

El Congreso aprueba una ley,
pero las empresas quieren renegociar los contratos

¿Cómo compartir el excedente petrolero?

< POR MARÍA DE LA PAZ VEJA >

Nadie niega que se ha generado una ganancia inesperada en el negocio petrolero, a causa de los altos precios del crudo en el mercado mundial. Y hasta las compañías privadas que tienen contratos vigentes con el Estado están de acuerdo en que éste reciba una mayor participación de esa ganancia inesperada, pero con montos acordados de

aquí en adelante en una negociación directa, puesto que ésta siempre ha sido ventajosa para ellas. El Estado ha dejado pasar varios años sin exigir la incorporación de una cláusula de precios en los distintos tipos de contratos, dejando escapar esas ganancias. Ahora mismo, falta el liderazgo presidencial para promover ese cambio, como sí lo hubo en Colombia y en Venezuela; falta la unidad del sector público para impulsar una pro-

puesta única que se plasme en una fórmula aceptable para las partes y sea, por ende, duradera. Cómo se llegue a ese reparto es tanto o más importante que el monto, puesto que aquello será la señal visible para atraer nuevas inversiones al sector y evitar litigios que pueden resultar críticos para el país, el sector petrolero y el mercado.

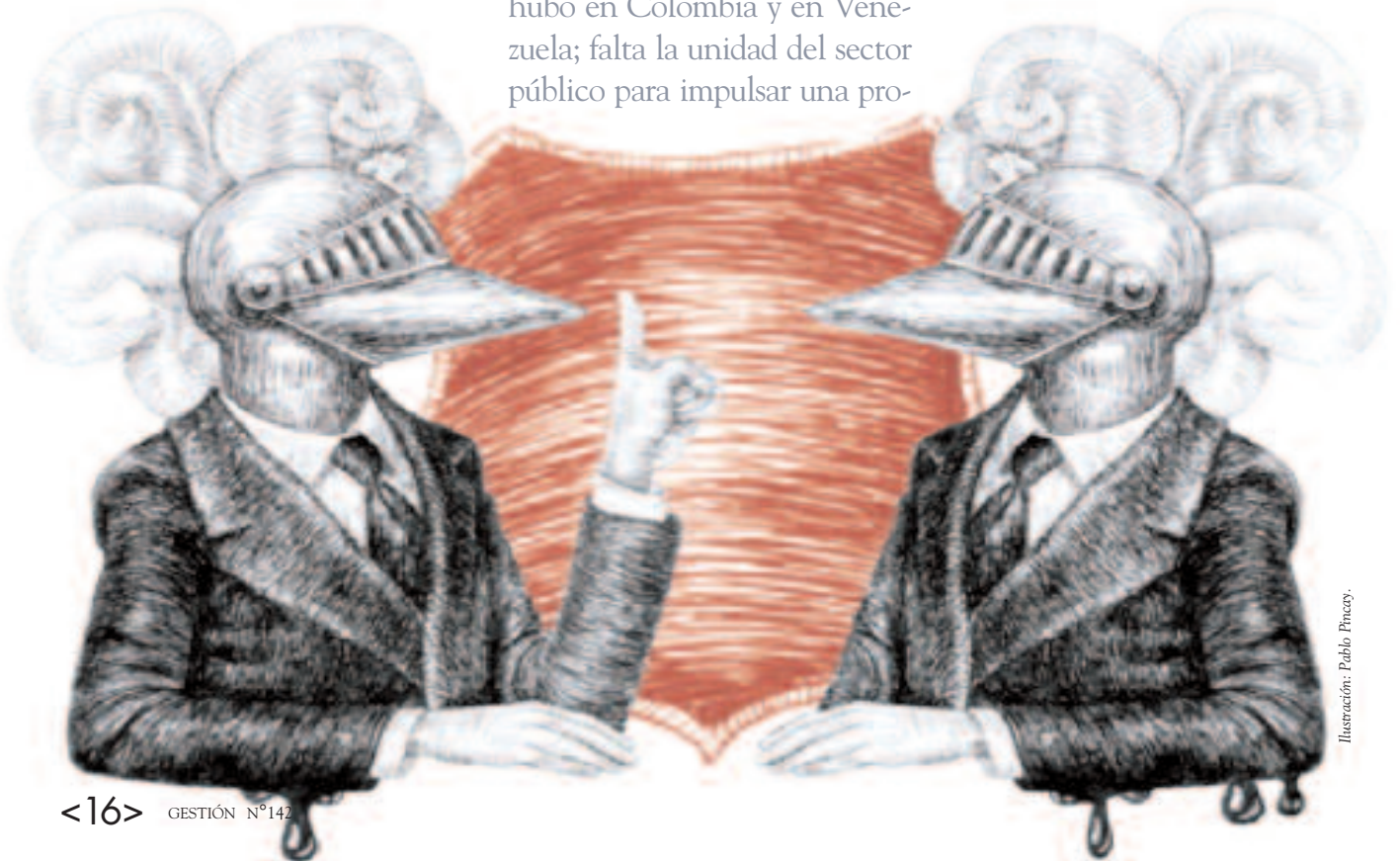
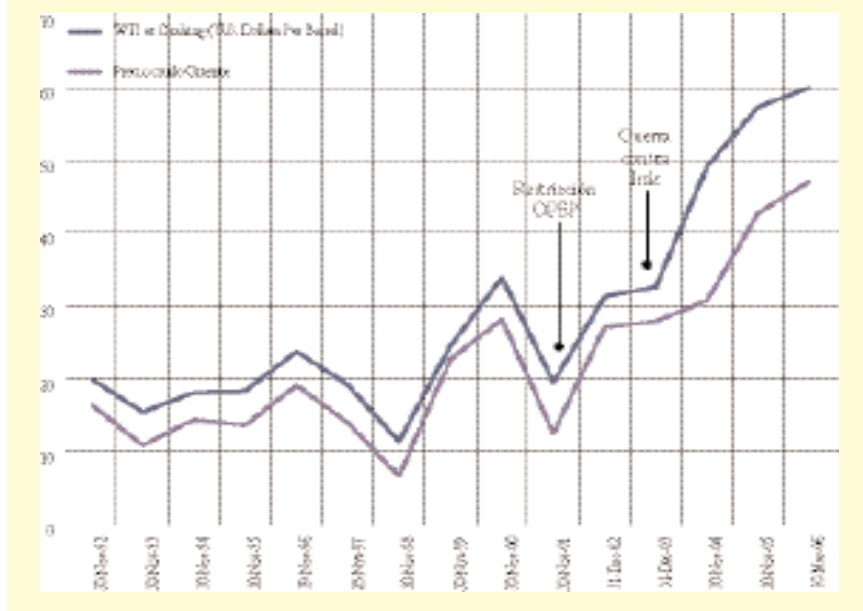


Ilustración: Pablo Pérez.

GRÁFICO 1

A PARTIR DE 2004 LOS PRECIOS DEL CRUDO SUBEN A UN NIVEL IMPREVISIBLE



FUENTES: BASE DE DATOS DE MULTIPLICA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

El precio alista del petróleo

Para quien, en el mundo entero, sea indispensable encender la luz de su dormitorio, cocinar un plato de comida y transportarse en cualquier vehículo motorizado, el precio del petróleo es un tema importante que subyace en la cotidianidad y afecta su bolsillo a diario. Tal es la dependencia mundial de la energía del crudo que prácticamente todas las actividades económicas se sustentan en este bien primario que representa 40% del total de las fuentes de abastecimiento de energía.

La gran demanda frente a una oferta limitada hace que cualquier restricción en la oferta, sea por problemas políticos mundiales o locales, sea por decisiones de producción o fenómenos climáticos, genere expectativas alcistas del precio (ver artículo principal del suplemento FOREIGN POLICY en este número).

Tres factores mundiales influyen en un mayor precio en los últimos años: la restricción de producción de la OPEP en 1999, la guerra contra Irak iniciada el 20 de marzo de 2003 y la expansión de la demanda por el crecimiento global, particularmente de China y de

India. Respecto de esto último, cabe indicar que en 2003 se llegaron a consumir casi 80 millones de barriles por día (bpd) frente a 66,2 millones bpd en 1990. El incremento más espectacular procede de China, pues pasó de quemar 2,4 millones bpd en 1990 a 6,9 en 2005. Para expandir la oferta se requiere tiempo e inversiones. Los mercados financieros de futuro están atentos a los movimientos de oferta y demanda y son un factor más en la conformación de los precios.

Como son más difíciles de refinar, los crudos más densos medidos por grados API tienen precios más bajos y, al contrario, los más livianos, como el WTI (*West Texas Intermediate*) de 39º API, tienen precios más altos. Los que contienen más azufre tienen un castigo en el mercado. El país produce una mezcla conocida como "Oriente", cuya variación de precios también ha reflejado el movimiento alcista y volatilidad. El precio de exportación del crudo ecuatoriano está influido también por el diferencial que se descuenta en las negociaciones que realiza Petrocomercial.

La mayoría de contratos petroleros de exploración y explotación vigentes

a la fecha se firmaron tomando como precio base un valor de \$ 15 por barril, en 1995. Si a este precio se lo actualiza considerando la inflación anual de EEUU, un factor más estable, la equivalencia sería la del Cuadro 1.

Los precios del WTI ajustados a valor actual dejan ver que llegaron a un nivel superior a \$ 80 por barril entre 1979-82, en la llamada crisis del petróleo durante la guerra Irán-Irak, y a futuro no se ve difícil que se vuelva a esos techos por factores imprevistos. Para muchos analistas del mercado financiero (por ejemplo, Credit Suisse), los precios del crudo podrían llegar incluso a \$ 100 por barril en los años venideros, dadas las condiciones del mercado tan presionadas de la demanda sobre la oferta.

Generación de un excedente petrolero

Las compañías petroleras que operan en el Ecuador lo hacen bajo distintas modalidades contractuales, con contratos firmados en los años 1995, 1996, 1999, 2000 (Cuadro 2).

En esa época, caracterizada por un imparable proceso inflacionario, en toda la contratación que se hacía entre particulares en el Ecuador la cláusula más importante era la de ajuste de precios; pero, curiosamente, los representantes del Estado ecuatoriano en las distintas instancias de decisión (Ministerio de Energía, Petroecuador, y la

CUADRO 1
PRECIOS DE REFERENCIA REALES (\$/BARRIL)

	Inflación EEUU	Precio crudo corregido por inflación
1995	2,83	15,00
1996	2,95	15,44
1997	2,29	15,80
1998	1,56	16,04
1999	2,21	16,40
2000	3,36	16,95
2001	2,85	17,43
2002	1,58	17,71
2003	2,28	18,11
2004	2,66	18,59
2005	3,39	19,22
2006	2,8	19,76

FUENTE: FMI, MEF.

CUADRO 2
LAS COMPAÑÍAS OPERAN EN EL ECUADOR CON DISTINTO TIPO DE CONTRATOS
Y PARTICIPACIÓN EN CRUDO

Contratista	Tipo de contrato	Negociación o licitación	Fecha	Producción BPD 2005
Occidental (Bl. 15, Eden-Yuturi, Limoncocha)	Participación	Negociación	02-Ene-99	99.997
Repsol (Bloque 16)	Participación	Negociación	30-Dic-96	51.782
AEC (Bloque Tarapoa)	Participación	Negociación	01-Ago-95	54.446
Perenco (Bloque 21)	Participación	Licitación	28-Abr-95	10.973
Perenco (Bloque 7)	Participación	Negociación	31-Mar-00	11.144
Petrobras (Bloque 18)	Participación	Negociación	07-Ago-02	25.383
Tecpecuador (Bermejo)	Marginal	Licitación	01-Jul-99	8.371
Pacifpetrol (Tiguino)	Marginal	Licitación	10-Dic-99	4.615
Petrosud (Pindo-Palanda)	Marginal	Licitación	01-Jul-99	6.461
EnCana Bloque 14	Participación	Negociación	04-Jun-99	2.981
EnCana Bloque 17	Participación	Negociación	07-Abr-00	5.503
City Oriente (Bloque 27)	Participación	Licitación	28-Abr-95	3.889
Agip (Bloque 10)	Prestación de servicios	Licitación	-	-
Total				285.545

FUENTE: MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS.

misma Presidencia de la República) no vieron necesario incluir una cláusula como esa en los contratos petroleros. El argumento que se esgrime ahora es que antes de 2000 no era usual una cláusula semejante en la contratación petrolera. Después de 2000 sí se incluyó dicha cláusula, la cual es parte de los contratos con las compañías Sipec, Perenco y Petrobras, y que consta en los contratos firmados para campos marginales.

Cuando se firmaban los contratos entre el Estado y las compañías petroleras se podía pensar en un aumento de los precios, pero no de la magnitud que se ha dado de 2004 a 2006, cuando han llegado a diferencias gigantes e inesperadas que pasan de los \$ 10 anuales por barril en 2004 y bordean los \$ 20 anuales por barril en los dos años siguientes. En contraste, esta diferencia promedió un insignificante \$ 1,72 entre 1995 y 2003 (Cuadro 3). Este hecho es muy visible para la ciudadanía, para el gobierno y para las empresas.

Pero el precio por sí solo no tendría significado si no fuera acompañado de otra variable: el volumen de petróleo exportado. Si se consideran las exportaciones de las compañías, descontando el crudo de aquellas que operan bajo un contrato con cláusula de reajuste de precios, estas muestran un volumen creciente que se eleva de 27,5 a 60,8

millones de barriles desde 2003 hasta 2006 (Cuadro 4). Este volumen exportado multiplicado por la diferencia entre el precio de referencia (aquel al que se firmó el contrato) frente al precio actual, es decir el precio extraordinario con que el mercado está premiando el petróleo, constituiría el concepto de “excedente petrolero” que define la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, aprobada por el Congreso, en la que se establece compartirlo a medias con las compañías (línea V del Cuadro 4).

Por el monto, se trata del negocio más importante para el país, pues nin-

CUADRO 3
PRECIOS DE MERCADO
VS. PRECIOS DE REFERENCIA PARA
LA CONTRATACIÓN

	I Precios de Mercado (\$ barril)	II Precios de Referencia (\$ barril)	III=I-II Diferencia de Precio (\$ barril)
1995	15,02	15	0,02
1996	17,63	15,44	2,19
1997	15,12	15,80	-0,68
1998	9,41	16,04	-6,63
1999	16,27	16,40	-0,13
2000	24,82	16,95	7,87
2001	19,34	17,43	1,91
2002	21,57	17,71	3,86
2003	25,15	18,11	7,04
2004	28,82	18,59	10,23
2005	39,75	19,22	20,53
2006	38,81	19,76	19,05

FUENTE: BANCO CENTRAL Y MEF.

gundo rinde como éste en un entorno económico internacional tan favorable para los precios de la energía. El Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) insiste en que a pesar de los reiterados llamados del presidente **Alfredo Palacio** a renegociar los contratos, las empresas nunca acudieron pues no les interesa modificar las condiciones bajo las que operan, de las que se benefician cada día que pasa sin cambiarlas, y que esta es la razón de haber impulsado la ley.

Las compañías aceptan que existe un excedente petrolero que es inesperado, pues nadie podía prever hace once años que los precios podían elevarse tanto. Sin embargo, destacan el hecho de que el Estado ya participa de ese excedente en 2/3, visto desde el análisis de la renta petrolera. Según sus representantes, a pesar de su buena voluntad de renegociar los contratos, la inestabilidad en la presidencia de Petroecuador, la complejidad del procedimiento escogido por la estatal, con apoyo de técnicos franceses para la renegociación, tiene el proceso paralizado.

El hecho de que el Estado no haya promovido una renegociación de los contratos de 2000 a 2005, hizo que las empresas cuenten con mayores recursos y en función de ese excedente repartan las utilidades de ley, realicen inversiones con procedimientos más costosos, no previstos a la firma del contrato, tengan ganancias extraordinarias que se quedaron en su totalidad para su disfrute. Cada minuto que pasa sin una solución es ventajoso para ellas. Por su parte, ellas no coinciden con el cálculo del excedente que hace el MEF, pues argumentan que el precio de referencia no consta en el contrato y consideran que la única vía de aumentar la participación estatal es la renegociación de los contratos, no una ley.

Desequilibrio económico en los contratos vigentes

El MEF, en la exposición de motivos de la reforma a la Ley de Hidrocarburos, destaca que hay un cambio

radical de las condiciones en las que se firmaron los contratos frente a las condiciones actuales, lo que ha generado un beneficio desmesurado a favor de las compañías, lesionando una participación justa y equitativa del Estado sobre esos beneficios. A esa situación la califican como “ruptura del equilibrio económico del contrato”, lo que provoca la Propuesta de Reforma a la Ley de Hidrocarburos, enviada como proyecto urgente el 2 de marzo pasado y aprobada por el Congreso el 29 de ese mes.

El análisis del MEF es que cuando las compañías firmaron los contratos de participación, calcularon una tasa interna de retorno (TIR) de entre 20% y 25%, lo suficientemente atractiva después de considerar las inversiones, su amortización y la recuperación de costos y gastos, cuando el precio referencial era de \$ 15 por barril (pb). Ahora, con los precios elevados a nivel histórico, la TIR de cada proyecto de las compañías debió dispararse exponencialmente, a niveles de 100% a 200% o más, según los técnicos que han realizado simulaciones sobre el negocio petrolero que opera sin cláusula de precios.

Cada proyecto de exploración y explotación es diferente, cuenta con una calidad de crudo en grados API y contenido de azufre específico; inversiones realizadas en montos que varían en el tiempo; un procedimiento de

extracción con tecnología y costos diversos; un nivel de eficiencia de la operación distinto de los demás, y una TIR distinta. Sin embargo, todos, en diferente medida, han recibido ganancias inesperadas sobre las cuales la ley aprobada busca una participación de 60% para el Estado. En los cálculos y estimaciones del MEF se destaca la elevación del precio, pero no la elevación de costos, lo que a su vez es enfatizado por la Asociación de la Industria Hidrocarburífera Ecuatoriana (AIHE), que muestra una fuerte correlación entre el aumento de precios y de costos de operación del sector (Gráfico 2).

¿Cómo era la propuesta de reforma que salió del MEF?

Antes de analizar la ley aprobada por el Congreso el 29 de marzo y que al cierre de esta edición aún esperaba el pronunciamiento presidencial, es interesante analizar la propuesta de reforma, tal como salió del MEF.

Ésta arranca de la necesidad de recursos fiscales debido al enorme déficit con que se aprobó el Presupuesto y a las presiones de gasto. Lamentablemente, ignora la necesidad de atraer inversión al sector petrolero. Toma como base legal el artículo 247 de la Constitución, que determina que los recursos del subsuelo son de propiedad imprescriptible e inalienable del Estado, que su explotación debe realizarse en función de los

intereses nacionales; considera que es necesario incorporar en el Art. 12-A de la Ley de Hidrocarburos preceptos fundamentales de equilibrio económico que deben ser respetados en contratos que considera conmutativos, como son los de participación. Resalta que la Ley de Hidrocarburos en su Art. 71 manda que las participaciones del Estado se regulen por los precios efectivos de venta o de referencia, según las circunstancias, y contempla la posibilidad de analizar y revisar estos precios referenciales cuando nuevas condiciones lo justifiquen.



FUENTES: EIA - ENERGY INFORMATION AGENCY (WWW.EIA.DOE.GOV)
US DEPARTMENT OF LABOR - BUREAU OF LABOR STATISTICS (WWW.BLS.GOV)
BLOOMBERG (WWW.BLOOMBERG.COM), AIHE.

Con esos fundamentos legales, el proyecto de ley enviado desde la Presidencia (que luego fue modificado por el Congreso, ver más abajo) proponía una reforma con tres artículos, a saber:

1) Incorporar en el artículo 12-A de la Ley N° 44 de Hidrocarburos, lo siguiente: “En los contratos para la explotación y exploración de hidrocarburos, incluyendo la actividad en campos marginales, se incluirá una cláusula por medio de la cual, cuando los precios internacionales del marcador del crudo ecuatoriano, el WTI (West Texas Intermediate), supere el precio vigente a la suscripción del contrato, el ingreso extraordinario que se produzca por la elevación del precio de venta de los hidrocarburos se destinará al Estado al menos en un 50% de tales ingresos”.

2) Agregar al final del artículo 31 de la misma ley: Los contratos se some-

CUADRO 4
CÁLCULO DEL EXCEDENTE PETROLERO

	Cálculo del Excedente petrolero	2003	2004	2005	2006
I	Precios de Mercado (\$ barril)	25,15	28,82	39,75	38,81
II	Precios de Referencia (\$ barril)	18,11	18,59	19,22	19,76
III=I-II	Diferencia de Precio (\$ barril)	7,04	10,23	20,53	19,05
IV	Exportación compañías (barriles por año)*	27.518.055	56.060.746	57.698.553	60.770.707
V=III*IV	Ganancia extraordinaria ó excedente petrolero(\$)	193.722.354	573.394.729	1.184.426.151	1.157.658.292
VI= V*0,5	Propuesta de ley del Ministro Economía que daría 50% sobre el excedente	96.861.177	286.697.365	592.213.076	578.829.146
VII	Ingreso total del Estado con participación **	72.645.883	215.023.023	444.159.807	434.121.860

* SE DESCUENTA EL PETRÓLEO DE AEC Y OTROS CAMPOS MARGINALES DONDE EL ESTADO YA PARTICIPA DEL EXCEDENTE CONTRACTUALMENTE.

** CÁLCULOS REALIZADOS POR EL MEF

FUENTES: PRECIOS DE MERCADO: BOLETÍN ESTADÍSTICO BCE; PRECIOS DE REFERENCIA: MEF; VOLÚMEN EXPORTACIÓN COMPAÑÍAS: PETROCLUADOR UNIDAD DE CONTRATOS.

RECUADRO 1

“LA LEY ES TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE VIABLE Y NECESARIA”

ALBERTO SEGOVIA

Foto: Xavier Espinosa.



ALBERTO SEGOVIA
Analista petrolero y ex presidente
de Petroecuador.

Es fundamental que el Estado recupere para sí las ganancias que surgieron del hecho inesperado de la elevación del precio del crudo en el mercado internacional a partir de 2001. Las compañías petroleras se han beneficiado en todo el mundo de este hecho, y en países de producción petrolera tan importantes como los de Medio Oriente son los estados los que se benefician de los excedentes, puesto que por resolución de la OPEP estos estados tienen mayor control sobre la producción.

En el caso ecuatoriano, los contratos de participación se firmaron con un precio referencial de \$ 15 por barril, en 1995, y a ese nivel de precios se trataba de proyectos rentables. El gobierno

propuso la reforma a la Ley de Hidrocarburos preocupándose de que los ingresos excedentes se repartan en un porcentaje equitativo de 50% para el Estado y 50% para las compañías petroleras. La reforma no cambia las reglas de juego de los contratos, pues en ningún momento modifica la participación en crudo. Por lo tanto, las consideraciones de que el crudo de un campo y sus costos e inversiones son diferentes en un bloque u otro, en un contrato u otro, sólo buscan confundir a la gente.

La ley busca compartir el excedente en el precio, por lo tanto se están respetando los contratos. Si el excedente se ha quedado en las compañías exclusivamente, a partir del año 2003, lo que significa un monto de alrededor de \$ 1.000 millones, de los cuales el Estado debería participar, esto no puede seguir así y la ley debe aplicarse porque la renegociación de los contratos se dilató. Históricamente las renegociaciones se concretan a favor de las empresas. Si se dan renegociaciones una vez expedida la ley, no solo se debe renegociar extensiones de plazo, sino los montos que el Estado dejó de percibir desde el año 2003.

terán a los principios de conmutatividad y favorabilidad que aseguren el equilibrio económico de las partes y la seguridad jurídica de los contratos. ¿Cómo se entiende la favorabilidad? La asesoría jurídica del MEF considera que mediante esta cláusula, el último mejor contrato suscrito debe obligar a todos los contratos con las compañías a aplicar las condiciones más favorables para el Estado, en contratos modificatorios que deben firmarse en un térmi-

no no mayor a 30 días. Si no se firman los modificatorios, las mejores condiciones quedarán incorporadas a los contratos de forma automática. Este artículo estaría cambiando en forma permanente las condiciones de los contratos, lo cual no tiene precedente en la legislación ecuatoriana.

3) Incluir en el artículo 71 de la Ley de Hidrocarburos, otro artículo que dice: Sin perjuicio de la participación en la producción que corresponde al

Estado ecuatoriano en los contratos suscritos, cuando los precios internacionales del crudo marcador (WTI) superen el precio del crudo ecuatoriano vigente a la fecha de suscripción, el Estado recibirá un ingreso adicional de al menos 50% de los ingresos extraordinarios que se produzcan por la elevación del precio efectivo de venta del petróleo crudo.

Se propone que sea considerada como una Ley Especial que prevalezca sobre otra norma que se le oponga. La disposición transitoria no es aplicable.

El MEF insiste en que la renegociación de los contratos no cuenta con la voluntad de las compañías, y que la propuesta de reforma no modifica los contratos pues no cambia la participación en crudo que cada tipo de contrato le ofrece al Estado, en función de la negociación directa o de la licitación. Para el MEF la reforma entra a regular donde había un vacío legal, pues los contratos nada dicen del reparto del excedente en precios. Según las empresas privadas, esta propuesta no considera en absoluto estímulos a la reinversión, clave para continuar el desarrollo del sector petrolero, estancado por falta de convocatoria a nuevas operaciones e iniciativas no solo en el *upstream* (exploración y explotación) sino también en el *downstream* (refinación y derivados). Pero el argumento no ha sido respaldado del único referente técnico que lo justificaría, como es el de la TIR que tendrían, una vez aplicada la ley aprobada por el Congreso.

Para las compañías, la única manera de evitar un reclamo judicial o arbitral es proseguir con la renegociación directa y evitar una ley. Argumentan que la ley sería un cambio en los contratos, una expropiación de la renta que contractualmente perciben, un ejemplo más de inseguridad jurídica que viola varios artículos de la Constitución, tratados internacionales, el tratado bilateral de inversiones con EEUU, y por todo ello amenazan con litigar. Como es sabido, la aprobación por el Congreso ecuatoriano, aunque muy modificada con relación a la propuesta del MEF,

causó impacto en la propia negociación del TLC en Washington.

Cómo salió del Congreso

La aprobación de la reforma a la Ley de Hidrocarburos se dio la noche del 29 de marzo con 57 de 69 votos en el Congreso Nacional. Para ello contó con el informe de mayoría de la Comisión de lo Económico, Agrario, Industrial y Comercial.

Este informe decía que es inadecuado utilizar como parámetro para la ley el WTI, que tiene 39° API, debido a que el crudo Oriente que vende Ecuador tiene 23,7° API, lo que genera sustanciales diferencias económicas para el cálculo de las ganancias extraordinarias. Por lo tanto, sugiere que para la liquidación de las diferencias se remitan a la información de las facturas de exportación en las que constan los precios efectivos FOB, volúmenes de crudo, impuestos, y otros datos que permitan establecer la diferencia entre el precio al que se firmó el contrato y el precio de mercado al que se realizan las ventas.

Con esta observación, consideran inaplicables los artículos 1 y 3 del proyecto preparado por el Ministerio de Economía, y proponen nuevos artículos. Niegan la aplicación del artículo 2 de la reforma propuesta por su “incoherencia e improcedencia” en materia hidrocarburífera. Los principios de conmutatividad y de favorabilidad, según especialistas en derecho, no exis-

ten en la Constitución, por lo que resultan inaplicables.

En cambio, el Congreso aprobó los dos artículos propuestos por el informe de mayoría: 1) Sustituir el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos por este: “El Estado percibirá por concepto de exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos por lo menos los siguientes ingresos: primas de entrada, derechos superficiarios, regalías, pagos de compensación, aportes en obras de compensación, participación en los excedentes de los precios de venta del petróleo y en las tarifas por el transporte”. En realidad solamente se agrega la frase de “participación en los excedentes”, lo demás ya constaba en la ley vigente.

El segundo artículo aprobado es agregar al artículo 55 de la Ley de Hidrocarburos otro que se titula “Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados”. Este se aplicaba solamente para las empresas con contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, sin que se cambie el porcentaje de participación en el volumen de crudo que señalan sus contratos. Entonces, cuando entonces, el precio efectivo de venta FOB del crudo ecuatoriano supere el precio de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato (ajustado por la inflación de EEUU), el Estado ecuatoriano participará del 60% de dicho excedente.

El cambio en el porcentaje de participación del Estado de 50% de la propuesta del MEF al 60%, rompe con la intención del ministerio proponente de mantener la figura de equidad que querían darle a la reforma. Y aunque, en declaraciones de prensa, el ministro **Diego Borja** se mostró satisfecho con la aprobación de la ley, al cierre de esta edición se cree que podría ser una de las objeciones del veto que podría poner el presidente de la República. Además, el hecho de proponer este cambio solamente a los contratos de participación marca claramente una discriminación hacia las compañías que operan bajo ese tipo de contrato, lo cual es inconstitucional y va contra las normas que pretenden atraer la inversión, que señalan la igualdad de tratamiento y condiciones para los inversionistas.

El informe de minoría que presentaron dos diputados socialcristianos coincide con la visión de inconstitucionalidad de las petroleras y temen que se originen demandas.



EL CONGRESO ECHÓ ABAJO LOS ARTÍCULOS DEL PROYECTO DEL MEF E INTRODUJO DOS NUEVOS ARTÍCULOS PARA QUE EL ESTADO RECIBA 60% DEL EXCEDENTE.



Tipos de contratos y la ley aprobada

Como se dijo más arriba, en el Ecuador existen varios tipos de contratos petroleros. A continuación se analiza lo que significan, y el impacto que la ley aprobada por el Congreso tendría en cada uno.



RECUADRO 2

“LA RENEGOCIACIÓN ES EL CAMINO IDÓNEO Y CONTRACTUAL PARA COMPARTIR GANANCIAS” RENÉ ORTIZ

Del incremento de los precios en el mercado internacional el Estado ecuatoriano ya se beneficia, a través de la estructura legal tributaria, que combinada con la participación de los contratos le genera 49,3% neto de cada dólar. Esa es una realidad en cada contrato, tal como están las cosas actualmente. Un análisis de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y de Petroecuador muestra que la renta petrolera ya está en beneficio del Estado en dos tercios (Cuadro 5).

Los contratos que se firmaron antes del año 2000 no contemplan ninguna cláusula de precios, se firmaron cuando los precios del crudo estaban por debajo de \$10 por barril (p.b.), pero los modelos económicos con análisis de sensibilidad tomaron una media de \$15 p.b. que hiciera económicamente viables los contratos. Por lo tanto, las compañías sí tenían la esperanza de que el precio subiera por encima de los \$15 p.b. para provocar la viabilidad. En cambio, los contratos que se firmaron a partir de 2000, cuando ya hay una evidente tendencia alcista de los precios, introdujeron la cláusula del precio: EnCana (ahora Andes Petroleum) en

Tarapoa, 2002; alianzas operativas de Sipec; Palo Azul - bloque 18 de Petrobras, cada uno distinto en escala de participación, en el precio incremental, en modalidad de contrato, campos, reservas, gravedades API, etc., lo cual hace que los precios sobre los que se comparte el precio incremental sean distintos.



“LA LEY APROBADA PERJUDICARÁ EL HORIZONTE DE MEDIANO Y LARGO PLAZO DE LA INVERSIÓN, PUES LAS COMPAÑÍAS NO PUEDEN INVERTIR CONOCIENDO QUE LAS CONDICIONES FUERON CAMBIADAS”.



La propuesta del gobierno, canalizada a través del Ministro de Energía y llevada adelante por Petroecuador, era absolutamente correcta, pertinente, idónea y lógica en un contrato en donde hay dos partes. El deseo del gobierno era que la renegociación esté terminada en enero de 2006, pero se suspendieron las reuniones con Petroecuador porque su presidente se fue a buscar asesores en Europa, y cuando llegaron pidieron la información y han ofrecido volver en dos meses. Eso no es culpa de las compañías. El objetivo original de compartir la ganancia de los precios altos está bien.

La reforma a la Ley de Hidrocarburos es inconsulta, porque el ministerio no consultó al 72% de la producción del país; es inconstitucional porque viola varios



Foto: Xavier Espinosa.

RENÉ ORTIZ,
director ejecutivo de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (AHIE).

artículos de la Constitución: Art. 23, de la seguridad jurídica; Art. 97 que obliga a cumplir los contratos; Art. 244-1 referente al orden jurídico que garantiza el desarrollo de las actividades económicas; y Art. 249 que señala que las condiciones contractuales no se pueden cambiar unilateralmente. Además, la Constitución prevé que no haya discriminación contra una actividad económica específica, y esta ley es similar a un nuevo impuesto a las petroleras, como lo dice la directora general del SRI. Se intentó sacar de la ley a los contratos en campos marginales, porque ya le rinden al Estado ecuatoriano el 92% en promedio, con lo cual la discriminación hubiese sido más evidente.

La ley aprobada perjudicará el horizonte de mediano y largo plazo de la inversión, pues las compañías no pueden invertir conociendo que las condiciones fueron cambiadas. Desde 1992 hasta 2005 la única inversión que hizo subir la producción nacional ha sido la de las compañías privadas; Petroecuador no invierte y su producción cae cada año. Si las reservas no han aumentado en los últimos 10 años es porque el Estado no tiene un récord de una licitación exitosa durante una década, y en ello la inestabilidad política también tiene su parte.

CUADRO 5

ASIGNACIÓN DE LA RENTA PETROLERA (1994-2004)

Participación-Bloque	Estado	Compañía
Occidental -15	66,5%	33,5%
Encana -14	87,4%	12,6%
Encana - Tarapoa	83,7%	16,3%
Encana - 27	97,2%	2,8%
Repsol - YPF- 16 (*)	66,0%	34,0%
Perenco - 21	67,7%	32,3%
Petrobras - 18	86,6%	13,4%
Servicios		
Agip - 10 (**)	66,9%	33,1%
Marginales		
Tecpecuador	99,4%	0,6%
Petróleos Sudamericanos	97,3%	2,7%
Petrobell (**)	77,4%	22,6%

(*) DATOS DE LA COMPAÑÍA; (**) DATOS DE LA DNH.

FUENTES: PETROECUADOR; DIARIO EL EXPRESO, ENERO 18, 2006;

ANÁLISIS SEMANAL N.º 11 2006.

Contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos

Es un contrato de riesgo, en el cual la compañía hace exploración a su costo y si no encuentra crudo pierde su inversión. Cuando encuentra crudo, la Ley de Hidrocarburos le da a la empresa la posibilidad de declarar la comercialidad del campo si este es rentable, pasándose luego a la etapa de desarrollo y explotación del campo a costo de la compañía. Entonces el Estado le reconoce y reembolsa sus inversiones, sus costos y gastos de operación; en ese momento la compañía es prestadora de servicios sin derecho a lo producido, que es propiedad del Estado.

El Estado le paga a partir de entonces una tasa de servicios en volumen de crudo. Hay un único contrato vigente de este tipo, que tiene ya 20 años de duración, y es el firmado con AGIP, en el que se estableció que la tasa de servicios es el 20% de la producción del bloque. El pago a la compañía fue calculado con un precio referencial de \$ 15 por barril y ahora vende el crudo sobre los \$ 40 pb.

En algún punto de este contrato, la compañía logró que esa tasa por servicios se duplique de 20% a 40% en crudo, pasando la participación del Estado de 80% a 60% en crudo. La reforma aprobada a la Ley de Hidrocarburos no se aplica a este contrato. En períodos en que el precio del petróleo bajó, el Estado no alcanzaba a reembolsar a las empresas sus inversiones, costos y gastos. Por eso muchas de ellas solicitaban el cambio de contrato, entre ellas Occidental, con su ex gerente general **Maston Cunningham**. El Estado propició el cambio de contrato para no incumplir más a las empresas.

Contratos de participación

Las bases y términos de referencia se pusieron en vigencia en la Séptima Ronda que realizó el gobierno ecuatoriano en 1994, siendo este el contrato más usual en el mundo al momento de su firma. Es un contrato de riesgo para la exploración y explotación en el cual el Estado no reembolsa inversiones, costos ni gastos, pero a cambio recibe una tasa de

participación en crudo, que incluye todos esos rubros más una utilidad. Cuando se negociaron estos contratos, el precio de referencia del crudo era de \$ 15 por barril mientras que el precio actual de venta supera los \$ 40 pb y sobre ese diferencial de precio recae la ley aprobada.

Los contratos de participación se negociaron de manera directa entre cada compañía y el Estado o a través de una licitación, que se definía a favor de la empresa que le ofrecía la mayor participación en petróleo al Estado. En algún contrato negociado directamente, el Estado firmó y aceptó que la empresa obtenga 78% del volumen del crudo de explotación, en pago de sus inversiones, costos, gastos y utilidad, mientras el Estado participa de 22% de ese volumen. Se dio la vuelta al pastel frente a los contratos precedentes de prestación de servicios, en donde el reparto era de 20% para la empresa y 80% para el Estado, cuando este asumía todos los costos, gastos e inversiones y pago de tasa de servicios. En cambio, en los contratos de participación asignados por licitación, el Estado llegó a obtener porcentajes de participación mucho más altos. Para las negociaciones directas de

un tema tan importante, las empresas contratan los mejores negociadores, mientras el Estado no lo hace.

La reforma a la Ley se aplica directamente a este tipo de contratos, por el diferencial de precio que no estaba regulado por ninguna cláusula. La reforma no altera el porcentaje de participación de la compañía en el volumen de producción, pero aunque no cambian las cláusulas del contrato, la introducción de estas reformas influye en el reparto sobre el excedente generado en el diferencial de precios, lo cual se interpreta por las compañías como un cambio en el contrato, pues ya recibieron la totalidad de ese excedente entre 2001 y marzo de 2006.

Contratos de campos marginales

Según la ley, se considera campo marginal a uno cuya producción sea inferior al 1% de la producción nacional; que esté apartado de la infraestructura existente, el crudo sea muy pesado y su rentabilidad sea marginal.

Los contratos de exploración y explotación de campos marginales delegan a la contratista la facultad de exploración y explotación adicional en esos campos que explotaba Petroproducción, realizando todas las inversiones requeridas para ello.

En varios casos no asumen el riesgo de la exploración sino que explotan reservas probadas, aunque requieren tecnología más avanzada y mayores inversiones para extraer el crudo restante en el campo.

La totalidad de la operación de los campos marginales rinde 9% de la producción total nacional. El contrato establece que el 100% del crudo bajo la línea base pertenece al Estado, pero el Estado le paga el costo total de operación a la empresa en crudo. Todo el aumento de la producción por encima de una línea base se comparte.

Como ejemplo, en el campo Bermejo, el aumento de producción se distribuye 64% para el Estado y 34% para la compañía. Este campo se asignó por licitación, y es claro que la participación del Estado en crudo



es mayor que en el caso de contratos de participación negociados directamente.

La reforma de la ley se aplica también a este tipo de contrato. No altera los porcentajes de participación en crudo convenidos en el contrato pero sí el reparto del excedente originado en el precio. Así mismo, dado que los ingresos serán menores, las inversiones también serán menores, sobre todo porque en campos de más años y marginales la tecnología para la extracción se encarece. La posibilidad de reinversión disminuye y el volumen de producción también puede caer en el tiempo.

La ley aprobada es vulnerable

Una vez aprobada la reforma a la Ley de Hidrocarburos, las compañías petroleras han pedido al Presidente de la República un veto total o al menos parcial sobre la Ley, pues consideran que viola la Constitución en varios artículos. Si eso no detiene la aplicación de la misma, sin duda acudirán al Tribunal Constitucional, de mayoría socialcristiana, opuesta al proyecto, para un pronunciamiento sobre la constitucionalidad o no de la reforma.

Connotados juristas ecuatorianos señalan que hay el peligro de que se vea en la ley una expropiación indirecta, que de llegar a probarse iría contra la Convención de Viena a la cual se adhirió Ecuador en febrero de 2005. También chocaría con tratados y convenios internacionales que se superponen a la Constitución del país. Las compañías estudian apelar al Tratado Bilateral de Inversiones vigente con EEUU para defender lo que consideran un rompimiento del contrato.

Aun después de aprobada la Ley, el representante de la AIHE, **René Ortiz**, considera que el único camino válido es la renegociación de los contratos. El ministro de Economía Diego Borja ha señalado que la aprobación de la Ley es una buena oportunidad para renegociar los términos de los contratos.

Uno de los aspectos que juega en contra de la ley aprobada es la falta de una política pública única para la celebración

CAMBIOS EN LAS LEGISLACIONES DE COLOMBIA, VENEZUELA Y EEUU

La consultora internacional PFC Energy,¹ en un análisis sobre los contratos petroleros en América Latina señala que los cambios en los términos de los contratos ya no son nuevos. En el pasado, las revisiones de contratos venían como resultado de un descubrimiento de campos petroleros pues los países estaban ansiosos por participar en el negocio de exploración y explotación. En otros casos, estados con problemas financieros han optado por incrementar la participación del gobierno en industrias de donde las empresas no pueden salir fácilmente. Con los precios del petróleo a tan alto nivel hay un sentimiento fuerte de que las empresas están lucrando en exceso. Si las condiciones de los contratos son demasiado buenas para ser reales, no pueden ser sostenibles en el tiempo.

En mayo de 2005, el gobierno venezolano suspendió de forma unilateral 32 contratos en campos marginales que habían sido firmados a inicios de 1990 en términos generosos para atraer inversión sobre estos campos. El gobierno propuso cambiar los contratos de servicios a "joint ventures" con Petróleos de Venezuela (Pdvs), dando a las compañías el chance de reclamar en sus estados financieros anuales la propiedad de una participación en el crudo venezolano en dichos contratos, lo cual no puede exceder el 49% según el límite de equidad establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Este "caramelo" haría el cambio de contratos más digerible para las empresas petroleras, aunque signifique un aumento en el pago de impuestos. Esta aceptación previene de disminuir la producción de 585.000 bpd de los campos marginales.

A su vez, en contratos que pagaban el 30% de regalías al Estado, el presidente **Chávez** promovió la reforma que elevó a 60% el pago de regalías. Aunque las compañías no estaban de acuerdo se quedaron, porque el negocio sigue siendo rentable y ninguna hizo reclamos legales: ¿quién le chista a Chávez?

Colombia, por su parte, incluyó una cláusula de precios en los contratos petroleros que se firmen a partir de 2006. Esta se aplica a los contratos que ya acumularon una producción de 5 millones de barriles y en los cuales la participación de la empresa sea de 70% y la del Estado 30%, y en función de los grados API de cada crudo. Aquí, la cláusula de favorabilidad se aplica a las compañías, de modo que las condiciones más favorables se incorporen en los nuevos contratos, para promover el desarrollo del sector petrolero.

En EEUU, el Senado tomó la decisión de cancelar las exenciones fiscales de las que gozaban las compañías petroleras, puesto que con el elevado precio del petróleo esos incentivos ya no eran considerados necesarios, según publicó diario *Hoy* en noviembre de 2005.

1 PFC Energy, December 2005, "Latin America in 2006: pragmatic or populist?"

de los contratos, que ha permitido una variedad de acuerdos, de modo que las participaciones históricas del Estado ecuatoriano registradas en la DNH van desde 12% y 13% en los bloques 14 y 17 (de Encana y Repsol-YPF), hasta 78% y 74% (de Bellweether y Tecpecuador).

En cuanto a la reforma planteada por el MEF, el Banco Central y el SRI se pronunciaron en contra, el presidente de Petroecuador señaló que sigue

prefiriendo una renegociación de cada contrato; la Procuraduría de Petroecuador manifestó ante el Congreso que la propuesta es inconstitucional, para luego retractarse y señalar que la malinterpretaron; el ministro de Energía no dice nada; y el presidente de la República no tiene el capital político ni la visión de conjunto para liderar el proceso. Todo aquello hace vulnerable la vigencia de la ley. ■