías petroleras de la renta petrolera privada

En Ecuador, una parte de la producción de las empresas privadas debe ser entregada al Estado bajo el concepto de regalías y participaciones, Por lo tanto, esta cantidad debe ser deducida del total de RP generada por las empresas privadas.

Para hacerlo, hemos empleado la siguiente metodología:

- Con información que publica el Ministerio de Energía y Minas – Dirección Nacional de Hidrocarburos (Estadísticas Hidrocarburíferas), obtenemos el volumen de petróleo producido por la empresa privada que es transferido al Estado.
- Este volumen es multiplicado por el precio internacional lo cual proporciona nuevos ingresos al Estado, los mismos que incrementan su porción de la RP.
- Los costos de producción de las regalías y participaciones siguen siendo cargados a las empresas privadas.
- Al ser transferidas al Estado las regalías y participaciones, la RP generada por las empresas privadas disminuye en la misma cantidad en que aumenta la RP que es transferida al Estado por ese concepto.

CUADRO 22
GENERACIÓN DE REGALÍAS (R) Y PARTICIPACIONES (P) PROVENIENTE
DE LAS EMPRESAS PRIVADAS

Año	R y P en Volúmenes (MMB)	Precio Oriente Internacional (US\$/Barril)	Ingreso del Estado	RP privada antes	RP privada después
			por R y P	de R y P	de R y P
(US\$ millones)					
2000	15	25	365	795	430
2001	16	19	310	442	132
2002	17	22	372	445	73
2003	23	26	600	868	269
2004	37	32	1 170	2 332	1 163
2005	42	43	1 823	3 373	1 549

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

El ingreso por regalías y participaciones al Estado Ecuatoriano se ha incrementado considerablemente a una razón de 43% anual, destacando el 2004 con la tasa de crecimiento más alta en un orden de 95%, con lo cual llegaron a US\$ 1.170 millones. Así, los niveles nominales de regalías y participaciones pasaron de US\$ 365 a US\$ 1.823 millones del 2000 al 2005.

Este aumento se explica tanto por los mayores volúmenes de barriles de petróleo transferidos de las empresas privadas al Estado debido a la mayor producción de las mismas, lo que ya ha sido señalado, así como por el aumento de los precios internacionales del crudo oriente analizado en el acápite sobre precios.

3.3 La Renta Petrolera Privada después del pago del Impuesto a la Renta

Los montos del Impuesto a la Renta que pagan las empresas petroleras debe ser deducido de la RP generada por ellas y atribuido a la RP del Estado.

Las empresas privadas pagan un impuesto a la renta del 25% al Servicio de Rentas Internas del Ecuador (SRI), Según información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas, el IR pagado en el 2000 fue US\$ 45 millones, llegando a US\$ 367 millones de dólares en el 2005, Como se aprecia, el monto pagado por IR ha venido creciendo en los últimos años.

CUADRO 23
IMPUESTO A LA RENTA PAGADO POR EMPRESAS PRIVADAS

Años	US\$ millones
2000	45
2001	49
2002	36
2003	85
2004	224
2005	367

Fuente: SRI, Proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas.

3.4 La renta petrolera del estado más regalías y participaciones y más el impuesto a la renta

El nuevo monto de la Renta Petrolera del Estado, entonces, se obtendrá de la suma de la RP consignada en el Cuadro 5, a la cual debemos adicionarle el monto de las Regalías y Participaciones (Cuadro 7), así como el Impuesto a la Renta (ver Cuadro 8).

CUADRO 24
NUEVA RENTA PETROLERA DEL ESTADO
(en US\$ millones)

Años	RP Estado	Regalía	Impuesto a la Renta	Nueva RP Estado
2000	1 801	365	45	2 210
2001	1 201	310	49	1 560
2002	1 268	372	36	1 676
2003	1 448	600	85	2 132
2004	1 629	1 170	224	3 022
2005	2 249	1 823	367	4 439

Fuente: Elaboración Propia sobre la base de los Cuadros 2, 3 y 4.

4. La RP del Estado y la RP de las empresas privadas

En los últimos años, la RP del Estado ha sufrido importantes fluctuaciones, pasando del 85% del total al 98% del año 2000 al 2002, para luego descender bruscamente, a partir del año 2003 debido, sobretudo, al aumento de la producción de las empresas privadas. En el 2005, la participación de la RP del Estado bajó al 79% del total.

En sentido inverso, la RP de las empresas privadas, bajó del 2000 al 20002, del 15% al 2% del total. Sin embargo, del 2003 en adelante su crecimiento es espectacular: se cuadruplicó del 2002 al 2003, pasando de 2 a 8% del total, Se triplicó del 2003 al 2004, para llegar al 24% del total y se mantuvo en ese rango en el 2005 (21%).

CUADRO 25
RENTA PETROLERA DEL ESTADO Y LAS EMPRESAS PRIVADAS
(en US\$ millones y en %)

Años	RP Estado	% Estado	RP Privadas	% Privadas	RP Total
2000	2 210	85	385	15	2 595
2001	1 560	95	82	5	1 642
2002	1 676	98	37	2	1 713
2003	2 132	92	184	8	2 316
2004	3 022	76	939	24	3 961
2005	4 439	79	1 183	21	5 622

Fuente: Cuadros anteriores.

En valores monetarios, la RP del Estado ascendió a US\$ 4.439 millones en el 2005, mientras que, en ese mismo año, la RP de las empresas privadas fue US\$ 1.183 millones. Cabe resaltar que en el 2002 la RP de las empresas privadas solo alcanzó la cifra de US\$ 37 millones.

4.1 Deducción de los subsidios de la renta petrolera recibida por el Estado

En Ecuador existen tres productos derivados del petróleo que no tienen un precio de venta al público sujeto al costo de oportunidad.⁷ Estos productos son: el GLP y el diesel (algunas fuentes también consideran la nafta). Para determinar la RP recibida por el Estado, se deben restar los subsidios otorgados a estos combustibles.

La información referente a los subsidios nos ha sido proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas para los años 2003 al 2005. Para los años 2000 al 2002, hemos tomado información proveniente de estudios del Banco Mundial.

CUADRO 26
ECUADOR: SUBSIDIO A COMBUSTIBLES
(en US\$ millones)

TIPO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GLP	nd	nd	nd	209	291	326	337
Gasolinas	nd	nd	nd				
Fuel Oil	nd	nd	nd				
Fuel Oil Empresas Eléctricas	nd	nd	nd				
Diesel Empresas Eléctricas	nd	nd	nd			54	63
Diesel Resto de la economía	nd	nd	nd	279	376	742	784
TOTAL	300	200	200	488	667	1 122	1 184

Fuente: Años 2000 al 2002, Banco Mundial, Años 2003 al 2006, Ministerio de Energía y Minas.

Si deducimos los subsidios de la RP del Estado, podemos apreciar que éstos tienen una incidencia cada vez más importante. En efecto, en el 2000 representaban solo el 16,7% del total de la RP del Estado, pero a partir del 2003 su participación ha venido aumentando. En el 2005, los subsidios equivalen al 50% del total de la RP del Estado.

CUADRO 27
RENTA PETROLERA DEL ESTADO MENOS SUBSIDIOS
(en US\$ millones)

Años	RP Estado	Subsidio	Subsidio / RP Estado
2000	1 801	300	16,7
2001	1 201	200	16,7
2002	1 268	200	15,8
2003	1 448	488	33,7
2004	1 629	667	40,9
2005	2 249	1 122	49,9

Fuente: Cuadros anteriores.

⁷ El planteamiento de usar el “costo de oportunidad” para la determinación de la renta petrolera es sujeto a amplios cuestionamientos por su escasa validez para países con una amplia oferta exportable de petróleo. La razón central es la enorme diferencia entre los costos de producción y el precio internacional (cuya determinación depende de factores extraeconómicos –OPEP- y geopolíticos).

Anexo 2

La participación de la Renta Petrolera Privada en su propia producción

La generación privada de la Renta Petrolera fue analizada en el Cuadro 6, la misma que ascendió en el 2005 a US\$ 3.373 millones.

Hemos realizado un cálculo adicional, que consiste en deducir del total de la Renta Petrolera generada por las empresas privadas, el valor del crudo de las Regalías y Participaciones (a precio internacional) entregadas al Estado, así como el monto del impuesto a la renta pagado por las empresas.

Este cálculo lo hacemos con el objetivo de establecer cuál es el porcentaje de participación de las empresas privadas en la renta petrolera generada por ellas mismas. Encontramos que en los años de precios bajos (hasta el 2002) la renta petrolera, como proporción de la generación privada, estaba disminuyendo: fue 8% en el 2002.

CUADRO 28
PARTICIPACIÓN DE LA RP PRIVADA
(en US\$ millones y %)

Años	Generación Privada (A)	Regalías y Participaciones (B)	Impuesto a la Renta (C)	RP Privada (D=A-B-C)	RP sobre Generación privada (D/A)
2000	795	365	45	385	48
2001	442	310	49	83	19
2002	445	372	36	37	8
2003	868	600	85	183	21
2004	2 332	1 170	224	938	40
2005	3 373	1 823	367	1 183	35

Fuente: Elaboración Propia sobre la base de los Cuadros 2, 3 y 4.

Sin embargo, ésta comienza a aumentar en el 2003, cuando sube de 8 a 21%, tendencia que se acentúa en el 2004 (pasa de 21 a 40%), En el 2005, esta renta petrolera privada (como proporción de la generación privada) disminuyó a 35%.

D. México

1. Introducción

La legislación petrolera mexicana se encuentra normada y reglamentada, principalmente en el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Dicha norma establece el monopolio de PEMEX en las etapas de exploración y producción petrolera.

El tratamiento fiscal de la empresa estatal, hace que esta no goce de independencia, siendo considerada el máximo pilar de las finanzas públicas. El 60,8% de los ingresos totales de PEMEX van a las arcas fiscales. Así, PEMEX contribuye con el 33% del total de ingresos fiscales del país.

La actividad petrolera en México presenta una producción mas o menos sostenida con mínimos porcentajes de crecimiento en los últimos años. La falta de nuevas inversiones en reservas, debido a que el fisco reciben el 60,8% de los ingresos de PEMEX es una de las principales causas de este estancamiento.

De otro lado, los precios promedio de la cesta mexicana han venido aumentando en el periodo de análisis, siguiendo la dinámica internacional. En relación, a la costos de producción, estos han venido aumentando, restando competitividad a las operaciones de PEMEX.

Finalmente, la generación de la renta petrolera en México sería la más alta de la región. Este hallazgo se hace más relevante si se considera que el 100% de dicha renta es apropiada por el Estado.

Para la adecuada interpretación de nuestros resultados, es necesario considerar que el total de renta petrolera calculada en el presente estudio (cuadro 13), corresponde básicamente a las actividades de Exploración y Producción (cuadro 15), publicadas en los informes anuales de PEMEX. Asimismo, debe notarse que las inversiones en Exploración y Producción representan en promedio el 90% del total de las inversiones de PEMEX.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

El Artículo 27 de la Constitución de 1917 establece el monopolio de PEMEX en los rubros de exploración, explotación, refinación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de petróleo crudo y sus derivados.

En los artículos 25 y 28 de la Constitución se establece que el sector público debe tener a su cargo, y de manera exclusiva, las áreas estratégicas del país, como son: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. Por esta razón, basándose en la legislación, en algunos casos se interpreta que la actividad petrolera en México no constituye un monopolio, sino más bien una función estratégica del estado.

Con respecto, al tratamiento tributario de PEMEX, se establece que esta empresa debe pagar el 60,8% de sus Ingresos Totales, lo cual termina absorbiendo todas las utilidades de la empresa estatal. Además, PEMEX debe rendir otros pagos, los que dependen del precio de exportación de crudo mexicano. En el siguiente recuadro se detalla el régimen tributario de la empresa.

RECUADRO 1 RÉGIMEN TRIBUTARIO DE PEMEX

La legislación mexicana establece un régimen tributario especial para la empresa estatal PEMEX y sus principales organismos y compañías subsidiarias. El régimen tributario de PEMEX no es como el de otras empresas estatales, es decir, que paga un impuesto a la renta sobre sus utilidades. En el caso de PEMEX, el Estado ha establecido que, por concepto de derechos de extracción (y otros). PEMEX debe pagar el 60,8% de sus Ingresos Totales, Los componentes de este régimen tributario son:

- a) Los derechos sobre extracción de petróleo se calculan aplicando una tasa del 52,3% sobre los flujos de efectivo de la diferencia entre las ventas de petróleo crudo y los costos y gastos de extracción.
- b) Se calculan derechos extraordinarios y adicionales sobre extracción de petróleo usando una tasa del 25,5% y 1,1%, respectivamente, sobre la misma base.
- c) El impuesto a los rendimientos petroleros, cuya tasa es del 35%, es equivalente al Impuesto sobre la Renta al que son sujetas las compañías mexicanas, excepto Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios. En suma todos los impuestos y derechos mencionados equivalen al 60,8% del total de las ventas a terceros.

RECUADRO 1 (CONCLUSIÓN)

Adicionalmente se paga un 39,2% sobre la porción de los ingresos por ventas de petróleo crudo, cuando éstas superen el precio presupuestado. Así, en el 2006, el precio presupuestado fue US\$ 27/barril y el precio de mercado fue US\$ 48,9/barril. La diferencia entre estos dos precios, que es igual a US\$ 21,9/ barril, multiplicado por el volumen vendido de Pemex, constituye la base para aplicar el impuesto adicional de 39,2% mencionado. Este nuevo pago adicional se denomina Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE).

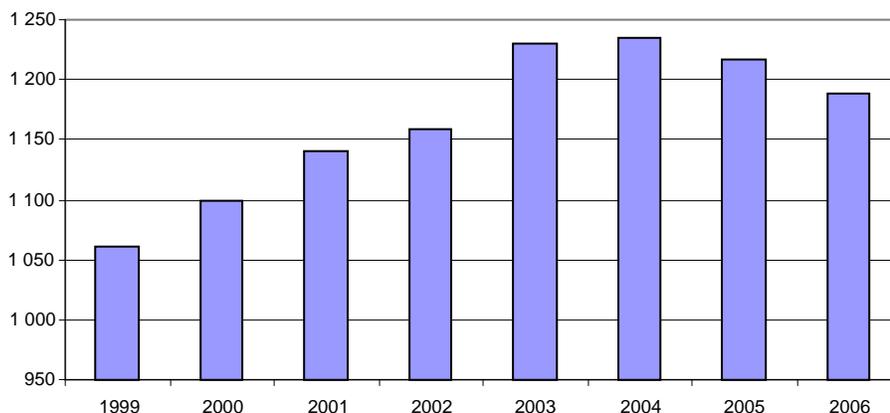
A fines del 2005 se estableció un cambio a la legislación tributaria (llamado el Nuevo Régimen Fiscal), el mismo que entró en vigencia en el 2006. Se establece que el 50% del ARE sea destinado a gasto de inversión de PEMEX en exploración, producción y refinación, gas y petroquímica. Asimismo, se estableció que el restante 50% se destine a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas. Si bien estos nuevos flujos de ingreso que recibirá PEMEX son considerables en término absolutos, son insuficientes en relación a las necesidades de inversión que requiere la empresa. Por tanto, sigue vigente poner en marcha una reforma legal más completa, lo que se sigue debatiendo en el Congreso.

Fuente: PEMEX.

3. Aspectos Económicos**3.1 Producción**

México tiene la mayor producción de petróleo de América Latina, la que es realizada solo a través de la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). La producción mantuvo un crecimiento sostenido de 1999 al 2004, año en que la producción ha comenzado a disminuir. En efecto, en el 2004 se produjeron 1,235 (MMB), pero en el 2005 y el 2006 la producción se redujo hasta 1,217 y 1,188 MMB, respectivamente.

GRÁFICO 21
MÉXICO: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
(en mmb)



Fuente: PEMEX.

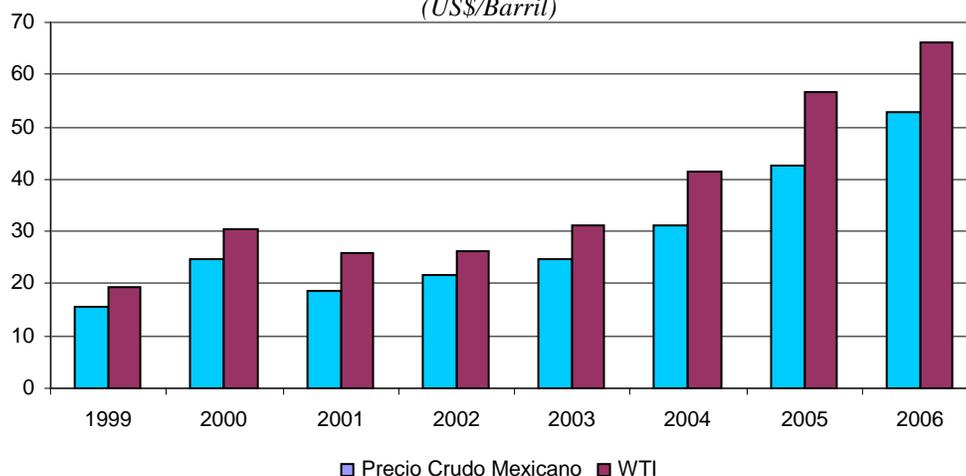
En México se extraen tres crudos altamente diferenciados. La mayor parte del crudo producido (el 73%) es crudo pesado tipo Maya. En segundo lugar viene el crudo tipo Istmo (el 23,4% del total), que es un crudo ligero. Finalmente, tenemos el crudo tipo Olmeca (3,6% del total), que es un crudo extra ligero.

El problema central de PEMEX es la escasez de inversiones en exploración y producción de petróleo, lo que limita su tasa adecuada de reposición de reserva y mantenimiento de infraestructura. Uno de sus principales retos es la exploración en aguas profundas. La falta de inversiones no se debe a problemas financieros de PEMEX, sino al hecho de que más del 60% de sus ingresos se destina al Presupuesto Nacional, recortando así las posibilidades de inversión de la empresa estatal.

3.2 Precios

México se ha beneficiado del alza del precio internacional de crudo, para el periodo, el mismo que ha aumentado en más de 250% de 1999 al 2006. En el 2005 y el 2006, el precio del petróleo de PEMEX llegó a US\$ 42,7 y US\$ 53,0 por barril, respectivamente. Como se sabe, el precio de venta del precio crudo varía de acuerdo a la calidad (los crudos ligeros tienen mayor precio que los pesados). Para nuestros cálculos usamos el precio de venta promedio en los mercados internacionales de los tres tipos de crudo, tal como la calcula anualmente PEMEX.

GRÁFICO 22
MÉXICO: PRECIO DEL CRUDO MEXICANO VS. WTI
(US\$/Barril)



Fuente: PEMEX, EIA.

Cabe resaltar que el precio del petróleo mexicano es menor al precio de referencia West Texas Intermediate (WTI). La diferencia entre el precio promedio de venta de los crudos mexicanos y el WTI ha oscilado entre el 18% y el 25% en el periodo, con excepción del 2001, año en que se llegó a una diferencia de 28%.

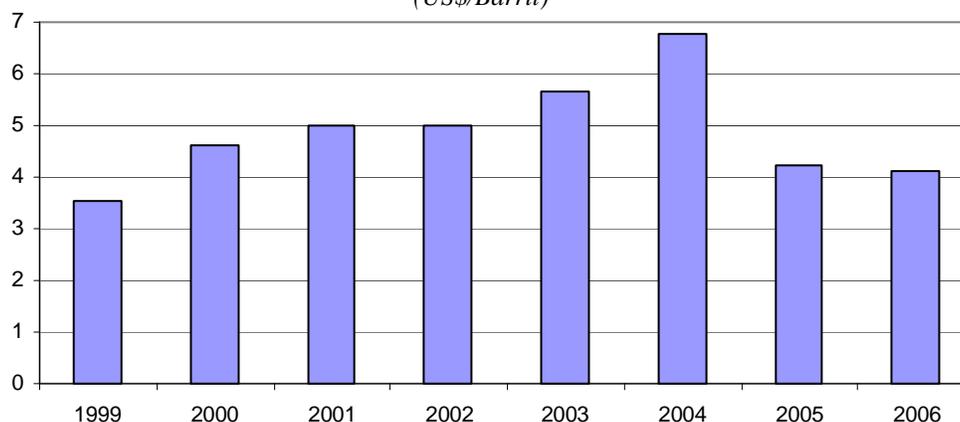
3.3. Costos de Producción

PEMEX se caracteriza por ser una empresa competitiva a nivel mundial con costos de producción por debajo de las empresas privadas transnacionales y de la mayoría de empresas estatales. En 1999, el costo de producción del promedio de crudos mexicanos era de US\$ 3,52 por barril. Los costos de producción presentan un comportamiento ascendente hasta el año 2004, momento a partir del cual empiezan a decrecer.

El aumento inicial de los costos de producción llevó a que estos alcanzaran un valor de US\$ 6,76 por barril en el 2004, lo que representó un aumento mayor al 90% desde 1999. Para los dos posteriores años se cuenta con disminuciones de 37% y 3% en el 2005 y 2006, respectivamente. Así, en el último año el costo de producción fue US\$ 4,13 por barril.

La razón fundamental que explica esta alza, en un primer momento del periodo de estudio, se basa en el agotamiento de los campos con reservas existentes y la falta de campos nuevos para reponer las reservas. Con respecto a la reducción de los costos de producción, presentada en los últimos años, la razón se debe al hecho que PEMEX, al no renovar los activos con los que realiza la explotación de los campos termina desembolsando menos costos. Sin embargo, este menor monto de inversión le podría generar un serio problema de descapitalización a la empresa.

GRÁFICO 23
MÉXICO: COSTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
(US\$/Barril)



Fuente: PEMEX, Secretaria de Energía Gaffney Cline & Associate INC.

3.4 Renta Petrolera por unidad producida y Renta Petrolera total

La Renta por barril presenta una tendencia ascendente con un crecimiento promedio anual de 28,2% y se ha casi cuadruplicado en 7 años (1999 – 2004). En el 2006, la renta por barril alcanza el mayor valor, con US\$ 48,9 por barril, Este aumento se explica mayormente por el precio internacional del crudo pues, como hemos visto en el acápite anterior, los costos de producción si bien han disminuido, ello sólo ocurre en una baja proporción en comparación al aumento de los precios.

CUADRO 29
MÉXICO: RENTA PETROLERA 1999-2004

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por Barril	Volumen Producido	Renta Petrolera
	US\$ / Barril			MMB	(US\$ millones)
1999	15,6	3,52	12,1	1 061	12 781
2000	24,8	4,63	20,2	1 099	22 164
2001	18,6	5,00	13,6	1 141	15 534
2002	21,5	5,00	16,5	1 160	19 157
2003	24,8	5,65	19,1	1 230	23 538
2004	31,1	6,76	24,3	1 235	29 993
2005	42,7	4,24	38,5	1 217	46 776
2006	53,0	4,13	48,9	1 188	58 127

Fuente: PEMEX, Energy Information Administratio-EIA, Gaffney Cline & Asóciate INC.

La renta petrolera total proviene del producto de la renta por barril por el volumen producido. Si bien, ambos han tenido una expansión sostenida en el período analizado, el aumento de la renta por barril ha sido significativamente mayor. Desde 1999 hasta el 2006 la

Renta Petrolera total aumenta en 355%, lo que arroja un promedio anual de 28%. La renta petrolera total llegó a US\$ 58.127 millones en el 2006, la cifra más alta alcanzada por la empresa.

RECUADRO 2

LA RENTA PETROLERA EN LOS ESTADOS FINANCIEROS DE PEMEX

Los Ingresos Totales por ventas del sector Exploración y Producción poseen un comportamiento ascendente desde US\$ 31.177 millones en el 2002 hasta US\$ 78.689 millones en el 2006. Una parte fueron las ventas a “clientes”, denominándose así a las exportaciones de crudo realizadas por PEMEX, aproximadamente el 50% de sus ventas totales.

El otro 50% de crudo se destina al mercado interno y recibe el nombre de ventas intersegmentos, pues corresponde a las transferencias de crudo efectuadas por PEMEX a las otras unidades de negocios, tales como Refinerías, Petroquímica y Gas y Petroquímica Básica. La valorización de estas transferencias intersegmentos la realiza PEMEX a valores de mercado, con precios equivalentes al mercado internacional, como lo establece la política de precios internos de combustibles en México, lo que significa que no hay subsidios a los consumidores.

Los costos y gastos (línea 2) corresponden a aquellos incurridos en las actividades de exploración y producción, lo que se aproxima mucho a los “costos de producción”.

El rendimiento operativo (línea 3) es la renta petrolera de PEMEX (en el sector exploración y producción), antes del pago de impuestos, Podemos apreciar que los montos son significativos, ya que aumentan desde US\$ 21.247 en 1999 hasta US\$ 61 059 millones en el 2006. Si se comparan estas cifras con aquellas de Rendimiento Operativo para todos los rubros de PEMEX (Cuadro 5), podemos apreciar que buena de la utilidad operativa proviene de las actividades de exploración y producción.

CUADRO 30

PEMEX: ESTADO DE RESULTADOS EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

(US\$ millones)

	2002	2003	2004	2005	2006
1. Ingreso	31 177	39 559	53 447	68 416	78 689
2. Menos: Costos y gastos	9 929	11 354	14 155	18 205	17 630
3. Rendimiento operativo (1-2)	21 247	28 205	39 292	50 211	61 059
4 Menos: Intereses e impuestos	19 635	28 101	40 594	51 954	54 349
5. Rendimiento neto (3-4)	1 612	104	(1 302)	(1 743)	6 710

Fuente: Pemex – Reporte Información Financiera, varios años.

Finalmente, en la línea 4 tenemos los intereses e impuestos que paga PEMEX por las actividades de Exploración y Producción, los que superan largamente el 90% del total del Rendimiento Operativo.

Por esta razón, el rendimiento neto de PEMEX es marginal en el 2002 y el 2003, tornándose negativo a partir del 2004. Si esta situación continúa, la viabilidad de la empresa estará en serio peligro.

Fuente: PEMEX.

4. Participación de PEMEX en los ingresos fiscales de México

Con respecto al pago de impuestos y otros, PEMEX está sujeta –como ya se ha dicho- a un régimen tributario especial, pues tiene que entregar al Fisco más del 60% de sus ingresos (ver recuadro 1), Esta política lleva a que el Estado se lleve toda la utilidad de PEMEX. En 1999, la recaudación estatal proveniente de PEMEX ascendió a US\$ 29.946 millones, cifra que se elevó considerablemente a US\$ 78.964 millones en el 2006.

El resultado del aumento de la participación de PEMEX en los ingresos tributarios es que su contribución al total nacional de recaudación ha venido aumentando, pasando del 30 al 38% de 1999 al 2006, Cabe señalar que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público registra los

ingresos fiscales petroleros considerando todas las actividades productivas de PEMEX (exploración, explotación, refinación, comercialización, etc).

CUADRO 31
PEMEX EN LOS INGRESOS FISCALES
(US\$ millones)

Conceptos	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ingreso Fiscal Total	100 076	125 594	136 136	143 521	148 239	156 950	178 799	207 614
Ingresos Petroleros	29 946	41 573	41 394	42 422	49 412	56 474	66 692	78 964
Participación	0,30	0,33	0,30	0,30	0,33	0,36	0,37	0,38

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

E. Venezuela

1. Introducción

Venezuela fue el noveno productor de petróleo crudo a nivel mundial en el 2006, con el 3,7% de la producción mundial, luego de Arabia Saudita, Rusia, EEUU, Irán, México, Canadá, China y Emiratos Árabes Unidos. En cuanto a reservas de petróleo, Venezuela ocupó una importante sexta posición, con el 6,6% de las reservas probadas a nivel mundial.⁸ Su capacidad de refinación se ubica en una situación intermedia con el 1,6% de la capacidad mundial lo que le da la posición 17 a nivel internacional.⁹

Venezuela es el primer país de América Latina en importancia de reservas de petróleo con 80 000 MMB en el 2006. Además posee importantes reservas de petróleo pesado y extra pesado no contabilizados en la Faja del Orinoco, que ascienden a 270 000 MMB.

La actividad petrolera en Venezuela se desarrolla bajo cuatro modalidades: la producción propia de la estatal PDVSA, los Convenios Operativos de PDVSA con empresas privadas, las Asociaciones Estratégicas de PDVSA con empresas privadas en la Faja del Orinoco y los contratos de riesgo compartido (que recién están en la fase de exploración). La producción propia de PDVSA es mayoritaria, mientras que los Convenios Operativos y las Asociaciones Estratégicas empezaron a inicios de los noventa.

En los últimos años se han llevado a cabo importantes cambios en la legislación petrolera, los que se han plasmado, principalmente, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2002 y en la Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo del 2006. Estos cambios (que se analizan más adelante) difieren radicalmente de la “apertura petrolera” venezolana de los 90, así como de las políticas de muchos países de América Latina, también en la década del 90, que se orientaron a la apertura, liberalización y desregulación del sector hidrocarburos con el objetivo de atraer a la inversión extranjera otorgándole mayores incentivos.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

En Venezuela, desde el 2002 en adelante se ha modificado de manera profunda la legislación sobre hidrocarburos (petróleo y gas natural). El presente trabajo abarca el periodo 1999-2005,

⁸ British Petroleum (BP), Statistical review of world energy 2006, London 2006, pp. 4 y 6.

⁹ British petroleum, Op.Cit., pp. 16, 20 y 22.

motivo por el cual no se toman en cuenta las modificaciones legales ocurridas después de esa fecha.¹⁰

Los aspectos normativos en Venezuela se contemplan en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. En el Título VI del Sistema Económico en conformidad con el Capítulo I, Art. 302 se establece que el Estado se reserva, mediante ley orgánica respectiva “por razones de conveniencia nacional” la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. Asimismo el Art. 303 dice: “Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela S.A.”.

En enero del 2002 entró en vigencia una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH, Decreto 1510), que deroga y reemplaza todos los dispositivos legales anteriores. La LOH modifica la participación del Estado en las actividades llamadas primarias (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento iniciales). Anteriormente, la participación alcanzaba un máximo de 35%. Con el Decreto 1510 (Art. 9), el Estado se reserva una participación superior al 50% en las empresas mixtas.

Asimismo, se fija un incremento de las regalías petroleras (Art. 44), la que aumenta de 16,66% a 30%. Sin embargo, en caso de que se demuestre que los yacimientos -maduros o de petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco, de bajo valor comercial- no sean económicamente explotables, la regalía puede rebajarse hasta el 20%. En el caso de bitúmenes de la Faja, la regalía puede ser rebajada hasta el 16,66%. De otro lado, se bajó el impuesto sobre la renta de 67% a 50%.

También se tipifican los siguientes impuestos (Art. 48): (i) impuesto superficial, (ii) impuesto de consumo propio, e (iii) impuesto de consumo general. El primero consiste en cien unidades tributarias por cada Km² o fracción de extensión y se establece un aumento de 5% anual. El segundo prevé el pago de 10% por cada metro cúbico de productos derivados producidos y consumidos, calculados sobre el precio de venta al consumidor final. El impuesto al consumo general establece que por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno será entre 30% y 50% del precio pagado.

Con respecto a la comercialización, la LOH establece (Art. 60) que las actividades de suministro de derivados de hidrocarburos constituyen un servicio público. Por ese motivo, el Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, fijará los precios de los productos derivados de los hidrocarburos.

Mediante Decreto N° 1,478 del 4 de octubre de 2001 se reformó el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica. Se establece que, durante los ejercicios fiscales correspondientes a los años del 2003 al 2007 se transferirá al Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica en el año 2003, el seis por ciento (6%) del ingreso fiscal petrolero. El referido porcentaje se incrementará anual y progresivamente en una proporción constante de 1% hasta alcanzar en el año 2007 el diez por ciento (10%).

3. Generación de la Renta Petrolera

3.1 Producción

En el período analizado (1999-2005), la producción de petróleo se mantuvo estable de 1999 al 2002. En el 2003 tuvo un fuerte descenso debido a una huelga que se prolongó más de tres meses

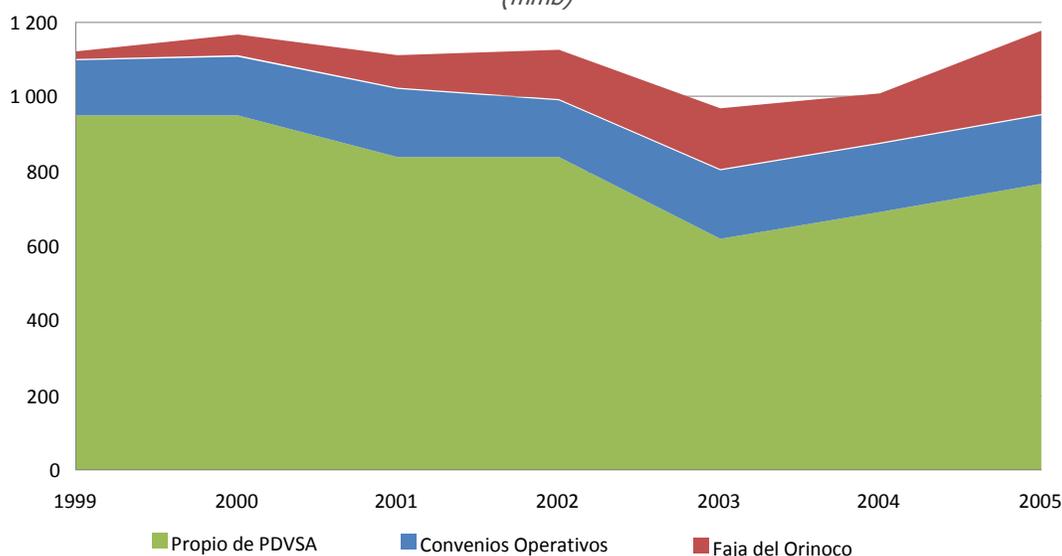
¹⁰ Cabe resaltar que los cambios legales del 2006 otorgan al Estado venezolano una mayor participación en la renta petrolera. Estos cambios son analizados en el Anexo 3.

(desde diciembre del 2002 hasta febrero del 2003). En el 2004, comienza una recuperación, que continúa hasta la actualidad.

La producción de petróleo en Venezuela, hasta el 2005, provino de tres fuentes: a) la producción propia de PDVSA; b) los 32 Convenios Operativos que varias empresas privadas han firmado con PDVSA para extraer petróleo de Areas Marginales; y, c) las cuatro Asociaciones Estratégicas que ha firmado PDVSA para explotar el crudo extrapesado de la Faja del Orinoco.

Como se aprecia en el siguiente gráfico, la mayor producción le corresponde a PDVSA, aunque ésta disminuyó hasta el 2003, recuperándose en el 2004 y el 2005. De su lado, la producción de los Convenios Operativos comienza en 1994 (el petróleo producido es de propiedad de PDVSA, recibiendo la contratista una tarifa de retribución por sus servicios), mientras que las Asociaciones Estratégicas (en este caso, se trata de “joint ventures” entre PDVSA y empresas privadas) comienzan en 1995 y llegan a su producción máxima de 225 millones de barriles en el 2005.

GRÁFICO 24
VENEZUELA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MODALIDAD
(mmb)



Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

En términos relativos, de 1999 al 2005 la participación de estas tres fuentes ha variado como se muestra en el siguiente cuadro. La participación de los Convenios Operativos y de las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco aumentó, mientras la producción propia de PDVSA viene disminuyendo.

CUADRO 32
VENEZUELA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MODALIDAD

	Convenios operativos		Faja del Orinoco		Propio de PDVSA		Total MMB
	MMB	%	MMB	%	MMB	%	
1999	147	13	20	2	949	85	1 116
2000	160	14	56	5	949	81	1 165
2001	183	17	85	8	840	76	1 108
2002	153	14	129	12	840	75	1 122
2003	183	19	164	17	621	64	967
2004	183	18	129	13	694	69	1 005
2005	183	16	225	19	767	65	1 174

Fuente: PDVSA, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

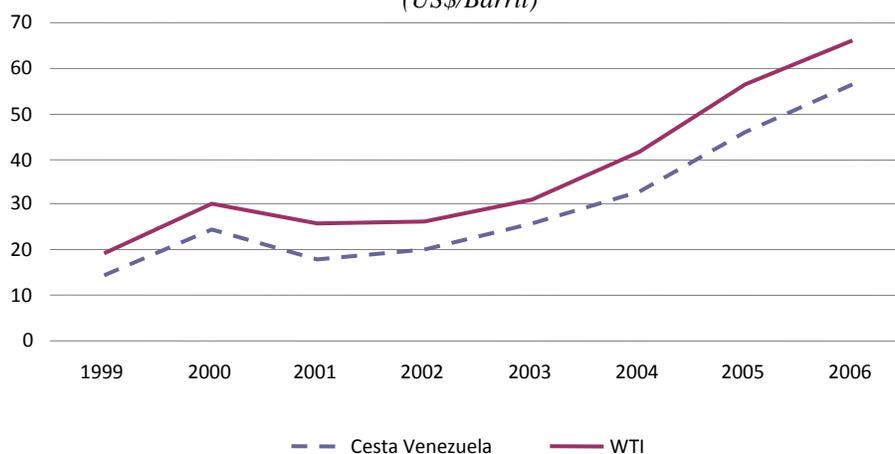
3.2 Precios

El precio de exportación de los crudos venezolanos es un precio de exportación promedio para todos los crudos, que proporciona el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Ni este Ministerio, ni PDVSA, proporcionan esta información de manera desagregada.

El precio de la cesta petrolera en Venezuela sigue la tendencia del precio internacional. En 1999 se contaba con un precio de US\$ 14,3 por barril de petróleo. La tasa de crecimiento del 2003, 2004 y 2005 fue 28%, 28% y 40%, respectivamente. Para el 2005 el precio de la cesta subió a US\$ 46/barril.

La diferencia entre la calidad del crudo venezolano con el petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI), puede determinarse mediante la diferencia de precio entre el precio de la cesta de petróleo venezolano y el WTI. Dicha diferencia ha sido más o menos constante en el tiempo, como se aprecia en el gráfico. La diferencia porcentual de estos precios posee un promedio de 22% para el periodo 1999 al 2005.

GRÁFICO 25
PRECIO DE LA CESTA DE PETRÓLEO VENEZOLANO Y WTI
(US\$/Barril)



Fuente: Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

3.3 Costo de producción de petróleo en Venezuela

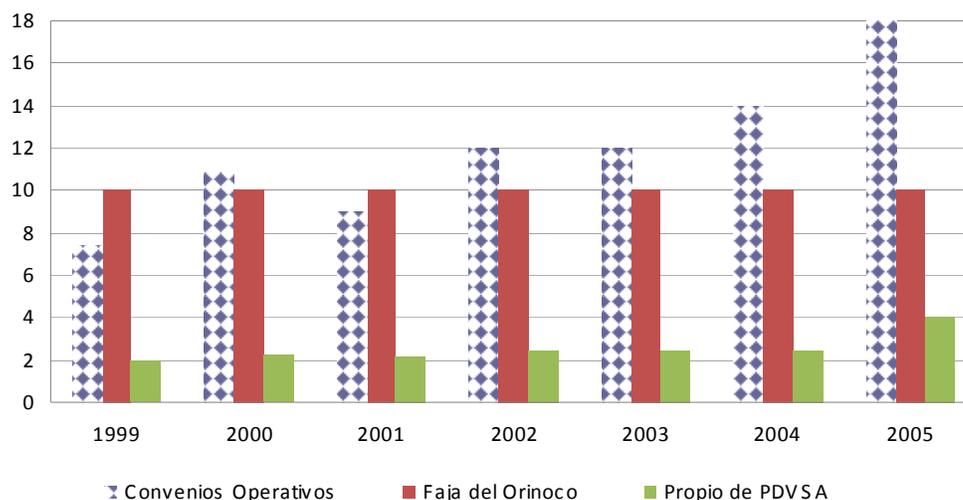
El costo de producción de petróleo en Venezuela varía según los campos petroleros. PDVSA explota directamente los campos que tienen un costo de producción menor. En el período analizado, estos costos de producción han aumentado ligeramente, situándose en el 2005 en US\$ 4 por barril.¹¹ Como ya se ha dicho, la producción propia de PDVSA representa más de las dos terceras partes del total de la producción.

El costo de producción del petróleo proveniente de los Convenios Operativos es bastante superior al de los campos de PDVSA. Esto se debe a que se trata de Campos Marginales, en los cuales la extracción de petróleo necesita una inversión mayor a aquella que se obtiene de campos “normales”. En este caso, el Costo de Producción, según información oficial de PDVSA, aumentó de US\$ 7,37/barril en 1999 a US\$ 18/barril en el 2005.

¹¹ Información tomada de la revista Soberanía, cuya fuente son los Estados Financieros Auditados de PDVSA.

En la Faja del Orinoco, la producción de crudo se realiza mediante técnicas especiales (mezcla del petróleo crudo extrapesado de la Faja con petróleo más ligero), lo que determina costos de producción más altos. Para el período 1999-2005, el costo de producción promedio fue US\$ 10/barril.

GRÁFICO 26
VENEZUELA: COSTOS DE PRODUCCIÓN POR MODALIDAD
(US\$/Barril)



Fuente: PDVSA, UNCTAD, Soberanía.

Tomando los costos promedio, ponderados por el nivel de producción, vemos que han aumentado desde US\$ 2,9 por barril en 1999 hasta US\$ 7,3/barril en el 2005. En parte el aumento del costo de producción promedio se debe a que durante el 2003 la huelga de PDVSA, disminuyó la producción de dichos campos (que son los que tienen menor costo de producción), lo que hizo aumentar el costo de producción promedio.

CUADRO 33
VENEZUELA: COSTO DE PRODUCCIÓN

	Convenios Operativos	Faja del Orinoco	Propio de PDVSA	Promedio Nacional
1999	7,4	10,0	2,0	2,9
2000	10,8	10,0	2,2	3,8
2001	9,0	10,0	2,2	3,9
2002	12,0	10,0	2,4	4,6
2003	12,0	10,0	2,4	5,5
2004	14,0	10,0	2,4	5,5
2005	18,0	10,0	4,0	7,3

Fuente: PDVSA, UNCTAD, Soberanía.

3.4 Renta petrolera por unidad producida y renta total

De 1999 al 2005, la Renta Petrolera por barril ha pasado de US\$ 11,5/barril a US\$ 38,7/barril, lo que equivale a un crecimiento promedio anual de 28%. La mayor parte de la Renta Petrolera de Venezuela es explicada por las actividades propias de PDVSA. Cabe señalar, además, que en este periodo también aumentó la renta petrolera proveniente de los Convenios Operativos y de las Asociaciones Estratégicas.

CUADRO 34
VENEZUELA: RENTA PETROLERA 1999-2004

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por Barril	Producción	Renta Petrolera
	US\$ / Barril			MMB	(US\$ millones)
1999	14,3	2,9	11,5	1 116	12 812
2000	24,5	3,8	20,7	1 165	24 084
2001	18,0	3,9	14,1	1 108	15 636
2002	20,1	4,6	15,5	1 122	17 422
2003	25,8	5,5	20,2	967	19 583
2004	32,9	5,5	27,4	1 005	27 528
2005	46,0	7,3	38,7	1 174	45 446

Fuente: PDVSA, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, UNCTAD, soberanía.

En el 2005, la renta petrolera alcanzó la cifra de US\$ 45 446 millones, más del triple de la renta de 1999. Como ya se ha dicho, esto se debe al fuerte aumento del precio internacional, el mismo que fue ampliamente superior al aumento de los costos de producción.

3.5 Generación de la Renta Petrolera por tipo de empresa

Para una mejor comprensión de la determinación de la renta petrolera venezolana, es importante su análisis desagregado. De acuerdo a la estructura de la actividad petrolera, PDVSA es responsable, en promedio para todo el período, del 82% de la renta petrolera total. En segundo lugar viene la renta de los Convenios Operativos con 10% y, finalmente, las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco con el 8%.

CUADRO 35
GENERACIÓN DE LA RENTA PETROLERA POR TIPO DE EMPRESA

Años	Convenios Operativos		Faja del Orinoco		Propio de PDVSA		Promedio Nacional
	US\$ millones	%	US\$ millones	%	US\$ millones	%	US\$ millones
1999	1 023	8	88	1	11 701	91	12 812
2000	2 179	9	809	3	21 096	88	24 084
2001	1 656	11	682	4	13 298	85	15 636
2002	1 244	7	1 310	8	14 868	85	17 422
2003	2 512	13	2 589	13	14 482	74	19 583
2004	3 446	13	2 959	11	21 124	77	27 528
2005	5 115	11	8 114	18	32 216	71	45 446

Fuente: PDVSA, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, UNCTAD, soberanía.

En lo que concierne a la participación de PDVSA en la generación de la Renta Petrolera, ésta disminuyó de 1999 al 2005, pasando del 91% a 71%. Cabe resaltar la caída del 10% entre los años 2002-2003, debido a la huelga de los trabajadores de PDVSA.

Posteriormente se produce un ligero aumento en el 2004 a 77%, producto de la recuperación de la producción de la empresa estatal. En el 2005 se puede apreciar que aumenta la participación en la renta petrolera de la Faja del Orinoco.

4. Distribución de la Renta Petrolera

El hallazgo más importante es que el Fisco venezolano participó con US\$ 14,853 millones en promedio para el periodo analizado, lo que equivale al 64% de la renta petrolera (las modalidades

de recaudación se analizan más adelante). De su lado, las Utilidades Netas de PDVSA (descontados los dividendos que entrega al Fisco) representaron el 8% de la renta petrolera. Sumadas ambas, tenemos una participación del 72% del total de la renta petrolera.

Es necesario advertir que, con respecto los Convenios Operativos y la Faja del Orinoco, los cálculos de utilidades, regalías e impuesto a la renta tienen un valor referencial pues provienen de un cálculo desarrollado por nosotros en esta investigación, ya que no nos ha sido posible tener acceso a los Informes Anuales ni a los Estados Financieros de las empresas. Hemos realizado nuestros cálculos a partir de dos variables conocidas: los ingresos operativos y el costo de producción (ver Anexos 3 y 4).

CUADRO 36
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA
(en US\$ millones)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Promedio	Estructura (%)
A. Ingresos Tributarios	2 764	6 225	3 603	1 732	2 727	3 357	10 879	4 470	19
Tributos PDVSA	2 521	5 748	3 122	1 102	1 823	2 058	8 800	3 596	15
Tributos de la Faja Orinoco	25	129	150	263	467	698	1 093	403	2
Tributos Convenios Operativos	218	349	330	367	438	600	986	470	2
B. Regalías (No Tributarios)	3 009	4 992	3 907	5 671	6 085	9 654	13 151	6 638	29
Regalías PDVSA	3 008	4 986	3 900	5 659	6 063	9 621	13 100	6 620	29
Regalías Faja	1	6	7	12	22	32	51	19	0
C. PDVSA - Dividendos	1 719	2 018	4 774	2 752	2 283	2 217	1 317	2 440	11
D. Programas Sociales	0	0	0	0	324	4 011	4 800	1 305	6
I. Sub-Total Estado (A + B + C+D)	7 492	13 235	12 284	10 155	11 419	19 238	30 147	14 853	64
Utilidad Neta PDVSA (menos dividendos)	1 099	5 198	-447	788	1 618	922	3 283	1 780	8
Excedente Empresas Privadas Faja	-11	159	56	188	550	1 249	2 561	679	3
Excedente Empresas Privadas CO	107	172	163	367	438	600	986	405	2
Subsidio al consumidor	409	1 617	826	3 504	2 774	4 374	6 622	2 875	12
Otros (1)	3 716	3 702	2 754	2 420	2 784	1 145	1 847	2 624	11
II. Sub-Total no Fisco (III - I)	5 320	10 849	3 352	7 267	8 164	8 290	15 299	8 363	36
III. Total General	12 812	24 084	15 636	17 422	19 583	27 528	45 446	23 216	100

(1) Incluye costos financieros, subsidios a filiales.

Fuente: PDVSA, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo; Energy Information Administration, soberanía, UNCTAD.

Este excedente de las empresas privadas habría representado el 5% de la renta petrolera promedio recaudada en el periodo. En este rubro consideramos a las empresas que tienen Convenios Operativos y a las empresas que participan en las Asociaciones Estratégicas con PDVSA en la Faja del Orinoco.

La renta del consumidor ascendió a US\$ 2.875 millones en promedio para el periodo analizado, lo que representó el 34% de la Renta Petrolera no fiscal. Como se aprecia, su monto se ha venido incrementando en los últimos años, debido a que el costo de producción de PDVSA es superior al precio de venta en el mercado interno. La metodología utilizada para el cálculo de la renta del consumidor consiste en multiplicar los volúmenes de petróleo dedicados al consumo interno por la diferencia existente entre el precio internacional del petróleo y el precio de venta promedio del barril de crudo que se destina al mercado interno.¹²

¹² Este precio ha sido obtenido de Espinasa (2005).

4.1 Análisis de los ingresos totales del Estado

En Venezuela, los Ingresos Fiscales Totales (Tributarios y No Tributarios) alcanzaron, en promedio US\$ 14.853 millones anuales, como vimos en el acápite anterior. Esto representa el 64% del total de la renta petrolera de Venezuela. A continuación presentamos un análisis desagregado de los Ingresos Totales del Estado (la renta petrolera de US\$ 14,853 millones equivale al 100%).

CUADRO 37
VENEZUELA: DISTRIBUCIÓN DESAGREGADA DE LA RENTA PETROLERA
(porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Promedio
A. Ingresos Tributarios	37	47	29	17	24	17	36	30
Tributos PDVSA	34	43	25	11	16	11	29	24
Tributos de la Faja Orinoco	0	1	1	3	4	4	4	3
Tributos Convenios Operativos	3	3	3	4	4	3	3	3
B. Regalías (Ingresos No Tributarios)	40	38	32	56	53	50	44	45
Regalías PDVSA	40	38	32	56	53	50	43	45
Regalías Faja	0,02	0,05	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1
C. PDVSA - Dividendos	23	15	39	27	20	12	4	16
D. Programas Sociales	0	0	0	0	3	21	16	9
Sub-Total Estado (A + B + C+D)	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: PDVSA Memorias e informes, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo; Energy Information Administration.

Los Ingresos Tributarios en el periodo analizado representaron el 30% de los ingresos fiscales totales. La mayor parte del Impuesto sobre la Renta (ISLR) recaudado provino de la estatal PDVSA, con el 24%. El ISRL recaudado por las asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco y las empresas con Convenios Operativos, ascendió en promedio a 6%, en conjunto.

Los Ingresos No Tributarios (regalías) fueron el 45% de los ingresos fiscales totales. Estas Regalías son pagadas por PDVSA y por las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco (las empresas privadas que tienen convenios operativos no pagan regalías, pues PDVSA es la propietaria del petróleo). Cabe destacar que más del 99% de las regalías provienen de PDVSA, ya que las regalías provenientes de las Asociaciones Estratégicas ascienden a montos muy pequeños.

PDVSA le pagó a su único accionista, el Estado venezolano, dividendos por US\$ 2.440 millones en promedio en el período analizado, lo que representó el 16% de los Ingresos Totales. El monto a pagar es determinado año a año por la Junta General de Accionistas.

Finalmente, cabe resaltar que a partir del 2003 se ponen en marcha programas sociales a cargo de PDVSA, los mismos que, en promedio, ascendieron a US\$ 2.884 millones, es decir, el 9% de los Ingresos Totales del Estado.

4.2 Análisis de la Renta Petrolera no Fiscal

La renta petrolera no fiscal ascendió a US\$ 8.493 millones en el periodo analizado y tiene cinco componentes:

- La Utilidad Neta de PDVSA, que fue de US\$ 1.780 millones en promedio para el período, lo que representó el 21% del total recaudado por concepto de Renta Petrolera No fiscal. A esta Utilidad Neta de PDVSA ya se le han descontado los dividendos que le paga al Estado (único accionista).

- El excedente de las empresas privadas provenientes de las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco, el mismo que ascendió a US\$ 679 millones anuales en promedio para el período, es decir, el 8% del total de la renta petrolera no fiscal. Este excedente ha venido aumentando al mismo ritmo que la producción.
- El excedente de los convenios operativos, que ascendió a US\$ 405 millones en promedio para el período, es decir, el 5% del total de la renta petrolera no fiscal.¹³
- La renta del consumidor, como ya se ha visto, fue US\$ 2.875 millones en promedio para el periodo analizado, lo que representó el 34% de la Renta Petrolera no fiscal.
- El rubro Otros se obtiene como residuo y ascendió a US\$ 2.884 millones en promedio para el período, representando el 31% de la Renta Petrolera no fiscal. Si bien no existe información desagregada, en la investigación hemos determinado que este rubro está compuesto, principalmente, por los gastos financieros de PDVSA, así como por los subsidios de PDVSA a las filiales en el extranjero.¹⁴

CUADRO 38
VENEZUELA: DISTRIBUCIÓN DESAGREGADA DE LA RENTA PETROLERA NO FISCAL
(Porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Promedio
Utilidad Neta PDVSA (menos dividendos)	21	48	-13	11	20	11	21	21
Excedente Empresas Privadas Faja	0	1	2	3	7	15	17	8
Excedente Empresas Privadas CO	2	2	5	5	5	7	6	5
Renta del consumidor	8	15	25	48	34	53	43	34
Otros (1)	70	34	82	33	34	14	12	31
Sub-Total no Fisco	100	100	100	100	100	100	100	100

(1) Incluye costos financieros, subsidios a filiales

Fuente: PDVSA Memorias e informes, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo; Energy Information Administration.

¹³ Según PDVSA, los pagos que se efectúan a estas empresas guardan una estrecha relación con el precio internacional del petróleo, en lugar de estar relacionados a sus costos de producción reales. Por ese motivo, el gobierno planteó a estas empresas la renegociación de los contratos, lo que comenzó a regir en enero del 2006: ahora PDVSA tiene una participación no inferior al 51% de las acciones.

¹⁴ En el 2001, US\$ 1,800 millones se destinaron al subsidio a las filiales (Internacionalización de PDVSA, 2002).

Anexo 3

Las reformas que empiezan a regir en el 2006

En el 2005 el gobierno venezolano declaró ilegales los 32 convenios operativos firmados entre 1990 y 1997 y propuso una nueva legislación. A inicios del 2006, tras un proceso de negociación que tenía como fecha tope el 31 de diciembre de 2005, las transnacionales acordaron con PDVSA legalizar sus actividades en el país a través de su migración a Empresas Mixtas, asociación prevista en la Ley Orgánica de Hidrocarburo. En promedio PDVSA cuenta con el 60% de la propiedad de estas nuevas “Empresas Mixtas”.

Para mayo del 2006, la Asamblea Nacional aprobó la Ley de Reforma Parcial del Decreto N° 1,510 con Fuerza de Ley Orgánica, que regirá para el funcionamiento de las nuevas “compañías mixtas”. Esta reforma está diseñada para consolidar la migración de convenios operativos a “compañías mixtas”, donde el Estado tendrá más del 50% del capital social (Art. 22). En los Art. 24 y 25 se especifica que las empresas privadas que se asocien con el Estado pueden ser operadoras (su participación puede llegar a un máximo de 49%).

También se establecen reformas en relación a una mayor recaudación fiscal proveniente del sector petrolero. En el Art. 44 se establece la uniformidad del pago de una regalía equivalente al 30% del volumen de los hidrocarburos extraídos, el que se puede pagar en volumen o en dinero (Art. 45). Asimismo, se creó el Impuesto a la Extracción, equivalente al 33,33% del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos del yacimiento (Art. 48). El pago de la regalía de 30% podrá ser deducido de este Impuesto a la Extracción.¹⁵ Adicionalmente, se creó el Impuesto de Registro de Exportación (Art. 48), que será el 0,1% del valor de todo hidrocarburo exportado, el mismo que se calcula sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburo.

En lo que respecta al impuesto a la renta, la Asamblea Nacional, en Agosto del 2006, aprobó uniformizar el Impuesto sobre la Renta (ISLR) en una tasa (tarifa) de 50%. Esta modificación implica que las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco, que pagaban una tasa del 34%, deberán pagar el 50% a partir del 2007. Para ello se modificaron los artículos 11 y 57 y se derogó el artículo 56, sobre rebajas.

De manera similar al proceso de traspaso de Convenios Operativos a “Compañía Mixtas”, en el 2006 el viceministro de Energía y Petróleo, Bernard Mommer anunció que el gobierno ha determinado que las asociaciones estratégicas de la Faja Petrolífera del Orinoco migren a empresas mixtas. Esta medida busca uniformar el régimen fiscal para todas las asociaciones que exploten crudo en el país, por lo que PDVSA tendrá mayoría accionaria -51% como mínimo- en la Faja del Orinoco. En febrero del 2007 con el Decreto Ley 5,200 (Ley de Nacionalización), se determina la migración a Empresas Mixtas a los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.

¹⁵ “Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial” (Art. 48).

Anexo 4

Para calcular el impuesto sobre la renta (ISLR) y el excedente en los Convenios Operativos, procedemos de la siguiente manera:

Multiplicamos la producción en Convenios Operativos por los costos de producción que PDVSA reconoce a las empresas prestadoras de servicio, Esto representa los ingresos brutos de estas empresas.

Se estima la Utilidad Operativa como el 30% del ingreso de las operaciones en Convenio Operativos entre 1999 al 2001. Para los demás años 2002, 2003, 2004 y 2005 se asumieron tasas de 40%, 40%, 47% y 60%, respectivamente; aumento en función a los costos pagados a las prestadoras de servicios.

De acuerdo a la Legislación Venezolana la tasa de impuesto sobre la renta es del 67% hasta el 2001 y de 50% desde el 2002. Con esta tasa se obtiene el pago por ISLR.

El Excedente se obtiene del saldo utilidad operativa menos ISLR.

CUADRO 39
VENEZUELA: OPERACIONES FINANCIERAS EN CONVENIOS OPERATIVOS

	Producción	Costo Prod.	Ingreso	Utilidad Op,	ISLR	Excedente
	(millones barriles)	(US\$/barril)	(US\$ millones)			
1999	147,0	7,4	1 084	325	218	107
2000	160,1	10,8	1 736	521	349	172
2001	183,2	9,0	1 644	493	330	163
2002	153,0	12,0	1 835	734	367	367
2003	182,5	12,0	2 189	876	438	438
2004	182,5	14,0	2 555	1201	600	600
2005	182,5	18,0	3 285	1971	986	986

Fuente: PDVSA, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration, Espinasa (2005).

Anexo 5

A continuación se mostrará el cálculo de regalías, ISLR y el Excedente de las empresas privadas en la Faja del Orinoco. Para el cálculo de regalía, se procede de la siguiente manera. Primero se determina la producción privada en la Faja del Orinoco (FO). Luego, para obtener el valor en boca de pozo, multiplicamos la producción privada por su precio, para lo cual asumimos que el precio en la FO es igual al 80% del precio internacional debido a la baja calidad de este crudo. Finalmente, multiplicamos este valor por la tasa de regalías que pagan las empresas, esta es de 1%, dado que las empresas lo contabilizan como Bitumen.

CUADRO 40
VENEZUELA: PRODUCCIÓN EN LAS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS

MMB	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Petrozuata	19	34	38	42	38	38	44
Cerro Negro	1	22	29	37	38	38	49
Sincor	0	0	16	41	66	66	70
Ameriven	0	0	2	10	44	62	61
Total	20	56	85	129	186	204	224

Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration.

CUADRO 41
PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN FAJA DEL ORINOCO

	Empresa	Participación
Petrozuata	PDVSA	50,1%
	Conoco	49,9%
	Mobil	47,0%
Cerro Negro	PDVSA	38,0%
	Veba Oel	15,0%
	Total	47,0%
Sincor	PDVSA	38,0%
	Statoil	15,0%
	Phillips	40,0%
Ameriven	PDVSA	30,0%
	Texaco	30,0%

Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration.

CUADRO 42
PRODUCCIÓN PRIVADA EN ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS Y CÁLCULO REGALÍAS

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Petrozuata (MMB)	9,5	17,0	18,8	20,9	18,9	18,9	21,8
Cerro Negro (MMB)	0,7	13,6	18,2	22,9	23,8	23,8	30,4
Sincor (MMB)	0,0	0,0	10,2	25,2	40,7	40,7	43,5
Ameriven (MMB)	0,0	0,0	1,3	6,9	30,7	43,4	42,6
Total (MMB)	10,3	30,6	48,4	75,9	114,1	126,9	138,2
Precio FO (US\$/barril)	11,5	19,6	14,4	16,1	19,1	25,6	36,8
Valor Producción (US\$ millones)	117,9	599,8	696,5	1 221,9	2 179,3	3 247,9	5 087,3
Regalías FO (US\$ millones)	1,2	6,0	7,0	12,2	21,8	32,5	50,9

Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration.

Cálculo del ISLR y Excedente en la Faja del Orinoco

Para el cálculo del ISLR en la Faja del Orinoco se procedió de la siguiente manera:

Se determinó el monto de ISLR pagado por barril. Primero se toma el valor del ISLR/barril del 2002 del estudio de Mommer (2004). Para los demás años, se aproximó el ISLR/barril de forma proporcional al precio del crudo.

Luego se multiplica el pago de ISLR por año por la cantidad de barriles producidos que sean de participación privada.

CUADRO 43
CÁLCULO DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA DE LAS EMPRESAS
PRIVADAS DE LA FAJA DEL ORINOCO

Precio Internacional (US\$)	14,3	24,5	18,0	20,1	25,8	32,9	46,0
ISLR/barril (US\$)	2,5	4,2	3,1	3,5	4,1	5,5	7,9
Producción (MMB)	10,3	30,6	48,4	75,9	114,1	126,9	138,2
ISRL (US\$ millones)	25	129	150	263	467	698	1 093

Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration.

Para el cálculo del excedente se halla la renta petrolera en la producción realizada en la Faja del Orinoco y posteriormente se le resta las regalías y el ISRL calculados en los pasos previos. Cabe reiterar que se ha supuesto que los precios de la FO equivalen al 80% del precio internacional de la cesta de petróleo venezolano.

CUADRO 44
CÁLCULO DE EXCEDENTE PRIVADO EN FAJA DEL ORINOCO

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Precio Internacional FO (US\$)	11,5	19,6	14,4	16,1	19,1	25,6	36,8
Costos por barril (US\$)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Renta por barril (US\$)	1,5	9,6	4,4	6,1	9,1	15,6	26,8
Producción (MMB)	10,3	30,6	48,4	75,9	114,1	126,9	138,2
Renta Petrolera (US\$ millones)	15,4	293,8	212,8	462,9	1 038,3	1 979,2	3 704,9
Regalías (US\$ millones)	1,2	6,0	7,0	12,2	21,8	32,5	50,9
ISLR (US\$ millones)	25,2	128,6	149,7	262,6	466,7	697,8	1 093,0
Excedente FO (US\$ millones)	-11,1	159,2	56,1	188,1	549,8	1 248,9	2 561,0

Fuente: PDVSA; Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Energy Information Administration.

II. Estudio de casos de Renta minera

F. Chile

1. Introducción

Hasta fines de la década de los 80, la actividad minera en Chile era realizada mayoritariamente por la empresa estatal de cobre, Codelco. Desde entonces, diversas empresas mineras de talla mundial han invertido en el desarrollo de nuevas minas de cobre, pues la empresa estatal no fue privatizada. Hoy en día, la mayor producción de cobre en Chile proviene de un importante número de empresas privadas aunque Codelco sigue siendo la principal empresa minera (de hecho es la primera empresa minera de cobre del mundo). Cabe señalar, también, que la producción minera no se ha diversificado, pues el cobre representa el 90% de la producción de minerales del país.

La legislación minera en Chile, se encuentra normada por el Decreto 600, promulgado en 1974, que regula la inversión privada. El Decreto 600 establece algunos incentivos como la garantía a la no discriminación entre la empresa nacional y extranjera, la estabilidad de la carga impositiva entre otras. Posteriormente, en 1980 se dictaron leyes que buscaron promover la inversión minera. Entre las medidas revelantes destaca la incorporación del concepto de concesión plena, la devolución del valor comercial en caso de expropiación y la garantía de todos los derechos de propiedad.

En cuanto al tratamiento tributario, tanto las empresas privadas como la empresa estatal deben pagar el impuesto a la renta. Este impuesto ha ido subiendo desde 15% en 1999 hasta terminar en 17% en el 2004. Por su parte, el impuesto a la renta para utilidades distribuidas a los accionistas es de 35%. Además la empresa estatal, transfiere al Estado otros ingresos no tributarios; como dividendos y la Ley Reservada para las FFAA (10% de los ingresos de exportaciones).

Para estimar la distribución de la renta de la minería de cobre en el periodo 1999-2005, analizaremos a la empresa estatal Codelco y a las 10 principales empresas privadas (el llamado Grupo Minero de los 10).

2. Aspectos normativos

En 1974, el gobierno militar promulgó el Decreto Ley 600 o Estatuto de la Inversión Extranjera, que reguló las condiciones de ingreso, capitalización y remesas de capitales, asegurando la estabilidad de la carga impositiva y la no discriminación respecto del empresariado nacional. Además, se consideró indispensable crear una legislación específicamente para el sector minero.

La Constitución Política de 1980 ratificó el dominio del Estado sobre las minas, pero dispuso que los inversionistas privados pudiesen tener concesiones judiciales mineras, las que estarían protegidas por el derecho de propiedad sobre la misma y cuya naturaleza, derechos, obligaciones y duración serían determinados por una ley orgánica constitucional. Esta ley tuvo como finalidad establecer claramente la naturaleza del derecho de concesión, las condiciones bajo las cuales se mantendría el derecho (plazo de duración) y los criterios que regirían la indemnización, en el caso eventual de expropiación.

Un aspecto muy importante para el inversionista fue que la Ley Orgánica Constitucional o Ley Minera instituyó el concepto de concesión plena, el que a diferencia de una concesión normal, se caracteriza porque su nacimiento, subsistencia y extinción están entregados al Poder Judicial, sin intervención decisoria alguna de otra autoridad. Además, se definió como un derecho de duración indefinida para el caso de la explotación, dependiendo su conservación únicamente del pago de una patente anual, la que es imputable al pago del ingreso a la renta que derive de la actividad minera realizada en la concesión.

Otro elemento relevante de la legislación fue que la concesión se encuentra protegida por el derecho de propiedad, lo que significa que constitucionalmente está referida a las normas que garantizan el dominio privado, pudiendo el titular vender, hipotecar, dar en garantía, o transmitir hereditariamente la concesión. Y finalmente el hecho de que la expropiación origina indemnización completa sobre el valor comercial de la concesión, utilizando la fórmula de valor presente - esto significa que de disponer la autoridad competente la expropiación de la concesión, ésta deberá pagar el valor comercial, estimado por el valor presente de los flujos netos de caja futuros que ella genere -, elemento que hasta ese entonces no estaba presente en ninguna legislación de la región, y que fue un fuerte factor de confianza para los inversionistas del sector. La legislación minera no ha cambiado en Chile desde 1980.

En cuanto a la legislación tributaria, el sector minero tendría el mismo tratamiento que el resto de los sectores económicos, Sin embargo, si bien de acuerdo a la ley las empresas mineras no están sujetas a discriminación en ningún sentido (positivo o negativo), se han visto en los hechos beneficiadas por la forma jurídica de asociación adoptada: las “sociedades contractuales mineras”. Este tipo de asociación a la que puede optar cualquier empresa minera, y que fue diseñada exclusivamente para otorgar una mayor simplicidad y flexibilidad a la gestación de la actividad minera, adolece de un vacío legal en la legislación de Impuesto a la Renta, el que se ha mantenido durante las sucesivas reformas a la misma, efectuadas en los últimos quince años.¹⁶

A diferencia del resto de las sociedades, las “contractuales mineras”, pueden efectuar el retiro de la utilidades financieras - relacionadas con la franquicia que otorga la ley para depreciar en forma acelerada los activos fijos - sin pagar el impuesto de primera categoría (15% hasta el 2005, año en que subió al 17%), con lo que en los hechos están exentas del pago de impuestos mientras no converjan las utilidades financieras con las tributarias.¹⁷

¹⁶ Parte de la información reseñada en este acápite proviene de Mognillansky (1998) y Sánchez Albavera, Moussa, Ortiz (1999).

¹⁷ En septiembre del 2001, la Ley Nro. 19.753 aumentó progresivamente la tasa del impuesto renta de primera categoría a un 16% para el año 2002, un 16,5% para el año 2003 y un 17% a contar del año 2004.

Como conclusión, la actividad minera en Chile se ha visto beneficiada por las características de la institucionalidad, que al momento de crearse era única en la región, otorgando una gran seguridad en la posesión de tenencias mineras, y en los derechos de repatriación de ganancias, aspectos que por sus ventajas con posterioridad fueron imitadas por otros países con desarrollo minero. A ello se suma el hecho de que ha estado discriminada positivamente bajo el régimen tributario de los últimos quince años, situación que no ha ocurrido con ningún otro sector de la actividad económica.

Con respecto a Codelco, la legislación establece que la empresa debe pagar el impuesto a la renta. Además, Codelco paga dividendos al Estado, los que son fijados anualmente por la Asamblea General de Accionistas. De otro lado, la Ley 13,196 (también llamada Ley Reservada) dispone que el 10% de los ingresos por exportaciones de Codelco se destinen a las Fuerzas Armadas de Chile.¹⁸

En Agosto del 2004 el Ejecutivo presentó un Proyecto de Ley que establecía el pago de regalía minera y, a su vez, creaba un Fondo de Innovación para la Competitividad, iniciativa que fue rechazada por el Poder Legislativo. Sin embargo, en mayo del 2005, el Congreso aprobó la Ley denominada Royalty, la que ha sido promulgada por el Presidente de la República. La vigencia de esta regalía empezó en enero del 2006, por lo que es considerada en este estudio desde ese año.

3. Objeto de estudio

Para estimar la renta de la minería de cobre en el periodo 1999-2006, analizamos la empresa estatal Codelco y a las 10 principales empresas privadas (el llamado Grupo Minero Privado de los 10: GMP-10 (esta calificación proviene de los estudios de la Comisión Chilena del Cobre, Cochilco). La producción total de cobre de estos dos grupos representa en promedio el 93% de la producción total de Chile.

El GMP-10 considera a las empresas Escondida, Collahuasi, Los Pelambres, Sur Andes (ex-Disputada), El Abra, Candelaria, Mantos Blancos, Zaldívar, Cerro Colorado y Quebrada Blanca.

En el rubro “Otros” (que no se considera en este estudio) se encuentran empresas mineras privadas más pequeñas como El Tesoro, Lomas Bayas, etc. Asimismo, en “Otros” está presente la empresa estatal Enami que tiene por objeto fomentar el desarrollo de la minería en pequeña y mediana escala.

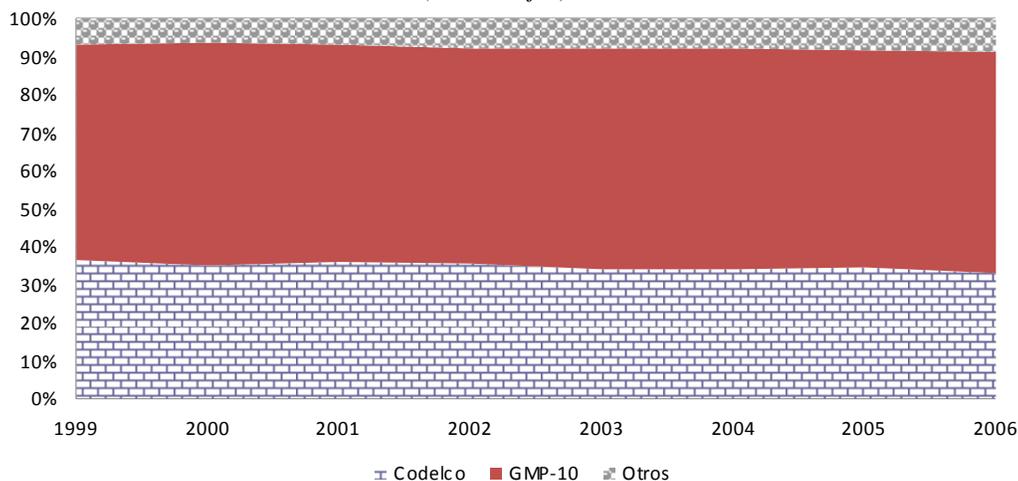
CUADRO 45
PARTICIPACIÓN MINERA EN PRODUCCIÓN DE COBRE
(millones de libras y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Codelco	3 560	3 554	3 746	3 594	3 691	4 057	4 037	3 931
GMP-10	5 466	5 951	5 974	5 719	6 267	6 942	6 703	6 841
Otros	654	641	728	786	855	934	989	1 047
Total Nacional	9 681	10 146	10 448	10 098	10 812	11 933	11 730	11 819
Participación Codelco	37%	35%	36%	36%	34%	34%	35%	33%
Participación GMP-10	57%	59%	57%	57%	58%	58%	58%	58%
Codelco y GMP-10	93%	94%	93%	92%	92%	92%	93%	91%

Fuente: Ministerio de Minería, Comisión Chilena del Cobre.

¹⁸ Esta transferencia es considerada parte de los ingresos corrientes públicos en Chile, debido a que el país adopta la metodología de estadísticas gubernamentales del FMI, con el fin de garantizar consistencia entre la contabilidad gubernamental y la contabilidad de CODELCO, así como garantizar la transparencia de las finanzas públicas.

GRÁFICO 27
PARTICIPACIÓN MINERA EN PRODUCCIÓN DE COBRE
 (Porcentajes)



Fuente: Ministerio de Minería, Comisión Chilena del Cobre.

RECUADRO 3
CHILE: LA PRESENCIA DE LAS EMPRESAS DEL GMP-10

Minera Escondida, tiene como accionista controlador a BHP Billiton. Se encuentra en producción desde 1991, en la Segunda Región, 160 km al sudeste de Antofagasta, a 3,100 m sobre el nivel del mar. En el 2006, tuvo una producción de 2 768 millones de libras de cobre. Es una de las minas con mayor producción en el mundo y la principal productora privada en Chile.

Collahuasi, tiene como accionista controlador a Anglo American plc / Falconbridge. Está en producción desde 1998, en la Primera Región, 175 km al sudeste de Iquique y a 4,500 m sobre el nivel del mar. En el 2006, tuvo una producción de 970 millones de libras de cobre.

Los Pelambres, tiene como accionista controlador a Antofagasta Minerals. Está en producción desde fines de 1999 y se encuentra en la Cuarta Región, 79 km al este de Salamanca, a 3,000 a 3,6000 m sobre el nivel del mar. En el 2006 tuvo una producción de 739 millones de libras de cobre.

Sur Andes (ex-Disputada), tiene como accionista controlador a la sudafricana Anglo American, que la adquirió en el 2002 a Exxon pagando la suma de US\$ 1,300 millones. Hasta 1978, año en que Exxon compró la mina a la estatal Enami en US\$ 100 millones, la mina tenía problemas de costos y solo producía 66 millones de libras al año. En el 2006, Disputada produjo 650 millones de libras.

El Abra, tiene como accionista controlador a Phelps Dodge, y como socio accionista con el 49% de las acciones a la empresa estatal de Chile Codelco. Se encuentra en producción desde 1996, en la Segunda Región, 39 km al norte de Calama y a una altura de 4,000 m sobre el nivel del mar. En el 2006, obtuvo una producción de 482 millones de libras de cobre (de los cuales 236 millones de libra corresponden a Codelco mientras que el restante 246 millones de libras corresponden al accionista privado).

Candelaria, tiene como accionista controlador a Phelps Dodge. Comenzó a producir en 1994. Está situada en la Tercera Región, 20 km al noreste de Copiapó. En el 2006 tuvo una producción de 374 millones de libras de cobre.

Mantos Blancos, tiene como accionista controlador a Anglo American de Chile. Entró en producción en 1961. Sin embargo, actualmente explotan el tajo Santa Bárbara, que incorporó todas las operaciones mineras anteriores, y cuya producción comenzó en 1995. Se ubica en la Segunda Región, a 45 km al noroeste de Antofagasta y a 1,000 m sobre el nivel del mar. En el 2006, produjo 335 millones de libras de cobre.

Zaldívar, tiene como accionista controlador a Placer Dome. Entró en producción en 1995. Está situada en la Segunda Región, 175 km al sudeste de Antofagasta. En el 2006, produjo de 323 millones de libras de cobre.

Cerro Colorado, tiene como accionista controlador a BHP Billiton. Se encuentra en producción desde 1994. Está situada en la Primera Región, a unos 100 km al este de Iquique y a 2,600 m sobre el nivel del mar. En el 2006, tuvo una producción de 255 millones libras de cobre.

Quebrada Blanca, tiene como accionista controlador a Anglo American de Chile. Entró en producción en 1994. Está situada en la Primera Región, 170 km al sudeste de Iquique y a 4,400 m sobre el nivel del mar. En el 2006, produjo 182 millones de libras de cobre.

Fuente: webs de las empresas, Cochilco.

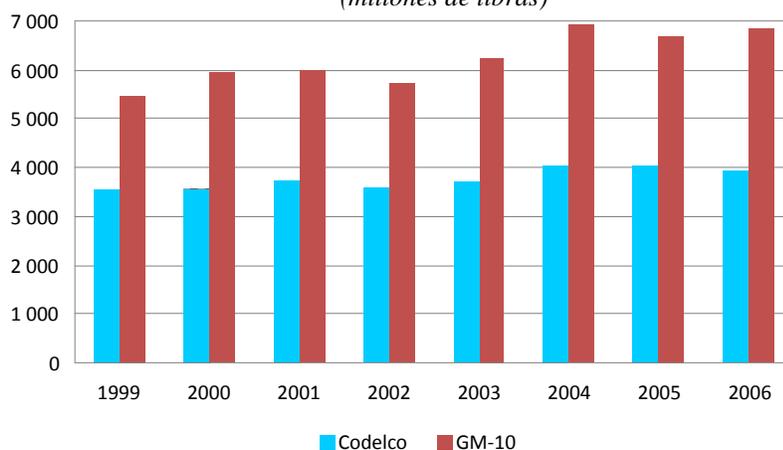
4. Aspectos económicos

4.1 Producción

La producción conjunta de Codelco y de la 10 empresas del GMP-10 tuvo un crecimiento promedio anual de 2,7% en el periodo analizado. Las empresas privadas (GMP-10) crecieron 3,4% en promedio, superando el crecimiento de 1,5% que registró la estatal Codelco. Cabe destacar que el 2004 se presenta como el año de mayor crecimiento conjunto (de Codelco y del GMP-10), pues se superó el 10%; posteriormente, en el 2005 se cuenta con una tasa negativa de 2,3%, y en el 2006 crece sólo 0,3%. Para este último año la producción conjunta alcanzó un volumen de 10 772 millones de libras de cobre.

En el periodo analizado, al GMP-10 le correspondió el 62% de la producción y a Codelco el 38% restante. Cabe destacar que tanto la producción de Codelco como de las empresas del GMP-10, siguen una trayectoria similar, ligeramente ascendente.

GRÁFICO 28
CHILE: PRODUCCIÓN DE COBRE
(millones de libras)



Fuente: Comisión Chilena del Cobre, Codelco memorias.

Después de Codelco, empresa con mayor participación en la producción (38%), viene Minera Escondida con una participación promedio del 22%, seguida del Collahuasi con 10%. En cuarto lugar está Los Pelambres con 6,5%, y en quinto lugar Disputada con 6,0%. Las 5 empresas restantes presentan una participación menor al 5%.

CUADRO 46
PRODUCCIÓN DE COBRE DEL GMP – 10, POR EMPRESA
(en millones de libras)

	Escondida	Collahuasi	Los Pelambres	Disputada	El Abra	Candelaria	Zaldívar	Mantos Blancos	Cerro Colorado	Quebrada Blanca
1999	2 113	958	27	548	272	500	332	334	221	161
2000	2 021	961	681	560	197	450	326	342	263	151
2001	1 751	998	824	555	245	486	310	346	295	164
2002	1 671	956	740	551	253	439	326	338	283	163
2003	2 193	870	745	613	255	469	332	324	290	177
2004	2 635	1 060	799	663	245	441	325	342	263	168
2005	2 803	941	736	647	237	359	272	330	199	179
2006	2 768	970	739	650	246	374	323	335	255	182

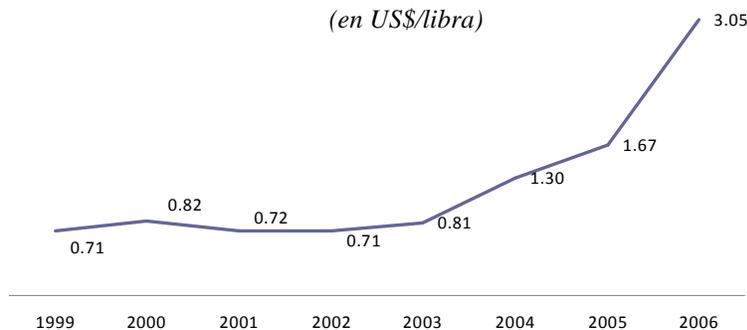
Fuente: Cochilco.

4.2 Precio

El precio promedio del cobre registrado para Chile, según las memorias de Codelco, se obtiene de Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange). Esta institución registra que el precio del cobre se ha elevado fuertemente en los últimos años, pasando de US\$ 0,71/libra en 1999 a US\$ 3,05/libra en el 2006. Estos precios son referenciales en Chile para la producción total (tanto de Codelco como del GMP-10).

La tasa de crecimiento promedio anual del precio del cobre, entre 1999 y el 2006, fue 27%. En los último 3 años se destacan los mayores crecimientos con tasas de 61%, 28% y 83% para el 2004, 2005 y el 2006; respectivamente.

GRÁFICO 29
CHILE: PRECIO DEL COBRE
(en US\$/libra)



Fuente: Codelco memorias, Comisión chilena del Cobre.

4.3 Costos de producción

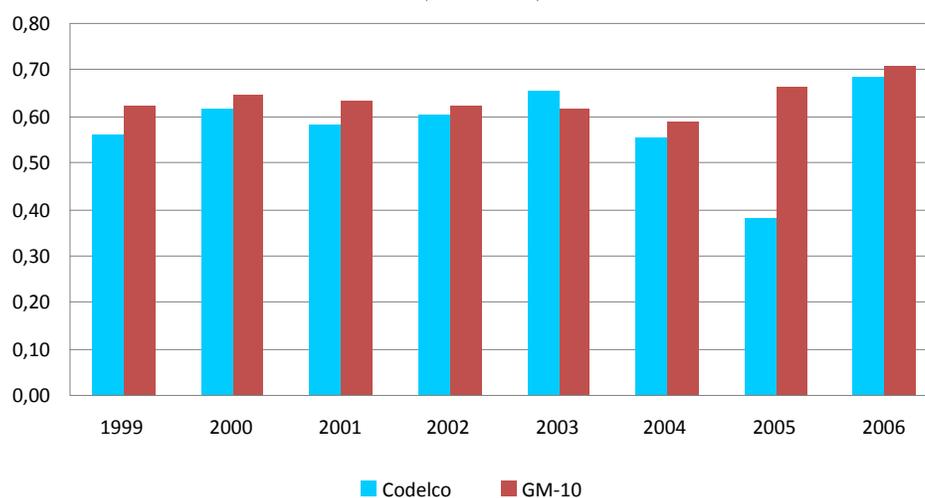
En el caso del cobre, para Perú y Chile, la información de los costos de producción de las empresas seleccionadas corresponde al C(3). Este costo incluye los cash costs (todos los costos de operación para la extracción, molienda y concentración, leaching, extracción por solventes y electroobtención), gastos de administración y gastos generales de las operaciones mineras, costos externalizados esenciales para el funcionamiento de la operación, costos de fundición y refinación, transporte, comercialización, impuestos de la operación no relacionados a la renta (patentes, permisos, etc.); depreciación, gastos financieros y costos indirectos (gastos corporativos, costos de exploración, costos de investigación, algunos tributos como regalías y derechos aduaneros y gastos extraordinarios).

Este costo representa el concepto que mejor refleja lo que cuesta transformar el cobre contenido en el mineral en cobre refinado y es utilizado extensamente en la Industria para comparar el costo de producción de cobre de diferentes minas, La principal ventaja de este costo, es que es directamente comparable con el precio del cobre en las bolsas de metales.

Es importante resaltar que este costo, incluye un descuento por los ingresos de las ventas de los subproductos. Por ejemplo, en el caso de Codelco, el molibdeno constituye un subproducto del cobre, por lo que la venta de este subproducto produce una disminución del costo de producción unitario de cobre. Lo mismo sucede con todas las empresas del GMP-10.

Según se aprecia en el siguiente gráfico, los costos de producción de Codelco son ligeramente menores al costo promedio del GMP-10, con excepción del 2003, donde ambos grupos presentan una ligera tendencia a la baja, En el 2005 los costos de Codelco tienen una fuerte caída de 32%, que contrasta con el aumento presentado por las empresas privadas. La reducción de los costos de Codelco obedeció a las mayores ventas de molibdeno y al aumento de precios de este metal, En el 2006, el costo a cátodos de Codelco vuelve a aumentar por varias razones: mayores gastos en depreciaciones y amortizaciones, así como por una menor producción de molibdeno aunado a la baja de precio de este metal.

GRÁFICO 30
CHILE: COSTO NETO A CÁTODO DE COBRE
(US\$/libra)



Fuente: Viilarzú Rohde, Juan (2006).

Al igual que para Codelco, los costos de producción de cada una de las empresas del GMP – 10 proviene de publicaciones de Codelco. Estos costos son:

CUADRO 47
COSTO NETO A CÁTODO C(3)
(US\$/libra)

	Escondida	Collahuasi	Los Pelambres	Disputada	El Abra	Candelaria	Zaldívar	Mantos Blancos	Cerro Colorado	Quebrada Blanca
1999	0,526	0,606	0,626	0,81	0,726	0,62	0,646	0,729	0,682	0,836
2000	0,556	0,681	0,58	0,823	0,868	0,712	0,613	0,714	0,614	0,756
2001	0,558	0,615	0,513	0,807	0,812	0,67	0,712	0,774	0,639	0,714
2002	0,587	0,568	0,522	0,681	0,829	0,677	0,705	0,715	0,69	0,686
2003	0,574	0,596	0,483	0,659	0,79	0,599	0,75	0,795	0,736	0,68
2004	0,55	0,652	0,144	0,608	0,857	0,767	0,759	0,885	0,818	0,728
2005	0,574	0,795	0,03	0,695	1,025	1,122	0,887	0,926	1,203	0,980
2006	0,767	0,625	-0,009	0,695	0,988	1,069	0,851	1,039	1,002	0,952

Fuente: Viilarzú Rohde, Juan (2006).

Los costos de producción de Codelco, provienen de la operación de la empresa en 4 minas, que son en orden de importancia: Codelco Norte, El Teniente, Andina y El Salvador. La información del costo de producción promedio de Codelco es proporcionada por las memorias de la empresa. Debemos añadir que Codelco publica regularmente una comparación de sus costos con aquellos del GMP-10.

A continuación presentamos los costos netos a cátodos de Codelco, así como los costos del GMP-10, estos últimos ponderados con el nivel de producción de cada una de las empresas.

CUADRO 48
COSTO NETO A CÁTODO DEL COBRE
(US\$/libra)

	Codelco	GMP-10
1999	0,560	0,623
2000	0,616	0,646
2001	0,581	0,633
2002	0,603	0,624
2003	0,654	0,616
2004	0,557	0,590
2005	0,381	0,662
2006	0,684	0,711

Fuente: Villarzú Rohde, Juan (2006).

4.4 Renta minera

En el periodo analizado, la renta minera de Codelco aumenta desde US\$ 548 millones en 1999 hasta US\$ 9 312 millones en el 2006, más de dieciséis veces. El 2004 destaca como el año con el mayor crecimiento en la renta minera, con una tasa de 435%. Los años 2005 y 2006 también cuentan con tasas importantes, que fueron de 73% y 79%, respectivamente.

CUADRO 49
CHILE: RENTA MINERA CODELCO 1999-2006

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por lb	Producción	Renta Minera
	US\$ / lb			MM lb	(US\$ millones)
1999	0,71	0,560	0,15	3 560	548
2000	0,82	0,616	0,21	3 554	736
2001	0,72	0,581	0,14	3 746	506
2002	0,71	0,603	0,10	3 594	370
2003	0,81	0,654	0,15	3 691	565
2004	1,30	0,557	0,74	4 057	3 018
2005	1,67	0,381	1,29	4 037	5 207
2006	3,05	0,684	2,37	3 931	9 312

Fuente: Villarzú Rode, Juan (2006).

Por su parte la renta generada por las empresas del GMP-10 aumenta desde US\$ 499 millones en 1999 hasta US\$ 16 018 millones en el 2006, lo que equivale a un aumento de más de 32 veces, con lo que su ritmo de crecimiento duplica al de la empresa estatal. Sin embargo, existen similitudes, en cuanto a que el 2004 también destaca como el año con el mayor crecimiento en la renta minera, con una tasa de 314%. Los años 2005 y 2006, también cuentan con tasas importantes: 37% y 137%, respectivamente.

CUADRO 50
CHILE: RENTA MINERA GMP-10 1999-2006

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por lb	Producción	Renta Minera
	US\$ / lb			MM lb	(US\$ millones)
1999	0,71	0,623	0,09	5 466	499
2000	0,82	0,646	0,18	5 951	1 053
2001	0,72	0,633	0,08	5 974	497
2002	0,71	0,624	0,08	5 719	467
2003	0,81	0,616	0,19	6 267	1 194
2004	1,30	0,590	0,71	6 942	4 937
2005	1,67	0,662	1,01	6 703	6 764
2006	3,05	0,711	2,34	6 841	16 018

Fuente: Villarzú Rohde, Juan (2006).

4.5 Generación de la renta minera por tipo de empresa

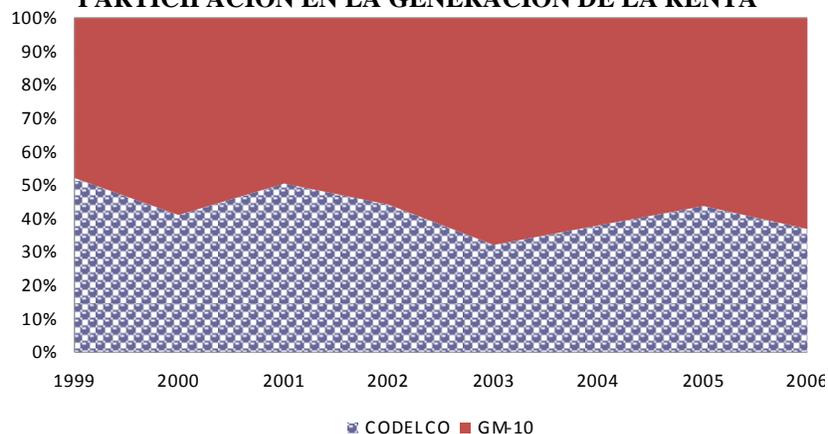
Al comparar la renta minera generada por tipo de empresa, encontramos que Codelco representa en promedio el 43%, mientras que el GMP-10 el 57% restante. De otro lado, las tasas de crecimiento de la renta minera por tipo de empresa nos dicen que el crecimiento del GMP-10 es 99%, mientras que la renta generada por Codelco crece a un promedio anual de 88%.

CUADRO 51
CHILE: GENERACIÓN DE LA RENTA MINERA POR TIPO DE EMPRESA
(US\$ millones)

	CODELCO	GMP-10	Total
1999	548	499	1 048
2000	736	1 053	1 789
2001	506	497	1 003
2002	370	467	837
2003	565	1 194	1 759
2004	3 018	4 937	7 956
2005	5 207	6 764	11 971
2006	9 312	16 018	25 330

Fuente: Villarzú Rohde, Juan (2006).

GRÁFICO 31
PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE LA RENTA



Fuente: Villarzú Rohde, Juan (2006).

5. Distribución de la renta minera

La renta minera correspondiente al fisco ha sido, en promedio US\$ 3 278 millones anuales. Esta renta ha aumentado notablemente en los últimos años, pasando de US\$ 442 millones en 1999 a US\$ 12 577 millones en el 2005, un aumento de 28 veces. En términos relativos, la participación fiscal representa el 51% del total de la renta promedio del periodo (US\$ 6,462 millones).

La participación de las empresas (tanto privadas como de la estatal CODELCO) alcanza una renta promedio anual de US\$ 3.183 millones, que en promedio equivale al 48% de la renta minera total.

Asimismo, es importante resaltar que la participación fiscal viene creciendo desde el 42% en 1999 hasta 50% en el 2006 (ver gráfico).

CUADRO 52
CHILE: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA
(en US\$ millones)

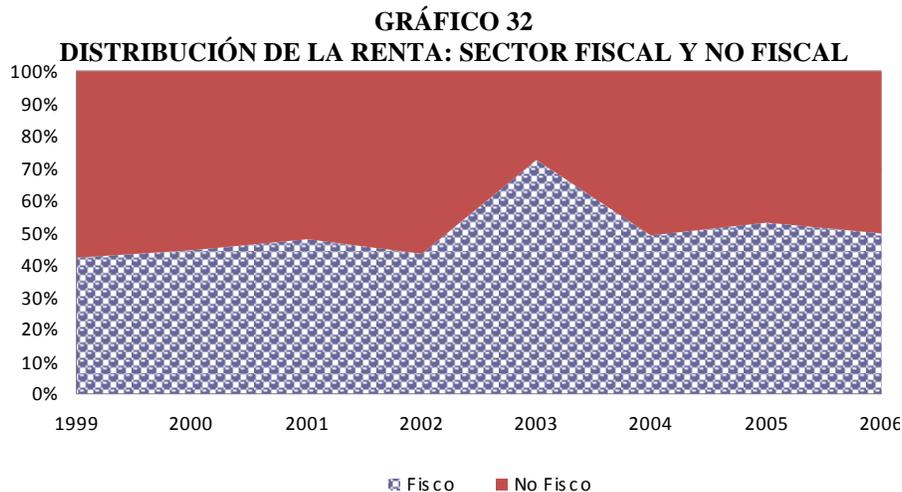
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Tributarios	180	260	125	139	978	2 342	4 214	8 789	2 128
Tributos Codelco	0	30	3	80	735	1 334	2 214	5 195	1 199
Tributos GM-10 (1)	180	230	122	59	243	1 008	2 000	3 594	930
B. Ingresos No Tributarios	262	534	359	223	303	1 559	2 171	3 788	1 150
Codelco - Dividendos	31	237	102	0	50	1 003	1 389	1 857	584
Codelco - Ley 13,160	231	297	257	223	253	556	782	1 226	478
GMP-10 - Impuesto específico	0	0	0	0	0	0	0	705	88
I. Sub-Total Fisco (A + B)	442	794	484	362	1 281	3 901	6 385	12 577	3 278
Excedente Privadas	319	823	375	408	951	3 929	4 764	11 719	2 911
Excedente Codelco (2)	286	172	144	67	-473	125	822	1 034	272
II. Sub-Total No Fisco (III - I)	606	995	519	475	478	4 055	5 586	12 753	3 183
III. Total General	1 048	1 789	1 003	837	1 759	7 956	11 971	25 330	6 462

(1) Incluye Impuesto de 1era. Categoría, Impuesto por Dividendos remesados al exterior e Impuestos por Intereses.

(2) Después de dividendos.

Fuente: Comisión Minera del Cobre, Codelco memorias, memorias de Escondida, Pelambres y Collahuasi; estudio “Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile”; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

Nota: El impuesto a la renta para el 2006, se extrapoló a partir del pago de los cuatro primeros meses del 2006, según información del Sistema de Impuestos Internos de Chile.



Fuente: Comisión Minera del Cobre, Codelco memorias, memorias de Escondida, Pelambres y Collahuasi; Foreign Investment Comité.

5.1 Análisis de la distribución de la renta fiscal

Dentro del análisis de la renta minera capturada por el fisco, notamos que a partir del 2003 los Ingresos Tributarios (impuesto a la renta) se convierten en la principal fuente de recaudación. Así hasta antes del 2003 este rubro se encontraba por debajo del 50% del total recaudado. Pero después del 2003 esa participación se eleva hasta 76%, luego baja en el 2004 y 2005, recuperándose en el 2006 (ver cuadro). Es importante destacar que en el rubro tributario, ha aumentado gracias al impuesto a la renta pagado por Codelco, sobrepasando considerablemente la contribución de las empresas privadas.¹⁹

El segundo rubro lo constituyen los Ingresos no Tributarios. Hasta el 2005, este rubro provenía íntegramente de Codelco (los dividendos y la Ley Reservada). A partir del 2006, se suman los ingresos por impuesto específico a las empresas privadas. La participación promedio de este rubro en la renta estatal es de 35% para el periodo en estudio. Si bien la participación de este rubro aumenta en valores monetarios durante todo el periodo, su participación porcentual desciende de 59% en 1999 hasta 30% en el 2006, debido al aumento de los ingresos tributarios correspondientes a Codelco y al GMP-10.

CUADRO 53
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA FISCAL
(Porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Tributarios	41	33	26	38	76	60	66	70	65
Tributos Codelco	0	4	1	22	57	34	35	41	37
Tributos GM-10 (1)	41	29	25	16	19	26	31	29	28
B. Ingresos No Tributarios	59	67	74	62	24	40	34	30	35
Codelco - Dividendos	7	30	21	0	4	26	22	15	18
Ley 13,160	52	37	53	62	20	14	12	10	15
GMP-10 - Impuesto Específico	0	0	0	0	0	0	0	6	3
Sub-Total Estado (A + B)	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Cuadro anterior.

5.2 Análisis del excedente de las empresas

En cuanto a la renta minera que corresponde a las empresas, encontramos que al GMP-10 le correspondió el 91% y a Codelco el 9% restante.

Para calcular el excedente del GMP-10 hemos utilizado la metodología siguiente: a la renta generada por el GMP-10 se le restan los pagos totales que hacen al Estado por impuesto a la renta, pago por dividendos remesados y pago por intereses. Por tanto, el excedente privado incluye las utilidades de las empresas privadas y otros costos que no forman parte de sus costos de producción.

¹⁹ La información del pago del Impuesto a la Renta del GMP-10 hasta el 2004, fue obtenido del estudio elaborado por Víctor del Pino R., Gustavo Marambio F., Cristian Muñoz C. y Luis Venegas S. "Desempeño Financiero y Tributario. Gran Minería del Cobre de Chile"; publicado por Cochilco en el 2004.

CUADRO 54
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA NO FISCAL
(porcentaje)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
Excedente Privadas	53	83	72	86	199	97	85	92	91
Excedentes Codelco	47	17	28	14	-99	3	15	8	9
Sub-Total no Fisco	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Cuadro anterior.

Para calcular el excedente de Codelco se usa la siguiente metodología: a la renta minera generada por Codelco se le deducen los impuestos pagados (impuesto a la renta, dividendos y Ley Reservada), Por tanto, este rubro incluye las utilidades de la empresa estatal y otros costos que no forman parte del costo de producción consignado por nosotros.

RECUADRO 4
LA RENTA DEL ESTADO SIN CODELCO

Aquí analizamos la distribución de la renta minera de las empresas del GMP-10, sin incluir a Codelco. Los resultados indican que en promedio la participación de Estado en la renta es de 26%, prácticamente la mitad de la que se obtiene cuando se considera a Codelco y al GMP-10, que es del 51%.

Para llegar a este resultado hemos tomado la renta minera generada sólo por las empresas del GMP-10, que en el 2006 fue US\$ 16 018 millones. Le restamos el total de tributos pagados por el GMP-10, lo que incluye Impuesto de 1era Categoría, Impuesto por Dividendos remesados al exterior e Impuestos por Intereses. En el 2006 también se deduce el impuesto específico.

Fuente: El autor.

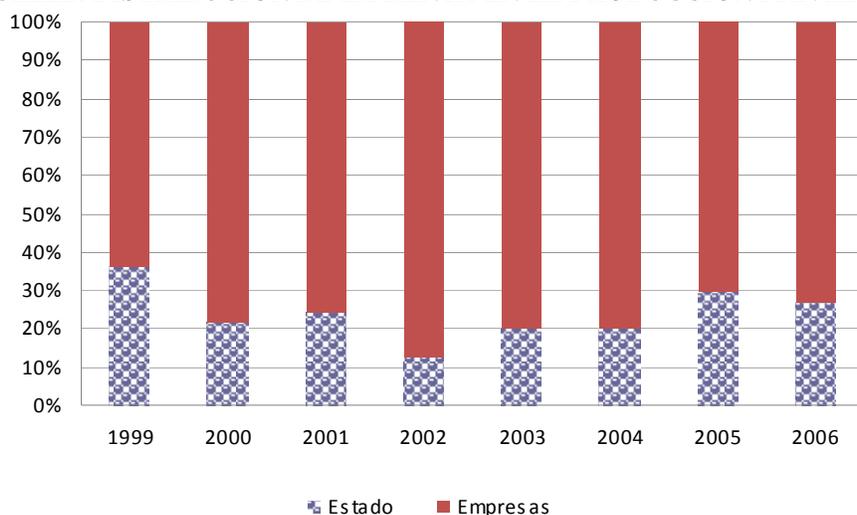
CUADRO 55
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA SIN CODELCO
(millones de dólares y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Fiscales	180	230	122	59	243	1 008	2 000	4 299	1 018
Tributos GM-10	180	230	122	59	243	1 008	2 000	3 594	930
Impuesto Específico	0	0	0	0	0	0	0	705	88
B. Excedente Privado	319	823	375	408	951	3 929	4 764	11 719	2 911
C. Total (A + B)	499	1 053	497	467	1 194	4 937	6 764	16 018	3 929
Estado	36%	22%	25%	13%	20%	20%	30%	27%	26%
Empresas	64%	78%	75%	87%	80%	80%	70%	73%	74%

Fuente: Cochilco, Codelco: estudio "Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile"; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

Como se puede apreciar, la renta minera que queda en las empresas privadas (No Fisco), representaría en promedio el 74% de la renta minera total.

GRÁFICO 33
CHILE: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA EN LA PRODUCCIÓN PRIVADA



Fuente: Cochilco, Codelco: estudio “Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile”; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

RECUADRO 5
LA RENTA DEL ESTADO SÓLO CON CODELCO

También hemos realizado un análisis de la distribución de la renta minera en un escenario en que existe sólo Codelco. Los resultados arrojan un 89% de renta capturada por el Estado, a través del impuesto a la renta, la transferencia de regalías y la Ley Reservada. Cabe destacar que el impuesto a la renta es el rubro que más ingresos proporciona al Estado.

La metodología usada es la siguiente: tomamos la renta minera generada sólo por Codelco (rubro C). Seguidamente le restamos el total de tributos pagados por Codelco (rubro A), lo que incluye Impuesto, transferencia de dividendos y la Ley Reservada (ya mencionados). Esta resta nos lleva al excedente de Codelco (rubro B).

Fuente: Cochilco, Codelco: estudio “Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile”; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

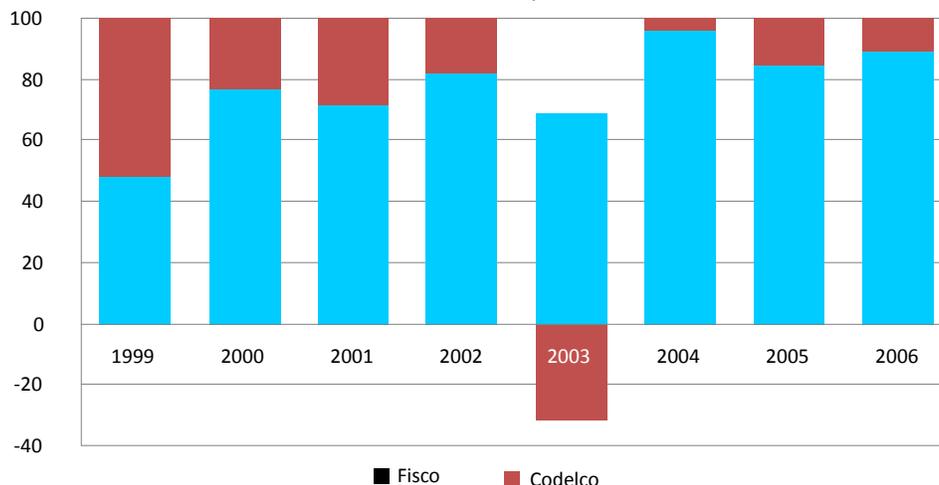
CUADRO 56
CODELCO: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA SIN EMPRESAS PRIVADAS
(millones de dólares y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Fiscales	262	564	362	303	1 038	2 893	4 385	8 278	2 261
Impuesto a la renta	0	30	3	80	735	1 334	2 214	5 195	1 199
Dividendos	31	237	102	0	50	1 003	1 389	1 857	584
Ley 13,160	231	297	257	223	253	556	782	1 226	478
B. Excedente Codelco	286	172	144	67	-473	125	822	1 034	272
C. Total (A + B)	548	736	506	370	565	3 018	5 207	9 312	2 533
Fisco	48%	77%	72%	82%	184%	96%	84%	89%	89%
Codelco	52%	23%	28%	18%	-84%	4%	16%	11%	11%

Fuente: Cochilco, Codelco; estudio “Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile”; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

En este caso, la renta minera que no va al fisco, es decir el excedente de Codelco, es en promedio sólo el 11% de la renta minera total.

GRÁFICO 34
CHILE: DISTRIBUCIÓN DE RENTA PRODUCIDA CODELCO
(Porcentajes)



Fuente: Cochilco, Codelco; estudio “Desempeño Financiero y Tributario, Gran Minería del Cobre de Chile”; Foreign Investment Committee; Sistema de Impuestos Internos.

G. Perú

1. Introducción

La actividad minera en el Perú presenta un gran dinamismo desde inicios de la década del noventa. Las reformas legislativas están sintetizadas en el Texto Único Ordenado (TUO) de la Ley General de Minería (Decreto Supremo 014- 92 del Ministerio de Energía y Minas), que rige hasta la actualidad. El TUO incluye sucesivas enmiendas y el acceso a convenios de estabilidad tributaria, que tienen como objetivo de promover la actividad privada, a través de fuertes incentivos.

La única tasa que se paga en términos tributarios, es la tasa de Impuesto a la Renta del 30%, sobre la base imponible. La legislación estableció la facultad de estar exonerado al pago de dicho Impuesto a la Renta, si se ejecuta reinversión de utilidades, hasta un máximo del 80% anual. Este incentivo rigió desde 1992 hasta setiembre del 2000, año en que fue derogado. Sin embargo, las empresas con convenios de estabilidad tributaria han seguido acogéndose al mismo.

Para estimación de la distribución de la renta minera, en el periodo 1999-2006, hemos tomado una muestra de 6 empresas de la Gran Minería, En el caso del oro, tenemos a Minera Yanacocha SRL y Minera Barrick Misquichilca SA que abarcan el 63,5% de la producción,

Para el caso del cobre seleccionamos a las empresas Southern Copper Corporation (SCC),²⁰ Compañía Minera Antamina SA Sociedad Minera Cerro Verde y Tintaya, que abarcan el 93% de la producción de cobre en el Perú.

²⁰ A partir del 11 de octubre del 2005, la empresa Southern Peru Copper Corporation (SPCC), cambió de denominación a Southern Copper Corporation (SCC).

2. Aspectos normativos

En noviembre de 1991 se promulga en el Perú la Ley de Promoción de Inversiones en el sector minero, Decreto Legislativo 708. Luego, en 1992, se promulga el Texto Único Ordenado (TUO) de la Ley General de Minería (Decreto Supremo 014- 92 del Ministerio de Energía y Minas), que rige hasta la actualidad. Esta legislación pone énfasis en el impulso a la actividad privada, procediéndose a la privatización de las minas y las refinerías de propiedad de las empresas públicas del sector.

La actividad minera se dinamizó significativamente desde inicios de la década del noventa por los fuertes incentivos a la inversión privada, que no sólo se limitó a incentivos tributarios, sino además flexibilidad laboral; convenios de estabilidad tributaria, cambiaria y administrativa; el reconocimiento de deducción de tributos que inciden en la producción; la no discriminación en materia cambiaria y otras medidas de política económica; la libertad de remitir utilidades, dividendos y recursos financieros y libre disponibilidad de moneda extranjera; la libre comercialización de los productos minerales.

Otro incentivo de la Ley de Minería es la devolución anticipada del IGV (impuesto general a las ventas)²¹ (Decreto Legislativo 818 de enero de 1996), por concepto de adquisiciones de bienes y servicios que realicen las empresas mineras, mediante la compensación del importe pagado con el importe aplicable a sus operaciones gravadas y también contra el impuesto a la renta a su cargo. La Ley también establece que se pueden deducir de la renta imponible las inversiones que se efectúen en infraestructura de servicio público.²²

También es importante señalar que, para la minería, la legislación peruana prevé un régimen de depreciación acelerada (5 años).

Por su parte, los convenios de estabilidad jurídica firmada por la mayoría de empresas mineras han garantizado el mantenimiento de los incentivos descritos. De otro lado, las empresas mineras prácticamente no estuvieron afectas al pago de regalías,²³ en el periodo analizado.

Cabe destacar que en el Perú, el Decreto Legislativo 892 de 1996 establece que los trabajadores de las empresas participan en las utilidades de las mismas, mediante la distribución de un porcentaje de la renta anual de impuestos. Para el caso de las empresas mineras, este porcentaje es del 8%. Por lo tanto, a la renta que perciben las empresas mineras, se le debe descontar este monto. Una parte de este 8% de la participación de los trabajadores se destina al Fondo Nacional de Capacitación Laboral y de Capacitación de Empleo, administrado por el Ministerio de Trabajo y, también, al gobierno de la región en que está ubicada la mina. La deducción del 8% que establece el DL 892 no ha sido calculada en este trabajo.

3. Objeto de estudio

Para estimar la distribución de la renta minera en el periodo 1999-2006, nos concentramos en la gran minería.²⁴ de oro y cobre. Para el análisis del oro tomamos como muestra a las empresas Yanacocha y Barrick Misquichilca, que explican el 63% de la producción nacional de oro.²⁵

²¹ En el Perú el Impuesto General a las Ventas es de 18%, en otros países se le conoce con el nombre de Impuesto al Valor Agregado.

²² Tales como: obras viales, puertos, aeropuertos, salud, vivienda, telecomunicaciones, entre otras, debiendo éstas ser aprobadas por el organismo competente.

²³ En junio del 2004 fue promulgada la Ley de Regalía (Ley 28258) y reglamentada en noviembre del mismo año. Dicha ley establece regalías a las empresas mineras, sobre el valor bruto de venta del concentrado de mineral que produzcan, según la cotización del metal en el mercado internacional. La Ley establece los rangos, de 1%, 2% y 3%, dependiendo de los volúmenes producidos.

En el caso del cobre tomaremos cuatro empresas: Southern Perú Copper Corporation (SCC), Compañía Minera Antamina, la Sociedad Minera Cerro Verde y Tintaya. Estas empresas representan en promedio el 93% de la producción en el periodo analizado.

Como puede apreciarse en los dos siguientes cuadros, la actividad minera peruana en la gran minería se encuentra concentrada en pocas empresas.

CUADRO 57
PERÚ: PARTICIPACIÓN GRAN MINERÍA EN PRODUCCIÓN DE ORO
(millones de onzas y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
Yanacocha	1,7	1,8	1,9	2,3	2,9	3,0	3,3	2,6	2,4
Barrick	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,6	1,2	1,8	1,0
Sub Total	2,5	2,6	2,8	3,2	3,7	3,6	4,5	4,4	3,4
Total país	4,2	4,1	4,3	4,8	5,6	6,1	7,4	7,2	5,5
Participación	59%	64%	66%	67%	66%	59%	61%	62%	63%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas; Newmont Memorias anuales, Barrick Memorias anuales.

CUADRO 58
PERÚ: PARTICIPACIÓN GRAN MINERÍA EN PRODUCCIÓN DE COBRE
(millones de libras y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
SCC	746	751	755	764	826	876	788	798	788
Antamina	0	0	177	729	557	818	826	862	496
Tintaya	169	202	188	40	114	261	241	255	184
Cerro Verde	150	157	170	190	193	195	206	213	184
Sub Total	1 065	1 110	1 289	1 724	1 689	2 150	2 062	2 127	1 652
Total país	1 149	1 167	1 512	1 893	1 736	2 283	2 226	2 315	1 785
Participación	93%	95%	85%	91%	97%	94%	93%	92%	93%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas; SCC, Cerro Verde, Noranda, Memorias anuales.

RECUADRO 6
PERÚ: ACCIONARIADO DE LAS EMPRESAS MINERAS

La empresa Minera Yanacocha SRL, presenta un accionariado compartido por Newmont Mining Corporation, con sede en Denver, Estados Unidos teniendo una participación del 51,35% de las acciones. La empresa peruana “Compañía de Minas Buenaventura”, tiene el 43,65%. El tercer socio es la “Corporación Financiera Internacional” (IFC), brazo financiero del Banco Mundial con el 5% restante.

La Minera Barrick Misquichilca S.A. tiene como único accionista el grupo canadiense Barrick Gold Corporation (BGC), tercer productor mundial de oro. Sus accionistas son subsidiarias de la canadiense BGC: South American Mineral Ventures Limited 98,13%, Barrick South American Investment Ltd 1,66%, Barrick Gold Corporation 0,09%, Perú Mineral Ventures Limited 0,09%, Barrick Cayman (B) Ltd 0,02% y Barrick Cayman (E) Ltd 0,02%.

Southern Perú Copper Corporation tiene la siguiente composición accionaria: Grupo México, a través de Southern Peru Holdings Corporation con el 63,1%. Cerro Trading Company con el 16,6%. Phelps Dodge Overseas Capital Corporation con el 16,3% y Acciones Comunes, 4%.

²⁴ La minería peruana está formada por tres estratos: la gran minería, que produce más de 5 000 toneladas métricas (TM) por día; la mediana minería, que produce más de 350 y menos de 5 000 TM por día y la pequeña minería con menos de 350 TM diarias, Campodónico (1999).

²⁵ Fuente: Ministerio de Energía y Minas, varios años.

RECUADRO 6 (CONCLUSIÓN)

La Compañía Minera Antamina SA está formado por Xstrata, con el 33,75%, BHP Billiton Plc, con el 33,75%, Teck - Cominco Limited, con el 22,5% y Mitsubishi Corporation con el 10%. Una vez constituida Antamina en 1996, pasan 2 años de exploración y 3 años de construcción del complejo minero. En octubre del 2001 empieza su producción comercial de cobre y zinc.

La Sociedad Minera Cerro Verde tiene como accionistas a Cyprus Climax Metals Co, (“Cyprus”), subsidiaria de Phelps Dodge Corporation (“Phelps Dodge”) que posee 53,56% de participación. Luego viene SMM Cerro Verde Netherlands B,V, que posee 21% de participación, Compañía de Minas Buenaventura S,A,A, (“Buenaventura”) con el 18,50% de participación y el 6,94% remanente corresponde a accionistas minoritarios.

Tintaya SA produce cobre en la provincia de Espinar, Cusco, a 4.100 metros sobre el nivel del mar. La mina comenzó a producir en 1985 como empresa estatal. En 1994 fue privatizada y adquirida por Magma Copper, empresa que fue adquirida por BHP en 1996. En el 2006, BHP Billiton vendió Tintaya a la suiza XStrata.

Fuente: página web de las empresas.

4. Aspectos Económicos

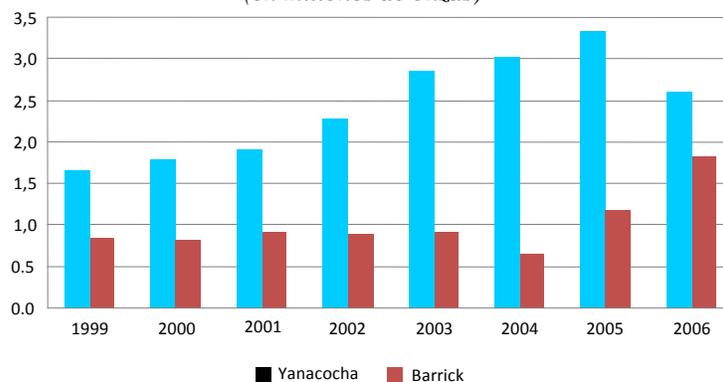
4.1 Producción

Con respecto al oro, la producción conjunta de las empresas seleccionadas muestra un crecimiento promedio anual del 9%.²⁶ En Yanacocha se aprecia un crecimiento sostenido con una tasa promedio anual de 8%, destacando importantes incrementos en el 2002 y 2003 de 20% y 25%, respectivamente. En el 2006, la empresa registra la única caída (22%) dentro del periodo de análisis, debido a la paralización de algunos proyectos por conflictos sociales y ambientales generados en las zonas productoras.

La producción de Barrick presenta una tasa de crecimiento anual de 17%; sin embargo, se registran hasta tres años de caída en la producción de esta empresa: 2002, 2003 y 2004, debido al agotamiento de las reservas de la mina Pierina. A partir del 2005 la producción de Barrick se incrementó considerablemente gracias a la incorporación de la nueva mina Alto Chicama.

En el 2005 y 2006 la producción de Barrick presentó incrementos de 82% y 56%; respectivamente, obteniéndose para este último año un nivel record de producción de oro de 1,8 millones de onzas.

GRÁFICO 35
PRODUCCIÓN DE ORO
(en millones de onzas)



Fuente: Newmont memorias, web de Yanacocha, Barrick memorias.

²⁶ En la muestra para el metal oro, Yanacocha representa el 71% de la producción, mientras que Barrick el 29% restante.

CUADRO 59
PERÚ: PRODUCCIÓN MINERA DE ORO

	Yanacocha	Barrick	Total
(millones de onzas)			
1999	1,66	0,84	2,49
2000	1,80	0,82	2,62
2001	1,90	0,91	2,81
2002	2,29	0,90	3,18
2003	2,85	0,91	3,76
2004	3,02	0,65	3,66
2005	3,33	1,18	4,51
2006	2,61	1,83	4,44

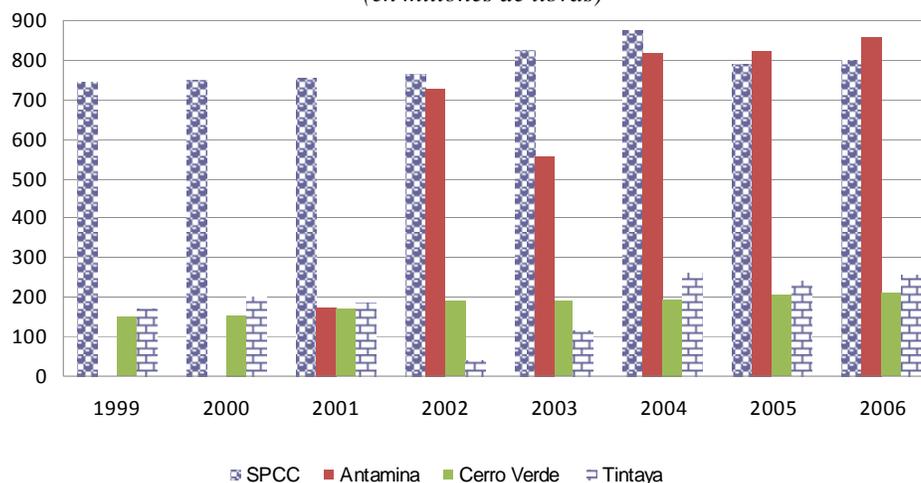
Fuente: Newmont memorias, web de Yanacocha, Barrick memorias.

En lo que concierne a la producción conjunta de las cuatro empresas productoras de cobre, esta aumentó en el periodo analizado a una tasa promedio anual de 11%. Es necesario destacar que en promedio las empresas SCC y Antamina concentran entre el 70% y el 80% de la producción total. El resto se reparte en partes más o menos iguales entre Cerro Verde y Tintaya.

La empresa con las mayores tasas de crecimiento es Antamina con una tasa promedio anual de 68%. En el 2006 esta empresa alcanza su record con 862 millones de libras de cobre, consolidándose a partir del 2005, como la primera empresa peruana en la producción de cobre. Por su parte, SCC, presenta moderadas tasas de crecimiento (1% anual promedio), debido a que sus proyectos mineros tienen varios años de antigüedad.

Cerro Verde y Tintaya presentan tasas de crecimiento promedio anual muy diferentes siendo de 5% y 35%; respectivamente. Cerro Verde presenta una serie de producción más o menos estable con lo que en el 2006 llega a una producción de 213 millones de libras. Tintaya presenta unas cifras de producción anual muy irregular, debido a que en el 2002 la empresa decidió voluntariamente cerrarla un tiempo por los bajos precios del cobre. En el 2006 llega a un nivel de producción de 255 millones de libras. En el siguiente cuadro se detalla las cifras de producción de cobre de las cuatro empresas seleccionadas en el presente estudio.

GRÁFICO 36
PRODUCCIÓN DE COBRE
(en millones de libras)



Fuente: SCC memorias, Noranda memorias, Ministerio de Energía y Minas.

CUADRO 60
PERÚ: PRODUCCIÓN MINERA DE COBRE

	SCC	Antamina	Cerro Verde	Tintaya	Total
	(millones de libra)				
1999	746	0	150	169	1 065
2000	751	0	157	202	1 110
2001	755	177	170	188	1 289
2002	764	729	190	40	1 724
2003	826	556	193	114	1 689
2004	876	818	195	261	2 150
2005	788	826	206	241	2 062
2006	798	862	213	255	2 127

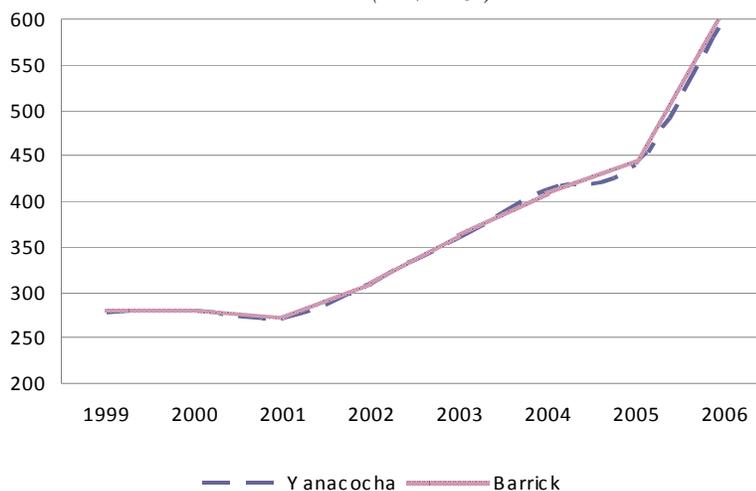
Fuente: SCC memorias, Noranda memorias, y Ministerio de Energía y Minas.

4.2 Precios

En el periodo analizado los precios promedio del oro crecieron a una tasa promedio anual de 12%, mientras que el cobre lo hizo a una tasa mucho mayor de 27%. En el 2001 y en el 2002 se registra una ligera caída en los precios en ambos metales, tendencia que se revierte en los años posteriores.

El aumento del precio del oro sobrepasó los US\$ 500/onza en el transcurso del 2006 y para algunas empresas mineras, logró pasar ligeramente el valor de US\$ 600/onza. En el 2006, en promedio se llegó a un valor del precio del oro de US\$ 602/onza, lo que representó el mayor aumento en el periodo analizado de 36%, respecto al año previo.

GRÁFICO 37
PRECIO DEL ORO
(US\$/onza)

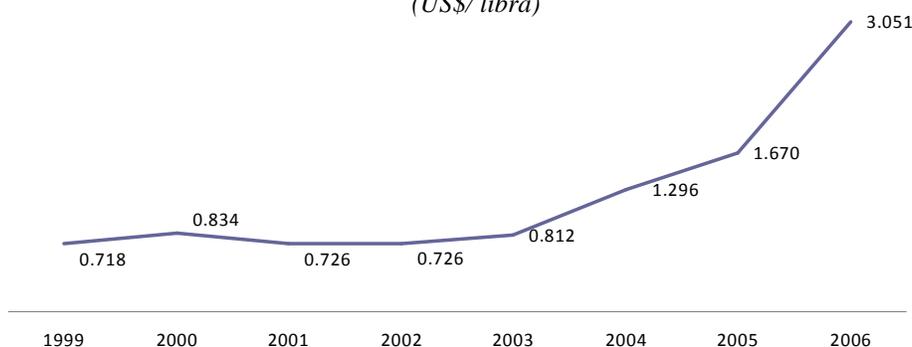


Fuente: Newmont memorias, Barrick memorias.

En lo que respecta al precio del cobre, debemos señalar que la diferencia de precios entre empresas es mínima, pues prácticamente todas asumen como valor el registrado en la London Metal Exchange. La dinámica del precio del cobre sobrepasó US\$1,00/libra por primera vez en el 2004; y sobrepasa los umbrales de US\$ 2,00/libra y US\$ 3,00/libra por primera vez en el transcurso del 2006. En este último año el precio del cobre llegó a un valor promedio de

US\$ 3,05/libra, representando, al igual que en el caso del oro, la tasa de crecimiento más alta dentro del periodo de estudio, de 83% respecto al año anterior.

GRÁFICO 38
PRECIO PROMEDIO DEL COBRE
(US\$/libra)



Fuente: SCC memorias, Noranda memorias.

En el siguiente cuadro se aprecia el valor del precio de los minerales analizados (oro y cobre), desde 1999 al 2006, los que se presenta por empresa; así como su promedio ponderado por el nivel de producción.

CUADRO 61
PERÚ: PRECIOS DE METALES

Años	Oro (US\$/onzas)			Cobre (US\$/libra)				Promedio
	Yanacocha	Barrick	Promedio	SCC	Antamina	Cerro Verde	Tintaya	
1999	279	279	279	0,72	0	0,71	0,71	0,72
2000	279	279	279	0,84	0	0,82	0,82	0,83
2001	271	271	271	0,73	0,73	0,72	0,72	0,73
2002	309	310	309	0,72	0,74	0,71	0,71	0,73
2003	359	363	360	0,81	0,82	0,81	0,81	0,81
2004	412	409	411	1,29	1,30	1,30	1,30	1,30
2005	441	444	442	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
2006	599	606	602	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05

Fuente: Newmont memorias, Barrick memorias, SCC memorias, Noranda memorias.

4.3 Costos de Producción

Los costos de producción presentan valores variados, Estas diferencia, dependen de varios factores, siendo el principal la ley de los minerales.²⁷ Otros factores son los programas de reducción de costos que posee cada empresa.

Para el cálculo del costo de producción unitario consideramos los costos de producción incurridos, divididos por el total de mineral producido. Es importante subrayar que la fuente de los costos varían para los dos tipos de minerales. Sin embargo, en todos los casos se incluyen los costos por depreciación, amortización, factor de agotamiento.

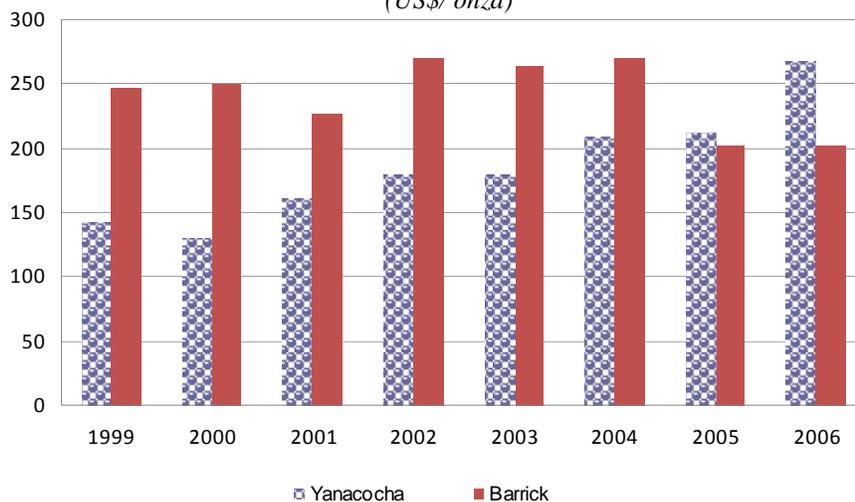
²⁷ La Ley del Mineral, llámese Ley del Cobre, Ley del Oro u otro metal, es definido como en porcentaje del metal que se rescata por cada tonelada de arena removida de la mina.

En el caso del oro, la información proviene de las memorias anuales de Newmont para el caso de Yanacocha; y de Barrick Gold de Canadá, para el caso de su subsidiaria en Perú Barrick Misquichilca. La definición de los costos de producción para el oro, según las Memorias de Newmont y de Barrick, se aproxima al C(2); es decir, incluye todos los costos de producción como costo de mina, costo de planta, gastos generales, gastos de venta; más la depreciación y amortización.

En el caso del cobre, la información de los costos de producción de las empresas seleccionadas corresponde al C(3); es decir, incluye los cash costs (todos los costos de operación para la extracción, molienda y concentración, leaching, extracción por solventes y electroobtención), gastos de administración y gastos generales de las operaciones mineras, costos externalizados esenciales para el funcionamiento de la operación, costos de fundición y refinación, transporte, comercialización, impuestos de la operación no relacionados a la renta (patentes, permisos, etc.); depreciación, gastos financieros y costos indirectos (gastos corporativos, costos de exploración, costos de investigación, algunos tributos como regalías y derechos aduaneros y gastos extraordinarios).

Los costos de producción promedio del oro han aumentado desde US\$ 178/onza en 1999 hasta US\$ 240/onza en el 2006. Cabe destacar que los costos de producción de oro de las minas peruanas están considerados entre los costos más bajos del mundo. En efecto, según la minera Newmont, el costo de producción de Yanacocha es inferior al promedio de sus minas de oro a nivel mundial.²⁸

GRÁFICO 39
COSTO DE PRODUCCIÓN EN ORO
(US\$/onza)



Fuente: Newmont memorias, Barrick memorias.

En el siguiente cuadro se detalla las cifras de los costos producción del oro de las dos empresas analizadas. Asimismo, se estima un costo promedio, ponderado por el nivel de producción de las empresas.

²⁸ Newmont, Reporte Anual 2006.

CUADRO 62
PERÚ: COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ORO

Años	Yanacocha	Barrick	Promedio
	(US\$/onzas)		
1999	143	247	178
2000	130	250	168
2001	161	227	182
2002	180	271	206
2003	180	265	201
2004	209	271	220
2005	212	202	209
2006	267	202	240

Fuente: Newmont memorias, Barrick memorias.

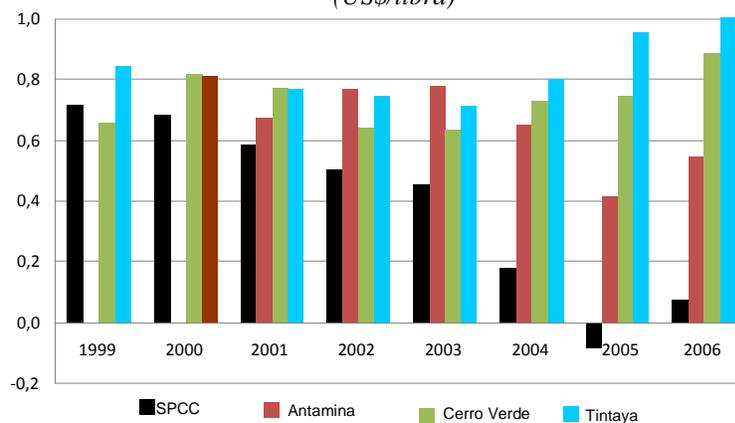
Contrariamente a lo que sucede en la industria del oro, en el caso del cobre los costos de producción promedio han venido disminuyendo desde un promedio de US\$ 0,73/libra en 1999 hasta 0,46/libra en el 2006. Esto se traduce en una caída anual de 4%.

La disminución de los costos de producción en el cobre se debe a dos factores: de un lado, a la puesta en marcha de programas de reducción de costos de las empresas mineras y, de otro, a la valorización de subproductos mineros (molibdeno, plata, zinc) que descuenta los costos de producción. El 2006 es el único año en que los costos de producción aumentan en un 44%, debido a que el aumento en los precios del petróleo y el gas afectó fuertemente a los costos de producción (estos combustibles más la electricidad representan más del 40% del total de los costos de producción).²⁹

Los costos de producción de cobre de SCC y Antamina, según las Memorias de las empresas, también están entre los más bajos del mundo. SCC presenta la reducción de costos más bajo de la industria con una tasa promedio de -63%, y con su mayor caída en el 2006 con 193%. Antamina presenta una tasa de crecimiento moderadoa anual de -1%.

Cerro Verde y Tintaya presentan un comportamiento distinto a las más grandes. Tomando el promedio anual de crecimiento de sus producción, tenemos cifras positivas para ambas empresas (5% y 3%, respectivamente). Cabe destacar que la reducción de los costos de producción para estas dos empresas sólo se da para los primeros años.

GRÁFICO 40
COSTO DE PRODUCCIÓN EN COBRE
(US\$/libra)



Fuente: Memorias de las empresas. Elaboración propia.

²⁹ Fuente: SCC Form 10-k, pg. 46; Security Exchange Commission.

En el siguiente cuadro se detalla las cifras de los costos producción del cobre de las cuatro empresas seleccionadas. Asimismo, se estima un costo promedio, ponderado por el nivel de producción de estas empresas.

CUADRO 63
PERÚ: COSTOS DE PRODUCCIÓN DE COBRE

Años	SCC	Antamina	Cerro Verde	Tintaya	Promedio
Cobre (US\$/libra)					
1999	0,72	0	0,66	0,85	0,73
2000	0,69	0	0,82	0,81	0,73
2001	0,59	0,68	0,78	0,77	0,65
2002	0,50	0,77	0,64	0,75	0,64
2003	0,45	0,78	0,64	0,71	0,60
2004	0,18	0,65	0,73	0,80	0,49
2005	-0,08	0,41	0,75	0,95	0,32
2006	0,08	0,55	0,89	1,01	0,46

Fuente: Memorias de las empresas. Elaboración Propia.

4.4 Renta Minera

En el periodo analizado, la renta minera proveniente de la explotación de oro de las dos minas analizadas, aumenta desde US\$ 252 millones en 1999 hasta US\$ 1.607 millones en el 2006.³⁰ Esto equivale a un aumento de más de seis veces desde 1999 hasta el 2006. El 2003 figura como el año de mayor crecimiento con 82%.

CUADRO 64
PERÚ: RENTA ORO 1999-2006

	Precio Internacional	Costo de Producción	Renta por onza	Producción	Renta Oro
	US\$/onza			(onza millones)	(US\$ millones)
1999	279	178	101	2,5	252
2000	279	168	111	2,6	291
2001	271	182	89	2,8	249
2002	309	206	103	3,2	329
2003	360	201	159	3,8	600
2004	411	220	192	3,7	702
2005	442	209	232	4,5	1 049
2006	602	240	362	4,4	1 607

Fuente: Newmont memorias, web de Yanacocha, Barrick memorias, Ministerio de Energía y Minas.

En el periodo analizado, la renta minera aumenta desde un valor negativo de US\$ -13 millones en 1999 hasta US\$ 5.511 millones en el 2006.³¹ Esto equivale a un aumento de más de 46 veces desde el 2000 hasta el 2006 (periodo en que la renta presenta cifras positivas). Similarmente, como en el caso del oro, en el 2006 es el año donde se registra una de las tasas de crecimiento más altas de casi 100%, debido a la gran alza del precio del cobre en este último año.

³⁰ Repetimos que las 2 empresas seleccionadas abarcan el 63 % de la minería de oro.

³¹ Repetimos que las 4 empresas seleccionadas abarcan el 93% de la minería de cobre.

CUADRO 65
PERÚ: RENTA COBRE 1999-2006

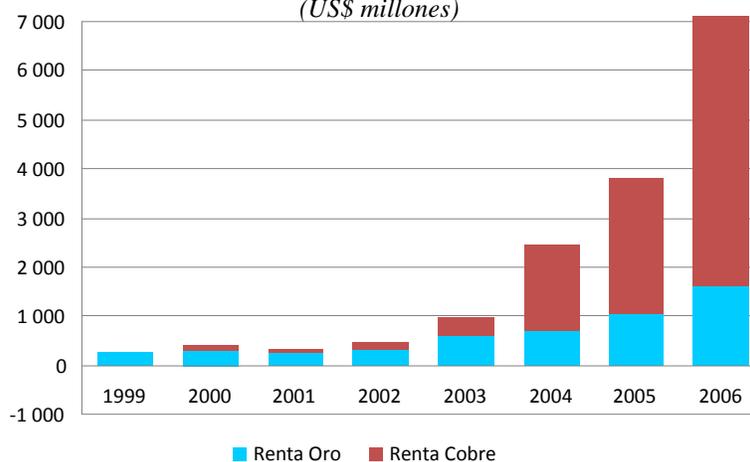
	Precio Internacional	Costo De Producción	Renta por lb	Producción	Renta Minera
	US\$/lb			(lb millones)	(US\$ millones)
1999	0,72	0,73	-0,01	1 065	-13
2000	0,83	0,73	0,11	1 110	119
2001	0,73	0,65	0,07	1 289	96
2002	0,73	0,64	0,09	1 724	154
2003	0,81	0,60	0,21	1 689	360
2004	1,30	0,49	0,81	2 150	1 744
2005	1,67	0,32	1,35	2 062	2 782
2006	3,05	0,46	2,59	2 127	5 511

Fuente: SCC memorias, Noranda memorias, Ministerio de Energía y Minas.

4.5 Generación de la renta minera por empresa

El total de la renta minera de nuestra muestra (oro y cobre), asciende a US\$ 7.117 millones en el 2009, valor que se multiplica casi por 30, desde 1999, fecha en la que se obtuvo una renta minera de US\$ 239 millones.

GRÁFICO 41
EVOLUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE ORO Y DE COBRE
(US\$ millones)



Fuente: Memorias de las empresas. Elaboración propia.

CUADRO 66
PERÚ: GENERACIÓN DE LA RENTA POR EMPRESA
(US\$ millones)

Años	Yanacocha	Barrick	Total Oro	SCC	Antamina	Cerro Verde	Tintaya	Total Cobre	Total Minería
1999	225	27	252	1	-	9	-22	-13	239
2000	268	24	291	116	-	1	2	119	411
2001	209	40	249	107	9	-10	-10	96	346
2002	294	35	329	165	-21	12	-2	154	483
2003	510	89	600	294	23	33	11	360	960
2004	613	89	702	972	529	112	130	1 744	2 445
2005	763	285	1 049	1 382	1 037	190	173	2 782	3 831
2006	867	739	1 607	2 375	2 154	460	522	5 511	7 117

Fuente: Newmont memorias, Barrick memorias, Ministerio de Energía y Minas, SCC memorias, Noranda memorias.

Dentro del total de los minerales estudiados (oro y cobre), entre las empresas mineras que generan más renta destacan en orden de importancia dos de cobre: SCC, Antamina; y una de oro (Yanacocha); la cuales en el 2006 generaron una renta de US\$ 2.375 millones, US\$ 2.154 millones y US\$ 857 millones, respectivamente.

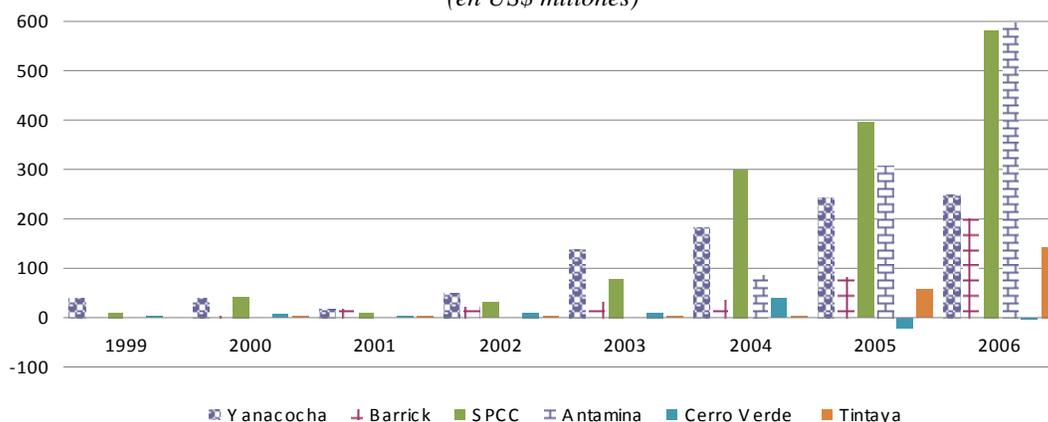
4.6 Impuesto a la Renta

El pago de impuesto a la renta de las principales empresas de las industrias de oro y cobre ha venido aumentado considerablemente en los últimos años. Así, en conjunto las 6 empresas (dos de oro y cuatro de cobre), registraron un pago de impuesto a la renta por US\$ 53 millones en 1999 pago que posee una tendencia ascendente llegando a US\$ 1.771 millones en el 2006. Esto representa una tasa promedio anual de crecimiento de 79%, destacando el 2002 al 2004, como los años con mayores tasas de crecimiento.

Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, la misma tendencia se presenta para cada empresa y cada industria. En el caso del oro, se registra una tasa de crecimiento anual de 50%; mientras que en la industria de cobre la tasa es mucho mayor: 139%.

Entre las empresas que aportan mayor de impuesto a la renta, destacan en orden de importancia SCC, Antamina y Yanacocha. De 1999 y el 2006, cada una acumula un monto de impuesto pagado por US\$ 1 460 millones, US\$ 989 millones y 964 millones, respectivamente.

GRÁFICO 42
IMPUESTO A LA RENTA
(en US\$ millones)



Fuente: BVL, Conasev, SUNAT, Congreso de la República, SCC Memorias, Yanacocha: Reporte de Responsabilidad Social.

CUADRO 67
IMPUESTO A LA RENTA DE LAS EMPRESAS MINERAS
(en US\$ millones)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
Yanacocha	39	40	16	52	140	181	244	251	964
Barrick	0	3	18	21	31	35	84	199	390
Sub-Total Oro	39	42	34	72	171	217	328	450	1 354
SCC	10	43	12	34	79	302	397	584	1 460
Antamina	-	-	0	0	0	85	306	598	989
Cerro Verde	4	6	5	10	11	40	-22	-4	49
Tintaya		4	5	5	3	4	56	143	221
Sub-Total Cobre	13	53	21	48	93	431	738	1 320	2 719
Total	53	96	55	121	264	648	1 066	1 771	4 073

Fuente: BVL, Conasev, SUNAT, Congreso de la República, SCC Memorias, Yanacocha: Reporte de Responsabilidad Social.

5. Distribución de la Renta Minera

La renta del Estado se recauda a través de dos instrumentos. El primero corresponde a los ingresos tributarios a través del Impuesto a la Renta. El segundo son los ingresos no tributarios, constituido por las regalías que pagan las empresas y que empiezan a regir en el 2004, cuando el Estado aprueba la Ley de Regalías.

En el período analizado, el impuesto a la renta promedio anual fue US\$ 509 millones. Cabe destacar que este monto equivale al 26% del total de la renta minera en el período en mención. De su lado, el pago de regalías representa sólo el 1% a la renta total debido a dos factores. De un lado, de un lado, recién en el 2004 se aprueba la ley de regalías. De otro lado, tenemos que la regalía solo la paga la empresa SCC, cuyo convenio de estabilidad tributaria ya venció. Las 5 empresas restantes no están afectas, gracias a que estaban vigentes los convenios de estabilidad en el momento en que se aprobó la Ley de Regalías (a mediados del 2004).

Se aprecia que en los últimos años aumenta la renta minera estatal. Así, entre el 2004 y el 2006, la renta minera estatal pasa de US\$ 661 millones a US\$ 1.838 millones del 2004 al 2006. Este aumento tiene una relación directa con el alza de precios y con la maduración de los proyectos que permitieron el mayor pago de impuesto a la renta.

CUADRO 68
PERÚ: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE ORO Y COBRE
(en millones de dólares)

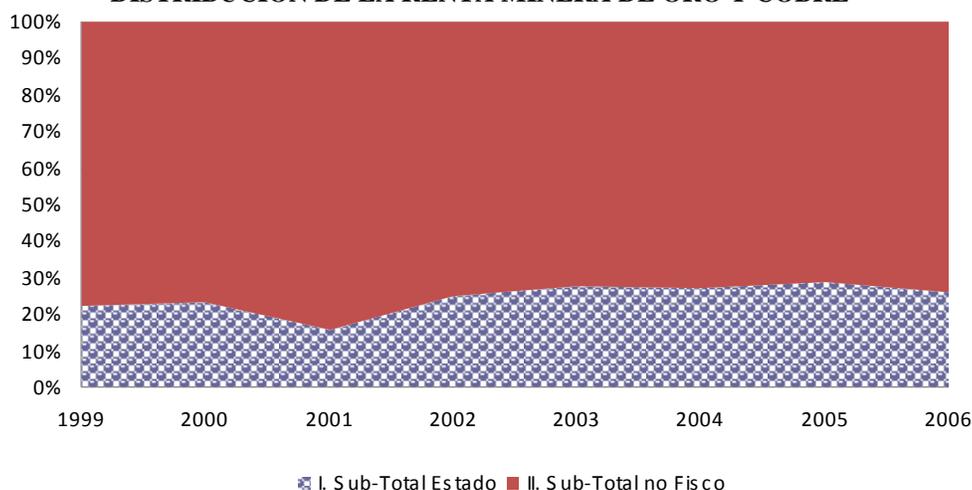
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Tributarios	53	96	55	121	264	648	1 066	1 771	509
Impuesto a la renta	53	96	55	121	264	648	1 066	1 771	509
B. Ingresos No Tributarios	0	0	0	0	0	13	40	67	15
Regalías	0	0	0	0	0	13	40	67	15
I. Sub-Total Estado (A + B)	53	96	55	121	264	661	1 106	1 838	524
Excedentes privado	186	315	290	363	696	1 784	2 725	5 280	1 455
II. Sub-Total no Fisco (III - I)	186	315	290	363	696	1 784	2 725	5 280	1 455
III. Total General	239	411	346	483	960	2 445	3 831	7 117	1 979

Fuente: Newmont memorias, web de Yanacocha, Barrick memorias, SCC memorias, Noranda memorias; Ministerio de Energía y Minas.

En la medida que el Estado no tiene ningún ingreso fiscal adicional (ya sea tributario o no tributario), el resto de la renta minera, es decir, el 74% le corresponde a las empresas mineras. Para el período analizado esto significa un promedio anual de US\$ 1.455 millones (ver cuadro anterior). Esta renta minera privada está compuesta principalmente por las utilidades de las empresas, si bien existen otros desembolsos menores no incluidos en los costos de producción. Como acabamos de mencionar el promedio de renta privada de 74%, se mantiene similar para todo el período analizado (ver gráfico siguiente).

Debemos volver a señalar que la renta de las empresas mineras no incluye la deducción del pago del 8% de las utilidades (antes de impuestos) a los trabajadores, como establece el DL 892 de 1996 (ver sección G.2, Aspectos Normativos).

GRÁFICO 43
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE ORO Y COBRE



Fuente: Cuadro anterior.

5.1 Distribución de la renta minera del oro

Con respecto a la distribución de la renta del oro, en el periodo analizado podemos encontrar que el impuesto a la renta promedio anual fue de US\$ 169 millones. Cabe destacar que este monto equivale al 27% del total de la renta minera de oro, y equivale al 100% de renta que queda en poder del Estado; dado que no se registran ingresos no tributarios, pues las empresas Yanacocha y Barrick, mantienen vigente sus convenios de estabilidad que los cubre del pago de regalías.

En el siguiente cuadro puede apreciarse que los últimos años existen importantes aumentos de la renta minera del Estado. De esta manera, si observamos el 2005 y el 2006, encontramos que los montos de la renta capturada por el Estado suben considerablemente, desde los años previos, llegando a US\$ 328 y 450 millones; respectivamente. Este aumento de la renta estatal se explica por la maduración de los proyectos mineros que permitieron el mayor pago de impuesto a la renta.

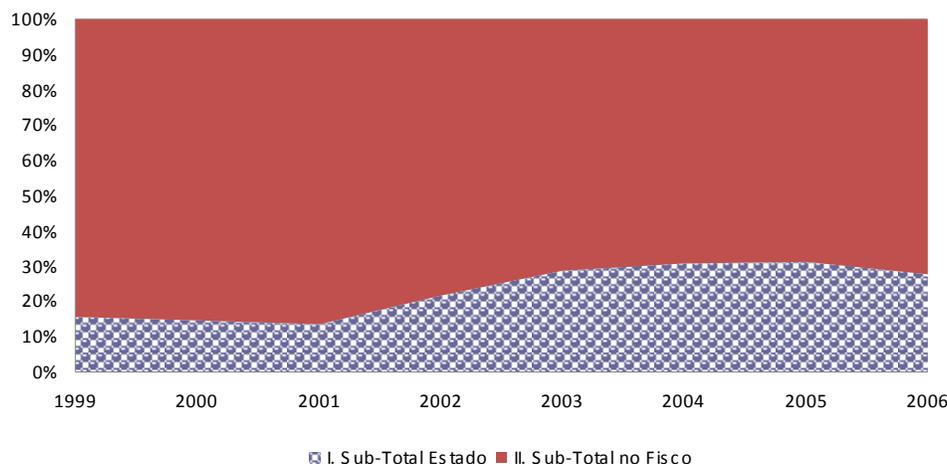
CUADRO 69
PERÚ: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE ORO
(en millones de dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
Ingresos Tributarios	39	42	34	72	171	217	328	450	169
Impuesto a la renta	39	42	34	72	171	217	328	450	169
I. Sub-Total Estado	39	42	34	72	171	217	328	450	169
Excedente privado	212	249	215	257	428	485	720	1 156	465
II. Sub-Total no Fisco (III - I)	212	249	215	257	428	485	720	1 156	465
III. Total General	252	291	249	329	600	702	1 049	1 607	635

Fuente: Newmont memorias, web de Yanacocha, Barrick, Ministerio de Energía y Minas.

En lo que concierne a la renta privada en el periodo analizado se tiene que el promedio anual de esta renta es de US\$ 465 millones, lo que representa el 73% de la renta minera de oro total. Es necesario destacar que para el caso del oro, la participación de la renta privada respecto a la renta total ha venido descendiendo en el tiempo, pasando de un 84% en 1999 hasta un 72% en el 2006 (ver gráfico siguiente); por tanto la renta estatal ha venido aumentando.

GRÁFICO 44
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE ORO



Fuente: Cuadro anterior.

5.2 Distribución de la renta minera de cobre

En el caso de la distribución de la renta minera de cobre, en el periodo analizado, encontramos una renta promedio anual es de US\$ 1.344 millones. Por su parte, la renta que se queda en el Estado, tiene como promedio anual US\$ 340 millones; es decir, el 25% de la renta minera total de cobre. Adicionalmente, el pago de regalías aporta sólo un 1% a la renta total que queda en el Estado.

De manera similar al caso del oro, en los últimos años puede apreciarse importantes aumentos de los montos de la renta minera estatal. Vale la pena mencionar los años 2004, 2005 y el 2006, cuando la renta estatal da fuertes saltos, hacia montos de renta de US\$ 444, US\$ 778 y 1 387 millones, respectivamente. Sin embargo, en el caso del cobre, a diferencia del oro, los aumentos provienen de dos vías: de un lado, el alza de precios que permite el mayor pago de regalías (a pesar del hecho que solo SCC paga regalías) y la maduración de los proyectos que permitieron el mayor pago de impuesto a la renta, siendo esta última la más importante (ver cuadro).

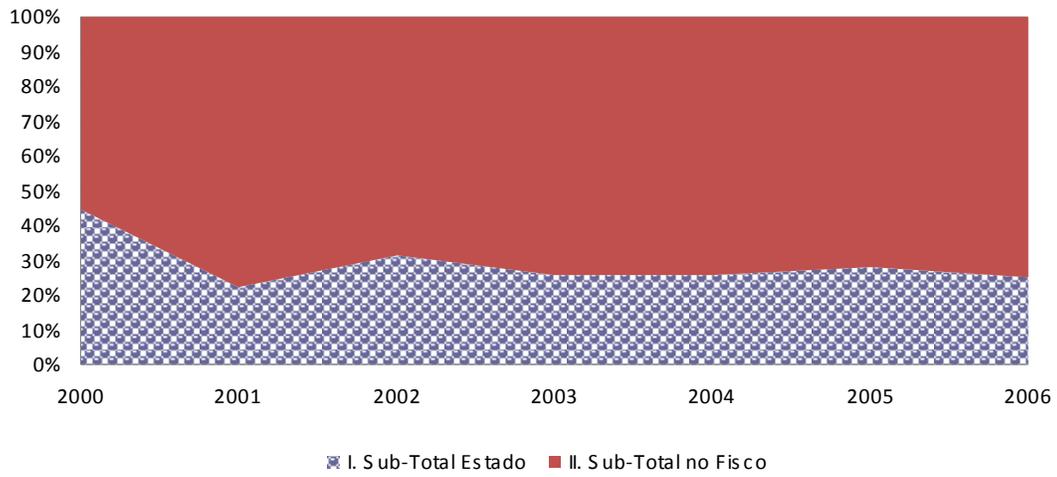
CUADRO 70
PERÚ: DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE COBRE
(en millones de dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio
A. Ingresos Tributarios	13	53	21	48	93	431	738	1 320	340
Impuesto a la renta	13	53	21	48	93	431	738	1 320	340
B. Ingresos No Tributarios	0	0	0	0	0	13	40	67	15
Regalías	0	0	0	0	0	13	40	67	15
I. Sub-Total Estado (A + B)	13	53	21	48	93	444	778	1 387	355
Excedentes privado	-26	66	75	106	267	1 299	2 005	4 123	989
II. Sub-Total no Fisco (III - I)	-26	66	75	106	267	1 299	2 005	4 123	989
III. Total General	-13	119	96	154	360	1 744	2 782	5 511	1 344

Fuente: SCC memorias, Noranda memorias, Ministerio de Energía y Minas.

Por su parte, el promedio anual de la renta privada es de US\$ 989 millones, lo que representa el 74% de la renta minera de oro total. Cabe señalar que, a diferencia del caso del oro, en la distribución de la renta del cobre se observa un participación más o menos similar para todos los años, sobre todo a partir del 2001 (ver gráfico siguiente).

GRÁFICO 45
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA MINERA DE COBRE



Fuente: Cuadro anterior.

Bibliografía

- Administración Federal de Ingresos Públicos (2006); “Informe de Recaudación Año 2006 y IV trimestre 2006”, República de Argentina.
- Agencia Nacional de Petróleo – ANP (2006); “Anuario Estadístico 2006”, República de Brasil.
- (2006); “Preços médios ponderados semanais – 2005”, República de Brasil.
- Altomonte, Hugo y Jorge Rogat (2004), “Políticas de Precios de Combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales”, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Agosto.
- AME Mineral Economic (2007); “Cobre”, AME House, 342 Kent Street, Sydney 2000, GPO Box 3602 Sydney NSW 2001, Australia.
- Andes Petroleum Company Ecuador Ltd, (2007); “Energía y ambiente en armonía”, Ecuador.
- Anglo American Chile (2003), “Presentación a la Comisión Especial del Senado de Chile Encargada del Estudio de la Tributación de las Empresas Mineras”, julio.
- Antamina (2000); “Antamina Project Update”, Mayo.
- Apoyo & Asociados (2007); “Minera Barrick Misquichilca S,A, (Barrick)”, asociados a FitchRatings, mayo.
- (2007); “Minera Barrick Misquichilca S,A, (Barrick)”, asociados a FitchRatings, septiembre.
- Aste Daffós, Juan (2005), “Perú Minería y Conflictos”, Grupo de Promoción para el Desarrollo de los Andes, Lima, Enero del 2005.
- Azpurua, Garcia-Palacios & Velazquez (2004), “Venezuela Escenarios Fiscales”, Noviembre.
- Banco Central de Ecuador (2006); “Análisis del sector petrolero: IV trimestre del 2006; N° 2”, Dirección General de Estudios, diciembre.
- (2006); “Análisis del sector petrolero”, Dirección General de Estudios, octubre.
- Banco Central de Ecuador (2006); “Distribución de Ingresos Obtenidos por las exportaciones de Hidrocarburos”, Dirección General de Estudios y Dirección General Bancaria.
- Banco Central de Reserva del Perú – BCRP (2005-2006); “Memorias anuales”, varios años.
- Banco Central de Reserva del Perú (2005), anuarios estadísticos.
- (2005), memorias, varios años, www.bcrp.gob.pe
- Banco Central del Ecuador (2003), “Pro forma del Gobierno Central 2004 y Límites de Endeudamiento”, Informe de Directorio del Banco Central al Honorable Congreso Nacional, Octubre.
- (2005), información estadística.
- Banco del Caribe - Bancaribe (2006); “Informe económico mensual”, N° 54, mes marzo, año 2006.
- (2007); “Informe económico mensual”, N° 67, mes abril, año 2007.
- (2007); “Informe económico mensual”, N° 66, mes marzo, año 2007.
- (2007); “Informe económico mensual”, N° 65, mes febrero, año 2007.

- Banco Mundial (2002), “Programa Energía, Ambiente y Población (EAP) Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera”.
- (2003), “Nota Petrolera”.
- (2005), “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, Programa conjunto PNUD/Banco Mundial de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP), Enero.
- Banco Wiese Sudameris, (2002), Reporte Empresarial, sobre Compañía de Minas Buenaventura, diciembre, www.wiese.com.pe/main_siee.shtml
- Barrick (1999-2006); “Annual Review”, varios años, www.barrick.com
- (2000)(2001)(2002)(2003)(2004), “Reporte Annual”, www.barrick.com
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2001), “Venezuela Situación Económica y Perspectivas”, Noviembre.
- Boué, Juan Carlos (2004), “La Internacionalización de PDVSA: Una Costosa Ilusión”, Serie Conciencia Petrolera.
- BP (British Petroleum) (2004), “Estadísticas Anuales de Petróleo.
- British Petroleum–BP (2007); “Statistical Review Full Report Workbook 2007”, www.bp.com/home.do?categoryId=1
- Campodónico Humberto (2005), “Sí se puede recuperar la renta petrolera” <http://www.cristaldemira.com/articulo.php?idfecha=2005-08-09>
- (1999) “Las Reformas Estructurales en el Sector Minero Peruano y la Características de la Inversión 1992-2008”, Serie Reformas Económicas N° 24, CEPAL, Santiago, mayo.
- (2004); “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, CEPAL, Serie recursos naturales e infraestructura N° 78, Santiago de Chile, octubre.
- (2007); “Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos”, CEPAL, Serie recursos naturales e infraestructura N° 122, Santiago de Chile, abril.
- (2007); “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas del Estado”, CEPAL, Serie recursos naturales e infraestructura N° 121, Santiago de Chile, marzo.
- Cano, Diego, Fernando Villavicencio, Francisco Jácome (2004); “Petróleo: Desarrollo o dependencia; realidad histórica y propuesta”, FETRAPEC, Ecuador.
- Caputo Orlando y Graciela Galarce (2006); “¿Sorpresas de Bachelet también en el cobre?”, enero.
- Cartagena Díaz, Patricio (2005); “Rentabilidad y tributación: Seguimiento al desempeño de las principales empresas mineras en Chile”, Cochilco, julio.
- Cartagena Díaz, Patricio (2006); “Chile, país minero”, Mining fiscal issues workshop, octubre.
- Centro Internacional de Energía y Ambiente (2006); “Venezuela: El negocio de la energía en cifras”, febrero.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2002), “La Inversiones Extranjera en América Latina y el Caribe, Informe 2001”, Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales, Santiago, Mayo.
- ChevronTexaco (2004), “Venezuela Fact Sheet”.
- Chilean Copper Commission (2006); “Average of US\$ 167,087 cent”, Press Release, 30 December 2005.
- CHR Metals Limited (2005); “Dynamic cost curves: Copper – Zinc - Lead”, United Kingdom, Julio.
- Codelco (1999 – 2006); “Memoria Anual”, varios años, Chile.
- (1999)(2000)(2001)(2002)(2003)(2004), Memoria Anual, www.codelco.cl
- (2005); “Gestión de Codelco: Certezas y aclaraciones”, conferencia de prensa 14 de julio del 2005.
- Collahuasi (2000)(2001)(2002)(2003)(2004), Estados Financieros, www.collahuasi.cl
- (2004 y 2005); “Informe de desarrollo sustentable”, varios años, Chile.
- (2005 y 2006); “Estados Financieros Auditados”, varios años, Chile.
- (2005 y 2006); “Memoria anual”, varios años, Chile.
- Comisión Chilena del Cobre – Cochilco (2005); “Rentabilidad y tributación: seguimiento al desempeño de las principales empresas mineras en Chile”, Grupo tributario, Chile, junio.
- (2006); “Cochilco Lanza Proyección de Inversión de la Minería del Cobre y Oro 2005-2009”, Comunicado de Prensa, febrero.
- (2006); “Implementación de la responsabilidad social corporativa en el sector de la gran minería y sus implicancias tributarias”, Santiago de Chile.
- (2006); “Informe trimestral del mercado de cobre I trimestre 2006: Perspectivas 2006-2007”, abril.
- (2006); “Minería en la senda de desarrollo de Chile: Una visión de futuro”, Chile.

- (2007); “Anuario de estadístico del cobre y otros minerales 1987-2006”, Santiago de Chile.
- (2007); “Cochilco prevé un precio promedio del cobre de US\$ 2,80 para 2007”, Comunicado de Prensa, abril.
- (2007); “Cochilco proyecta precio promedio del cobre en torno a US\$ 3,20 para año 2007”, Comunicado de Prensa, agosto.
- (2007); “Informe del mercado de cobre VI trimestre 2006 y Perspectivas 2007”, enero.
- (2005), www.cochilco.cl
- Comisión Nacional de Valores – CNV (1999 – 2006); “Memoria de Pan American Energy LLC Sucursal Argentina: Estados Contables y Comparativos”, Informe de los auditores independientes, Informe de la Comisión Fiscalizadora.
- (1999 – 2006); “Memoria de YPF S.A.: Estados Contables y Comparativos”, Informe de los auditores independientes, Informe de la Comisión Fiscalizadora.
- (2003 – 2006); “Memoria de Petrobras Energía S.A.: Estados Contables y Comparativos”, Informe de los auditores independientes, Informe de la Comisión Fiscalizadora.
- Congreso de la Unión (2003); “Precios y costos de producción de hidrocarburos estimados para los principales proyectos de Pemex exploración y producción”, México.
- ConocoPhillips (2003), “Annual Report 2003”.
- (2004), “Fact Book”.
- Del Pino R., Victor; Gustavi Marambio F.
- Diez Canseco, Javier (2005), “El Caso Barrick y la Región Ancash”, marzo 2005.
- Domínguez Vargas, Guillermo (2001), “Presente y Futuro de la Exploración y Producción en México”, IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética”, tema: recursos energéticos en México, México D.F.
- EIA (Energy Information Administration) (2005), “Monthly Energy Review enero 2005”.
- (2006); “Country Analysis Briefs: Brazil”, agosto 2006.
- (2007); “Country Analysis Briefs: Argentina”, enero 2007.
- (2007); “Country Analysis Briefs: Ecuador”, marzo 2007.
- (2007); “Country Analysis Briefs: México”, enero 2007.
- Equilibrium Clasificadora de Riesgo S,A, (2007); “Minera Barrick Misquichilca”, 08 de mayo del 2007.
- Ernst & Young (2004), “Global Review 2004”.
- Escondida (2003) (2004), Memoria Anual, www.escondida.cl
- Espinasa, Ramón (2002), “Desempeño del Sector Petrolero del Ecuador 1990-2001, Escenarios 2001-2010”, BID y CAF, noviembre.
- (2003), “Cuentas Fiscales y Desempeño del Sector Petrolero de Venezuela 1990-2001: Escenarios 2001-2008”, BID y CAF, noviembre.
- (2003), “Desempeño del Sector Petrolero de Venezuela 1990-2003 Escenarios 2004-2008”, BID y CAF, mayo.
- (2005), “Domestic Fuel Pricing and Taxation in Latin American and the Caribbean Energy Exporters: the cases of Ecuador and Venezuela”, Third Regional Workshop on Fiscal Policy and Environment, U,N, ECLAC, enero.
- (2005), “Venezuela: Oil Policy 1999 – 2004”, Georgetown University Seminar.
- Fernández, Luis (2004), “Análisis de Coyuntura de los Precios del Petróleo en el Istmo Centroamericano”, Unidad de Energía y Recursos Naturales, CEPAL, Santiago, noviembre.
- Foreign Investment Committee Chile (2005), estadísticas de inversión, www.foreigninvestment.cl
- Fundación Repsol YPF Ecuador (2004); “Memoria 2004: Por el bienestar social”, Ecuador.
- Gaffney Cline & Associates INC (2004), “Proyecto de Evaluación Económica, Financiera y Ambientales de las operaciones que realiza la empresa estatal Petroecuador”, Informe final de la Fase I, febrero.
- Grupo Propuesta Ciudadana (2005), “Vigilancia de las Industrias Extractivas”, Reporte Nacional N° 1, Área de Vigilancia Ciudadana, Lima, marzo de 2005.
- Gutiérrez, Borbúa Lucio (2004), “El Petróleo en el Ecuador”, República del Ecuador.
- Herrero, Félix, Diego Mansilla (2006); “La renta petrolera y los problemas energéticos de la Argentina”, La Fogata Digital.
- IEA (International Energy Agency) (2001), “World Energy Outlook”.
- (2002), “World Energy Outlook”.
- (2003), “World Energy Outlook”.
- (2004), “World Energy Outlook”.

- Instituto Argentino de la Energía – IAE (2006); “Informe sobre la situación actual y futura del petróleo: Proyecciones 2006”, Departamento técnico, marzo.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG (2007); “Historial de Cotizaciones” www.iapg.org.ar/sectores/Biblioteca/servicios/listados/opciones.htm
- Kokogian, Daniel Alberto (2007); “Reflexiones sobre la evolución de la reservas de petróleo y gas”, Instituto Petroquímico Argentino, agosto.
- Kuczinski, Pedro Pablo (2005), Presentación del Ministerio de Economía ante el Congreso de la República sobre la situación financiera y tributaria de la empresa Minera Barrick, Lima, enero.
- Lagos, Gustavo E, y Gustavo F, Torrens (2000); “Análisis de utilidades y tributación de las grandes empresas de cobre de Chile”, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Lavandero Illanes, Jorge (2003), Royalty, regalía o renta minera, Ediciones Lafken, Santiago, noviembre.
- Lima A. Marcos (2007); “La competitividad en la industria minera”, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- M.P. Lipkewich (2004), “Teck Cominco Operation”, vice-president mining.
- Maldonado, Adolfo y Alexandra Almeida (2006); “Atlas amazónico del Ecuador: Agresiones y resistencias; Inventario de impactos petroleros – 2”, Acción Ecológica.
- Manzano, Osmel (2005), “Impuestos, Recursos Naturales y Desarrollo”, Corporación Andina de Fomento, III Taller Regional de Política Fiscal y Medio Ambiente, Santiago, enero.
- Minería (2006); “Revista Minería”, Edición N° 61, Santiago de Chile.
- Ministerio de Economías y Finanzas del Ecuador (2004), “Programa Macroeconómico 2003-2007”.
- Ministerio de Energía y Minas (2007); “Agenda Energética: 2007 – 2011: Hacia un sistema energético sustentable”, República del Ecuador, junio.
- Ministerio de Energía y Minas de Perú (2001); “Anuario Minero 2001”, Dirección General de Minería.
- (2004), Anuario Estadístico 2004. http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_anuario_2004.asp
- (2004); “Anuario Minero 2004”, Dirección General de Minería.
- (2005), Informes mensuales estadísticos.
- (2007); “Estadísticas”, varios años.
- (2005), Estadísticas: Reportes de la producción minera mensual y anual, series estadísticas; www.minem.gob.pe.
- Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (2002), “Petróleo y otros datos estadísticos-PODE 2002”.
- Ministerio de Minas y Petróleo (2007); “Estadísticas Hidrocarburiíferas”, Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ecuador.
- Ministerio de Minería de Chile (2005), portal: www.minmineria.cl.
- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (2007); “Pode 2004”, Sección V Mercado Petrolero Mundial.
- (2007); “Precio del petróleo: Evolución del precio 2003-2007”, www.mem.gob.ve/preciopetroleo/index.php.
- Moguillansky, Graciela (1998), Chile: “Las inversiones en el sector minero 1980-2000”, Serie Reformas Económicas N° 3, CEPAL, Santiago, julio.
- Mommer Bernard (2003); “Venezuela: un nuevo marco legal e institucional petrolero”, Rev, Venez, de Econ, y Ciencias Sociales, 2002, vol, 8 n° 2 (mayo-agosto), pp, 201-207.
- (2004), “El Mito de la Orimulsión: La valorización del crudo pesado de la Faja del Orinoco”, Serie Conciencia Petrolera.
- Moure R., Fernando (2005); “Codelco: Proyecto e inversiones y su experiencia en tercerización”, mayo.
- Muñoz, Cristian y Claudio Valencia (2004); “Aspecto financieros relevantes de las empresas productoras de cobre internacionales”, Cochilco.
- Newmont (2002-2007); “Annual Report: Form 10K”, www.newmont.com.
- “Annual Report”, varios años, www.newmont.com.
- Newmont Mining Corporation (1999)(2000)(2001)(2002)(2003)(2004), “Annual Report”, www.newmont.com/en/.
- Noranda (2000)(2001)(2002)(2003)(2004), “Annual Reports”, www.falconbridge.com.
- Observatorio de la Política Fiscal (2006); “Boletín de Transparencia Fiscal”, Boletín N° 4, diciembre del 2007, publicación mensual.
- (2007); “Boletín de Transparencia Fiscal”, Boletín N° 7, marzo del 2007, publicación mensual.
- (2007); “Boletín de Transparencia Fiscal”, Boletín N° 5, enero del 2007, publicación mensual.
- (2007); “Publicación mensual N° 46”, mayo.

- (2007); “Publicación mensual N° 45”, abril.
- Oilwatch (2004); “Boletín de la Red Oilwatch”, Resistencia N° 50, octubre.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2004), “Energía en Cifras”, Sistema de Información Económica-Energética, Ecuador-Quito.
- OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2003), “Annual Statistical Bulletin 2003”.
- (2005), “Monthly Oil Market Report”, February,
- PDVSA (2005); “Gestión y resultados 2005”, PDVSA informa el país.
- “Rafael Ramírez Discurso del Ministro y Presidente de PDVSA ante la Asamblea Nacional”, Caracas, 25 de mayo del 2005.
- (2006); “Boletín Informativo sobre la industria petrolera venezolana”, República Bolivariana de Venezuela, Caracas, enero, 2006, N° 4.
- 2006; “Migración a empresas mixtas: Impacto positivo para el país”, Petróleo de Venezuela informa al país.
- PDVSA y sus filiales (Petróleos de Venezuela S.A.) (1999) (2000), “Estados Financieros Consolidados 1999 y 2000”.
- Pelambres (2003) (2004), Memoria Anual, www.pelambres.cl.
- (2005), “Informes Anuales”, 2002, 2003, 2004.
- (2006); “Anuario Estadístico 2006”, México.
- (2007); “Costos de Producción de Hidrocarburos”, México.
- PEMEX (2007); “Estados Financieros Consolidados 2006 y 2005”, México.
- PEMEX (2007); “Informe Estadístico de Labores 2006”, México.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2005), “Anuarios Estadísticos”, 2002, 2003 y 2004.
- Pérez Walker, Ignacio (2006); “Tratado minero y mercado del cobre: mitos y realidades”, Chile.
- Petrobras (1997-2006); “Relatorio Anual”, Brasil.
- Petrobras (2000-2006); “Análise financeira e demonstrações contábeis”, varios años, Brasil.
- Petrobras (2007); “Puntos Operacionales Destacados: Costo de extracción”, Brasil www.petrobras.com.br/ri/esp/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/CustosExtracao.asp#.
- Petroecuador (2005), “Estados Financieros 2003”.
- Petroecuador (2005), Indicadores estadísticos, www.petroecuador.com.ec/indicadores.htm.
- Petroecuador (2003 – 2006); “Estados Financieros”, Gerencia de economía y finanzas, Unidad de Contabilidad, varios años.
- Petroecuador (2003 – 2006); “Resumen del Plan Operativo 2006”, Ecuador.
- Petroecuador (2005); “Informe Estadístico”, Empresa estatal de petróleos del Ecuador.
- Presidencia de la República del Ecuador (2006); “Transformación de la empresas petroleras estatales de Latinoamérica”, Quito, Ecuador, octubre.
- Propuesta Ciudadana (2005), “Vigilancia de las Industrias Extractiva N° 1”, Vigila Perú, Reporte Nacional N° 1, Lima marzo del 2005.
- Repsol – YPF (1999 – 2006); “Informes Anuales”, varios años.
- Repsol – YPF (2006); “Informe Anual de Gobierno Corporativo”.
- República Bolivariana de Venezuela (1999), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 1999”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- República Bolivariana de Venezuela (2000), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2000”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- República Bolivariana de Venezuela (2001), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 20001”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- República Bolivariana de Venezuela (2002), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2002”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- República Bolivariana de Venezuela (2003), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2003”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- República Bolivariana de Venezuela (2004), “Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2004”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
- Sánchez Albavera, Fernando; Moussa, Nicole; Ortiz, Georgina (1999): “Panorama Minero de América Latina: La inversión en la década de los 90”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 11, CEPAL, Santiago, Octubre.
- SEC (Securities and Exchange Commission) (2002) (2003), Información financiera, varias empresas, varios años, formularios 10K, 20F.

- SEC (Securities and Exchange Commission) (2005), “Reporte Annual of Occidental Petroleum Corporation”, formato 10K, varios años.
- Secretaría de Energía (2006); “Prospectiva de petrolíferos 2006-2015”, Dirección general de planeación energética, México.
- Secretaría de Energía (2007); “Estadísticas del Mercado de Hidrocarburos”, Ministerio de Economía de la República de Argentina.
- Servicio de Rentas Internas – SRI (2004); “Empresas que más aportaron al fisco durante el 2004”, Ecuador, www.sri.gov.ec.
- SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2004), Información Económica, Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas y Deuda Pública, series estadísticas, México.
- Shell (2006); “Balances patrimoniais em 31 de dezembro”, Shell Brasil Ltda.
- Shell (2006); “Transparência, ética e compromisso social”, Relatório Shell na Sociedade Brasileira 2005 – 2006.
- Sincor (2004), “Congreso y Exposición Internacional del Gas; La Industrialización de los Hidrocarburos”, Venezuela, Puerto la Cruz, Faja del Orinoco, Noviembre.
- Southern Copper Corporation (1999-2006); “Annual Report: Form 10-K”, Securities and Exchange Commission, www.southernperu.com
- Southern Copper Corporation (2005-2006); “Annual Report: The meaning of 2006”, www.southernperu.com
- Southern Peru Copper Corporation (2001)(2002)(2003)(2004), “Memoria Annual”, www.southernperu.com
- Sunat (2005), “Nota Tributaria”, Superintendencia de Administración Tributaria, Lima-Perú.
- Superintendência de Controle das Participações Governamentais – SPG (2007); “CONSOLIDAÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS – 2006”, Brasil, febrero.
- Torres C., Víctor (2003), “Minería y Política Tributaria”, Actualidad Minera del Perú, artículo de opinión, cooperación acción solidaria para el desarrollo N° 55.
- TotalFinalElf (2001), “Compañías Petroleras Nacionales e Internacionales La asociación adecuada para un mundo más exigente”, IV Congreso AMEE, Venezuela, junio.
- United Nation Conference on Trade and Development (2005); “Trade and Development Report”, United Nations, Geneva.
- Vera, Eudes (2006); “El aporte fiscal de PDVSA”, Soberanía, www.soberania.org
- Villarzú Rohde, Juan (2006); “¿Cómo evaluar la gestión de CODELCO?”, Codelco, Chile.
- Villarzú, Juan (2003); “Análisis de la gestión de Codelco”, Codelco, agosto.
- Villarzú, Juan (2004); “Hacia un desarrollo sustentable”, Codelco, seminario AIPEF, agosto. www.teckcominco.com/presentations/investorday/mpl-ops.pdf
- Xstrata (2005); “Annual Report 2005”, www.xstrata.com
- Xstrata (2005); “Financial Statements 2005”, www.xstrata.com
- Yanacocha (2002), “Yanacocha Balance Social 2002”.
- Yanacocha (2003), “Yanacocha Balance Social 2003”.
- Yanacocha (2005), portal: www.yanacocha.com.pe.
- Yupari, Anida, Alfredo Silva Preciado y Ronald Zavala Urbina (2005); “Globalización y empleo en la Minería del Perú: Grupos de poder, situación laboral y canon minero”, Federación Nacional de Trabajadores Mineros y Metalúrgicos y Siderúrgicos del Perú.
- Zanoni, José Rafael (2004), “La Apertura Petrolera”, Venezuela.