

Resumen Ejecutivo

Las reformas a la Ley de Hidrocarburos, que norman la distribución de los contratos de participación petrolera, así como la declaratoria de la caducidad, del contrato celebrado con la empresa Occidental, para la exploración y extracción de crudo en la amazonía del país, generarían para el Estado, durante el año 2006 USD 863 millones adicionales, a los ingresos presupuestados para este año; y, a partir del 2007, cada año se recibirían USD 1254 millones adicionales, por estos mismos conceptos.

En estos cálculos, se ha asumido que Petroecuador incurriría en los mismos costos operativos, y que realizaría todas las inversiones previstas por la Occidental. Así mismo, se ha considerado una reducción en la recaudación tributaria en el impuesto a la renta, que el Estado dejaría de percibir. Estas estimaciones se sintetizan en la siguiente tabla.

Beneficio neto Estado

Descripción	2006	2007
+ Ley 50%	374.6	583.2
+ Caducidad Occidental	588.3	883.0
- Reducción impuesto a la renta Ley 50%	27.0	66.0
- Reducción impuesto a la renta Occidental	73.0	146.0
Total	862.9	1,254.2

Resulta de fundamental importancia, acordar el mejor destino técnico para la utilización de estos recursos adicionales, y sobre esta definición levantar la institucionalidad requerida para tal efecto.

Varias alternativas legítimas de uso de estos recursos han sido formuladas; sin embargo, la opinión del Banco Central del Ecuador, es que estos recursos se deberían utilizar en proyectos de inversión, con efectos positivos sobre el conjunto de la actividad económica y que permitan entrar en él círculo virtuoso del crecimiento, empleo y desarrollo. Bajo este criterio, obviamente aparece en primera línea la urgente y estratégica necesidad de la generación hidroeléctrica; no solo por su impacto directo sobre la generación de empleo inmediato y los encadenamientos de la propia construcción sobre el resto de actividades productivas; sino, y además por sus efectos sobre la estructura de costos de estas actividades, una vez puesta en operación de la central. Con un incremento en la generación hidroeléctrica de 1,200 Megavatios, el crecimiento adicional del PIB alcanzaría un 2.8% (al finalizar el proyecto), con la consecuente disminución del desempleo. La balanza comercial

mejoraría, con un crecimiento de las exportaciones entre un 3.9% y un 4.3%. El consumo de los hogares se incrementaría en casi un 2% y existirían presiones para que los precios disminuyan dada la reducción en los costos de producción de las empresas.

En cuanto a las cuentas externas de la Nación; ni la Reforma a la Ley de Hidrocarburos, ni la caducidad del contrato con la Occidental, se estima alterarían el volumen total de exportación petrolera para los años 2006 y 2007, con respecto a la programación original, pues, únicamente existiría una recomposición de los niveles de exportación entre las compañías privadas y la empresa estatal “Petroecuador”. En cuanto a la inversión extranjera directa, se prevé una reducción durante el 2006 por el monto total de lo que la empresa tenía presupuestado (aproximadamente USD 234 millones), y, en el 2007, de aproximadamente USD 350 millones. Sin embargo, si bien existiría una reducción de la inversión extranjera directa, ésta debería ser compensada con inversión a cargo de Petroecuador, con el fin de mantener el nivel de producción previsto. Por otro lado, el Estado que es ahora beneficiario de gran parte de la renta petrolera de las empresas privadas extranjeras, y por lo tanto, se esperaría que, por lo menos en el corto plazo, se acumulen divisas en la Reserva Internacional de Libre Disponibilidad - RILD.

De otra parte, se podría esperar una eventual eliminación de las preferencias arancelarias que el país mantiene en algunos rubros de exportación, con los Estados Unidos. Bajo un escenario de esta naturaleza se ha determinado que de suspenderse todas las preferencias unilaterales otorgadas por los Estados Unidos, el número de partidas afectadas, en el peor escenario, representaría, el 80% del comercio con ese país; sin embargo, un poco menos del 90% del valor de este comercio, corresponde a exportaciones de petróleo crudo; que, en principio no sería alterado con una decisión de esta naturaleza. Del 10% restante existe una alta concentración en pocos sectores productivos (en el sector floricultor, por ejemplo se concentra cerca del 58% del valor del resto de las exportaciones a los USA).

Se estima que si en el año 2007, se eliminaran los beneficios arancelarios (ATPDA y SGP ¹), por parte de Estados Unidos hacia el Ecuador, el sector privado exportador (no petrolero), tendría que incurrir en aproximadamente USD 31 millones, de costos arancelarios adicionales; en caso que el gobierno estadounidense, extienda al Ecuador el SGP, este costo sería aún menor.

Contar con recursos petroleros adicionales, constituye una oportunidad única, para efectuar reformas estructurales que mejoren la productividad y competitividad de la

¹ Ley de Promoción Comercial Andina y Erradicación de la Droga” (ATPDEA, por sus siglas en Inglés), y el SGP es el Sistema Generalizado de Preferencias.

economía nacional; además de fomentar un crecimiento sostenido y equitativo de largo plazo.

Cabe advertir que el uso de estos recursos en gastos corrientes, beneficiaría únicamente a un sector reducido de los ecuatorianos y no proporcionaría dinamismo a la economía. Por ejemplo, si la totalidad de los recursos adicionales (USD 1254 millones), se utilizaría para financiar incremento de gasto corriente, la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), mejoraría en apenas 0.33%. El impacto más significativo en este escenario, estaría en sus consecuencias inflacionarias, pues se registraría un aumento de los precios de un 4.5% adicional a la proyección de inflación. Es decir, si la meta inflacionaria para el año 2007, es de 3%, la aplicación de esta política de gasto, incrementaría los precios en un 7.5% durante ese año.

Lo anterior, refuerza la propuesta que los ingresos adicionales que recibiría el Gobierno, deberían destinarse a proyectos de inversión, en lugar de aumentos en el gasto corriente. Por este motivo, el Banco Central del Ecuador, considera imperativo crear mecanismos jurídicos para blindar estos recursos, y garantizar su uso adecuado.

INFORME BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

Efectos Macroeconómicos de los Ingresos Petroleros Generados por la Reforma Legal en el Sector Petrolero y la Explotación a Cargo del Estado del Bloque 15.

Antecedentes:

En el Registro Oficial No. 257 de 25 de abril de 2006, se publicó la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos, en virtud de la cual, se incorporó en la Ley de Hidrocarburos un principio de equilibrio económico financiero que permitirá al Estado ecuatoriano obtener ingresos extraordinarios por el alza del precio del crudo en el mercado internacional.

El 16 de Mayo de 2006, el Gobierno del Ecuador, declaró la caducidad del contrato celebrado con la empresa Occidental, para la exploración y extracción de crudo en la amazonía del país.² Hasta esta fecha, la empresa Occidental, manejaba la explotación de hidrocarburos en el Bloque 15, cuya producción durante los primeros cuatro meses de 2006, se ubicó en aproximadamente 100,3 mil barriles diarios. La participación en la producción del Estado (27%), y la compañía privada (73%) estuvo fijada de acuerdo a los términos del contrato de participación y en los respectivos convenios de explotación unificada (ver Cuadro 1). La caducidad de este contrato implica que, a partir de esa fecha, todos los activos que pertenecían a la empresa Occidental se transfieran al Estado, y de igual manera, éste se convierta en el único beneficiario de la producción del Bloque 15.

Beneficio fiscal de la operación del Bloque 15.-

Según la planificación realizada por la transnacional, la producción del Bloque 15, ascendería a 36.6 millones de barriles en el 2006. Bajo el supuesto que Petroecuador tenga la capacidad operativa para administrar eficientemente las instalaciones de los campos revertidos, los volúmenes de producción, deberían ser similares a los previstos por Occidental.

Sin embargo, para que Petroecuador pueda mantener los niveles de producción antes mencionados, la empresa estatal debería tener la facultad de realizar inversiones (USD 123 millones) y gastos operativos (USD 225 millones) anuales, similares a los previstos inicialmente por Occidental (ver cuadro 2). De acuerdo a

² El primer contrato de Occidental con el Estado para la operación del Bloque 15, se firmó en enero de 1985, bajo la modalidad de Prestación de Servicios, y fue modificado en mayo del 2000, a la modalidad de Participación con una fecha de vigencia de julio de 2019. El Convenio de Explotación Unificada del Campo Limoncocha, se suscribió el 18 de mayo de 1993 y se modificó conjuntamente con el Contrato principal para el Bloque 15; en mayo del 2000, con una fecha de vigencia de julio de 2012. El Convenio de Explotación unificada para el campo Edén – Yuturi, se firmó conjuntamente con el Contrato de Participación del Bloque 15, en mayo del 2000, y tuvo igual fecha de vigencia, es decir, julio de 2019.

estos datos, el costo operativo por barril, llegaría a USD 6.2 por barril, y se debería presupuestar 3.4 USD por barril adicionales para realizar las inversiones requeridas para mantener el nivel de producción actual.³

Se ha estimado que el precio de exportación de crudo, proveniente del Bloque 15, se ubique en USD 47.5 por barril en 2006 y 2007, respectivamente.⁴ Por lo tanto, se esperaría que luego de la caducidad del contrato con la transnacional, el Estado reciba, al menos, USD 883 millones adicionales de ingresos petroleros por año (ver cuadro 3).

El incremento de los ingresos fiscales petroleros es significativo. Sin embargo, es necesario analizar también los cambios en las contribuciones tributarias que efectuaba la transnacional. En cuanto a las recaudaciones de IVA e ICE, se estima que no se registrarían sacrificios en la recaudación, bajo el supuesto de que las actividades productivas inicialmente planificadas por la Occidental seguirían siendo ejecutadas por Petroecuador, o por cualquier empresa privada. La ejecución del mismo nivel de actividades, demandaría la adquisición de bienes y servicios gravados con estos impuestos, que de todos modos serían pagados por la empresa que corresponda. Por otro lado, durante el año 2005, la empresa Occidental, pagó por impuesto a la renta aproximadamente USD 146 millones, monto que se dejará de percibir a partir de la fecha de caducidad del contrato. Por este motivo, la “ganancia” fiscal neta de la caducidad del contrato, ascendería únicamente a USD 737 millones (883 – 146) por año.

En el marco del análisis anterior, es necesario examinar además, los efectos que se esperan por la modificación a los contratos de participación en el sector petrolero (Ley 50 / 50). Se estima que por este concepto el Estado recibiría significativos ingresos adicionales, no presupuestados que ascenderían a USD 375 en 2006 y a USD 583 en 2007. Una vez considerada la reducción de ingresos tributarios, el incremento anual neto de ingresos representaría aproximadamente USD 517 millones por año (a partir de 2007). Cabe señalar que estas cifras se elaboraron sobre la base de la Ley Reformativa, publicada en el Registro Oficial No. 257 de 25 de abril de 2006 y no considera las normas secundarias de aplicación que se lleguen a incorporar a nivel del Reglamento a dicho cuerpo legal.

En la siguiente tabla, se presenta un resumen del aumento de los ingresos petroleros previstos para el 2006 y 2007.

³ En este monto, no se considera el costo del transporte por el SOTE.

⁴ Los precios de exportación del crudo del Bloque 15 y sus campos compartidos se lo estimó tomando en cuenta la relación de precios entre el crudo total exportado durante el 2005 y el crudo que exportó Occidental, así como la proyección de los precios para el crudo ecuatoriano que se hizo en forma conjunta entre el Banco Central del Ecuador y el Ministerio de Economía y Finanzas para los años 2006 y 2007. Mediante esta metodología se obtuvo que el precio estimado de exportación para el petróleo de estas áreas será de USD 47.50/bl para los años indicados.

Beneficio neto Estado

Descripción	2006	2007
+ Ley 50%	374.6	583.2
+ Caducidad Occidental	588.3	883.0
- Reducción impuesto a la renta Ley 50%	27.0	66.0
- Reducción impuesto a la renta Occidental	73.0	146.0
Total	862.9	1,254.2

El Estado cuenta entonces con más de USD 1200 millones anuales. Cabe mencionar que estos montos, dependen altamente del precio efectivo de exportación de crudo. Es así que por cada dólar de incremento en el precio de exportación de este hidrocarburo, los ingresos adicionales para el fisco, equivale a aproximadamente a USD 41 millones.

Se ha asumido que la totalidad de estos recursos ingresarían a la CEREPS, cuenta que acumularía casi USD 1,500 millones en 2006. Cabe mencionar que se ha considerado que el uso de los recursos de la CEREPS, se realizaría de acuerdo a la presupuestación original.⁵

Petroecuador.-

A pesar de contar con estos ingresos adicionales en el Sector Público no Financiero, Petroecuador evidencia un déficit de alrededor de USD 300 millones en el 2006, y USD 305 millones en el 2007.⁶ Por lo tanto, es necesario determinar, si parte de estos recursos serán utilizados para subsanar las finanzas de la empresa petrolera del país. De ser así, se debe considerar que, los recursos que se otorguen a Petroecuador, para el manejo del Bloque 15, bajo ningún concepto deberían ser utilizados para otras operaciones de esta empresa (por ejemplo, para la importación de derivados). De producirse este evento, se pondría en grave riesgo, la operación eficiente de los campos del Bloque 15.

Sector externo (posibles escenarios ⁷).-

⁵ Los ingresos del CEREPS deberían ser repartidos de acuerdo al marco legal vigente. Sin embargo, se ha tomado los supuestos acerca de los usos del CEREPS acordados conjuntamente con el FMI y del MEF.

⁶ Este déficit se produce principalmente por el alto costo de importación de los derivados de petróleo.

⁷ Dentro de los escenarios analizados, no se prevén contingentes adicionales por parte de Estados Unidos como, por ejemplo, la incautación de buques de transporte de petróleo.

En cuanto a las cuentas externas no se observaría ninguna variación en el volumen total de exportación petrolera para los años 2006 y 2007, con respecto a la programación original, pues, únicamente existiría una recomposición de los niveles de exportación entre las compañías privadas y la empresa estatal "Petroecuador".⁸ En cuanto a la inversión extranjera directa, se prevé una reducción durante el 2006 por el monto total de lo que la empresa Occidental tenía presupuestado (aproximadamente USD 234 millones), y, en el 2007, de aproximadamente USD 350 millones. Sin embargo, si bien existiría una reducción de inversión extranjera directa, ésta debería ser compensada con inversión a cargo de Petroecuador, con el fin de mantener el nivel de producción previsto. Por otro lado, el Estado es ahora beneficiario de gran parte de la renta petrolera de las empresas privadas extranjeras, y por lo tanto, se esperaría que, por lo menos en el corto plazo, se acumulen divisas en la Reserva Internacional de Libre Disponibilidad - RILD.

De otra parte, se esperaría una eventual eliminación de las preferencias arancelarias que el país mantiene en algunos rubros de exportación con los Estados Unidos. Bajo un escenario de esta naturaleza, se ha determinado que de suspenderse todas las preferencias unilaterales otorgadas por Estados Unidos, las partidas afectadas, en el peor escenario, representarían el 80% del comercio con ese país. Sin embargo, la gran mayoría de este monto, corresponde a exportaciones de petróleo crudo, y en el resto de productos, existe una alta concentración en pocos sectores productivos (en el sector floricultor, por ejemplo⁹). Además, las pérdidas por el incremento en estos aranceles externos serían notablemente bajas. De esta manera, se estima que si en el año 2007 se eliminaran los beneficios arancelarios (ATPDA y SGP¹⁰) por parte de Estados Unidos hacia el Ecuador, el sector privado exportador (no petrolero), tendría que incurrir en costos arancelarios adicionales, de aproximadamente USD 31 millones. En caso que el gobierno estadounidense, extienda al Ecuador el SGP, este costo sería aún menor.

En el escenario más pesimista, esto es, si simultáneamente se eliminan el SGP y el ATPDEA, el volumen de comercio afectado, sin tomar en cuenta el petróleo crudo, sería de alrededor de USD 412.4 millones; o el 30% de las exportaciones no petroleras.

Posibles usos y efectos de los ingresos extraordinarios.-

El uso de los USD 1250 millones de ingresos adicionales que se generarían durante el próximo año, tendría distintos impactos en la economía del país. A continuación se analizan cada uno de estos escenarios, si se utilizan estos recursos en: a)

⁸ Cabe mencionar que, en este escenario optimista, se asume que no cambiará el tratamiento especial que Estados Unidos da a las exportaciones ecuatorianas por medio del ATPDA.

⁹ Una vez excluido el petróleo, sólo estos tres productos (camarón, banano y flores) representan el 51% de las exportaciones no petroleras hacia Estados Unidos.

¹⁰ Ley de Promoción Comercial Andina y Erradicación de la Droga" (ATPDEA, por sus siglas en Inglés), y el SGP es el Sistema Generalizado de Preferencias.

refinanciamiento de la deuda externa, b) incremento del gasto corriente del Gobierno Central, y c) aumento del gasto de capital en proyectos de infraestructura. Se ha considerado, además, dentro de estos escenarios la pérdida del ATPDEA.

Refinanciamiento de la deuda externa

En principio se ha determinado que se dispondría de aproximadamente USD 1,200 millones para realizar las operaciones de recompra (que corresponde a los ingresos petroleros adicionales que se obtendrán en el próximo año). La deuda más onerosa que tiene el país, constituye la de los bonos global 2030 y 2012, que al momento devengan una tasa de interés fija de 10% y 12%, respectivamente; entonces, cualquier operación de recompra, es financieramente rentable siempre y cuando el costo de oportunidad de capital para el país, sea superior al 12% y al 10%, respectivamente.

Una alternativa posible, es recomprar el saldo de los bonos global 2012 (USD 510 millones) y con la diferencia (USD 740 millones), recomprar una parte del saldo de los bonos global 2030, que alcanza los USD 2700 millones. La segunda opción consiste en utilizar la totalidad de los USD 1200 millones en la recompra de bonos global 2030. Al comparar el Valor Actual Neto (VAN), de las dos opciones de recompra, se encuentra que es financieramente más rentable, realizar la primera alternativa.

Incremento del gasto corriente ¹¹

Si la totalidad de estos recursos se utilizarían para financiar un incremento de gasto corriente del Gobierno Central (principalmente en sueldos y salarios), la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), mejoraría en apenas 0.33%. El impacto más significativo en este escenario estaría en las consecuencias inflacionarias, pues se registraría un aumento de los precios en la economía de un 4.5% adicional a la proyección de inflación. Es decir, si la meta inflacionaria para el año 2007 es de 3%, la aplicación de esta política de gasto, incrementaría los precios en un 7.5% durante ese año.

Es importante notar que si además se contempla la pérdida de los beneficios que concede la ATPDEA los efectos en términos de precios serían menores. Así, se estima que la inflación para finales del 2007, se situaría en un 6.3%, un nivel alto para una economía dolarizada como la de Ecuador. El impacto de la pérdida de los beneficios del ATPDEA implicaría también un distinto aporte al crecimiento económico que en este caso sería del orden del 0.16% (en lugar del 0.33%).

¹¹ Las estimaciones de estos escenarios se han realizado sobre la base del Modelo Ecuatoriano de Equilibrio General Aplicado.

Efectos de un incremento de 1,200 millones de Gasto Corriente en el sector real.-

	Incremento del gasto (1.200 Mill USD)	Sin ATPDEA
<i>Aporte a la tasa de crecimiento</i>		
PIB	0.33 %	0.16 %
<i>Tasa de Crecimiento</i>		
Importaciones	4.7 %	3.0 %
BC	Deterioro	Deterioro
Consumo	0.68%	0.1%
Inflación	7.5	6.3

*Incremento del gasto de capital*¹²

En este escenario se asume que la totalidad de los recursos adicionales, se invertirían en infraestructura para el sector eléctrico. Para medir el efecto en el corto plazo de este escenario, se considera que solo un 30% del total de recursos adicionales (400 Mill USD), puede hacerse efectivo (la simulación supone un incremento del sector construcción). En el corto plazo, el aporte al crecimiento alcanzaría cerca de un punto porcentual; mientras que los precios experimentarían una caída de 1.7% (ya incluida la posible pérdida del ATPDEA). Este escenario merece una especial atención, pues pese a que la pérdida del ATPDEA, hace retroceder las exportaciones y las importaciones del país, en 2.3% y 1.6% respectivamente, los encadenamientos que implica el sector de la construcción, permiten que nuestra balanza comercial no sufra mayores modificaciones. En el escenario de corto plazo el consumo de los hogares no tendría una variación significativa.

El escenario de largo plazo, es el más favorable para la economía ecuatoriana. En el largo plazo, la inversión aumenta el volumen de producción eléctrica, y permite una reducción de las tarifas, la que mejora la competitividad del país en otros sectores productivos. El crecimiento del PIB alcanzaría un 2.8% adicional en este caso y un 2.77% si se pierde el ATPDEA. El escenario de inversión es el único que

¹² Las estimaciones de estos escenarios se han realizado sobre la base del Modelo Ecuatoriano de Equilibrio General Aplicado.

arroja resultados en los que la balanza comercial mejora, el crecimiento de las exportaciones se encontraría en un rango entre un 4.3% y un 3.9%, dependiendo si se mantiene o no el ATPDEA. En el largo plazo el consumo de los hogares se incrementaría en casi un 2% y los precios podrían caer en un nivel cercano al 2%.

Efectos de un incremento de 1,200 millones de Gasto de Capital en el sector real.-

	Corto Plazo <small>(400 mil en Construcción)</small>	Largo Plazo	Largo plazo Sin ATPDEA
<i>Aporte a la tasa de crecimiento</i>			
PIB	0.77 %	2.8 %	2.77%
<i>Tasa de Crecimiento</i>			
Exportaciones	-2.3 %	4.3 %	3.9%
BC	Sin cambio	Mejora	Mejora
Consumo	0.74%	1.96%	1.87%
Δ Inflación	-1.7	-2.9	-2.11

Proyecto de Ley para la utilización de estos recursos extraordinarios.-

Es evidente, del análisis de los escenarios planteados, que los ingresos adicionales del Gobierno se los debería destinar a proyectos de inversión, en lugar de incrementos en el gasto corriente. Por este motivo, el Banco Central del Ecuador considera imperativo, implementar una reforma legal para la creación de un Fondo (Fideicomiso Mercantil) para los Proyectos de Inversión en Sectores Estratégicos, con la totalidad de los recursos que se generen por la aplicación de las reformas a la Ley de Hidrocarburos; así como con los recursos que ingresen por la declaratoria de caducidad del Contrato de Participación de la compañía Occidental.

Este Fideicomiso Mercantil, tendrá como propósito fundamental, destinar los recursos de su patrimonio autónomo, al financiamiento de inversiones, en el sector energético, considerando, en primer lugar, proyectos hidroeléctricos con capacidad de generación de al menos 100 MW de potencia; y, luego, otros proyectos de infraestructura hidrocarburífera. A cuyo efecto, nos permitimos adjuntar un proyecto de Ley en tal sentido.

Cuadro No. 1

PARTICIPACION ESTADO - COMPANIA		
ANO 2006		
	Barriles	%
1. AREA BASE INDILLANA		
Participación Estado	1,005,385	15.90
Participación Compañía	5,318,750	84.10
Subtotal	6,324,135	100.00
2. CAMPO UNIFICADO LIMONCOCHA		
Participación Estado	1,734,290	60.68
Participación Compañía	1,123,836	39.32
Subtotal	2,858,126	100.00
3. CAMPO UNIFICADO EDEN YUTURI		
Participación Estado	6,612,597	26.03
Participación Compañía	18,795,300	73.97
Subtotal	25,407,897	100.00
4. COMPLEJO YANAQUINCHA		
Participación Estado	403,765	19.98
Participación Compañía	1,617,315	80.02
Subtotal	2,021,080	100.00
TOTAL PRODUCCION OXY		
Participación Estado	9,756,037	26.65
Participación Compañía	26,855,201	73.35
TOTAL	36,611,238	100.00
PRODUCCION PROMEDIO DIARIA		
Participación Estado	26,729	26.65
Participación Compañía	73,576	73.35
TOTAL	100,305	100.00

Fuente: DNH, Oficio 0191-DNH-EE-603094, marzo 8 de 2006.

Elaboración: Banco Central del Ecuador, DEE.

Fecha de elaboración: Mayo 22 de 2006

Cuadro No. 2

PRESUPUESTO APROBADO POR LA DNH AÑO 2006	
	US \$
1. AREA BASE INDILLANA	
C. Inversiones de Producción	60,455,000
I. Propiedad Planta y Equipo	2,350,000
Subtotal	62,805,000
E. Costos y gastos de Producción	66,632,241
F. Costos de Transporte y Almacenamiento	13,030,939
j. Costos de comercialización	51,038
Subtotal	79,714,218
TOTAL	142,519,218
2. CAMPO UNIFICADO LIMONCOCHA	
C. Inversiones de Producción	915,000
Subtotal	915,000
E. Costos y gastos de Producción	14,843,993
F. Costos de Transporte y Almacenamiento	2,753,399
j. Costos de comercialización	14,753
Subtotal	17,612,145
TOTAL	18,527,145
3. CAMPO UNIFICADO EDEN -YUTURI	
C. Inversiones de Producción	42,940,325
I. Propiedad Planta y Equipo	524,000
Subtotal	43,464,325
E. Costos y gastos de Producción	63,842,356
F. Costos de Transporte y Almacenamiento	46,912,967
j. Costos de comercialización	96,707
Subtotal	110,852,030
TOTAL	154,316,355
4. COMPLEJO YANAQUINCHA	
C. Inversiones de Producción	15,779,000
Subtotal	15,779,000
E. Costos y gastos de Producción	12,587,525
F. Costos de Transporte y Almacenamiento	3,962,423
j. Costos de comercialización	14,076
Subtotal	16,564,024
TOTAL	32,343,024
TOTAL INVERSIONES BLOQUE	122,963,325
TOTAL COSTOS Y GASTOS BLOQUE	224,742,417
GRAN TOTAL BLOQUE 15	347,705,742

Cuadro No. 3

Participación Bloque 15 Estado

	Caducidad Contrato Occidental			
	Enero-Abril *	Mayo-Dic.	Total 2006	Total 2007
Producción del período (millones de barriles)		24.4		36.6
Exportación del período (millones de barriles)		23.7		35.5
Precio unitario (USD por barril)		47.5		47.5
Ingreso bruto (USD millones)		1124.2		1686.3
Ingresos brutos 2006 (USD millones)		1124.2		1686.3
Costos del período (USD millones)		234.6		351.4
Corrientes		151.6		226.9
De capital		82.9		124.4
Costos unitarios (USD por barril)		9.6		9.6
Corrientes		6.2		6.2
De capital		3.4		3.4
Ingresos Estado Bloque 15	114.5	889.7	1004.2	1335.0
Ingresos que se recibían previa la caducidad	114.5	301.3	415.8	452.0
Beneficio neto por caducidad	0.0	588.3	588.3	883.0

* En enero abril, el BCE registra el ingreso de USD 114.5 millones a CEREPS, provenientes de la Oxy.

Cuadro No. 4

Ganancias por la Reforma a los Contratos de Participación

Empresa	Producción	%	Export. Cías	Precio	Precio	Excedente	50% Estado
	(miles barriles) A	Participación Estado B	(miles barriles) C=A*(1-B)	Referencial Contrato * (USD / bls) D	mercado ** (USD / bls) E		
Total Participación	39,093	26.0%	28,895	21.6	47.5	749	375
REPSOL-YPF	12,435	21.7%	9,740	22.5	47.5	244	122
Bloque 16	11,415	22.0%	8,904	22.5	47.5	223	111
Bogui Capiron	1,020	18.0%	836	22.5	47.5	21	10
AEC ECUADOR	14,019	30.0%	9,813	18.2	47.5	288	144
CITY ORIENTE	538	16.0%	452	21.6	47.5	12	6
VINTAGE	1,604	13.0%	1,396	24.1	47.5	33	16
CANADA GRANDE	28	14.0%	24	22.0	47.5	1	0
PERENCO	6,241	21.2%	4,921	23.5	47.5	118	59
Coca Payamimo bloque 7	3,246	25.0%	2,434	29.1	47.5	45	22
Bloque 21	2,996	17.0%	2,487	18.0	47.5	73	37
ECUADOR TLC	4,227	39.7%	2,549	26.2	47.5	54	27

* Se refiere al precio referencial que consta en el contrato de participación, y traído a valor presente con el índice de inflación de EE.UU.

** Se ha asumido que el precio de exportación de crudo de todos los campos es de 47.5.

