

Teodoro Bustamante, editor

**Detrás de la cortina de humo**  
**Dinámicas sociales**  
**y petróleo en el Ecuador**



# Índice

Presentación .....	7
Prólogo	
<b>La cortina de humo en torno a la actividad petrolera: algunas aproximaciones</b> .....	9
<i>Teodoro Bustamante P.</i>	
<b>El inicio de la explotación petrolera y tres variables estadísticas</b> .....	13
<i>Teodoro Bustamante P.</i>	
<b>Indicadores sociales y petróleo en la Amazonía</b> .....	21
<i>Teodoro Bustamante y Cristina Jarrín</i>	
<b>Características de los contratos petroleros</b> .....	93
<i>Teodoro Bstamante y Oscar Zapata</i>	

© De la presente edición:

**FLACSO, Sede Ecuador**  
La Pradera E7-174 y Diego de Almagro  
Quito - Ecuador  
Telf.: (593-2) 3238888  
Fax: (593-2) 3237960  
www.flacso.org.ec

ISBN 978-9978-67-127-6:  
Diseño de portada e interiores: Antonio Mena  
Imprenta: Rispergraf  
Quito, Ecuador, 2007  
1ª. edición: marzo, 2007

# Características de los contratos petroleros<sup>1</sup>

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

## Introducción

Comprender la dinámica de la contratación petrolera, y de los resultados económicos de estos contratos no sólo que es importante para todos los ecuatorianos sino que además es una tarea difícil. La información no es fácilmente accesible y no siempre es comparable. Para este trabajo hemos utilizado fundamentalmente dos fuentes, por una parte el informe “Evaluación de los contratos de participación, prestación de servicios y la participación del Estado en la producción de los campos marginales”, elaborado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador (Informe remitido el 26 de agosto del 2004, Quito-Ecuador) y la reciente publicación de Henry Llanes, titulada “Oxy contratos petroleros, inequidad en la distribución de la producción”. Esta segunda obra presenta una recopilación bastante sistematizada, sin embargo tal como el propio autor lo señala, la información sobre campos petroleros tiene una serie de matices y dista mucho de haber sido estandarizada. Por ejemplo, hay algunos campos de operación unificada cuya información se ha fusionado con la de otros campos lo cual entorpece las comparaciones. Si abordamos el tema de la información sobre los impuestos a la renta, la confusión crece, pues por una parte existen diferencias apreciables entre los impuestos causados y los impuestos pagados y por otra parte, no se ha podido acceder a datos para todas las operadoras.

<sup>1</sup> Documento elaborado por Teodoro Bustamante y Oscar Zapata Ríos a partir del Documento de Oscar Zapata titulado “Condiciones de Gestión y Negociación de los Recursos Hidrocarbúferos en el Ecuador”, realizada por el Programa de Estudios Socioambientales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Sede Ecuador.

La información de estas dos fuentes ha sido complementada con información proveniente de entrevistas, y hemos usado también los datos presentados por FETRAPEC en su documento en Internet sobre Petróleo y Desarrollo o Dependencia<sup>2</sup>

En la discusión pública sobre este tema, y esto es también muy claro en el texto de Llanes ya mencionado, aparece como un problema central el de la desigualdad de la distribución del petróleo producido entre el Estado, y las compañías petroleras. El hecho de que se puede estimar que el Estado ha recibido menos del 30% del petróleo extraído por las empresas petroleras nos está planteando una radical desigualdad en el acceso a los recursos

A esta línea argumentativa, el mismo texto agrega dos elementos más: por una parte, una sistemática recopilación de cuestionamientos de los procesos de contratación petrolera que incluyen numerosos impugnaciones legales que generan dudas sobre la gestión de varias autoridades. En segundo lugar, encontramos una recopilación de las infracciones identificadas en la actividad de cada una de las empresas. Estas incluyen una gama muy variada de observaciones, desde multas por no usar los formularios adecuados, hasta incumplimientos de planes de inversiones. Todo parece sumar argumentos en el sentido de que la operación de las compañías petroleras privadas no conviene a los intereses del país.

A pesar de ello es claro que esta actividad depende cada vez más de las empresas extranjeras. La estrategia petrolera del país ha consistido, en los últimos años en la búsqueda de inversiones de este origen. ¿Qué es lo que ha sustentado esta perspectiva a pesar de las argumentaciones que ya hemos anotado?

Una respuesta que se limite a decir que tal política es simplemente producto de la vanalidad de las autoridades, es de un simplismo evidente. Si se trata de una política que se ha mantenido por más de 20 años, parece necesario buscar otras explicaciones. En este trabajo intentamos proponer una mirada que busca abordar los pros y los contras de la explotación de las empresas privadas en este campo. Para ello nos proponemos presentar lo que es la actividad de las empresas privadas hidrocarbúferas. En este esfuerzo esperamos sintetizar para una audiencia no experta un

2 Cano, Villavicencio, Jácome (FETRAPEC).

conjunto de informaciones que nos parecen indispensables para que cada ciudadano (y en este sentido cada uno de los co-dueños del petróleo tenga elementos para formarse su propio criterio. Al tratarse de una visión de conjunto, estamos seguros de que se trata de simplificaciones, las cuales esperamos que sean matizadas y corregidas por otros interesados en aportar a este debate.

### La importancia de la producción de las empresas privadas

En el año 2005, Las empresas privadas produjeron el 63,45 % del petróleo nacional. Este porcentaje es producto de un incremento sistemático de su peso relativo que por ejemplo en el año de 1994, no representaba sino el 13,36 % de este total. (Llanes 2006:250) A lo largo de este trabajo examinaremos con más detalle la participación de este tipo de empresas en otras variables tales como inversiones, reservas y otras.

### Los campos petroleros

Un primer elemento para analizar la situación de cada uno de los contratos petroleros es analizar cuál es la calidad de cada uno de los campos, es decir cuanto petróleo y que calidad tiene cada uno de los yacimientos. Para ello disponemos de dos aproximaciones: por una parte cuantificar las reservas, es decir estimar cuánto petróleo queda en cada una de las estructuras geológicas que contienen petróleo. Estas constan en el cuadro número uno.<sup>3</sup>

3 Debe tenerse en cuenta que estas estimaciones se refieren al año 2003. En este cuadro se han incluido en cada campo, las reservas de los campos unificados asociados, falta además incluir pequeñas reservas de la península de Santa Elena.

Bloque	Operador	Reservas barriles	Reservas met. cúbicos	%
Bloque 1	Canada Grande	2.235.893	355.507	0,05%
Bloque7	Perenco	9.251.928	1.471.057	0,22%
Bloque 10	AGIP	121.395.000	19.301.805	2,83%
Bloque 11	CNPC	10.138.726	1.612.057	0,24%
Bloque 14	REPSOL YPF	12.720.353	2.022.536	0,30%
Bloque 15	OXY	214.076.583	34.038.177	4,99%
Bloque 16	REPSOL YPF	379.518.901	60.343.505	8,85%
Bloque 17	ENCAN-ANDES	12.709.149	2.020.755	0,30%
Bloque 18	ECUADOR-TLC	897.034.622	142.628.505	20,93%
Bloque 21	PERENCO	50.440.792	8.020.086	1,18%
Bloque 27	CITY ENCAN-ANDES	1.910.717	303.804	0,04%
Tarapoa	ENCAN-ANDES	115.580.722	18.377.335	2,70%
Auca	PETROECUADOR	264.800.000	42.103.200	6,18%
Sacha	PETROECUADOR	523.700.000	83.268.300	12,22%
Shushufindi	PETROECUADOR	591.700.000	94.080.300	13,80%
Lago agrio	PETROECUADOR	50.000.000	7.950.000	1,17%
Libertador	PETROECUADOR	279.400.000	44.424.600	6,52%
Itt	PETROECUADOR	750.000.000	119.250.000	17,50%
Total privadas		1.827.013.386	290.495.128	42,62%
Total petroecuador		2.459.600.000	391.076.400	57,38%
Gran total		4.286.613.386	681.571.528	

Fuentes: Petroecuador 2004 y Fetrapec

Sin embargo, las reservas por sí solas son una información parcial. Es necesario considerar también cuanto pueden durar estas reservas. Para ello hemos elaborado el cuadro dos, en el cual se señala tanto el porcentaje de las reservas remanentes, como el número de años que estas reservas durarían si es que se mantuvieran permanentemente las tasas de extracción del año 2003.

Bloque	% de reservas remanentes	años de extracción
Bloque 1	61,88%	51,3
Bloque7	18,02%	4,6
Bloque 10	76,93%	10,6
Bloque 11	97,62%	-
Bloque 14	54,08%	9,2
Bloque 15	75,00%	5,6
Bloque 16	80,44%	20,7
Bloque 17	85,65%	9,5
Bloque 18	74,34%	140,0
Bloque 21	91,71%	11,3
Bloque 27	63,95%	2,6
Tarapoa	68,00%	5,3

Fuente: Petroecuador 2004

Como se observa hay algunos campos, que aparentemente durarían más de cincuenta años. Esto no debe conducirnos a errores. Se trata de dos campos que tienen niveles muy bajos de producción. En el caso del bloque 18, que tiene un porcentaje extraordinariamente alto de las reservas nacionales (el 24 %) pero que está siendo explotado a un ritmo bajo. Esto indica que la mera presencia de reservas no garantiza que sea fácil extraer el petróleo. En ocasiones las inversiones necesarias son cuantiosas. En otros casos hay un problema relevante, también a nivel de la calidad de los crudos.

En esta perspectiva, Petroecuador ha elaborado el concepto de Potencial Hidrocarburífero. Que se define por la siguiente fórmula:<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Tomado de "Evaluación de los contratos de participación, prestación de servicios y la participación del Estado en la producción de los campos marginales", elaborado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador (informe remitido el 26 de agosto del 2004, Quito-Ecuador) y en información obtenida a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (páginas 14-15).

$$PH = 10^{-8} * (R * API / S)$$

Dónde :

- PH = Potencial Hidrocarburiífero
- R = Reservas de Hidrocarburos
- S = Porcentaje de Azufre del crudo

Cómo se desprende de esta fórmula, hay aspectos de la calidad del petróleo que determinan tanto su valor, como cuan difícil es extraerlo. Se trata de la cantidad de azufre que hace que el petróleo sea más contaminante, y más corrosivo disminuyendo la vida útil de los equipos usados en su producción transporte y transformación. Por otra parte, los grados API, determinan fundamentalmente los costos de procesamiento, y además inciden en dificultades de extracción y transporte.

En el Cuadro No. 3 se señala el potencial hidrocarburiífero para un grupo de bloques petroleros de las empresas privadas, en función de los valores que han sido determinados para cada uno de los componentes del indicador. Este cuadro nos muestra la fuerte concentración del potencial petrolero en 4 bloques: el 10, el 15, 16 y Tarapoa que acumulan el 76,6 % del potencial en manos de operadores privados<sup>5</sup>

A partir del cálculo del potencial hidrocarburiífero de los bloques petroleros, es posible clasificarlos dentro de tres categorías principales:  
 Muy bueno (PH > 30): Bloque Tarapoa.  
 Bueno (PH entre 14 y 30): Bloques 10, 15 y 16.  
 Regular (PH < 14): Bloques 1, 7, 11, 14,17, 18, 21 y 27.

(Unidad de administración de contratos petroleros) Petroecuador (2004: 16)

5 Por lo menos dos de los operadores privados no son privados en estricto sentido, puesto que se trata de empresas estatales en sus países de origen. De todas maneras para la legislación ecuatoriana son tratados como empresas privadas

Cuadro No. 3 Potencial hidrocarburiífero de los bloques petroleros				
Bloque	Reservas 2002 Barriles	Grado API	% Azufre	PH
Bloque 1	3'613.345	34,10	1,30	0,9
Bloque 7	51'991.273	22,48	1,30	9,0
Bloque 10	157'795.000	19,90	2,18	14,4
Bloque 11	27'286.235	28,80	0,90	8,7
Bloque 14	23'520.000	19,00	1,92	2,3
Bloque 15	164'343.375	22,07	1,70	21,3
Bloque 16	441'299.000	15,36	2,46	27,6
Bloque 17	32'188.000	18,00	1,92	3,0
Bloque 18	11'575.387	28,15	1,15	2,8
Bloque 21	55'000.000	17,90	2,10	4,7
Bloque 27	2'988.000	27,30	1,10	0,7
Bloque Tarapoa	193'219.087	22,93	1,10	40,3

Fuente: Unidad de administración de contratos petroleros, Petroecuador (2004: 15)

### Los bloques y producción

Tal vez la variable más relevante en el corto plazo es otra, es el volumen de la producción. Esto nos permite revisar los bloques de otra manera. En efecto con respecto a esta variable, la información incluye otras desagregaciones que nos permiten introducir algunos de los elementos de la relación contractual que las empresas mantienen con Petroecuador. Si hacemos una lista de la producción de todos los campos privados, obtenemos el cuadro número cuatro.

No.	Bloque	Prod. 1995-2004 en barriles	Producción metros cúbicos	%
1	City	107.534.995,00	17.098.064,21	22,85%
2	Bloque 16	88.870.951,00	14.130.481,21	18,88%
3	Bloque 10	62.548.580,00	9.945.224,22	13,29%
4	Eden Yuturi	37.753.019,00	6.002.730,02	8,02%
5	Bloque 15	37.573.063,00	5.974.117,02	7,98%
6	Palo Azul	19.362.264,00	3.078.599,98	4,11%
7	Bogi capiron	17.536.364,00	2.788.281,88	3,73%
8	Payamino	14.743.795,00	2.344.263,41	3,13%
9	Limoncocha	13.627.069,00	2.166.703,97	2,90%
10	Bermejo	12.851.714,00	2.043.422,53	2,73%
11	Tiguino	8.256.688,00	1.312.813,39	1,75%
12	Bloque 7	7.969.090,00	1.267.085,31	1,69%
13	Tivacuno	7.436.922,00	1.182.470,60	1,58%
14	Bloque 14	7.251.362,00	1.152.966,56	1,54%
15	Pindo	6.250.988,00	993.907,09	1,33%
16	Yuca	5.003.712,00	795.590,21	1,06%
17	Bloque 21	4.791.901,00	761.912,26	1,02%
18	Yanaquincha	3.871.166,00	615.515,39	0,82%
19	Bloque 17	3.837.900,00	610.226,10	0,82%
20	Bloque 27	3.216.346,00	511.399,01	0,68%
21	Bloque 18	216.318,00	34.394,56	0,05%
22	Charapa	131.549,00	20.916,29	0,03%
23	Bloque 11	17.717,00	2.817,00	0,00%
	<b>Total</b>	<b>470653473</b>	<b>74833902,21</b>	<b>100,00%</b>

Fuentes: Petroecuador 2004: varias páginas y Illanes 2006: varias páginas

Aquí constatamos la existencia de un número de unidad de producción bastante mayor. Esto se debe a que en la evaluación de las reservas de cada

campo se han incluido varios de los denominados campos unificados. De todas maneras podemos observar las grandes diferencias que existe en la producción de los diferentes contratos con las empresas privadas. Debemos señalar que en este cálculo no se han incluido todos los contratos existentes. Se han excluido los campos que no están en fase de explotación (Por ejemplo el 23 y 24), así como el bloque de gas (bloque 3). Tampoco hemos incluido la actividad petrolera de la península de Santa Elena, puesto que en la información a la que hemos accedido, esta no ha figurado. Su carácter marginal determina que los resultados generales no se vean alterados por esta carencia. El Bloque 15, que en la actualidad es operado por Petroecuador ha sido también incluido por cuanto, durante el período al que haremos referencia y del cual disponemos información, este bloque fue operado por una empresa privada: Occidental.

Es también interesante ver que hay varios casos de empresas que tienen más de un contrato. Si agregamos la producción por contratista obtenemos el cuadro número cinco.

Compañía	Producción m <sup>3</sup>	%	barriles
Encan andes	19.372.656	25,89%	121.840.603
Ypf	18.101.234	24,19%	113.844.237
Oxy	14.759.066	19,72%	92.824.317
Agip	9.945.224	13,29%	62.548.580
Perenco	4.373.261	5,84%	27.504.786
Ecuador tlc	3.112.995	4,16%	19.578.582
Tecpec	2.043.423	2,73%	12.851.714
Petróleos sudamericanos	1.789.497	2,39%	11.254.700
Petrocol	1.312.813	1,75%	8.256.688
Bellwether	20.916	0,03%	131.549
Cnpc	2.817	0,00%	17.717
<b>Total</b>	<b>74.833.902</b>		

Fuente: Cuadro No. 4

Esto nos permite ver la diferencia de órdenes de magnitud entre la producción de las diversas empresas. Así como el hecho de que algunas de ellas tienen estrategias para operar varios campos. A esto contribuye, además, la modalidad de los campos unificados que abordaremos más adelante.

### Tipos de contratos

Cada uno de estos campos y bloques es producto de un contrato, pero estos en realidad son de muy diferente tipo, a saber:

- Los contratos de participación.
- Los contratos de prestación de servicios.
- Los contratos de asociación.
- Los contratos de explotación de campos marginales.
- Los contratos de obras o servicios específicos.

Como veremos en realidad hay otro sistema que es el de los campos unificados. A continuación se detallan cada uno de estos tipos diferentes de contratos.

#### *Contratos de participación*

Mediante los contratos de participación, compañías privadas asumen las actividades de exploración y explotación de crudo que han sido delegadas por parte del Estado, representado por la empresa estatal Petroecuador. La delegación de las facultades se aplica específicamente sobre un área de explotación acordada entre las partes y le corresponde a la operadora privada asumir las inversiones, los costos y los gastos necesarios para llevar adelante la exploración, explotación y producción de crudo, así como el riesgo asociado a estas actividades.

Las ganancias obtenidas, por parte de la empresa privada y el Estado ecuatoriano, se derivan de la participación en el volumen de crudo extraído de los correspondientes bloques petroleros. Este tipo de contrato, sin embargo, establece que el 12,5% del volumen total producido de crudo,

le corresponde como participación mínima al Estado. Adicionalmente, la participación de las partes en el volumen producido se valora al precio de venta del crudo generado en el área de explotación que, en ningún caso, puede ser menor al precio de referencia establecido en el contrato.

Este precio de referencia se define como el precio promedio ponderado del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por Petroecuador y de calidad equivalente. La participación de la empresa (ya sea en dinero o en especie) constituirá su ingreso, de la cual se deducirá el impuesto a la renta en conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno.

En caso de devolución o abandono del área objeto del contrato por parte de la operadora privada, el Estado no deberá nada a la misma y se revertirá la concesión de la exploración y explotación del crudo en esa área.

Además de las mencionadas, las características principales de esta modalidad contractual son las siguientes:

- La participación en el volumen de crudo producido que corresponde a la contratista constituye el ingreso por la actividad de la compañía que le permite amortizar sus inversiones, cubrir los costos y gastos de producción y generar una utilidad.
- Este tipo de contratos no considera el pago por regalías de parte de las compañías petroleras privadas al Estado ecuatoriano.
- El riesgo de la actividad durante los períodos de exploración y explotación del crudo corresponden en su totalidad a la contratista, debido a que la participación que recibe al Estado es independiente de las variaciones en el precio del petróleo, del monto de inversiones realizado o del descubrimiento de nuevas reservas.
- La contratista retiene el área del bloque para el cual fue contratada si se descubren yacimientos de petróleo que sean comercialmente explotables.
- Con relación a la amortización aplicada a las inversiones de pre-producción (que representan alrededor del 80% del monto total de inver-



siones) y a las inversiones de transporte, el período establecido dentro de este tipo de contratos es de 10 años. Por otro lado, la amortización de las inversiones de producción se lleva a cabo por unidad de crudo producido.

Actualmente existen dos grupos de contratos de participación como resultado de la renegociación de los contratos de prestación de servicios y de las rondas séptima y octava de la licitación petrolera.

Existen seis contratos de participación que previamente habían adoptado la modalidad de contratos de prestación de servicios y uno adicional que anteriormente fue implementando bajo la figura de contrato de asociación (éste último corresponde al bloque Tarapoa).

Adicionalmente diez contratos de participación que son el resultado de los procesos licitatorios incluidos en las rondas séptima y octava. De estos diez contratos:

- uno concluyó por no haberse descubierto un nivel de reservas que pueda ser considerado como comercialmente explotable,
- cuatro aún no han pasado al período de producción, y
- cinco se encuentran ya en el período de producción.

En el cuadro No.6 se detallan las contratistas privadas que operan en los bloques petroleros cuyos contratos de exploración y explotación corresponden a los de participación.

Para el primer grupo de *Contratos de participación* (aquellos que originalmente fueron suscritos como contratos de prestación de servicios), la participación que recibe el Estado por ser propietario de los yacimientos de crudo se ubica entre el 72% y el 87% del volumen total de crudo. Para el caso de los bloques 14 y 17, en los cuales la participación estatal alcanza porcentajes mínimos de 12,93% y 12,5% respectivamente, estos valores corresponden a lo que el Estado recibiría por pago de regalías por explotación del petróleo de su propiedad.

Otra característica contractual fundamental de los contratos de participación y que ha constituido el argumento principal para introducir

**Cuadro No. 6**  
**Los bloques petroleros asignados a las compañías petroleras privadas mediante contratos de participación.**

Compañía	Bloque
Canada Grande	Bloque 1
EDC	Bloque 3
Alberta Energy Corp.	Tarapoa
Perezco	Bloques 7 y 21
CNPC	Bloque 11
ENCAN ECUADOR	Bloques 14 y 17
Occidental	Bloque 15
REPSOL-YPF	Bloque 16
ECUADORTLC	Bloque 18
City Oriente	Bloque 27
CGC*	Bloque 23
Burlington Resources Limited*	Bloque 24
Tripetrol**	Bloque 28
Petrobras	Bloque 31

Fuente: Unidad de administración de contratos petroleros, Petroecuador, 2004, y Revista Gestión # 136.

\* Contratos en situación de fuerza mayor.

\*\* En trámite de caducidad.

Nota: Encan Ecuador transfirió sus campos a Andes Petroleum.

modificaciones, es que bajo esta modalidad contractual, todo incremento del precio por sobre el nivel establecido originalmente al inicio del contrato, no acarrea un aumento de la participación estatal.

No obstante, existen en el país ejemplos de contratos de participación en los cuales se incluyó una cláusula que ajusta los porcentajes de participación en el volumen producido en función de las variaciones en el precio de venta de petróleo.

Específicamente, el contrato modificatorio entre Petroecuador y City Investing Company Limited de julio de 1995, bloque que fue luego operado por Alberta Energy Company y en la actualidad por Andes, compañía china. En él se establece que si el precio de venta del crudo excede los

USD 17 por barril, los beneficios adicionales que se generan por el incremento real en el precio (calculado a valores constantes de 1995), se distribuirán en partes iguales entre la operadora y el Estado.

Esta cláusula es en realidad el modelo que se utilizó en la reforma legal recién aprobada y ya ha generado en el caso de este bloque (Tarapoa), beneficios adicionales para el Ecuador que se ubican en el orden de los USD 35'104,134 desde el año 2003. Estos se descomponen de la siguiente manera:

- USD 15'442,063 durante el período comprendido de febrero a noviembre del 2003.
- USD 19'662,671 durante el período comprendido desde diciembre del 2003 hasta mayo del 2004.

#### *Contratos de prestación de servicios*

Los contratos de prestación de servicios fueron implementados en el Ecuador reconociendo la propiedad pública del petróleo, lo cual otorga a Petroecuador la facultad de contratar servicios técnicos, administrativos y financieros ofrecidos por las compañías privadas para las actividades de exploración y explotación de petróleo en el país. A cambio de los servicios ofrecidos por las contratistas privadas, el Estado les reconoce los costos, gastos, amortizaciones y una tarifa por el servicio prestado. Durante el período de exploración, el riesgo es asumido en su totalidad por la contratista.

Este tipo de contrato fue ampliamente implementado a partir de la década de los ochenta, cuando se llevaron a cabo seis rondas petroleras licitatorias y la firma de trece contratos de prestación de servicios.

De los trece contratos firmados bajo esta modalidad:

- Seis, una vez que cumplieron el período de exploración, fueron concluidos al no encontrar reservas de crudo que puedan ser declaradas como comercialmente explotables.

- El resto de contratos que también cumplieron el período de exploración encontraron reservas suficientes para que sean consideradas como comercialmente explotables, de los cuales seis fueron posteriormente modificados a contratos de participación y sólo uno, el firmado con ARCO y luego transferido a AGIP, se mantuvo bajo esta forma contractual.

Las principales características de los contratos de participación incluyen los siguientes parámetros:

- La amortización de las inversiones realizadas por las contratistas, durante el período de exploración debe descontarse durante los primeros cinco años del período de explotación del bloque asignado. Por otro lado, el período de amortización correspondiente a las inversiones realizadas por las compañías privadas durante el período de desarrollo y de producción en los respectivos bloques corresponderá a los diez primeros años del período de explotación.
- Para que la contratista tenga el derecho al reembolso de las inversiones, de los costos y gastos y del pago por sus servicios, las reservas de crudo encontradas en el respectivo bloque de explotación deben ser declaradas como comercialmente explotables.
- Petroecuador tiene la facultad, previo acuerdo con las contratistas, de llevar a cabo el reembolso a las compañías privadas en dinero o en especie.
- La contratista tiene la preferencia de compra del crudo extraído del respectivo bloque siempre y cuando el precio ofrecido se ubique por sobre el precio referencial y no existan mejores ofertas de compra.
- Las contratistas no deben pagar regalías por su operación ya que están prestando un servicio de exploración y explotación al Estado ecuatoriano, y Petroecuador está a cargo de transferir los recursos generados por la explotación del crudo hacia el Ministerio de Economía y Finanzas.

- Adicionalmente, las contratistas están exoneradas de los pagos por concepto de primas de entrada, derechos superficiarios y aportes en obras de compensación. Lo que se deduce del pago por servicios, previa la deducción de la participación laboral en las utilidades y el impuesto a la renta, es el 1% correspondiente al fomento de la investigación, el desarrollo y los servicios científicos en el campo de los hidrocarburos por parte del Ministerio de Energía y Minas. Este porcentaje se paga desde el inicio del período de explotación de crudo en el bloque respectivo.

Bajo esta modalidad contractual, los diez primeros años de contrato eran los más críticos para el Estado ecuatoriano debido a que en ese período se amortizaban las inversiones llevadas a cabo por las contratistas, tanto las inversiones de exploración como las de desarrollo y producción. Las rentas petroleras eran aún más escasas si los volúmenes de producción no llegaban a ciertos niveles mínimos y si el precio del barril del Petróleo se ubicaba por debajo de los US\$ 15. Adicionalmente, las contratistas inflaban sus inversiones y costos de producción con la finalidad de que el Estado reembolsara una cantidad mayor a la real por estos rubros a las compañías privadas (Gordillo 2003).

Por esta razón y sabiendo que esta modalidad contractual presentaba esta desventaja para el Estado en el período inicial, la Unidad de Administración de Contratos Petroleros consideró que la decisión sobre la modificación de contratos de prestación de servicios a contratos de participación no fue acertada porque a partir del décimo año, los ingresos para el Estado se veían incrementados sustancialmente. Además, la decisión de modificación de los contratos fue tomada por razones políticas y no por razones administrativas o de eficiencia. Para evidenciar esta situación es suficiente observar el incremento en el nivel de ingresos que el Estado recibió de la explotación de crudo del Bloque 10, una vez que el período de amortización de inversiones llevadas a cabo por AGIP finalizó. A partir de julio de 2004, cuando el período de amortización terminó, el Estado ecuatoriano empezó a recibir ingresos adicionales por USD 1'400.000 al mes.

Para el cálculo del pago que deben recibir las compañías privadas que ofrecen servicios de exploración y explotación a Petroecuador, se emplea

una fórmula de cálculo que incluye diferentes parámetros. La fórmula de la tasa por el servicio es la siguiente:

$$TS = PR*(INA) + R*(P-C)*Q \quad \text{donde,}$$

TS = Tasa de servicios pagada a las contratistas

PR = Tasa Prime

INA = Inversión no amortizada

R = Factor (presentado como %)

P = Precio del barril de petróleo producido en el bloque

C = Costo de producción del barril de petróleo producido en el bloque

Q = Producción del bloque

En el caso particular del Campo Villano ubicado en el Bloque 10 y operado por AGIP Oil Ecuador (anteriormente operado por Atlantic Ritchfield Company, ARCO), el factor R considerado dentro de la fórmula de pago por servicios fue ajustado debido al incumplimiento de Petroecuador de la cláusula contractual sobre la construcción del oleoducto Villano-Baeza. Este ajuste se realizó mediante un contrato modificatorio al de prestación de servicios. Los nuevos parámetros para el factor R se modificaron de la siguiente manera:

Cuadro No. 7 Ajuste en el factor R en el contrato de prestación de servicios del Bloque 10.			
Factor	Inicial	Modificado	Producción
R1	0,45	0,48	Hasta 10,000 bppd
R2	0,42	0,47	Entre 10,001 y 30,000 bppd
R3	0,25	0,30	Entre 30,001 y 50,000 bppd

Fuente: Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador, 2004.

Con el objetivo de determinar la liquidación de ingresos y de gastos provisionales generados en el Bloque 10, a partir de junio de 1999 hasta mayo de 2004, se ha considerado la información incluida en el Cuadro ocho.

El Estado se ha beneficiado de esta modalidad contractual, debido a que los ingresos generados en el bloque han permitido cubrir todos los costos y gastos de extracción del crudo, así como el pago de la tarifa de prestación de servicios a la contratista y los tributos correspondientes. El único período que no fue beneficioso para el Estado fue el segundo semestre de 1999, cuando los ingresos generados no fueron suficientes.

Rubros	Valores
Inversiones de exploración (USD)	85,728,023
Inversiones de desarrollo – producción (USD)	208'134.779
Reservas recuperables (diciembre 2002) barriles	121'395.000
Nivel de producción (bppd) – 2003	30.600
Costos de operación (USD/barril)	2,44
Participación del Estado en ingreso bruto (%) – septiembre 2004	38,4

Fuente: Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador, 2004.

La experiencia que ha dejado este tipo de contrato permite establecer que esta modalidad convendría a los intereses del Estado cuando el precio internacional del barril de petróleo se ubica por sobre los 15 dólares. Esto quiere decir que en una coyuntura de precios como la actual el Estado se hubiera beneficiado si mantenía los contratos de prestación de servicios en otros bloques de explotación petrolera. El siguiente cuadro presenta el plan de inversiones presentado por AGIP a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para el período 2003-2007. Los rubros de inversión considerados para los próximos años no evidencian una tendencia sostenida en el tiempo, más bien existe una variación continua a través de los años de los componentes de inversión y costos de producción.

Rubros	Valor (dólares)	Porcentaje
Producción (barriles)	53,294,651	
Ingreso bruto (USD)	1,208,571,819	
Reembolsos	426,571,819	35.27%
Costos y gastos de extracción	132,200,956	10.90%
Inversiones de exploración	85,451,481	7.00%
Inversiones desarrollo y producción	208,134,779	17.20%
Tasa Servicios	390,539,686	32.30%
PR*INA	101,062,644	8.40%
R(P-C)Q-Impuestos	289,477,043	23.90%
Restituciones Petroecuador	84,665,214	7.00%
Estado	306,979,703	25.40%
Retención Impuesto a la Renta	33,493,108	2.70%
Ley 10/20	18,089,436	1.50%
Ley 40	2,694,280	0.20%
Corpei	635,287	0.10%
Saldo	252,067,592	20.90%

PR: tasa prime  
 INA: Inversión no amortizada  
 R: factor%  
 P-C: precio menos costo  
 Q: producción  
 Fuente: Cuadro No.1 Unidad de Administración de Contratos Petroleros (Petroecuador 2004: 9)

Cuadro No. 10 Plan de inversiones de AGIP, quinquenio 2003-2007 (miles de dólares)						
Rubro	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Inversión en producción	24.039	7.500	-	-	57.000	88.539
Costos y gastos	29.820	32.611	31.755	26.463	35.989	156.638
Extracción y operación	53.859	40.111	31.755	26.463	92.989	245.177
Total	101.718	80.222	63.510	52.926	185.978	490.354

Fuente: Fabián Sandoval, Fundación Ambiente y Sociedad. 2004.<sup>6</sup>

Según esta modalidad contractual, el porcentaje de participación para el Estado, hasta diciembre del 2003, fue del 23% del total de ingresos brutos, y a partir de agosto del 2004, este porcentaje se incrementó hasta 38% debido a que hasta ese momento se completó la amortización de las inversiones de exploración llevadas a cabo por la contratista.

La participación del Estado en la producción del Bloque 10, a mayo de 2004, alcanzó el 44,8%, de una producción que alcanzaba los 31.600 barriles diarios. Esta participación estatal está vinculada directamente con el precio internacional del crudo, lo cual significa que a mayores precios le corresponde al Estado mayores porcentajes de participación.

#### *Contratos de asociación*

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, se define un contrato de asociación entre el Estado ecuatoriano y una contratista privada para la explotación de crudo, como aquel en el cual el primero contribuye con los derechos de propiedad sobre los bloques petroleros y los yacimientos de crudo existentes en ellos, y la contratista realiza las inversiones de explotación y explotación acordadas por las partes.

<sup>6</sup> Esta información fue obtenida por Fabián Sandoval, de la Fundación Ambiente y Sociedad, a través de una comunicación personal con funcionarios del sector petrolero. Esta consideración se aplica también a los datos presentados en adelante sobre los planes quinquenales de inversión de las distintas contratistas y aprobados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

En el contrato deben establecerse los órganos de administración de la asociación, su plazo de duración, las obligaciones mínimas de inversión y trabajo; así como también las regalías, primas, derechos superficiales, obras de compensación y otras obligaciones adicionales. La participación del Estado y de la contratista en el volumen de crudo extraído se establece también en función del nivel de producción de petróleo.

Además, la contratista asociada debe pagar el impuesto a la renta que se genera por la comercialización del crudo que le corresponda de acuerdo al porcentaje de participación establecido. A pesar que la legislación ecuatoriana contempla este tipo de contrato, en la actualidad no existe ningún bloque petrolero que esté siendo explotado bajo esta modalidad contractual.

#### *Contratos de explotación de campos marginales*

Mediante este tipo de contrato, Petroecuador concede a la contratista privada la exploración y explotación de campos petroleros que hayan sido declarados como marginales. La calificación de marginal es otorgada por el Ministerio de Energía y Minas a aquellos campos que presentan baja prioridad operacional o económica por encontrarse alejados de la infraestructura de Petroecuador, por contener crudo de baja calidad (crudos pesados) o por requerir técnicas de explotación muy costosas que se encuentran fuera del alcance de la empresa estatal.

La característica principal de estos contratos consiste en que, una vez que la explotación ha sido concedida a la contratista, se establece una línea base de producción de crudo que es propiedad del Estado y a cambio de la cual éste reconoce los costos de operación de la compañía. Una vez que el volumen de producción ha superado esa línea base, el crudo adicional es repartido entre el Estado y la contratista de acuerdo a porcentajes de participación establecidos en los contratos y que se definen a partir del volumen de producción alcanzado en los campos.

Estos contratos son administrados por Petroproducción y en la actualidad se aplica esta modalidad al campo Bermejo operado por Tecpecuador, al campo Charapa operado por Bellwether, a los campos Pindo, Palanda y Yuca-Sur operados por Petro Sud – Petroriva, y al campo Tigüino operado por Petrobell.

*Contratos de obras o servicios específicos*

A través de los contratos de obras o servicios específicos, Petroecuador contrata los servicios de compañías privadas para que ejecuten actividades puntuales en los bloques petroleros. Las contratistas aportan con tecnología, capital y los equipos necesarios para el cumplimiento de las condiciones contractuales, a cambio de lo cual Petroecuador cancela el valor de los servicios recibidos.

Como derivaciones de este tipo de contratos se pueden implementar las alianzas estratégicas y operativas, así como los convenios de exploración unificada entre el Estado y las contratistas. Actualmente, los campos Mauro Dávalos, Paraíso, Biguno y Huachito (operado por la compañía SIPEC) funcionan bajo esta modalidad contractual.

Petroecuador y la empresa estatal petrolera chilena ENAP suscribieron una alianza estratégica para las actividades de exploración, explotación, refinación, comercialización, transporte y otros servicios petroleros. Esta alianza entró en vigencia el 26 de agosto de 1999. Esta forma de contrato no es objeto de un análisis, puesto que es un contrato de obras, no de concesión de un campo.

**Convenios operacionales de campos unificados**

Aunque esta no es una modalidad establecida específicamente por la ley es una práctica frecuente. De hecho, el 27 % del petróleo extraído por las empresas privadas en el Ecuador proviene de este tipo de arreglos. Han existido cuestionamientos sobre un posible abuso en esta modalidad, en el sentido de que la ley prevé, que esta fórmula se use solamente para los campos comunes y en algunos casos se habría utilizado para campos no comunes (Llanes 2006: 139).

**Distribución general de la producción***Según tipo de contrato*

A fin de permitir una perspectiva de la importancia relativa de estas diferentes formas contractuales presentamos a continuación dos graficaciones en las cuales consta la participación de cada una de éstas formulas contractuales en dos variables. Por una parte, el monto total del petróleo extraído y por otra, el monto total del petróleo transferido al Estado. Para esta última variable se ha procedido en el caso del Bloque 10 a descontar el monto correspondiente a los costos de extracción.

En estos valores se constata que hay dos tipos de contrato, en los cuales el Estado tiene una participación relativa mayor al promedio, estos son los de campos marginales y los de prestación de servicios.

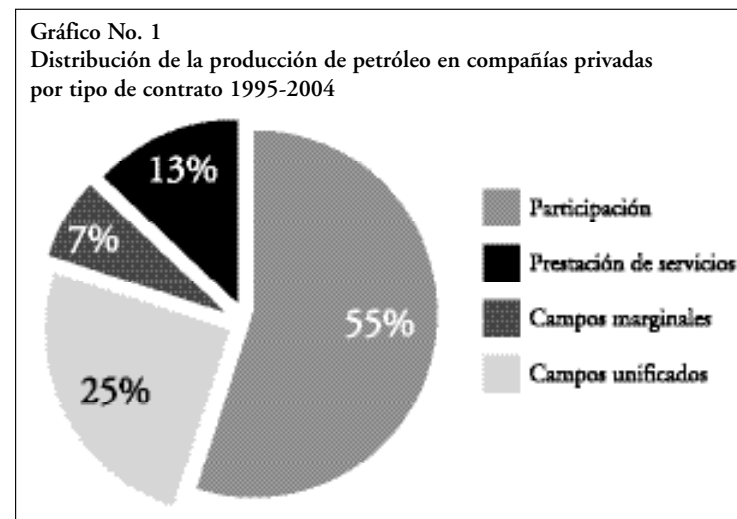
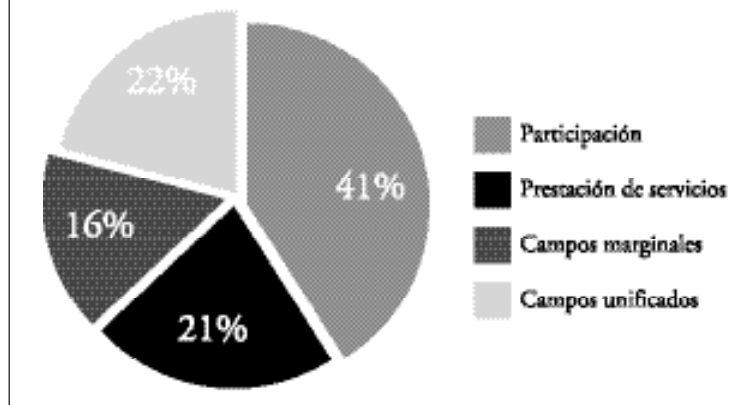


Gráfico No. 2

Distribución de petróleo para el estado de las compañías privadas según tipo de contrato 1995-2004



Pero si establecemos una comparación con el total de petróleo extraído, aparece con mucha claridad la escasa participación del Estado, que de todas maneras no es uniforme en todos los campos, tal como lo demuestran los cuadros once y doce

Estas cifras nos permiten constatar, por una parte, el hecho de que los contratos bajo modalidad de participación son aquellos en los cuales el Estado obtiene menor participación de la producción. Aparece también como importante el peso de los campos unificados, y de los campos marginales mostrando con ello, que estas modalidades contractuales son importantes en una comprensión global de la contratación privada en el país.

Nos parece que es útil regresar de todas maneras, a preguntarnos por qué los diferentes tipos de contratos dejan proporciones tan marcadamente diferentes de beneficios para el Estado. Pero antes de avanzar en esta reflexión debemos hacer presente, que en realidad es difícil generalizar. Cada campo es un proceso diferente, con estructuras de costos distintas, con necesidades de infraestructuras específicas, pero de todos modos algo deben decirnos las tendencias generales.

Cuadro No. 11

Participación porcentual del Estado en cada campo y petróleo total recibido por el Estado en los diferentes campos privados

PARTICIPACION PORCENTUAL		VOLUMEN RECIBIDO POR EL ESTADO		
Campo	% participación Estado	Campo	participación Estado en barriles	participación Estado en ms
Charapa	74,68%	City	30.810.600	4.898.885
Bermejo	73,14%	Bloque 10	28.959.993	4.604.639
Findo	67,69%	Bermejo	9.399.470	1.494.516
Limoncacha	60,16%	Eden Yuturi	9.119.474	1.449.996
Tiguino	59,49%	Limoncacha	8.197.961	1.303.476
Palanda Yuca	54,09%	Bloque 15	5.612.538	892.394
Palo Aul	49,51%	Tiguino	4.907.242	780.251
Bloque 10	46,30%	Findo	4.231.217	672.763
Bloque 18	32,84%	Campo payamino	4.101.847	652.194
Tivacuno	31,57%	Bogcapiton	3.565.287	566.881
City	28,65%	Palo Aul	3.372.451	536.220
Campopayamino	27,82%	Palanda Yuca	2.706.409	430.319
Bloque 14	26,21%	Tivacuno	2.348.102	373.348
Eden Yuturi	24,16%	Bloque 16	2.044.446	325.067
Bloque 27	21,81%	Bloque 14	1.900.883	302.240
Yanaquincha	20,72%	Bloque 7	1.641.436	260.988
Bloque 7	20,60%	Bloque 21	873.755	138.927
Bogcapiton	20,33%	Yanaquincha	802.071	127.529
Bloque 21	18,23%	Bloque 27	701.370	111.518
Bloque 16	18,01%	Bloque 17	480.821	76.451
Bloque 15	14,94%	Charapa	98.246	15.621
Bloque 11	14,87%	Bloque 18	71.039	11.295
Bloque 17	12,53%	Bloque 11	38.106	6.059

Fuente: Petroecuador 2004, Llanes 2006

**Cuadro No. 12**  
Participación del Estado en cifras porcentuales y volúmenes según tipo de contrato

Tipo de contrato	Participación porcentual promedio del Estado	Volumen total recibido por el Estado (barriles)	Volumen total recibido por el Estado (m <sup>3</sup> )
Participación	24,01%	44.174.994	7.023.824
Prestación de Servicios	46,30%	28.959.993	4.604.639
Campos Marginales	65,68%	21.342.584	3.393.471
Campos Unificados	29,63%	28.134.741	4.473.424

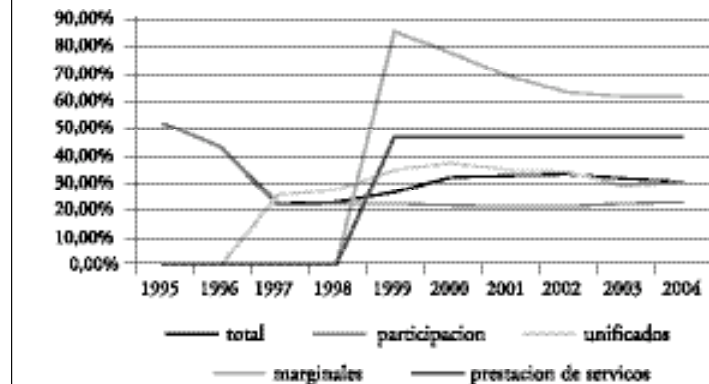
Fuentes: Petroecuador 2004, Llanes 2006

Por una parte tenemos que aquellos contratos en los cuales el Estado recibe mayores beneficios, son los campos marginales. En ellos se supone que las empresas no corren riesgos. El petróleo ha sido ya descubierto y su trabajo parecería reducirse a operar y mejorar en algo que ya está funcionando. Parecería lógico que en esos casos, las empresas tengan menores utilidades. Por otra parte llama la atención la situación de los campos unificados, en los cuales se dan también niveles de participación bajos, a pesar de ser campos que están al menos, parcialmente, a cargo de Petroecuador. Por último, el nivel de participación más baja es la que encontramos en los contratos de participación. Podría pensarse que esto se debe a necesidades de inversión más altas dadas las dimensiones de los campos. Esto, sin embargo, no cuadra con el hecho de que campos que también han exigido una inversión intensiva y con caras medidas para mitigar los impactos ambientales como es el bloque 10 muestran niveles de beneficios para el Estado sustancialmente mayores.

Nuestro análisis requiere que incorporemos la dimensión temporal, y en este aspecto hay dos cifras, que nos llaman la atención: la primera es el hecho de que la participación porcentual del Estado disminuye sustancialmente de un 51,7 % a un 30,7 %. En este conjunto, sin embargo, destaca la declinación en el caso de los contratos de participación en donde el porcentaje cae a un 22,8 %. Los otros tipos de contratos, que se imple-

mentan más tarde, tienen participaciones más altas, pero también se observa una tendencia a la baja (ver Gráfico No. 3).

**Gráfico No. 3**  
Evolución participación % en crudo diversos contratos



El segundo aspecto relevante es que a pesar de esta clara tendencia a la reducción porcentual la participación total en volumen del estado se incrementa por 102 veces. La producción privada se incrementó en 172 veces y la participación de las empresas privadas en 248 veces. Todo esto parece indicar una estrategia en la cual, la lógica de esta disminución de la participación estatal porcentual parecería radicar en que ese sería el precio para acceder a un incremento en la disponibilidad de petróleo, a pesar de que se lo haga sobre una base de participación porcentual menor.

### El valor de la producción

La información que hemos presentado hasta el momento se refiere solamente a volúmenes físicos. En realidad, los barriles de petróleo no son ni todos iguales, y siquiera el mismo barril vale lo mismo en dos años distin-



tos. Como habíamos señalado, la calidad es un factor que modifica los precios pero también la evolución del mercado internacional. La manera rigurosa de aproximarnos a la cuantificación del valor de las empresas privadas requeriría disponer de liquidaciones casi diarias, que permitan saber tanto el monto y la calidad producida cada día, como las respectivas cotizaciones. Al no disponer ni de esa información ni de la capacidad de procesamiento que ella exigiría, nosotros al igual que otras personas que han abordado el tema hemos optado por utilizar valor medios anuales y estimadores que permitan ponderar de alguna manera los efectos en el precio de factores de calidad.

Para ello hemos utilizado los valores del siguiente cuadro para estimar un valor del crudo de cada campo en cada año.

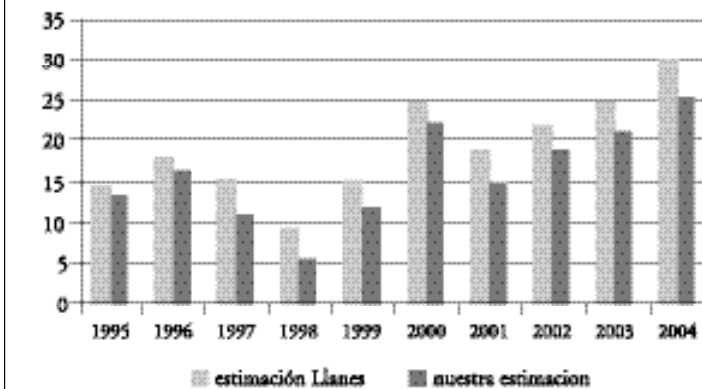
Año	menor a 20°	entre 20° y 25°	entre 25° y 30°	Crudo oriente
1997	13.18	14.99	17.48	15.45
1998	6.99	8.93	10.66	9.20
1999	12.52	14.58	16.76	15.50
2000	21.79	23.73	26.46	24.87
2001	16.13	17.39	21.64	19.16
2002	18.8	20.41	23.29	21.82

Fuente: U.S. Department of Energy. Energy Information Administration

A partir de estos datos hemos elaborado para los años en que tenemos datos una ecuación lineal que castiga o premia el precio del crudo de acuerdo con su calidad en grados API. Para los años 2003 y 2004 hemos utilizado las desviaciones de los años más similares.<sup>7</sup>

Esto produce una evolución del precio del petróleo que consta en el gráfico 4.

Gráfico No. 4  
Evolución de los precios del crudo



Fuentes: ver texto

La diferencia entre las dos estimaciones se debe a que en promedio, el crudo de las compañías privadas es de peor calidad del promedio del Oriente ecuatoriano. Con estos datos hemos estimado la evolución del valor de la producción y de la participación estatal. Esto se refleja en el gráfico 5.

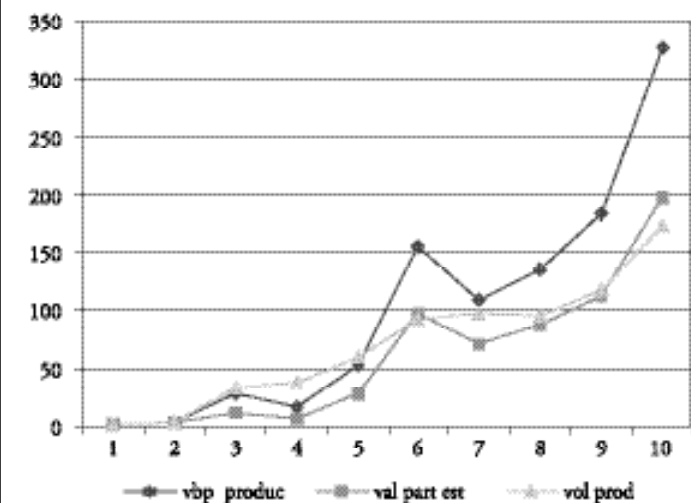
Este cuadro refleja que el precio se ha multiplicado en este período por 1,89, el volumen por 172, el valor bruto de la producción estimado por 327 y el valor bruto de la producción recibida por el estado por 198.<sup>8</sup>

Si analizamos la evolución de la participación del Estado en el valor de la producción, ésta sigue casi exactamente las mismas líneas que la participación en el volumen de la producción con pequeñas variaciones, inferiores al 1 %.

De igual manera, las variaciones en la participación porcentual de los campos y las compañías son pequeñas. La más importante de ellas es la que se produce en el campo 16 en donde la participación con el valor de un 14 % es sustancialmente menor a la participación en el volumen (un 19 %)

<sup>8</sup> Según estimaciones de Llanes estos dos últimos valores serían 362 y 216 respectivamente.

Gráfico No. 5  
Evolución del vbp, campos privados, valores indexados 1997=1



Fuente: ver texto

### El tema de los costos

Sin embargo, la discusión sobre la participación de los diferentes socios en los beneficios de la producción petrolera no sería ni objetiva, ni realista sino abordáramos el tema de los costos. En efecto, dado que las compañías petroleras están asumiendo diversos costos, no es adecuado plantearse que la distribución de la producción que hemos descrito, corresponde a la distribución de las ganancias. De la participación de las compañías se debe restar los costos en que éstas incurren para realizar la producción. Pero estimar los costos reales de la actividad petrolera no es una tarea fácil. En efecto, en esta actividad un porcentaje muy importante de los costos es la inversión inicial y por lo mismo los costos dependerán de manera muy importante de las maneras en que imputemos los costos incurridos antes de realizar la producción. Otra opción para acercarnos a este problema es usar como referencia los niveles de costos reportados por

Petroecuador. Estos costos, como veremos más adelante son sustancialmente inferiores a cualquier estimación que se pueda realizar respecto a las empresas privadas. En efecto, mientras que Petroecuador nos señala costos 5,69 dólares para el año 2004, tenemos estimaciones de costos para otros bloques superiores a los US \$ 15,00.

Deducir de ello que las empresas privadas son simplemente menos eficientes, no sería una deducción plenamente sustentada (pero en todo caso, tampoco descartada). La realidad es que cada campo tiene una particularidad: calidades del producto distintas, dificultades específicas y necesidades de infraestructura muy diversas. Por otra parte, existen dudas que en los costos de Petroecuador estén incluidos adecuadamente los costos de reposición del capital, así como los costos por daños a terceros. En efecto, la infraestructura de Petroecuador, está en muchos casos siendo utilizada más allá de la vida útil estimada. Esto repercute, por ejemplo, en mayores niveles de incidentes de derrames. Esto suscita también preocupaciones sobre los niveles en los cuales la empresa estatal está atendiendo los gastos derivados de perjuicios a terceros, es decir las formas en que las comunidades son indemnizadas por daños ambientales o perjuicios sociales.

Pero tal vez el problema más importante es la precariedad de la información, y algunos elementos respecto a ella que nos despiertan dudas sobre su verdadero significado. En ese presente esfuerzo se logró recolectar información de costos sobre un total de 12 Bloques (Campos Marginales y Bloques). Los periodos para los cuales se ha accedido a la información varían de acuerdo con la antigüedad de los arreglos contractuales en vigencia.

Los datos disponibles han sido los siguientes:

Bloque Tarapoa	1995 - 2002
Bloque 7	2000 - 2003
Bloque 14	1999 - 2002
Bloque 15	1999 - 2002
Bloque 16	1997 - 2002
Bloque 17	2000 - 2002
Bloque 18	2001 - 2002

Bloque 27	1999 - 2002
Campo Marginal Bermejo	1999 - 2002
Campo Marginal Pindo	1999 - 2002
Campo Marginal Tiguino	2000- 2002
Bloque 10	1999 - 2003

Como se observará aquí no aparece información alguna de los campos unificados. Ello se debe a que estos están ya incluidos en los valores correspondientes a los Bloques con los cuales se han unificado.

Debemos anotar, por otra parte que esta información que estamos describiendo tiene un desfase temporal, y que por lo tanto es necesario tener precaución en la comparación con otras estimaciones de costos más recientes. Con estos datos hemos procedido a estimar los costos de cada campo.

Los valores encontrados son en promedio de 6,04 dólares, con un máximo de US \$ 16,76 en el bloque 17, y un mínimo de US \$ 2,89 en el campo marginal Bermejo. Estas enormes variaciones dan cuenta no sólo de las diferencias técnicas, sino también de situaciones diferentes en cuanto al nivel de amortización de las inversiones previas. De todas maneras cabe señalar que en los cálculos realizados, aparece clara la tendencia a costos más altos en los contratos de Participación y menor en la que se refiere a los Campos Marginales. Ver resultados en el cuadro No. 14.

Llama la atención el Bloque 17, en el cual los costos serían casi del mismo valor que el precio del crudo, lo cual nos estaría llevando a una situación, en la cual la empresa perdería dinero luego de pagar la participación del Estado. ¿Cómo puede suceder esto sin que la empresa quiebre?

Creemos que la explicación está al menos, en parte, en los ciclos de vida de los proyectos, esto es dado por una característica técnica de esta actividad. La rentabilidad anual es un indicador muy parcial, pues la lógica de las operaciones implican algunos años de fuertes gastos que son compensados con otros, con resultados diferentes.

Es así como creemos que la explicación de las fuertes diferencias en los costos se encuentran tanto en las características técnicas, como en los diferentes momentos del ciclo de vida del proyecto. Estimamos que más allá de las diferentes condiciones políticas de la negociación los contratos de

Campo	Costo del barril	% del valor
Tarapoa	3,12	18,52%
Bloque 7	11,02	55,85%
Bloque 14	10,31	60,70%
Bloque 15	11,73	41,47%
Bloque 16	6,93	46,88%
Bloque 17	16,76	97,78%
Bloque 27	10,13	61,30%
Bermejo	2,89	11,92%
Pindo	4,28	26,63%
Tiguino	3,50	20,08%
Bloque 10	5,52	30,89%

Participación son campos mayores en los que se han efectuado recientemente fuertes inversiones en desarrollo y prospección, lo que da como resultado necesidades de imputar altos valores, a amortización.

### El tema de las utilidades

Una vez que hemos obtenido ciertos estimativos para el tema de los costos, debemos regresar al panorama general de la distribución total del valor del petróleo. Una primera aproximación parecería indicarnos, que una vez que tenemos el valor total de la producción, la participación del Estado y los costos podemos abordar una cuantificación de las utilidades de las compañías. Estas deberían corresponder simplemente a la diferencia entre todos estos valores. Si procediéramos de esta manera obtendríamos valores, cercanos al 30 % del VBP.

Hay por otra parte, un factor que entra en este tema. Las utilidades de las empresas generan impuestos, y el monto de ellas debería ser directamente proporcional a los impuestos pagados. Se trata entonces de buscar

la información tributaria. Este es el procedimiento que ha seguido Llanes, quien nos ofrece listas de la evolución de los aportes por Impuesto a la renta.

El contacto con estas cifras genera ya ciertas sorpresas. La primera es que la información presentada es poco consolidada. Tenemos dos conceptos que no coinciden. Por una parte, es el impuesto causado y por otra, el impuesto pagado. Todos esperaríamos que estos valores coincidieran, pero esto no es así. Es posible encontrar causas técnicas que expliquen esas diferencias: créditos tributarios de años anteriores, procesos pendientes de aprobación de informes contables u otros, pero la sensación de poca claridad queda presente.

La segunda reacción es lo, sorprendentemente, bajas que son en su conjunto las declaraciones de las compañías. En efecto, para el conjunto de los 12 campos que pudimos trabajar en detalle, tenemos que los impuestos pagados son el 1,81% del VBP lo que correspondería a unas utilidades del 7,24 % del VBP. Este es un valor promedio, existiendo numerosos campos en los cuales no existe utilidad alguna.

Una revisión desde otro punto de vista de los impuestos a la renta pagados por el sector petrolero, nos da información que no difiere de la anterior pero muestra otros elementos interesantes. Así los cuadros 15 y 16 nos describen los volúmenes de impuestos causados por las empresas del sector petrolero.

Estos valores confirman la afirmación anterior, la mayor parte de las compañías del sector petrolero pagan o pagaban, para ser más exactos, impuestos bajos. Pero hay algo que deseamos mencionar para ser tratado ulteriormente. Y este es la inclusión en este cuadro de empresas que no son las operadoras de los campos. Esto es evidente también en el cuadro correspondiente al año 2003. Ello nos dice que el sector petrolero también está constituido por empresas que sin ser dueñas de bloques, perforan, hacen sísmica, instalan tuberías.

La pregunta que surge ante estos datos es porque las otras empresas, aquellas que no son las dos o tres que generan utilidades apreciables se mantienen en la actividad, ¿por qué no cierran el negocio e invierten su dinero en actividades más productivas?

Cuadro No. 15 Impuesto a la Renta pagado por las empresas del sector hidrocarburos - 2002			
No.	Razón Social	Impuesto a la Renta causado	% Participación
1	AEC ECUADOR LTD.	8,632,716	53.3%
2	OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY	1,786,496	11.0%
3	KERR-MCGEE ECUADOR ENERGY CORPORATION	1,515,124	9.4%
4	BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED	1,450,432	9.0%
5	PREUSSAG ENERGIE GMBH	1,387,457	8.6%
6	PERENCO ECUADOR LIMITED	658,098	4.1%
7	PERFOREC PERFORACIONES ECUATORIANAS S. A.	270,268	1.7%
8	DRILLFOR S. A.	123,956	0.8%
9	PECOM-ENERGIA OPERACIONES S.A.	109,673	0.7%
10	GRANTMINING S. A.	78,814	0.5%
11	ORPOGOIL S.A. .	65,217	0.4%
12	PETROBELL INC.	31,681	0.2%
13	PETROMANABI S. A. PETROMANABI S. A.	17,145	0.1%
14	THE NEWCOMB CORPORATION	14,914	0.1%
15	MEDANITO DEL ECUADOR ECUAMEDANITO S.A.	13,067	0.1%
16	SERINPE S. A.	12,047	0.1%
17	LIBERPETROL S.A.	9,025	0.1%
18	CONSORCIO " PETROSUD - PETRORIVA	8,381	0.1%
19	CANADA GRANDE LIMITED	4,732	0.0%
20	EXPLOTACION MINERA SAN ANTONIO EPLMISA C. LTDA.	3,926	0.0%
21	ORGANIZACION PETROLERA INDUSTRIAL ECUATORIANA OIPEC CIA.LTDA.	3,339	0.0%
22	TOTISA DEL ECUADOR C. A.	721	0.0%
23	CRS RESOURCES ECUADOR LDC	120	0.0%

Fuente: Servicio de Rentas Internas, <http://www.sri.gov.ec>

Cuadro No. 16 Impuesto a la Renta pagado por las empresas del sector hidrocarburos - 2003			
No.	Razón Social	Impuesto a la Renta causado	% Participación
1	OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY	29,600,888.69	42.1%
2	AGIP OIL ECUADOR B.V.	19,039,524.86	27.1%
3	AEC ECUADOR LTD.	11,474,149.82	16.3%
4	BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED	2,788,267.68	4.0%
5	PERENCO ECUADOR LIMITED	2,759,603.42	3.9%
6	CONSORCIO PETROSUD - PETRORIVA	846,124.29	1.2%
7	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S. A.	793,320.50	1.1%
8	ECUADORTLC S.A	541,244.64	0.8%
9	CANAM OFFSHORE LIMITED	449,326.95	0.6%
10	CRS RESOURCES ECUADOR LDC	372,820.22	0.5%
11	MURPHY ECUADOR OIL COMPANY LTD.	339,163.81	0.5%
12	PETROMANABI S. A.	331,574.59	0.5%
13	OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION	281,059.06	0.4%
14	MEDANITO DEL ECUADOR ECUAMEDANITO S.A.	236,985.35	0.3%
15	PERFOREC PERFORACIONES ECUATORIANAS S. A.	141,197.31	0.2%
16	PETROBRAS ENERGIA OPERACIONES ECUADOR S.A.	123,513.87	0.2%
17	GRANTMINING S. A.	69,507.30	0.1%
18	TECNA DEL ECUADOR S.A.	24,249.65	0.0%
19	CHANGQING PETROLEUM EXPLORATION BUREAU (CPEB)	21,066.62	0.0%
20	CANADA GRANDE LIMITED	6,652.99	0.0%
21	CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S. A.	4,642.50	0.0%
22	ORPOGOIL S.A. .	4,415.34	0.0%
23	CARLOS PUIG & ASOCIADOS S. A.	1,485.04	0.0%
24	SERINPE S. A.	581.44	0.0%
25	SERVICIOS Y OBRAS TELLO CALISTO VELASQUEZ FHFJ CIA. LTDA	276.83	0.0%

Fuente: Servicio de Rentas Internas, <http://www.sri.gov.ec>

Las posibilidades de explicación se relacionan directamente con el tema de los costos. En efecto, ciertos años de utilidades bajas o de pérdidas no implican que el proyecto no sea rentable. De hecho es posible ver una tendencia a un incremento de los pagos del impuesto a la renta, una vez que pasan las etapas de mayor amortización de capital.

Pero hay también otras explicaciones posibles. Desde una perspectiva de desconfianza, surge la hipótesis de que las empresas petroleras están obteniendo ganancias a través de otros mecanismos. Una posibilidad es la de que en los servicios y costos se transfieran sobre precios a las empresas matrices o sus asociadas.

Pero creemos que lo más importante es indicar que en las cuentas existe una fuerte y muy apreciable diferencia entre la suma de todos estos montos y el valor total de la producción. De hecho, un 20,08 % del valor de la producción no aparece justificado. Estos casi 900 millones de dólares para el caso de las 12 empresas a las que hemos hecho mención, nos parecen extraordinariamente interesantes.

Si bien, este monto no es identificado como una utilidad por parte del sistema contable (que debe ser aprobado por las autoridades ecuatorianas), es un monto cuya importancia nos es fundamental para entender toda la dinámica de esta actividad.

La única explicación posible es que se tratan de costos diferentes a los de la operación técnica de los campos. Pues esos montos están ya incluidos en el valor auditado por la dirección de hidrocarburos. Se trata de algo diferente. Pero que a pesar de no ser la operación técnica misma de extracción del petróleo ha sido reconocido por nuestra legislación como un rubro legítimo y necesario para ser descontado de los impuestos.

No vemos otra posibilidad para explicar esto, que no sea la referencia a las operaciones administrativas de gerencia, administración de riesgos, negociación, e imputaciones financieras, que sin ser actividades técnicas son actividades necesarias e indispensables para la actividad petrolera.

Es, de todas maneras, sorprendente que este conjunto de actividades representen un monto tan grande de los costos generales y totales de la operación. Es aproximadamente, el 60% de los costos de extracción del petróleo. Se trata de una cifra clave para entender la dinámica de esta actividad.

Quisiéramos sugerir unos breves comentarios sobre tres aspectos de esta dimensión.

En primer lugar abordemos el tema de los riesgos. La actividad petrolera es en sí una actividad subordinada a cierto azar. En la lógica de las compañías, y en general de todo el funcionamiento de nuestro sistema económico, los riesgos son objeto de un claro y detallado cálculo económico en el cual, el riesgo es distribuido de acuerdo a la escala de las operaciones. Los grandes manejadores de riesgos equilibran los incidentes con las previsiones, y por ello cobran, y cobran bien. Surge, entonces, la necesidad de pensar como es el riesgo en la actividad petrolera en el Ecuador. Cuánto nos están cobrando por ello, y si existen alternativas de que esto sea manejado de manera distinta.

El segundo término que quisiéramos comentar es el de la gerencia. Esto es el conjunto de las actividades que permiten efectuar y combinar factores, percibir oportunidades a fin de organizar procesos productivos con eficiencia, y por ello obtener ganancias y de ser posible ganancias especiales. Para ello es necesario, por una parte, una capacidad de entender el entorno, disponer de información adecuada y oportuna sobre él y responder creando organizaciones con capacidades.

Pero esta actividad tendrá que ser pagada a un valor más alto, cuanto mayor sea la diferencia del rendimiento gerencial (cuanta productividad puede generar la gerencia) de quiénes contratamos y la que podríamos producir sin ellos. En el caso del Ecuador, este monto se incrementará proporcionalmente a nuestra incapacidad para tener una empresa estatal eficiente. En cierta medida, estos pagos son los costos de la ineficiencia de Petroecuador.

Pero ese no es el único factor que interviene, hay otros adicionales, y estos son los que se derivan de las imperfecciones de los mecanismos de competencia. Mientras menos transparente sean los mecanismos de negociación petrolera, menor será la posibilidad de desarrollar un verdadero proceso competitivo.

Pero la competencia no sólo requiere de transparencia, requiere de elementos tales como reglas claras, y hay desde nuestro punto de vista, otro elemento que merece mencionarse, y este es la inclusión de todo lo que deseamos que sea parte del proceso de competencia y la exclusión de todo lo que deseamos que quede fuera.

Al referirnos a lo que debe ser incluido, nos referimos por ejemplo al tema de las externalidades: los impactos ambientales y los impactos socia-

les. ¿Existe una manera adecuada no sólo de valorar estos aspectos sino de incluirlos en la toma de decisiones para asignar responsabilidades gerenciales? El hecho de que aún no hayamos podido reparar los numerosos daños ambientales que se han acumulado en la explotación petrolera y de que los daños sigan produciéndose, pero ahora de una manera voluntaria, e intencionada nos hacen sospechar de que en este aspecto también tenemos un déficit grande.

Pero para tener condiciones de competencia adecuadas, es necesario también mantener fuera otros factores. Lo que es más importante es el mantener fuera todo lo que pueda ser relacionado con influencias personales, negociación política y monopolios gremiales. En otras palabras, parte de los altos costos que pagamos por la explotación petrolera se derivan de nuestra incapacidad política e institucional.

Hay un último factor que quisiéramos mencionar. Nos referimos a los costos financieros. Un componente importante de la capacidad gerencial es la de movilizar dinero para realizar determinadas inversiones. Sin embargo, el costo financiero en un mundo altamente especulativo, como es el mundo actual, no solamente incluye el dinero, los intereses que el mercado establece para ellos, los costos y comisiones para las transferencias, sino que además está fuertemente marcado por las expectativas de revalorización de los activos y de los derechos que se transan en el mercado. En otras palabras, en la dinámica del mundo petrolero no sólo se paga por lo que cuesta y vale, sino también por lo que se estimó valdría y por lo que se espera que valdrá.

Esto es especialmente relevante para condiciones en las que hay un intenso proceso de compra y venta de derechos de bloques petroleros. Para plantearlo en otros términos: una empresa que compra un bloque, puede estar pagando más que todas las inversiones realizadas por la vendedora, pues su pago dependerá sobre todo de las expectativas de ganancia, no de las inversiones previas. Desde el punto de vista contable, esta empresa asumirá esos valores como costos, pero en realidad son la actualización de una esperanza de ganancia. Es decir, un típico mecanismo especulativo. Esto significa, que mientras más compra y venta de bloques se produzca, más riesgos de costos especulativos tenemos.

Cabe en este sentido comentar simplemente que la fórmula contractual que menos espacio da para estos pagos parece ser la de prestación de

servicios, no porque las empresas no ganen, lo hacen y bastante bien, pero esa ganancia es clara y abierta y esto es en sí, una ventaja para el país.

### El tema de las inversiones

De todo lo analizado hasta el momento surge la importancia estratégica que en la evaluación de todo este proceso tiene el tema de la inversión. Podría hacerse la siguiente afirmación. Si bien es cierto que la negociación

City		
City	\$1.910.855.633,00	18,76%
Bloque 7	\$568.833.426,84	5,59%
Bloque 14	\$351.327.390,62	3,45%
Bloque 15	\$2.106.689.742,99	20,69%
Bloque16	\$2.731.033.974,44	26,82%
Bloque 17	\$220.420.266,87	2,16%
Bloque 21	\$326.994.518,94	3,21%
Bloque27	\$182.986.805,00	1,80%
Campo bermejo	\$116.525.554,00	1,14%
Palanda sur yuca	\$19.269.132,60	0,19%
Pindo	\$0,00	0,00%
Tiguino	\$104.496.291,11	1,03%
Charapa	\$11.725.999,86	0,12%
Bloque 10	\$425.787.216,00	4,18%
Bloque 11	\$61.526.000,00	0,60%
Bloque 18	\$83.875.000,00	0,82%
Subtotal	\$9.222.346.952,27	90,56%
Petroecuador	961525000	9,44%
Gran total	\$10.183.871.952,27	100,00%

Fuentes: Petroecuador 2004; Llanes 2006; Fetrapec.  
Nota. En este cuadro no se incluyen las inversiones en la península, ni aquellas de los bloques que no están en producción.

con empresas privadas es onerosa, es el único recurso que nos queda a fin de obtener los capitales que el país necesita para poner a producir nuestros campos petroleros. Veamos si esta lógica se cumple y en qué medida los datos que hemos podido recopilar, la sustentan.

Los valores del Cuadro No. 17 nos muestran que la inversión privada ha sido central para el desarrollo de la capacidad productiva. Con estos datos aparecería el principal punto de interés para el país en la inversión extranjera, esto es la capacidad para multiplicar las inversiones

Sin embargo, esta no es la única variable a considerar. La siguiente pregunta es la de ¿cuál es el precio que hemos pagado por este aporte, que sin lugar a dudas ha sido central para la mantención y el incremento de la producción nacional? Para discutir este tema presentamos el cuadro número dieciocho. En él se relaciona esta inversión con otras variables.

A	Ingresos contratista	5.618.675.327
B	Utilidades estimadas	635.660.953
C	Inversiones	9.222.346.952
D	Ingresos menos costos	1.255.507.371
E	Inversiones menos ingresos	3.603.671.625
F	Costos totales	4.363.167.956
G	Inversiones menos costos	4.859.178.996
	Costos/inversiones	47,31%
	Ingresos/inversiones	60,92%
	D/inversiones (C)	13,61%

Fuentes: Todos los cuadros anteriores

Estas cifras nos permiten concluir ciertos aspectos. En primer lugar algo sobre la composición de la inversión. En los reportes de gastos e inversiones, se diferencian los gastos, de la inversión. Se trata de una distinción que se asemeja a la existente entre costos de operación e inversión de largo plazo. El hecho de que los costos operativos representen el 47 % de la inversión, nos está indicando algunas cosas interesantes. Por una parte,

que un componente importante de la inversión total se recupera en plazos cortos. Pero también nos indica lo importante que es para esta actividad contar con disponibilidad de recursos para gastos operativos. Es decir, lo importante que es el acceso a mecanismos financieros eficientes.

En segundo término, este cuadro nos permite ver, que del total de la inversión realizada por las compañías privadas, éstas ya han recuperado un 60%. Esto significa que el aporte neto de capitales de estas empresas, para el período es sustancialmente menor a la cifra total (es decir se ubica en alrededor de los tres mil millones de dólares). Cifra que es de todas maneras, tres veces superior a la inversión de Petroecuador.

### Situación de Petroecuador

Petroecuador constituye la empresa estatal de petróleo del Ecuador y uno de los monopolios públicos más importante del país. El análisis de esta empresa es fundamental ya que de su gestión y eficiencia se derivan los rubros que ingresan al Estado por concepto de la explotación y exportación del crudo y los de la venta interna de derivados del petróleo.

En el cuadro No. 19 se presenta la información sobre costos y volúmenes de producción, así como la utilidad que obtiene por barril Petroecuador de cada uno de los tipos de contratos en los que tiene participación.

Sin embargo, un elemento importante de considerar es el porcentaje de la producción total de crudo que corresponde al Estado y que se destina al mercado internacional. Únicamente, el 49,65% de la producción total de petróleo que recibe el país se exporta, mientras que la diferencia está compuesta por la comercialización interna de los derivados y las pérdidas que ocurren en el proceso de transporte y refinación del crudo.

Cuadro No. 19  
Volumen y costos de producción de Petroecuador, 2004.

Costos de producción	Volumen		Costo	Costo	Costo	Costo	Costo	Costo	Utilidad
	Producción (Barriles)	Comercializados (Barriles)	Producción (USD/Barril)	Transporte (USD/Barril)	Total (USD/Barril)	Comercialización Euros (USD/Barril)	Total (USD/Barril)	Pérdida venta (USD/Barril)	(USD/Barril)
Crudo									
Petroecuador	72.709.146	17.791.552	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Crudo participativa	20.146.793	20.146.793		1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
Alneas operativa	2.963.746	2.963.743	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Compañías de acciones	12.614.154	12.614.154	18,94	1,16	20,10	0,906	20,11	32,37	12,06
SUPSC	4.956.097	1.268.149	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Diferencia de utilidad				1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
Campos marginales	2.746.791	2.563.542		1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
TOTAL	116.877.641	57.094.289							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

El cuadro anterior presenta la información correspondiente al año 2004. En el Cuadro No. 20 se incluye la misma información, pero para el primer trimestre del año 2005. En este período, el porcentaje de la producción total de crudo que se exporta alcanza el 57,97%, mientras que la diferencia corresponde a lo mencionado anteriormente.

La utilidad por barril exportado que obtiene Petroecuador alcanza cifras considerables para cada tipo de contrato en el que la empresa estatal interviene. El tipo de contrato que deja una menor utilidad para el Estado es el de obras o servicios específicos, pero esto se debe básicamente a un mecanismo contable, puesto que el crudo de los contratos de participación y de campos marginales, ingresa a Petroecuador como un objeto físico, que es pagado a través de el crudo que queda en manos de las compañías.



**Cuadro No. 20**  
Volumen y costos de producción de Petroecuador, enero-marzo 2005

Categoría de producción	Volumen		Costo Crudo (galón) (USD/galón)	Costo Refinación (USD/galón)	Costo Comercialización (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo USD/galón a kilo	Precio venta (USD/galón a kilo)	Utilidad galones
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Gasolina extra	4.365.374	5.828.468	7,86	6,73	2,35	15,63	0,57	1,30	0,93
Gasolina super	2.061.856	2.713.085	7,86	8,13	5,62	18,81	0,45	1,68	1,23
Gas licuado de petróleo	2.186.531	2.374.913	7,86	4,84	18,91	26,95	0,31	0,31	-0,10
Diesel 1	533.856	228.881	7,86	2,91	2,95	12,82	0,21	0,90	0,59
Diesel 2	12.691.306	12.896.895	7,86	4,19	2,06	13,30	0,52	0,90	0,58
Fuel Oil nacional	11.537.417	11.159.347	7,86	1,23	1,87	9,31	0,22	0,69	0,47
Fuel Oil exportación	3.966.130		7,86	1,19	3,91	12,16	0,29		
Nafta de exportación	2.351.284		7,86	4,23	0,00	11,28	0,27		
Otros derivados	3.118.583	3.486.165	7,86	2,06	2,02	11,78	0,26		-0,16
<b>TOTAL</b>	<b>54.972.428</b>	<b>58.628.806</b>							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

Los datos correspondientes a la producción y comercialización interna de derivados de petróleo se muestran en los dos siguientes cuadros. Los derivados principales que se comercializan en el país son las gasolinas Super y Extra, el gas licuado de petróleo, diesel, fuel oil nacional y de exportación, la nafta de exportación y otros derivados. El siguiente cuadro presenta los volúmenes y costos de producción de los derivados, así como sus precios de venta final y la utilidad correspondiente que obtiene el Estado ecuatoriano por cada galón (o kilo en el caso del gas licuado de petróleo) comercializado en el mercado nacional. La venta de derivados de petróleo constituye una fuente importante de ingresos para el fisco ecuatoriano.

**Cuadro No. 21**  
Costos de producción y volumen de los derivados de petróleo en el mercado nacional - 2004

Categoría de producción	Volumen		Costo Crudo (galón) (USD/galón)	Costo Refinación (USD/galón)	Costo Comercialización (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo USD/galón a kilo	Precio venta (USD/galón a kilo)	Utilidad galones
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Gasolina extra	1.812.222	1.451.195	7,41	7,07	3,64	18,12	0,43	1,30	0,87
Gasolina super	519.712	695.818	7,41	8,25	3,14	28,81	0,51	1,68	1,17
Gas licuado de petróleo	663.291	698.750	7,41	7,25	1,84	24,20	0,28	0,31	-0,17
Diesel 1	128.083	49.612	7,41	3,11	6,78	17,30	0,41	0,90	0,49
Diesel 2	3.136.887	3.233.445	7,41	4,48	2,34	14,23	0,34	0,90	0,56
Fuel Oil nacional	2.918.096	2.721.425	7,41	1,21	1,36	9,88	0,24	0,69	0,45
Fuel Oil exportación	2.061.757		7,41	1,35	2,42	11,18	0,27		
Nafta de exportación	813.542		7,41	2,45	0,69	9,35	0,24		
Otros derivados	2.452.297	355.340	7,41	2,12	2,35	11,88	0,28		-0,38
<b>TOTAL</b>	<b>19.801.777</b>	<b>9.734.775</b>							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

**Cuadro No. 22**  
Costos de producción y volumen de los derivados de petróleo en el mercado nacional, enero-marzo de 2005.

Categoría de producción	Volumen		Costo Producción (USD/galón)	Costo Transporte (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo Comercialización Retorno (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Precio venta (USD/galón)	Utilidad (USD/galón)
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Crudo									
Petroecuador	5.999.901	4.643.583	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	35,12
Crudo participación	4.101.000	4.261.997		1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
Alanzas operaciones	1.054.364	996.911	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	34,12
Compañías de servicios	3.058.288	5.263.891	18,80	1,17	19,17	0,006	19,18	33,96	16,72
SEPEC	1.676.772	908.439	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	35,12
Diferencial de calidad				1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
Campos marginales	851.241	375.437		1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
<b>TOTAL</b>	<b>26.243.216</b>	<b>15.212.219</b>							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

El Estado ecuatoriano por cada galón (o kilo en el caso del gas licuado de petróleo) comercializado en el mercado nacional. La venta de derivados de petróleo constituye una fuente importante de ingresos para el fisco ecuatoriano.

Los datos correspondientes al primer trimestre del año 2005 sobre la producción y comercialización de derivados en el mercado nacional, se presentan en el Cuadro No. 22

La comercialización del derivado de petróleo que presenta una utilidad negativa corresponde a la del gas licuado de petróleo, debido al subsidio del Estado al consumo de este producto. Esto se da a pesar de que el subsidio al gas es altamente regresivo y no beneficia a aquellos que se supone que lo debería hacer.

Los principales beneficiarios de este subsidio son los quintiles más ricos de la población ecuatoriana y los consumidores peruanos y colombianos que adquieren el producto a través del contrabando por las fronteras sur y norte del Ecuador. El resto de derivados que se comercializan internamente presentan utilidades positivas y de magnitud considerable puesto que se ubican por sobre el 100% del costo de producción. Esto, sin embargo se debe a que contablemente el petróleo es transferido a las refinerías a costos de producción, no a precios del mercado. Esto significa que hay un mecanismo de subvención a través de los precios no competitivos en los cuales reciben la materia prima las refinerías.

**En síntesis**

Las modalidades contractuales vigentes en el Ecuador para la explotación de crudo son los contratos de participación, los contratos de prestación de servicios, los contratos de asociación (aunque actualmente ningún bloque petrolero se encuentra bajo esta modalidad), los contratos de explotación de campos marginales y contratos de obras o servicios específicos. Sin embargo, el mayor número de bloques petroleros está siendo explotado para la modalidad de contratos de participación.

En los contratos de participación se establece el porcentaje de participación en el crudo extraído correspondiente al Estado ecuatoriano y a las compañías petroleras privadas. La participación que recibe el Estado en cada uno de los bloques petroleros incluye el monto que corresponde al pago por regalías que ha sido fijado en un porcentaje de 12,5% de la extracción total.

Los contratos de participación no han incluido hasta el año 2006 una cláusula de ajuste en el porcentaje que reciben las partes contratantes por incrementos en el precio internacional del crudo, lo cual ha beneficiado principalmente a las contratistas privadas. Una excepción es el contrato modificatorio entre Petroecuador y Alberta Energy Company que incluye una cláusula que contempla ajustes en los porcentajes de participación debido a incrementos en los precios del petróleo en el mercado internacional.

Los porcentajes de participación que reciben las contratistas privadas en los distintos bloques de extracción de crudo constituyen los ingresos brutos que reciben por su actividad. A esos ingresos brutos se les debe descontar los costos de producción, los costos administrativos, la amortización de las inversiones y los impuestos para obtener la utilidad de las compañías privadas. Esto significa que los ingresos netos obtenidos por las compañías se ubican por debajo de los niveles de participación establecidos en los contratos.

Los porcentajes de participación que reciben el Estado y las compañías petroleras privadas muestran una significativa variabilidad en cada uno de los bloques petroleros. Adicionalmente, los contratos de participación pueden incluir ajustes en el porcentaje que le corresponde al Estado y a la contratista en función del volumen de crudo extraído, de la calidad del crudo obtenido y debido a variaciones en la tarifa cobrada por el SOTE,

entre otras variables, que se incluyen como cláusula de estabilidad económica a favor de las compañías privadas.

Los contratos de prestación de servicios fueron ampliamente implementados durante la década de los años ochenta pero fueron modificados a contratos de participación por los bajos ingresos que obtenía el Estado ecuatoriano, cuando el precio del crudo en el mercado internacional se ubicaba en niveles bajos. Este tipo de contrato no es recomendable cuando el precio del barril de crudo se ubica por debajo de los 15 dólares, mientras que hubiera generado niveles importantes de ingresos para el Estado en la coyuntura actual de altos precios en el mercado internacional.

Los contratos de explotación de campos marginales se aplican a aquellos campos petroleros que han sido declarados como marginales porque se encuentran ubicados lejos de la infraestructura de Petroecuador, la calidad del crudo es baja o exigen técnicas de extracción demasiado costosas. La participación estatal, en el volumen de crudo extraído, bajo esta modalidad contractual presenta niveles muy superiores a los establecidos en los contratos de participación por las características diferentes que presentan los bloques petroleros en cada caso.

Con relación a Petroecuador, los diferentes tipos de contratos petroleros vigentes en el país reportan una utilidad por barril significativa a la empresa estatal. Sin embargo, Petroecuador exporta la mitad del volumen del crudo que le corresponde al Estado ecuatoriano. La otra mitad se destina a la producción de derivados de petróleo que son consumidos en el mercado doméstico, a pesar de lo cual la demanda nacional no es totalmente satisfecha. La diferencia entre la producción nacional de derivados y la demanda interna es cubierta con la importación de estos productos, lo cual constituye una carga pesada en el presupuesto del Estado.

Finalmente, este estudio pretendió realizar una primera aproximación al cálculo de la utilidad obtenida por las compañías petroleras privadas por su actividad de extracción de crudo en el país. Para ello, se utilizó la información disponible y se acogieron algunos supuestos que permitieron tener un primer cálculo. Sin embargo, se requiere de información más precisa para conocer con exactitud la utilidad que cada contratista privada alcanza por extraer crudo en territorio ecuatoriano. La transparencia en la información en el sector petrolero es fundamental para establecer

cuan equitativa es la propuesta del gobierno nacional de repartir las utilidades extras (las alcanzadas por niveles de precios de crudo en el mercado internacional por sobre el precio de referencia considerado en los contratos de extracción petrolera) en una proporción de 50% tanto para el Estado como para las compañías petroleras privadas.

### Una visión de conjunto

Con todos estos elementos podemos intentar hacer una imagen de conjunto de que es lo que sucede con los recursos del petróleo. Para ello presentamos, en primer lugar, cuatro gráficos, que corresponden a la distribución del valor del petróleo, en el período analizado en el total de la producción a cargo de las compañías privadas, y en las tres modalidades contractuales, relevantes.

Gráfico No. 6  
Distribución estimada valor del petróleo 1999-2002, empresas privadas

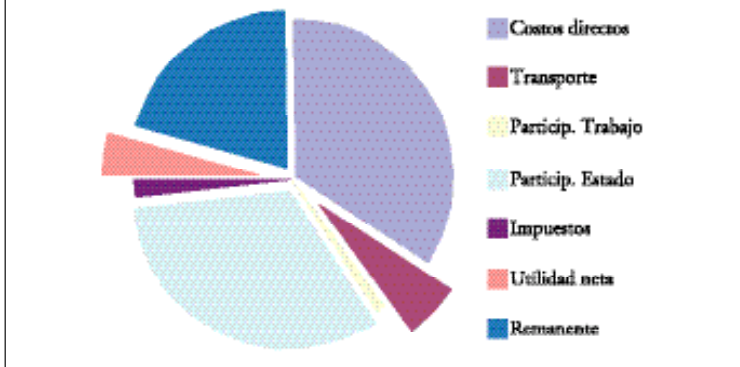


Gráfico No. 7  
Distribución estimada valor del petróleo 1999-2002, contratos participación

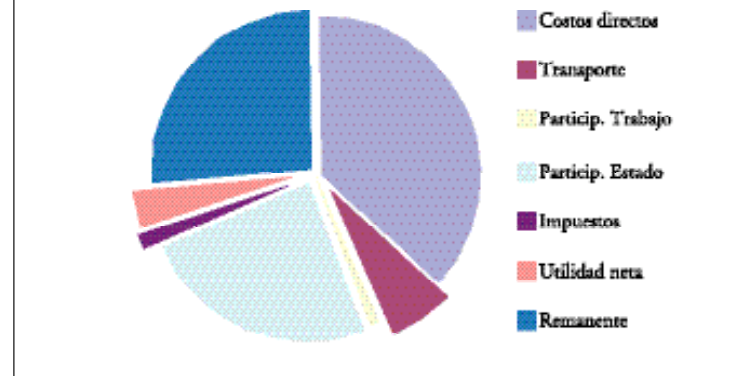
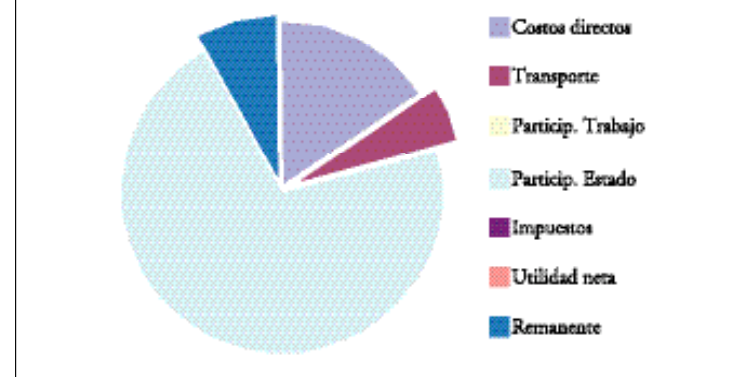
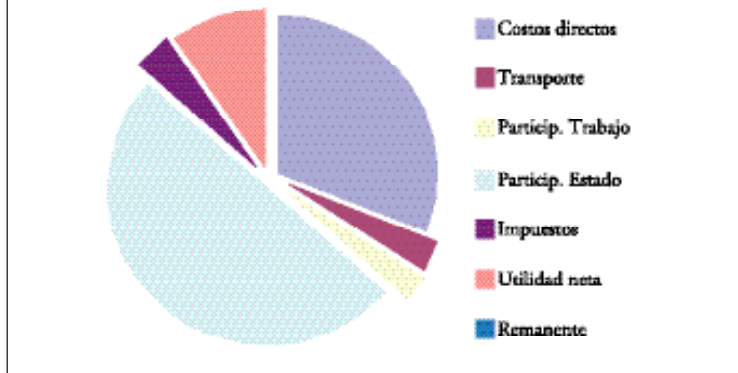


Gráfico No. 8  
Estimación de la distribución del valor del petróleo 1999-2002 campos marginales



Ante esta información nos parece relevante reiterar advertencias anteriores en el sentido de que no todos los campos son comparables. Sin embargo aparece como evidente que las diferentes fórmulas contractuales ofre-

Gráfico No. 9  
Estimación de la distribución del valor de la producción de petróleo  
1999-2002 - prestación de servicios



cen diferentes niveles de beneficios al Estado ecuatoriano.

Pero de todas maneras, estos gráficos están señalando algunas cosas que nos parecen importantes destacar. La primera y más evidente es la importancia que tiene en los contratos de participación ese rubro que hemos llamado remanente. Esta importancia contrasta con la poca claridad que hemos podido encontrar respecto a su origen y descomposición, pero también, hace referencia a los márgenes por funciones gerenciales, los cuales merecen análisis más detenidos.

Un segundo rubro que nos parece muy importante, es regresar a todo lo que se denomina costos. Respecto a este rubro pueden surgir varias preocupaciones, por ejemplo las que ya hemos anotado sobre el riesgo de sobre-facturación. Esto es un problema que puede estar presente tanto en la industria petrolera como en otras actividades. El trabajo que hemos realizado no nos da elementos para pronunciarnos sobre esta hipótesis, pero surge un punto de vista que consideramos útil plantear.

Si vemos a los costos no como el mal que simplemente disminuye las rentas del Estado y también de las empresas, sino como un eje de oportunidades centrales para el desarrollo del país. En efecto en los costos se incluye toda la demanda generada por este sector productivo. Se encuen-

tra allí una oportunidad especial para dinamizar el desarrollo económico del país. El problema que proponemos no es como reducir los costos, sino como lograr que esos costos impliquen el máximo de beneficios en el Ecuador. Que signifiquen una demanda de trabajo creciente, bien remunerado y digno, que signifique desarrollo de saberes tecnológicos, y también de capacidades empresariales y gerenciales. Surge la pregunta, que no podemos contestar aquí, pero que consideramos muy relevante sobre en qué medida todos estos costos son gastos internos, en qué medida son remuneraciones a ecuatorianos. En qué medida son servicios pagados a empresas ecuatorianas, y cuánto de estos pagos están permitiendo el desarrollo de capacidades productivas.

Esto nos permite regresar al tema de las empresas del sector hidrocarburos. En los listados que hemos presentado sobre el pago del impuesto a la renta, surgen algunos elementos sobre el sector empresarial ligado a la actividad petrolera. Hay dos cosas que nos parecen importantes, la primera es la presencia de varias compañías que no son dueñas de bloques, que se dedican a la perforación, o a otros tipos de servicios. Desde el punto de vista estratégico del país, éstas tienen una enorme importancia, y las políticas por aumentar su capacidad y el aumento del valor agregado en el país, debería ser también parte fundamental de toda política petrolera.

Aparece otro dato que también es importante, y este se refiere a que existen compañías nacionales que actúan como partícipes de los consorcios operadores de bloques. Esto es interesante, puesto que indica que parte de los capitales que han sido utilizados en la explotación petrolera son capitales nacionales.

Sin embargo, esto nos plantea también preguntas. Dado que quienes aparecen como operadores de los bloques son compañías extranjeras, nos preguntamos sobre cuál es el rol del empresario nacional. Lo deseable sería que estos pudieran asumir las funciones gerenciales mismas, pero no parece ser el caso. Pues, a pesar de que las empresas extranjeras contratan un apreciable porcentaje de funcionarios nacionales, la gerencia misma parece estar en manos de la estructura institucional de la empresa extranjera. Esto nos lleva a una pregunta, ¿Cuál es específicamente el papel de estos socios locales? Si se reduce al de aportantes de capitales para la operación, su papel sería bastante pobre. Pero si más que aportar capital a un proceso productivo lo que hacen es invertir en una lógica especulativa, es decir tener dere-

chos en un bloque en la perspectiva de algún día venderlos a precios sumamente superiores, significaría que estamos ante una dinámica básicamente especulativa. Esto puede ser una causa que explique esos montos de valores remanentes cuyo destino no está claramente establecido.

Pero es posible que su función no se limite a lo que hemos señalado, es posible que su rol sea el de intermediarios políticos de las operaciones petroleras, es decir el de hacer valer contactos y alianzas para obtener condiciones favorables de los gobiernos. Tal función es la más funesta que puede asumir un empresario. Si es así, es claro que no están contribuyendo al desarrollo del país sino al contrario frenándolo muy seriamente.

Pero avancemos un poco más. Si recordamos las cifras que hemos utilizado se refieren a datos que culminan con el año 2002, la pregunta que surge inmediatamente es: ¿Esta realidad cómo puede haber evolucionado en los años subsiguientes?

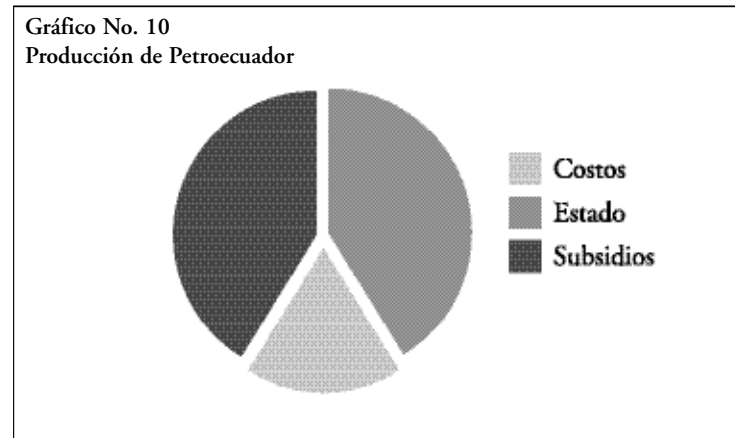
Para atender a esta preocupación hemos elaborado las siguientes simulaciones, en las cuales básicamente estimamos un incremento de costos derivados de la inflación y aplicamos el aumento del precio del petróleo registrado históricamente.

Cuadro No. 23 Estimación de la distribución del valor del petróleo con diferentes escenarios de precios					
Total producción privadas					
PRECIO	17,7	30,13	40,88	60	60?? Con Ref. Legal
TOTAL EMPRESAS PRIVADAS					
COSTOS	40,93%	22,39%	16,51%	11,25%	11,25%
ESTADO	33,89%	34,04%	34,25%	34,43%	42,40%
EMPRESAS	25,18%	43,57%	49,24%	54,32%	46,34%
	1	1	1	1	1
CONSTRATOS DE PARTICIPACION					
COSTOS	44,15%	23,69%	17,49%	10,93%	11,93%
ESTADO	25,49%	26,21%	26,31%	24,26%	36,73%
EMPRESAS	30,36%	50,10%	56,20%	64,81%	51,34%
	1	1	1	1	1

La última columna analiza la situación, luego de la reforma legal que redistribuye las ganancias, producto del alto precio del crudo. Estas cifras nos indican que aún con las reformas legales, la participación en las rentas de las empresa extranjeras es alta, y por lo tanto muestra la relevancia de mantener la discusión sobre formas contractuales.

### Incluyendo a Petroecuador en el análisis

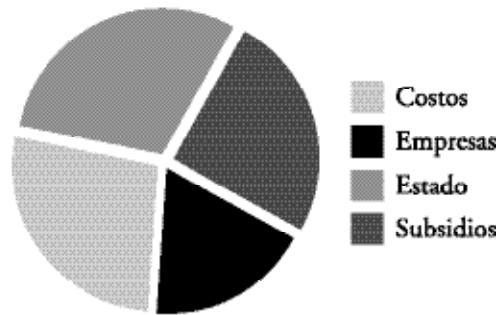
Pero esta perspectiva no sería completa sino incluyéramos a Petroecuador en el análisis, y para hacerlo también nos encontramos con dificultades. Se presentan problemas con las cifras. La variable más importante es el costo de producción. Pero la información a la que hemos accedido utiliza un solo costo promedio, y aparentemente fijado administrativamente. De igual manera, los precios a los cuales Petroecuador vende su crudo, no son siempre los del mercado, hay un porcentaje importante de las ventas que se realizan a un precio fijo (fijado políticamente). Este es un mecanismo por el cual se transfiere parte del valor del petróleo a los compradores, que en este caso son las entidades refinadoras del petróleo en el Ecuador y los consumidores del mismo. Una estimación de cuál es el peso relativo de este subsidio aparece en el siguiente gráfico.



Aquí podemos observar costos de producción bajos, pero sería un error pensar que se deben a un aumento de la eficiencia. Se trata sobre todo a un proceso de des-inversión. Esto sin embargo, permite mantener ese enorme porcentaje de subsidio en la utilización de la renta petrolera. Tal vez cabe señalar que en el Ecuador la estructura de los subsidios, y en especial el subsidio a la gasolina, es un subsidio regresivo, es decir, que beneficia más a los que más tienen.

Si integramos el análisis de la distribución total de la renta petrolera, tenemos una primera estimación que se observa en el gráfico siguiente:

Gráfico No. 11  
Estimación de la distribución total del valor del petróleo - 2003

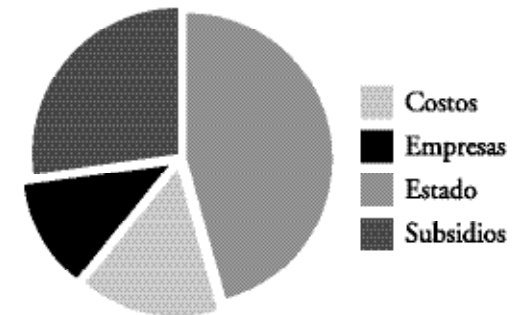


Estos datos nos enfrentan a cual es el uso que estamos dando a nuestra riqueza petrolera. Un monto de costos de producción que deberíamos preguntarnos si lo estamos usando realmente bien para generar una capacidad productiva, eficiencia técnicas y altos estándares en las actividades hidrocarburíferas. Un porcentaje nada despreciable para las compañías, un monto muy fuerte para mantener precios de combustibles baratos beneficiando sobre todo a las clases medias y altas pero también favoreciendo la ineficiencia energética en nuestra economía. Por último un remanente para el Estado, cuyo uso y administración es tema de otro debate.

El gráfico que presentamos, sin lugar a dudas, ha cambiado con los nuevos precios del petróleo y determinarán la reducción del porcentaje de los costos. Probablemente los efectos inversos del aumento de precios y los cambios legales mantengan parecida la participación de las compañías, los subsidios seguirán creciendo, puesto que son la diferencia entre el precio interno y el internacional del petróleo. Una representación de esta estimación probable aparece en el gráfico doce. En este gráfico se está representando el destino estimado del valor de toda la producción petrolera de la Amazonía ecuatoriana. Es decir, incluye tanto la producción de las empresas privadas como de Petroecuador.

De todas maneras, creemos que contribuye a preguntarnos sobre cómo están administrando este recurso que es nuestro, pero también de nuestros hijos y nietos.

Gráfico No. 12  
Estimación probable de la actual distribución del valor del petróleo



## Conclusiones

Creemos que a lo largo de esta aproximación se hacen evidentes varias necesidades urgentes. La resumimos de la siguiente manera.

Necesidad de mejorar sustancialmente el sistema de reporte al pueblo ecuatoriano sobre lo que sucede con los campos petroleros que le pertenecen a éste. Este sistema debería, a nuestro juicio tener algunas características. En primer lugar debería ser estandarizado de manera que sean fáciles y oportuna, las comparaciones. En segundo lugar debería ser un sistema lo menos tecnocrático posible, diseñado para que el dueño del recurso (el ciudadano común y corriente), pueda entender lo que pasa y formarse sus propias opiniones. Por último, consideramos que este sistema debe aclarar lo que sucede con todo aquel monto de valor que no es ni utilidad, ni costo, ni participación del estado y que hemos llamado remanente.

El tema de las modalidades de contratación petrolera, no está resuelto. Hay buenas razones para propender a un conversión a los contratos de prestación de servicios. Este es un tema que debería ser motivo de discusión.

Pero el punto anterior presupone haber tomado una opción en el sentido de que nos interesa la inversión privada en la actividad hidrocarbúfera. Las razones para ello son varias, desde el aporte de capital hasta las debilidades de Petroecuador. Sin embargo es clara la necesidad de los parámetros claros y explícitos dentro de los cuales esa inversión es considerada como conveniente.

En el diseño de las políticas petroleras aparecen varios elementos que requieren atención urgente y el diseño de estrategias adecuadas. Creemos que hay tres preguntas que pueden guiar estas líneas de acción: ¿Cómo crear las condiciones para que las negociaciones de los márgenes y costos por capacidad gerencial y técnica no sean especulativos, y correspondan a su valor real? Esto implica desde nuestro punto de vista, dos líneas de acción. La primera lograr un nivel adecuado de eficiencia en Petroecuador, y en segundo lugar crear mecanismos de competencia real transparente en el mercado de los servicios petroleros.

Es necesario además incorporar en los criterios de negociación, de una manera adecuada, el tema de las externalidades, sociales y ambientales, adicionalmente es necesario pensar cómo maximizar los beneficios socia-

les y productivos del importante rubro de los costos de la producción? ¿Cómo maximizar el empleo generado? ¿La estabilidad del mismo? ¿La capacidad técnica desarrollada? ¿La capacidad gerencial? Un objetivo estratégico, en este sentido debería ser que las empresas ecuatorianas den servicios a la industria petrolera para que estén en condiciones de competir en mercados fuera del Ecuador.

Cómo estimular el rol empresarial productivo en el sector petrolero y cómo desincentivar el empresariado especulativo.

Desde el punto de vista específico de las Ciencias Sociales se hace evidente que éstas también tienen una deuda con el país, y ésta se refiere que ha aportado poco a la aclaración de temas como los siguientes: ¿Cuáles son las dinámicas sociales, del proceso de producción misma del petróleo? (Esto implica ir más allá del problema que parece haber obsesionado a las Ciencias Sociales sobre la distribución de la renta). Cómo abordar y comprender los efectos en las estructuras gerenciales y empresariales son otros de los temas que nos parecen que requieren atención urgente.

Por otra parte nos parece que no existe la posibilidad de hablar de una política petrolera en el país sino se aborda el tema de los subsidios. Esta es una fuente de transferencia de riqueza a manos privadas tanto o más importante que las formas actuales de contratación petrolera.

## Bibliografía

- Gordillo, Ramiro (2003). *¿El oro del diablo? Ecuador: historia del petróleo*. Biblioteca General de Cultura. Quito: Corporación Editora Nacional.
- Llanes S Henry (2006). *Oxy contratos Petroleros. Inequidad en la distribución de la producción*. Quito: Imprenta Silva.
- Revista Gestión (2005). No.136, octubre. Quito: Dinediciones
- Unidad de Administración de Contratos Petroleros (2004). *Evaluación de los contratos petroleros en el Ecuador*. Documento interno.

### Otras fuentes de información y páginas Web consultadas

Cano, Diego, Villavicencio Fernando, Jaácome Francisco. FETRAPEC:  
Petróleo: Desarrollo y Dependencia:  
<http://www.cte-ecuador.Org/pdf/PETROLEO%20DESARROLLO%20%20DEPENDENCIA.ppt>  
Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales, ILDIS. 2005.  
Economía Ecuatoriana en Cifras, 1972-2005, en  
<http://www.ildis.org.ec/estadisticas/estadisticas.htm>  
US. Department of Energy, Energy Information Administration. Oficial  
Energy Statistics from the US Government, en  
<http://www.eia.doe.gov/>

Petroecuador  
Unidad de administración de contratos petroleros  
Departamento de estadística  
Federación Nacional de Trabajadores Petroleros  
Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH.  
Departamento de Estadística  
Unidad de contratos petroleros  
Ministerio de Energía y Minas del Ecuador  
Servicio de Rentas Internas  
Petrobrás  
Encana  
TECPECUADOR  
Perezco  
City Investing Company

### Anexo No. 1 Ley de Régimen Tributario Interno

De acuerdo a la Ley de Régimen Tributario Interno, las empresas petroleras deben pagar el 44,4% correspondiente al impuesto a la renta, la cual constituye la tarifa única aplicada en este sector. Sin embargo, si los ingresos obtenidos por las compañías privadas son reinvertidos en el Ecuador, se aplica una tarifa del 25% sobre el monto de utilidades que corresponden a la reinversión.

Se considera como ingreso gravable de las contratistas todo pago hecho por Petroecuador por los servicios contratados a ellas, que no incluya inversiones, costos y gastos de operación de las empresas privadas. La ley también incorpora como deducciones del ingreso bruto que es gravado, la participación laboral y el 1% destinado a la investigación en el sector petrolero que recibe la empresa estatal ecuatoriana y que deben ser pagados por las contratistas.

Adicionalmente se prevé la aplicación de un gravamen adicional a la actividad petrolera y que se establece a partir del volumen de producción diario promedio de las compañías privadas.

Si la producción diaria promedio de las contratistas se ubica por debajo de los 30.000 barriles de petróleo, no pagan el gravamen adicional. Si la producción diaria promedio supera este nivel, la contratista debe cancelar un gravamen básico del 3% del valor de la producción adicional más 1% por cada 10.000 barriles diarios promedio adicionales a los 30.000 barriles considerados como límite inferior, hasta llegar a un gravamen máximo del 30%. Sin embargo, se excluyen de esta obligación a todos los contratistas que hayan descubierto yacimientos de crudos de baja calidad, es decir aquellos que posean un grado API menor a 15.

Las compañías mixtas y las que participan en contratos de obras o servicios específicos pagan los tributos establecidos en la Ley de Régimen Tributario Interno. Adicionalmente, todo ingreso que se genere por cesiones o transferencias de las concesiones de explotación hidrocarburífera aplicadas a los diferentes bloques o campos petroleros es sujeto de un impuesto único y definitivo que alcanza la tarifa del 86%.



## Anexo No. 2

## Contratistas privadas en el Ecuador

El siguiente cuadro presenta la información sobre las contratistas privadas que han operado en los diferentes bloques petroleros del Ecuador. La información hace referencia a la operadora anterior, en caso de que el bloque haya sido traspasado de una compañía a otra, y la operadora actual. Adicionalmente se incluyen los porcentajes de participación para cada compañía privada que haya conformado un consorcio para la explotación de crudo.

Cuadro 23. Contratistas anteriores y actuales de los bloques petroleros del Ecuador					
Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Tarapoa	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
18 B-Fanny	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
Mariann 4-A	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
Bloque 10	Agip Oil Ecuador	Agip Oil Ecuador	100%	Arco Oriente Inc.	45%
				Agip (Overseas) Limited	30%
				Denison Mines Limited	25%
Charapa	Bellwether International	Rio Alto Resources	90%	Tecnipetrol Inc.	50%
Bloque 24	Burlington Resources	Tecnipetrol Inc.	10%	Bellwether	50%
		Burlington Resources Limited	50%	International Arco Oriente Inc.	100%
Bloque 1	Canada Grande	Canada Grande Limited	50%	Tripetrol Exploration and Production Company CGC	100%
		Tripetrol Exploration	50%		
Bloque 23	Compañía General de Combustibles (CGC)	Burlington Resources Limited CGC	50%	Petrolera Argentina San Jorge S.A.	50%

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Bloque 27	City Oriente Limited	Condor Petroleum Company Inc.	100%	City Oriente Limited	100%
Bloque 11	CNPC International	CNPC International	100%	Petrolera Santa Fé (Ecuador) Limitada	35%
	(Amazon) Limited.	(Amazon) Limited.		Nippon Oil Exploration (Ecuador) Inc.	30%
				Yukong Limited	21%
Bloque 18	EcuadorTLC	EcuadorTLC	70%	Amoco del Ecuador B.V.	100%
		Cayman Internacional	18%		
		Petromanabí	12%		
Bloque 14	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	75%	ELF Hydrocarbures Equateur	40%
		Repsol YPF	25%	Petrobras International S.A., Braspetro	35%
				YPF S.A.	25%
Bloque 17	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	70%	Vintage Oil Ecuador S.A.	30%
		Overseas Petroleum and Investing	30%	Petrobras International S.A., Braspetro	40%
		Overseas Petroleum and Investing	30%	Overseas Petroleum and Investing	30%
Shiripuno	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	100%	ELF Hydrocarbures Equateur	100%
Bloque 15	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Limoncocha	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%
Eden Yuturi	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%
Bloque 21	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	ORYX	50%
		Burlington Resources	37,5%	Santa Fé Minerales	17,5%
		Preussag Energie International GMBH	17,5%	Sociedad Internacional Petrolera	17,5%
				CLAPSA	15%
Bloque 7	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	KERR McGEE Ecuador Energy Corp.	50%
		Burlington Resources	30%	Preussag Energie International GMBH	25%
		Preussag Energie International GMBH	25%	Sociedad Internacional Petrolera	10%
				CLAPSA	15%
Coca Payamino	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	KERR McGEE Ecuador Energy C.	
		Burlington Resources	30%		
		Preussag Energie International GMBH	25%		
Bloque 31	Petrobras	Petrobras Energia Ecuador		Perez Companc S.A.	100%
Tiguino	Petrobell	Rio Alto Exploration Ltd.	70%	Petrocol	25%

Características de los contratos petroleros

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
		Granthminin S.A.	30%	CPVEN	25%
				IECONSA	10%
				Grantmining	40%
Pindo	Petróleos Sudamericanos	Petróleos Sudamericanos	50%	Petróleos Sudamericanos	50%
		PETRORIVA S.A	40%	PETRORIVA S.A	40%
		FOSFORO-COMP	10%	FOSFORO-COMP	10%
Palanda Yuca Sur	Petróleos Sudamericanos	Petróleos Sudamericanos	50%	Petróleos Sudamericanos	50%
		PETRORIVA S.A	40%	PETRORIVA S.A	40%
		FOSFORO-COMP	10%	FOSFORO-COMP	10%
Bloque 16	Repsol YPF	Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	10%
Bogi Caprion	Repsol YPF	Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
		Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	19%

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
		Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
Tivacuno	Repsol YPF	Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	10%
		Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
Bermejo	TECPECUA-DOR	TECPECUA-DOR (TECPETROL S.A.)	100%	TECPECUADOR (TECPETROL S.A.)	100%
Bloque 28	TRIPETROL	Tripetrol Holdings Inc.	100%	Tripetrol Holdings Inc.	100%
Bloque 19	Vintage	Triton Ecuador Inc	100%	Triton Ecuador Inc	100%
Mauro Dávalos	Sociedad Internacional	Sociedad Internacional	100%	Sociedad Internacional	100%
Cordero	Petrolera (filial de ENAP)	Petrolera (filial de ENAP)		Petrolera (filial de ENAP)	
Paraiso, Biguno,	Sociedad Internacional	Sociedad Internacional	100%	Sociedad Internacional	100%
Huachito	Petrolera (filial de ENAP)	Petrolera (filial de ENAP)		Petrolera (filial de ENAP)	

Características de los contratos petroleros

Anexo No. 3

Adicionalmente, se presentan los datos históricos del precio del petróleo ecuatoriano (crudo Oriente) durante el período 1972-2005.

Año	Precio	Año	Precio	Año	Precio
1972	2.50	1984	27.50	1995	14.83
1973	4.20	1985	25.90	1996	18.02
1974	13.70	1986	12.70	1997	15.45
1975	11.50	1987	16.40	1998	9.20
1976	11.50	1988	12.50	1999	15.50
1977	13.00	1989	16.20	2000	24.87
1978	12.50	1990	20.30	2001	19.16
1979	23.50	1991	16.22	2002	21.82
1980	35.30	1992	16.81	2003	25.66
1981	34.50	1993	14.42	2004	30.13
1982	32.80	1994	13.68	2005	40.88
1983	28.10	Fuente: Ildis, 2005			

## Anexo No. 4

Estimación de distribución de recursos 1995 2002

## 1. Contratos de participación

	TARAPOA	Bloque 7	Bloque 14	Bloque 15
VBP	1.179.598.614	120.332.743	88.539.348	627.293.691
COSTOS	218.433.000	57.207.000	53.740.000	290.109.000
PARTICIPACION ESTADO	337.183.820	24.344.534	23.007.832	172.212.321
TRANSPORTE	77.029.245	6.709.434	6.732.428	24.390.613
UTILIDADES NETAS	113.503.459	8.202.482	34.499	1.571.494
IMPUESTOS	47.293.108	3.417.701	14.375	554.789
PARTICIPACION TRABAJAD	28.375.865	2.050.621	8.625	392.873
REMANENTE	357.780.119	8.400.971	6.001.590	187.962.602
TOTAL ESTADO	384.476.928	27.762.235	23.022.206	172.867.110
TOTAL EMPRESA	471.283.577	16.503.454	6.036.089	159.534.095
TOTAL COSTOS	323.838.109	75.967.054	59.481.053	294.992.466
VBP	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
COSTOS	18,52%	55,85%	60,70%	41,47%
PARTICIPACION ESTADO	28,58%	20,23%	25,99%	27,45%
TRANSPORTE	6,53%	5,58%	6,47%	3,89%
UTILIDADES NETAS	9,82%	6,82%	0,04%	0,25%
IMPUESTOS	4,01%	2,84%	0,02%	0,10%
PARTICIPACION TRABAJAD	2,41%	1,70%	0,01%	0,06%
REMANENTE	30,33%	6,98%	6,78%	26,78%
TOTAL ESTADO	32,59%	23,07%	26,00%	27,56%
TOTAL EMPRESA	39,95%	13,80%	6,82%	27,03%
COSTOS	27,45%	63,13%	67,18%	45,42%
	Bloque 16	Bloque 17	Bloque 27	
VBP	1.186.387.716	25.843.021	39.478.635	
COSTOS	556.167.915	25.269.000	24.201.000	
PARTICIPACION ESTADO	212.244.200	3.230.378	9.319.813	
TRANSPORTE	88.291.331	1.658.426	2.628.485	
UTILIDADES NETAS	173.735	34.489	0	
IMPUESTOS	72.389	14.371	0	
PARTICIPACION TRABAJADORES	43.434	8.622	0	
REMANENTE	329.394.712	-4.372.265	3.329.337	
TOTAL ESTADO	212.316.590	3.244.748	9.319.813	
TOTAL EMPRESA	329.568.447	-4.337.775	3.329.337	
TOTAL COSTOS	644.502.679	26.936.048	26.829.485	
VBP	100,00%	100,00%	100,00%	
COSTOS	46,88%	97,78%	61,30%	
PARTICIPACION ESTADO	17,89%	12,50%	23,61%	
TRANSPORTE	7,44%	6,42%	6,66%	
UTILIDADES NETAS	0,01%	0,13%	0,00%	
IMPUESTOS	0,01%	0,06%	0,00%	
PARTICIPACION TRABAJADORES	0,00%	0,03%	0,00%	
REMANENTE	27,76%	-16,92%	8,43%	
TOTAL ESTADO	17,90%	12,56%	23,61%	
TOTAL EMPRESA	27,78%	-16,79%	8,43%	
COSTOS	54,32%	104,23%	67,96%	

## 2. Contratos de campos marginales

	Bermejo	Pindo	Tiguino
VBP	248.704.750	60.149.442	78.251.399
Costos	29.634.000	16.017.000	15.711.000
Participación Estado	183.054.536	42.161.224	49.038.312
Transporte	11.275.647	4.111.748	4.934.304
Utilidades netas	142.421	0	0
Impuestos	59.342	0	0
Particip. trabaj.	35.605	0	0
Remanente	24.503.200	-2.140.530	8.567.784
Total Estado	183.113.878	42.161.224	49.038.312
Total Empresa	24.645.620	-2.140.530	8.567.784
	40.945.252	20.128.748	20.645.304
VBP	100%	100%	100%
Costos	11.92%	26.63%	20.08%
Participación Estado	73.60%	70.09%	62.67%
Transporte 4.53%	6.84%	6.31%	
Utilidades netas	0.06%	0.00%	0.00%
Impuestos	0.02%	0.00%	0.00%
Particip. trabaj.	0.01%	0.00%	0.00%
Remanente	9.85%	-3.56%	10.95%
Total Estado	73.63%	70.09%	62.67%
Total Empresa	9.91%	-3.56%	10.95%
Costos	16.46%	33.46%	26.38%

3. Contratos de prestación de servicios

	Bloque 10
VBP	663.212.524
Costos	204.880.719
Participación Estado	329.483.980
Transporte	21.937.965
Utilidades netas	64.145.916
Impuestos	26.727.465
Particip. trabajadores	16.036.479
Remanente	0
Total Estado	356.211.445
Total Empresa	64.145.916
Total costos	242.855.162
VBP	100%
Costos	30.89%
Participación Estado	49.68%
Transporte	3.31%
Utilidades netas	9.67%

4. Contratos de campos marginales

	TABOFOCA	Bloque 7	Bloque 14	Bloque 15	Bloque 16	Bloque 17	Bloque 27
VBP	1.179.590.614	120.302.743	08.539.348	627.293.091	1.106.507.716	29.043.021	9.319.813
COSTOS	278.433.000	67.207.000	51.740.000	780.109.000	556.457.915	25.269.000	24.201.000
PARTICIPACION ESTADO	337.003.000	24.344.514	21.000.000	172.212.371	212.244.200	3.230.378	9.319.813
TRANSPORTE	77.029.245	6.709.434	5.737.428	24.390.513	68.231.331	1.658.426	2.628.489
UTILIDADES NETAS	143.501.496	8.207.482	31.498	1.571.484	473.726	34.488	0
IMPUESTOS	47.293.108	3.417.701	14.375	634.789	17.389	14.371	0
PARTEICIPACION TRABAJAD	28.175.805	2.050.621	8.625	392.873	43.434	8.622	0
REMANENTE	257.780.149	8.480.971	4.001.598	167.862.802	329.344.712	4.372.285	3.529.337
TOTAL ESTADO	384.476.928	27.762.225	23.027.208	172.867.110	212.316.590	3.244.748	9.319.813
TOTAL EMPRESA	471.283.577	16.603.454	4.026.089	169.534.095	329.568.417	4.337.775	3.529.337
TOTAL COSTOS	123.838.109	75.967.054	59.487.051	784.492.486	644.502.879	26.938.018	26.829.485
VBP	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
COSTOS	18.52%	54.80%	60.00%	41.47%	46.08%	97.10%	61.30%
PARTICIPACION ESTADO	28.59%	20.21%	25.09%	27.45%	17.89%	12.50%	23.51%
TRANSPORTE	6.53%	5.59%	6.47%	3.89%	7.44%	6.42%	6.66%
UTILIDADES NETAS	9.63%	6.80%	0.04%	0.25%	0.01%	0.13%	0.00%
IMPUESTOS	4.01%	2.84%	0.02%	0.10%	0.01%	0.06%	0.00%
PARTEICIPACION TRABAJAD	2.41%	1.70%	0.01%	0.06%	0.08%	0.03%	0.00%
REMANENTE	20.33%	6.98%	6.28%	26.78%	27.26%	16.92%	8.13%
TOTAL ESTADO	32.99%	23.07%	26.00%	27.56%	17.90%	12.56%	23.51%
TOTAL EMPRESA	39.65%	13.80%	6.83%	27.43%	27.79%	16.79%	8.13%
COSTOS	27.89%	63.13%	67.18%	45.42%	54.32%	104.23%	67.96%