

Todos a renegociar. Y a toda velocidad. Y si no, se van.

< POR MARÍA DE LA PAZ VEJA >

La última semana de agosto arrancó la renegociación de todos los contratos petroleros, de acuerdo con un calendario, a fin de que máximo el 23 de noviembre concluya la renegociación de los contratos grandes y el 23 de enero los de los campos marginales: todos pasarán a la modalidad de prestación de servicios con tarifa reajutable por inflación. Al cierre de la edición están atrasados por la cantidad de observaciones sobre todo en asuntos contables. De las reuniones individuales solamente se cumplió la de Repsol.

Lo dice una de las disposiciones transitorias de la reforma a la Ley de Hidrocarburos aprobada por el ministerio de la ley el pasado 26 de julio: “los contratos suscritos se modificarán... caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago”. La cláusula, puesta de este modo, da pie a demandas legales por parte de las empresas, en caso de no aceptar la renegociación.

Como consecuencia, a partir del 23 de enero de 2011, la estatal Petroecuador pasará a exportar toda la producción petrolera del país. Así lo anunció el ministro de Recursos Naturales No Renovables, **Wilson Pástor**, el 17 de agosto.

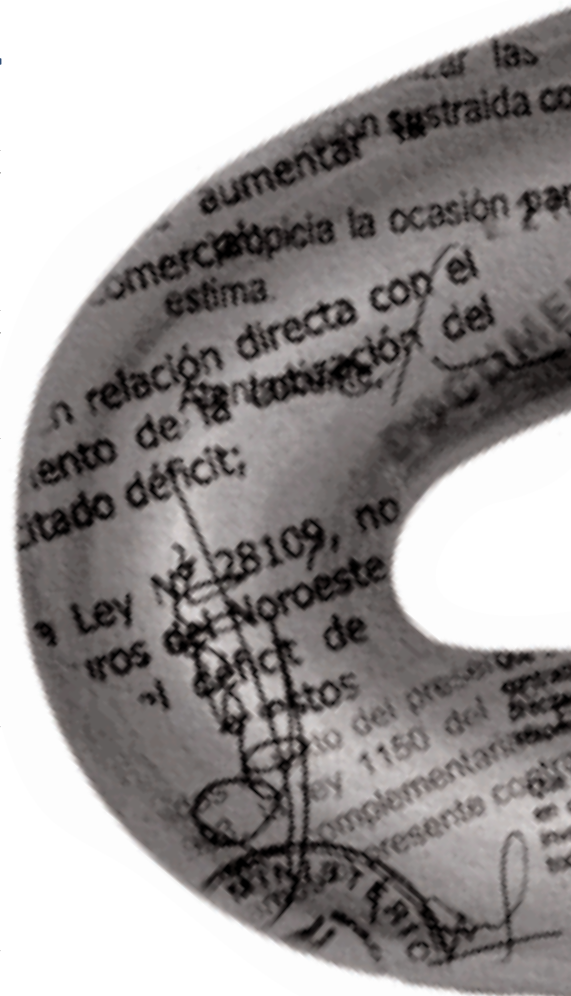
¿Qué llevó al Gobierno a una decisión tan drástica? Pástor lo dijo con todas sus letras: “La producción petrolera está cayendo en picada, como consecuencia de una caída de la inversión”.

Por eso, el Gobierno ahora obliga a cambiar de nuevo los contratos, a pesar de que hubo ya unos contratos modificatorios negociados y firmados entre 2008 y 2009. Alega que la reforma se da para incrementar la producción, para lo cual las empresas deberán invertir más y reajustar las condiciones económicas de los contratos, de modo de asegurar para el Estado 85% de la renta petrolera, cuando en la actualidad este recibe en promedio 65%.

EL NUEVO CONTRATO PROPUESTO

¿En qué consiste? En que las empresas petroleras por sus labores de producción recibirán una tarifa acorde con las inversiones realizadas, con los costos y gastos, y con una rentabilidad considerada “razonable” en el mundo petrolero, para dos tipos de inversión: 1. de exploración, que tienen riesgo; 2. de explotación, con menor riesgo. Se trata de un contrato estándar de prestación de servicios con cláusulas clásicas internacionalmente aceptadas —según el Gobierno— de contabilidad, control, auditoría, tributación, etc.

“Lo toma o lo deja”, es el punto de partida del Gobierno para iniciar la segunda renegociación de los contratos petroleros que ha realizado el régimen desde su inicio en enero de 2007. A partir del 23 de enero, toda la producción petrolera del Ecuador será exportada única y exclusivamente por Petroecuador.



¿Qué es lo nuevo y no negociable?

El contrato “es un contrato de adhesión” y lo único negociable es la tarifa, dijo Pástor. Pero, en especial, hay dos cláusulas intocables: arbitraje y medio ambiente. El arbitraje se hará con las reglas de solución de controversias planteadas por la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (Cnudmi), organismo de arbitraje con sede en La Haya, Holanda, y sede subsidiaria en Santiago de Chile. Ya no se acepta el arbitraje bajo las reglas del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), organismo del Banco Mundial del que el Ecuador se deslindó el 2 de julio de 2009. Si alguna empresa tiene como condición este mecanismo de arbitraje, el tema no es negociable y tendrán que acordar con el Gobierno la liquidación del contrato.

En cuanto al medio ambiente, el nuevo contrato exige a las empresas realizar provisiones anuales que se acumulen en un fondo para remediación de pasivos ambientales y sociales antes de la terminación del contrato y ofre-

cer garantías de todo riesgo petrolero, de responsabilidad civil y de contaminación. La no remediación de daños ambientales en un tiempo razonable es causa de caducidad del contrato.

LA CONTRAPARTE YA NO ES PETROECUADOR

La contraparte de las empresas petroleras ya no es Petroecuador, sino la Secretaría de Hidrocarburos, creada por las reformas de julio, lo cual da independencia a las empresas privadas de la empresa estatal, que a más de producir el crudo compartía campos con las privadas y a la vez era su juez, ocasionando un conflicto de intereses.

A su vez, la fiscalización será llevada por la Agencia Nacional de Regulación y Control Hidrocarburífero (Anrch), también creada por las reformas, la cual dependerá de delegados del Ejecutivo. Es crítico el hecho de que no se haya avanzado hacia una superintendencia, para que pueda realizar su gestión con independencia del ejecutor de las políticas. Pero es claro que, en el modelo del actual Gobierno, la meta es controlar todos los ámbitos de la gestión.

Las auditorías financieras y económicas las llevará el Servicio de Rentas Internas (SRI) sobre la base de la auditoría de la Anrch. Se supone que con esto se eliminará la anterior práctica en los contratos de servicios: control y revisión de todos los costos y gastos con un ejército de revisores.

IMPUESTO A LA RENTA EN 25%

Esta modalidad de contrato deja al Estado ecuatoriano como “exclusivo propietario de todos los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional”. Fija como impuesto a la renta la tarifa normal de 25%, ya no de 44%, conforme a la reforma de julio a la Ley de Régimen Tributario

Los contratos firmados se modificarán, caso contrario se darán por terminados unilateralmente.

A partir de enero 23 de 2011, Petroecuador exportará toda la producción petrolera del país.

Interno. La cláusula 16 hace referencia al nuevo reparto de utilidades, pues la reforma de julio recortó drásticamente la participación de los trabajadores.

TARIFA PROMEDIO Y SUS COMPONENTES

El nuevo contrato es relativamente corto (34 cláusulas, en unas 80 páginas). Antes, en los contratos de prestación de servicios, había un capítulo completo sobre la forma de pago, controles, supervisiones en centenares de páginas, lo cual se ha simplificado con el establecimiento de una tarifa. Las empresas han hecho ya cientos de observaciones al reglamento de contabilidad. Los plazos de duración son particulares a cada contrato. La fijación de una tarifa permite que el Estado reciba la totalidad de los ingresos resultantes de un incremento de precios. Pero, si caen los precios del crudo por debajo de la tarifa fijada, le tiene que asegurar a la empresa el pago de esa tarifa, aunque estuviere por encima del precio de mercado. Por lo tanto, es conveniente para el país con precios altos del crudo y es inconveniente cuando estos caen. Para asegurar liquidez al fisco, el contrato impone el llamado “margen de soberanía” con lo cual se reserva 25% de los ingresos brutos, pase lo que pase.

El Gobierno sostiene que la tarifa del nuevo contrato tiene la virtud de que las compañías se controlen en sus costos para optimizar la utilidad. Sin embargo, el contrato con Ivanhoe

admite una cláusula de revisión de costos a ser reconocidos y en el contrato con Río Napo, en febrero de 2010, Pdvs a ya pidió revisión del costo operativo de la línea base de \$ 102 millones a \$ 130 millones en 2010... lo cual relativiza el carácter “fijo” de la tarifa.

Se trata de tarifas individuales y diferenciadas para cada contrato, ya que la operación en cada campo tiene inversiones diferentes, costos operativos distintos y utilidades específicas de cada uno, explicó Pástor. “La tarifa estará en función de las inversiones, costos, gastos y el riesgo”, dijo. Sin embargo, las transitorias de la reforma se refieren únicamente a los contratos de explotación, donde el riesgo es mínimo.

Componentes de la tarifa: Para los campos en producción la tarifa tiene dos componentes: 1. cubre amortizaciones, costos operativos y “utilidad razonable” de la producción actual; 2. el precio es para las inversiones nuevas en producción incremental. Ponderados estos dos conceptos se obtiene una tarifa promedio.

Corrección por inflación: La tarifa será ajustada por la inflación de la industria petrolera internacional para los insumos de costos variables, los cuales varían en función de la producción. Esta corrección por inflación busca que la tarifa mantenga su valor real durante la vida del contrato y se ajusta automáticamente cada año de acuerdo con el índice de los precios al productor de la industria petrolera.

MARGEN DE UTILIDAD COMO PARTE DE LA TARIFA

Para los campos en producción se considerará un margen de utilidad de 15% a 18% para la curva base que están produciendo y de 15% a 18% para la inversión nueva. La rentabilidad será de 18% a 22% para la inversión nueva en campos nuevos. Esta tarifa mayor para la inversión nueva busca incentivar el incremento de producción y exploración.

La reforma bajó el impuesto a la renta del tope que mencionaba la Ley de Régimen Tributario Interno: de 44% a 25%.

En esta industria los costos fijos son de 75% y los variables de 25%. Las tarifas para cada contrato se conocerán terminada la negociación.

8.5% DE LA RENTA PETROLERA PARA EL ESTADO

El Gobierno buscará que mediante los contratos renegociados se asegure una renta petrolera de 85% a 90% en el grueso de los contratos, superior al promedio que recibe hoy de 65%. Dicha renta está definida como la diferencia entre el precio internacional de venta y los costos de producción.

El mecanismo reducirá los ingresos de las empresas, por eso, dijo Pástor, a las que no quieran quedarse “se les paga-

rá el precio que dieron en sus proyectos de producción, porque aquí no hay confiscación ni expropiación”.

LOS GRUPOS Y EL CALENDARIO DE NEGOCIACIÓN

Hay 33 contratos firmados y vigentes, sujetos a 13 nuevas negociaciones, puesto que hay empresas que tienen más de un contrato firmado con el Estado, por lo cual se negociará con cada empresa, con un calendario definido atrasado al cierre de la edición (*Cuadro 1*). Todas las empresas de campos marginales entran a la negociación, aun en el caso de que hubiesen ganado el contrato por licitación.

La renegociación incluye el cambio de árbitro —de Ciadi a Uncitral—, un fondo para remediación ambiental, la tarifa de cada contrato y el área de la concesión.

CUADRO 1
CRONOGRAMA DE LA RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS PETROLEROS

Etapa de renegociación	Fecha
Entrega a las empresas modelo de contrato.	Semana del 9 al 13 de agosto de 2010
Observaciones por escrito al contrato de las empresas para remitirlas al Ministerio de Recursos No Renovables (MRNR) para ser tomadas en cuenta en documento final.	Semana del 16 al 20 de agosto de 2010
Reuniones con todas las empresas una vez analizados los comentarios para finiquitar lo principal que es aceptar un contrato de adhesión de todas las cláusulas excepto la tarifa.	Semana del 23 al 27 de agosto de 2010. Hasta el cierre de la edición hay cientos de observaciones al contrato y al reglamento de contabilidad.
Primer grupo: Repsol.	Solo se ha hecho una reunión hasta el cierre de la edición.
Segundo grupo: Andes Petroleum (China), Petroriental (China), Canadá Grande (Corea del Sur).	La reunión no se ha realizado hasta el cierre de la edición.
Tercer grupo: Petrobras (Brasil), Agip Oil (Italia).	La reunión no se ha realizado hasta el cierre de la edición.
Cuarto grupo (campos marginales): Tecpecuador, Petrosud-Petroriva (Argentina) y Bellwether (EEUU).	La reunión no se ha realizado hasta el cierre de la edición.
Quinto grupo: Petrobell (Ecuador), Consorcio Petrolero Amazónico, Consorcio Energético Gran Colombia (Colombia) y EDC (EEUU).	La reunión no se ha realizado hasta el cierre de la edición.
Fin de las negociaciones de la tarifa con todas las empresas petroleras para los campos grandes. Se esperan contratos de adhesión.	Octubre de 2010
Cierre de las negociaciones con las empresas que tienen contrato de participación.	23 de noviembre de 2010
Fin de las negociaciones de la tarifa con todas las empresas petroleras para los campos marginales. Se esperan contratos de adhesión.	Diciembre de 2010
Cierre de las negociaciones con las empresas de campos marginales.	23 de enero de 2011

FUENTE: RUEDA DE PRENSA DEL 17 DE AGOSTO DEL MINISTRO DE ENERGÍA NO RENOVABLE; DECLARACIONES A LA PRENSA, VARIAS FUENTES.

RECUADRO 1

Las excepciones a la actual renegociación

Ivanhoe: “Contrato de servicios con tarifa”, de \$ 26 por barril para la extracción y de \$ 11 por barril para el mejoramiento de la calidad del crudo de superficie: una tarifa global tope de \$ 37 por barril; 100% de los ingresos por sobre esta tarifa son para el Estado, según el ministro Pástor. El contrato da opción de reajuste de costos operativos. Este campo tiene reservas posibles de crudo extrapesado (entre 5° y 14° API), de las cuales solo se espera recuperar alrededor de 960 millones de barriles, aunque no es una cifra oficial.

Río Napo: “Contrato de servicios específicos con tarifa”, no es de exploración y explotación petrolera. Se trata de una empresa de economía mixta (70% de Petroproducción y 30% Pdvsa). La tarifa es de \$ 1,25 de utilidad y le reembolsan \$ 4,5 por barril, dijo Pástor en rueda de prensa.

SE MODIFICARÁN LAS ÁREAS DE LA CONCESIÓN EN LA RENEGOCIACIÓN

El ministro Pástor anticipó que a algunas empresas se les reducirá el área de concesión. “No es posible que las compañías que firmaron hace 15 ó 20 años mantengan contratos de la totalidad del área del bloque (ejemplo: 250 mil ha), cuando están trabajando 20% de esa área mientras que el resto permanece inexplorada”, dijo el funcionario. Explicó que “esas áreas serán redimensionadas para que las áreas que actualmente no son objeto de exploración puedan ser licitadas con otras empresas privadas o concedidas en administración directa a Petroecuador, Petroamazonas o a compañías estatales”.

Es decir, si las empresas no se comprometen a invertir en exploración, las áreas quedarán libres para nuevas licitaciones petroleras. Ello, según Pástor, no es nada nuevo, sino que “se aplicará la Ley de Hidrocarburos que señala que las áreas que no sean objeto de exploración luego de los primeros cinco años del período de explotación serán revertidas al Estado”. Lo que no se había aplicado hasta ahora.

CONTRATOS VIGENTES EXCLUIDOS DE LA NEGOCIACIÓN

Dos contratos no van a renegociación. Los firmados con las empresas Ivanhoe y Río Napo, por cuanto el primero “es un contrato de servicios con tarifa” y el segundo “un contrato de servicios específicos”, una figura distinta.

Sin embargo, existen demandas por peculado ante la Fiscalía por estos dos contratos, pactados directamente y sin licitación, con un tipo de contrato no vigente en la Ley de Hidrocarburos a la fecha de su firma.

Sobre Ivanhoe (*Recuadro 1*), el vicepresidente **León Roldós**, presentó una denuncia en octubre de 2009 por considerarlo un “atracó” al país, al otorgar la explotación del campo Pungarayacu, uno de los mayores campos en producción del país, y haber incluido no solo este campo sino todo el Bloque 20, o sea 285 ha adicionales. Roldós ha destacado ante la prensa que la tarifa tope de \$ 37 por barril está sujeta a correcciones cuando se incrementen costos, gastos e inversiones —de acuerdo con el contrato—, lo cual desmiente que sobre el valor de \$ 37 por barril la totalidad de los ingresos vayan al Estado. Roldós ha denunciado también que el vicepresidente de Operaciones de la empresa Ivanhoe en el Ecuador, desde julio de 2010, es **Santiago Pástor**, ex gerente de Perenco en julio de 2009. Se trata del hermano del ministro de Energía No Renovable, Wilson Pástor, por lo que se evidencia el conflicto de intereses ahora y con Perenco.

El ex sindicalista de Petroecuador,

Fernando Villavicencio, actualmente en el Movimiento Polo Democrático, denunció ante la Fiscalía un supuesto peculado en el contrato con la empresa mixta Río Napo. Argumentó que el contrato original incluía un costo operativo de la curva base de \$ 7,81 por barril, una curva base de producción diaria de 49.600 barriles y una tarifa de producción incremental del orden de \$ 17 p.b. Luego de las denuncias públicas, las autoridades modificaron el contrato, bajando el costo operativo a \$ 5,41 p.b., subieron la curva base diaria a 51.600 barriles y bajaron la tarifa incremental a \$ 15 p.b. Sin embargo, el cambio quedó en papel, pues el pasado febrero, Pdvsa Río Napo logró que le modifiquen el costo operativo de la curva base de \$ 102 millones a \$ 133 millones para el ejercicio 2010 (GESTIÓN 190); es decir, un incremento de \$ 31 millones, que debe pagar Petroecuador. No se estaría cumpliendo ni con la curva base, peor con el incremento de la producción, objetivo del contrato.

¿CÓMO OPERARÁ LA NEGOCIACIÓN?

El Comité de Licitaciones dará directrices a los negociadores y recibirá información semanal y mensual de los negociadores mientras dure el proceso. Los negociadores analizarán uno por uno los 33 contratos e irán definiendo con corridas económicas la propuesta del Gobierno y la propuesta de las empresas, procurando mejorar la participación del Estado en la renta petrolera. Está conformado por los ministros de Recursos No Renovables; de los Sectores Estratégicos y del Medio Ambiente o sus delegados, quienes recomendarán al ministro de Recursos No Renovables la conveniencia o no de los términos renegociados y el ministro tendrá la última palabra. Las empresas en acuerdo firmarán un contrato de adhesión previo a la firma del nuevo contrato definitivo, lo cual se espera que ocurra hasta octubre de 2010. Si no lo firman, podrían demandar ante el Ciadi (*Recuadro 2*).



¿QUIÉNES SON LOS NEGOCIADORES?

El Comité de Licitaciones está conformado por el ministro de Recursos No Renovables, Wilson Pástor o su delegado; el ministro de los Sectores Estratégicos, Jorge Glass o su delegado; la ministra del Medio Ambiente, Marcela Aguiñaga o su delegado. El grupo de negociadores que estuvo el primer día, 25 de agosto, proviene del MRNR y fueron: **Andrés Donoso** (jurídico), **Ramiro Cazar**, **Patricio Machado** y **Miguel Naranjo**, además del ministro Pástor. Pero no se descarta que en el transcurso de la negociación intervengan funcionarios del SRI y de la Secretaría de los Pueblos, entre otras instituciones.

LOS CONTRATOS EN VIGENCIA

El Cuadro 2 es un esfuerzo de identificación de los contratos en vigencia por bloque petrolero en explotación, el tipo de contrato, el grupo de accionistas que lo manejan y su operador. También tiene detalles sobre las fechas del contrato inicial y del modificatorio, el tipo de contrato negociado, así como la producción acumulada en el primer semestre y las reservas remanentes. El

Gráfico 1 muestra los volúmenes de producción de las empresas privadas, para visualizar la importancia de los contratos.

LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA CONTINÚA A LA BAJA DESDE 2007

El énfasis del texto de la reforma a la Ley de Hidrocarburos está puesto en cambiar los contratos vigentes, mas no en la nueva exploración hidrocarburífera, aunque en el discurso, el ministro de Recursos No Renovables se haya empeñado en aseverar que la reforma busca promover la exploración y una mayor producción. En política petrolera, este Gobierno no recibe buenas notas en ninguno de los años, pues, como se observa (Gráfico 2), desde 2007 solamente sigue cayendo la producción petrolera total. El incremento en la producción estatal se debe a que la empresa estatal asumió los bloques que operaban Occidental (a partir de abril de 2006), Perenco (julio 2009) y City (julio 2008). Hay una mejora reciente en la producción diaria de Petroamazonas.

RECUADRO 2

El riesgo de demandas legales ante el Ciadi

Desde el punto de vista constitucional, la amenaza de terminación unilateral del contrato establecida en las disposiciones transitorias —si las empresas se niegan a migrar al nuevo modelo— da pie a demandar al Estado ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), con las de ganar para la empresa privada que no acepte esta presión.

Por esta razón, los contratos que estaban por terminar no debieron exponerse a la renegociación, pues si las empresas no aceptan los nuevos términos, se les dará opción de demandar al Estado y obtener jugosas ganancias legales. Pero quizá lo más desconcertante fue el boletín del 16 de julio de 2010, enviado por el MRNR, en el que se aseveraba que los plazos renegociados en los contratos transitorios son los que valen. Aseveración que va contra una cláusula de los contratos modificatorios que asegura que, si en el lapso de un año no se ratificaban, lo negociado quedaba en nada. Reconocer la extensión de los plazos dados por el contrato transitorio no es legal, no va de acuerdo al contrato. Peor aún: si alguna compañía no acepta el nuevo modelo en la negociación de 2010, podría demandar ante el Ciadi la caducidad de su contrato, y decir que el plazo es el que el MRNR asevera en el boletín del 16 de julio, con lo cual les tendrían que reconocer 10 años más de indemnizaciones.

¿Cómo se puede entender un boletín así que, saliendo del mismo Gobierno, puede aumentar los perjuicios al Estado? Esto no puede ser un error de autoridades en materia petrolera, ¿qué intereses se juegan en la renegociación? El ya famoso boletín ha levantado suspicacias en muchos y reclamos argumentados de especialistas, no respondidos por el MRNR.

"Los contratos más beneficiosos son con empresas estatales"

Ing. Wilson Pástor, ministro de Recursos No Renovables

Hoy día, los contratos negociados con compañías estatales son los más beneficiosos. Como ejemplo Sipec, la compañía chilena, que hoy tiene una tarifa equivalente con \$ 70 [de precio] de \$ 17 por barril. O Petrobrás, que ronda los \$ 19 por barril. Las dos son de las tarifas equivalentes más bajas hoy día. Insisto: si

se congela el precio internacional en \$ 70 y calcula cuánto recibe la compañía, con precio base más precio ajustable con el incremento de precios, esas compañías reciben hoy día la menor tarifa.

Por otro lado, en los campos marginales, también la tarifa es baja hoy día, pero los campos fueron descubiertos por Petroecuador, ya tenían producción y lo que se les pidió fue que incrementaran la producción. Además de reembolsarles los costos de la curva base de producción que ya tenía Petroproducción, se les paga una tarifa baja porque no tienen riesgo.

Rodrigo Buenalúa



No se puede asumir que, por ser una negociación directa con empresas estatales, va a ser negativo para el Estado al compararse con una licitación.

"La reforma era indispensable para la renegociación"

Ing. José Luis Ziritt, presidente de la Asociación de Industriales Hidrocarburíferos del Ecuador (AHIE), ex asesor del presidente Rafael Correa

La reforma a la Ley de Hidrocarburos se propuso como respaldo legal de la renegociación de los contratos petroleros para migrar de la modalidad de participación al modelo de "prestación de servicios con una tarifa única", para cumplir el propósito del presidente de la República; en marzo ya se quiso negociar pero no había el piso legal para hacerlo.

La misma AHIE es impulsora de la reforma, que se inicia con cambiar el artículo 16 de la ley vigente, y establece que las empresas recibirán como pago una tarifa, la cual incluirá amortización, gastos, costos y la utili-

dad de la empresa. "Yo represento a la Asociación y no a las empresas. Yo no puedo hablar por las empresas que van a negociar su contrato directamente con el Estado y con su representante legal. Nos ha preocupado que en la reforma no haya más especificaciones acerca de la tarifa, pues esto es clave en la renegociación y las reglas claras son buenas para todos".

No hay una posición oficial de las empresas con respecto a la ley. Algunas empresas que operan campos marginales han manifestado que preferirían mantenerse en el esquema actual de contratación que consta de una curva base y una distribución de ganancias por incremental. Todas las empresas preferirían quedarse con un contrato de participación que se ajusta más al giro del negocio petrolero, en el cual hay mucha incertidumbre y pueden suscitarse oportunidades en el momento que hay cambios en el mercado. Pero la reforma exige migrar de contrato y,

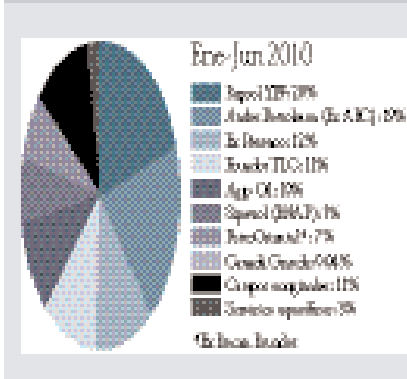
en caso de que no lleguen a un acuerdo con el Estado, serán liquidadas.

Veo poco tiempo para la negociación, apenas cuatro meses para cerrar la renegociación con cada una de las empresas, la cual tendrá que ver qué tarifa les podría convenir para quedarse o no en el Ecuador. Preocupa el hecho de que el Estado podría intervenir en las operaciones porque inclusive en el literal g de la Agencia de Regulación se especifica que el Estado, por su conveniencia, podría intervenir en las operaciones petroleras. ¿Cómo se va a hacer la liquidación? Eso no está especificado.

Danielo Vallejo

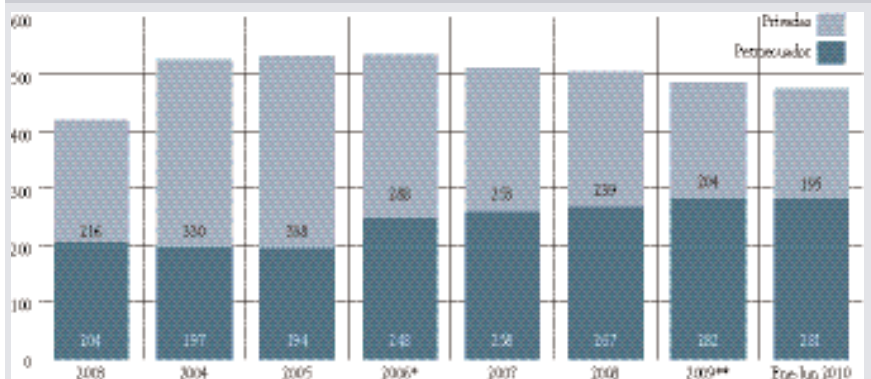


GRÁFICO 1 PRODUCCIÓN DE LAS EMPRESAS PRIVADAS



FUENTE: PETROEQUADOR.

GRÁFICO 2 PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA (MILES DE BARRILES)



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.
 *NOTA: 2006: BLOQUE 15 (EX OXY) PASA A PETROAMAZONAS.
 **NOTA: 2009: BLOQUE 16 (EX PERENCO) PASA A PETROEQUADOR.

DETALLE DE CONTRATOS PETROLEROS EXISTENTES PARTICIPACIÓN, PRESTACIÓN DE SERVICIOS, CAMPOS MARGINALES Y SERVICIOS ESPECÍFICOS

BLOQUE	ACCIONISTAS	OPERADOR	ORIGEN	TIPO
7 (4)	Perenco Ecuador Ltd 57.5% y Burlington Resources Oriente Limited 42.5%	Perenco	Contrato Original de Prestación de Servicios Licitado	Participación
COCA PAYAMINO *	Perenco Ecuador Ltd 57.5% y Burlington Resources Oriente Limited 42.5%	Perenco	Convenio de Explotación Unificada Original	Convenio de Explotación Unificada Renegociado
21 (5)	Perenco Ecuador Ltd 45%, Burlington Resources Oriente Limited 37.5% y Preussag Energie International GMBH 17.5%	Perenco	Contrato Licitado	Participación
11	CNPC International 100%	CNPC International LTD.	Contrato Licitado	Participación
14 (6)	PetroOriental S.A. 100%	PetroOriental S.A	Contrato Original de Prestación de Servicios Licitado	Participación
17 (7)	Andes Petroleum Company Ltd. 70% y Overseas Petroleum and Investing 30%	PetroOriental S.A	Contrato Original de Prestación de Servicios Licitado	Participación
16 (8)	Repsol YPF 35%, Overseas Petroleum and Investment Corporation 31%, CRS Resources Ecuador IDC 14% y Amodami Oil Company Ltd 20%	Repsol YPF	Contrato Original de Prestación de Servicios Licitado	Participación
BOGI-CAPIRÓN *	Repsol YPF 35%, Overseas Petroleum and Investment Corporation 31%, CRS Resources Ecuador IDC 14% y Amodami Oil Company Ltd 20%	Repsol YPF	Convenio de Explotación Unificada Original	Convenio de Explotación Unificada Renegociado
TIVACUNO **	Repsol YPF 35%, Overseas Petroleum and Investment Corporation 31%, CRS Resources Ecuador IDC 14% y Amodami Oil Company Ltd 20%	Repsol YPF	Contrato de Servicios Específicos Negociado	Servicios Específicos Modificatorio
18 (9)	Teikoku Oil Ecuador 40%, Ecuador TLC 30%, Cayman Internacional 18% y Petromanabí 12%	Petrobras Energia Ecuador	Contrato Licitado	Participación
PALO AZUL *	Teikoku Oil Ecuador 40%, Ecuador TLC 30%, Cayman Internacional 18% y Petromanabí 12%	Petrobras Energia Ecuador	Convenio de Explotación Unificada Original	Convenio de Explotación Unificada Renegociado
TARAPOA (10)	Andes Petroleum Company Limited 100%	Andes Petroleum Ecuador LTD.	Contrato Original de Asociación	Participación
18-B FANNY *	Andes Petroleum Company Limited 100%	Andes Petroleum Ecuador LTD.	Convenio de Explotación Unificada Original	Convenio de Explotación Unificada Renegociado
MARIAN 4A *	Andes Petroleum Company Limited 100%	Andes Petroleum Ecuador LTD.	Convenio de Explotación Unificada Original	Convenio de Explotación Unificada Renegociado
23	Burlington Resources Andean Ltd. 50% y Cia. General de Combustibles S.A. 50%	CGC	Contrato Licitado	Participación
24	Burlington Resources Ecuador Limited 100%	Burlington Resources	Contrato Licitado	Participación
28	Tripetrol Holdings Inc. 100%	Tripetrol	Contrato Licitado	Participación

TEMA CENTRAL

CONTRATO		ÚLTIMA MODIFICACIÓN			PRODUCCIÓN (1)		RESERVAS REMANENTES (2) (3)	
INICIO (mes/año)	VIGENCIA (mes/año)	CONCEPTO	FECHA (mes/año)	VIGENCIA (mes/año)	Ene-Jun 2010 BBLS	% SOBRE EL TOTAL	MM BBLS (DIC-08)	% SOBRE EL TOTAL
Mar-00	Ago-10				1'781.882	5,0%	4,1	1,3%
Abr-00	Ago-10				800.513	2,3%	1,3	0,4%
Abr-95	01/06/2021 a) fecha original 2010				1'583.791	4,5%	12,8	4,1%
Feb-95		Terminación Anticipada	2009		n/d	n/d	n/d	n/d
Jun-99	01/07/2018 a) fecha original 21/07/2012	Contrato Transitorio	Feb-10	Ago-10	1'031.322	2,9%	9,4	3,0%
Abr-00	01/12/2018 a) fecha original 2012	Contrato Transitorio	Feb-10	Sep-10	1'401.045	4,0%	11,9	3,8%
Dic-96	01/12/2018 a) fecha original 31/01/2012	Contrato Transitorio	Mar-10	Mar-11	6'409,575	18,2%	31,3	10,0%
Sep-91	01/12/2018 a) fecha original 31/01/2012	Contrato Transitorio	Mar-10	Mar-11	538.437	1,5%	0,4	0,1%
Dic-96	May-04	Ampliación de plazo	May-06	Ene-12	923.734	2,6%	5,7	1,8%
Dic-95	01/10/2022 a) fecha original 2007	Contrato Transitorio	Oct-08	Pendiente	239.509	0,7%	1,5	0,5%
Ago-02	01/10/2022 a) fecha original 2007	Contrato Transitorio	Oct-08	Pendiente	3'707.964	10,5%	2,4	0,8%
Ago-95	Ago-15				3'019.990	8,6%	33,7	10,7%
Ago-95	Ago-15				2'818.903	8,0%	6,2	2,0%
Ene-00	Ago-15				849.357	2,4%	0,9	0,3%
Ago-96	Ago-16	Terminación anticipada	2009		n/d	n/d	n/d	n/d
May-98	May-18	Terminación anticipada	2009		n/d	n/d	n/d	n/d
Mar-95	n/d	Proceso de caducidad			n/d	n/d	n/d	n/d

CONTINÚA

FUENTE: INVESTIGACIÓN DE MULTIPLICA, DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, PETROECUADOR, MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES.

DETALLE DE CONTRATOS PETROLEROS EXISTENTES PARTICIPACIÓN, PRESTACIÓN DE SERVICIOS, CAMPOS MARGINALES Y SERVICIOS ESPECÍFICOS

BLOQUE	ACCIONISTAS	OPERADOR	ORIGEN	TIPO
PALANDA YUCA SUR	Petróleos Sudamericanos Petrolamerec 50%, Petroriva S.A. 40% y Fosforocomp 10%	Petróleos Sudamericanos	Contrato licitado	Campo marginal 1a Ronda
PINDO	Petróleos Sudamericanos Petrolamerec 50%, Petroriva S.A. 40% y Fosforocomp 10%	Petróleos Sudamericanos	Contrato licitado	Campo marginal 1a Ronda
BERMEJO (11)	Tecpecuador, subsidiaria de Tecpetrol S.A. 100%	Tecpecuador	Contrato licitado	Campo marginal 1a Ronda
TIGUINO	Santa Elena Oil & Gas 70% y Petrobell Inc. 30%	Petrobell	Contrato licitado	Campo marginal 1a Ronda
CHARAPA	Río Alto Resources 90% y Tecnipetrol Inc. 10%	Bellwether International	Contrato licitado	Campo marginal 1a Ronda
PUCUNA	Dygoil Consultoría y Servicios Petroleros Cia. Ltda, Proyectos Inspecciones, Construcciones y Consultas de Ingeniería C.A. Proinci Sucursal Ecuador, Suelopetrol S.A. SACA Sucursal Ecuador y NTC Energy Group C.A. Sucursal Ecuador.	Consorcio Petrolero Amazónico	Contrato licitado	Campo marginal 2a Ronda
SINGUE	Dygoil Consultoría y Servicios Petroleros Cia. Ltda, Proyectos Inspecciones, Construcciones y Consultas de Ingeniería C.A. Proinci Sucursal Ecuador, Suelopetrol S.A. SACA Sucursal Ecuador y NTC Energy Group C.A. Sucursal Ecuador.	Consorcio Petrolero Amazónico	Contrato licitado	Campo marginal 2a Ronda
PUMA	Ismocol de Colombia Sociedad Anónima Sucursal Ecuador, Upland Oil and Gas LLC Sucursal Ecuador y PECS Iecontsa Sociedad Anónima	Consorcio Pegaso	Contrato licitado	Campo marginal 2a Ronda
10	Agip Oil Ecuador B.V. 100%	Agip Oil	Contrato licitado	Prestación de servicios
G. GALINDO	Espol	Espol-PacifPetrol	Contrato negociado	Servicios específicos
MDC	Sociedad Internacional Petrolera S.A. Filial de ENAP 100%	Sociedad Internacional Petrolera S.A. Filial de ENAP	Contrato negociado	Servicios para desarrollo y producción
PARAÍSO BIGUÑO GUACHITO	Sociedad Internacional Petrolera S.A. Filial de ENAP 100%	Sociedad Internacional Petrolera S.A. Filial de ENAP	Contrato negociado	Servicios para desarrollo y producción
1	Canadá Grande LTD. 50% y Tripetrol Explorat. 50%	Canadá Grande		Participación
OTROS CONTRATOS				
ARMADILLO	Vetraecudor S.A., Petrotesting Colombia S.A. Sucursal Ecuador y Ecuavital S.A.	Consorcio Energético Gran Colombia	Contrato licitado	Campo marginal 2a Ronda
CAMPO SACHA	Río Napo Compañía de Economía Mixta 100%	Río Napo Compañía de Economía Mixta	Contrato negociado	Servicios específicos
BLOQUE 15 (12)	Petroamazonas Ecuador S.A.	Petroamazonas Ecuador S.A.	Contrato negociado	Prestación de servicios
PUNGARAYACU	Ivanhoe Energy Ecuador 100%	Ivanhoe Energy Ecuador	Contrato negociado	Servicios específicos
CHARAPA	Bellwether International	Tecnipetrol Inc. Bellwether International		Campo marginal
3	EDC Ecuador Ltd.	EDC		Participación
31	Petrobras Energía Ecuador 100%	Petrobras Energía Ecuador		Participación
28	Tripetrol Holdings Inc. 100%	Tripetrol		Participación
Shiripuno		PetroOriental S.A.		Servicios específicos

(1) Informe Cifras Petroleras enero-junio 2010 de Petroecuador.

(2) Reservas de petróleo crudo y gas natural del país al 31 de diciembre de 2008 - DNH, Petroproducción y Ministerio de Minas y Petróleos.

(3) Reservas remanentes de petróleo crudo de campos en producción.

(4) Incluye campos Labo, Mono, Jaguar, Gacela y Oso.

(5) Campo Yuralpa.

(6) Incluye campos Kupi, Nantu y Wanke.

(7) Incluye campos Hormiguero y Hormiguero Sur.

(8) Incluye campos Amo, Dabo Sur, Daimi, Ginta-Dabo, Iro, y Wati.

(9) Campo Pata.

(10) Incluye campos Alice, Chorongó, Dorine, Joan, Marian 4, Shirley y Sonia.

(11) Incluye campos Bermejo Norte, Bermejo Sur y El Rayo.

(12) Incluye el bloque 15 más los campos Limoncocha, Edén Yuturi y Yanaquincha.

* Campos unificados.

** Campos Tivacuno y Tivacuno SW de Petroproducción operados por Repsol YPF.

TEMA CENTRAL

CONTRATO		ÚLTIMA MODIFICACIÓN			PRODUCCIÓN (1)		RESERVAS REMANENTES (2) (3)	
INICIO (mes/año)	VIGENCIA (mes/año)	CONCEPTO	FECHA (mes/año)	VIGENCIA (mes/año)	Ene-Jun 2010 BBLS	% SOBRE EL TOTAL	MM BBLS (DIC-08)	% SOBRE EL TOTAL
Jul-99	Jul-19		Jul-99	Jul-19	1'722.433	4,9%	11,2	3,6%
Jul-99	Jul-19		Jul-99	Jul-19				
Jul-99	Jul-19		Jul-99	Jul-19				
Ene-00	Ene-20		Ene-00	Jan-20	838.659	2,4%	7,6	2,4%
Dic-99	Dic-19		Dic-99	Dic-19	854.615	2,4%	1,9	6,3%
Abr-08	Abr-28				n/d	n/d	n/d	n/d
					410.609	1,2%	20,1	6,4%
Abr-08	Abr-28							
Mar-08	Mar-28				119.226	0,3%	6,7	2,1%
Jul-88	Jul-17	Renegociación	Dic-09	Dic-23	3'405.107	9,6%	53,9	17,2%
Ene-95	Ene-15				252.488	0,7%	11,4	3,6%
Oct-02	Oct-17				2'132.494	6,0%	41,3	13,2%
Oct-02	Oct-17				446.988	1,3%	17,6	5,6%
Ene-97	Abr-10				12.923	0,0%	2,2	0,7%
			TOTAL		35'301.564	100%	313,5	100%
Mar-09	Mar-29						9,1	
Sep-09	Mar-20				9'270.780		459,3	
Ago-08	Mar-13				17'543.282		223,4	
Oct-08	Oct-38							
Dic-99	Dic-19							
Jul-96	Jul-21							
Ago-96	Ago-16							
Abr-95								
Mar-94								

