

Reforma petrolera a medias

< MA. LORENA CASTELLANOS V. >

En un apresurado debate inconcluso por la decisión del movimiento gobiernista de no asistir a la votación legislativa y sin analizar ni cuantificar los efectos económicos del proyecto de reforma petrolera, esta pasó sin cambios. A primera vista, la reforma busca solucionar un tema coyuntural: la renegociación de contratos. Varios problemas estructurales del sector se dejaron “para la próxima”. GESTIÓN examina pros y contras de las nuevas reglas del juego petrolero.

Con carácter de “urgente en materia económica”, el 24 de junio, el presidente de la República remitió a la Asamblea Nacional la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno. Y empezó la cuenta regresiva: 30 días para que la Asamblea discuta y se pronuncie sobre el proyecto, caso contrario “la reforma entraría por el ministerio de la ley”, explicó de entrada el presidente de la Comisión de lo Económico, **Francisco Velasco**. Y, efectivamente, así fue. Ello eliminó un debate y una votación legítima y democrática en el Legislativo con “la estrategia” de Movimiento País de no asistir al pleno el día de la votación definitiva. El resultado: no hubo quórum para instalar la sesión, el Legislativo no se pronunció y, tal como lo anunció el presidente **Correa** un día antes de la sesión, el proyecto de reforma pasó por el ministerio de la ley.

Diez días después de aprobada la reforma petrolera, ya se debatía una “reforma a la reforma” en la Comisión de lo Económico (*Recuadro 2*). ¿La

razón? Era “necesario realizar ciertas puntualizaciones”, dice la exposición de motivos del informe al primer debate, debatido y aprobado en las sesiones del 5 de agosto y el 8 de septiembre de 2010.

Las nuevas reglas del juego

Entre las nuevas reglas del juego petrolero decretadas por el Ejecutivo, destacan las siguientes:

- Al igual que en la ley anterior, el Ejecutivo formulará la política petrolera, pero ahora coordinará con el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables y la nueva Secretaría de Hidrocarburos (antes coordinaba con Petroecuador y el Ministerio de Defensa).

- **Nueva institucionalidad:** se creó la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la Secretaría de Hidrocarburos (SH) como entidades con autonomía administrativa pero adscritas al Ministerio de Recursos Naturales no Renovables. La primera reemplazó a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y la segunda asu-

mió varias atribuciones de Petroecuador. La ARCH regulará, controlará, fiscalizará la actividad petrolera y fijará las tarifas a cobrar por el uso de oleoductos, poliductos y gasoductos. En cambio, la SH, entre otras cosas, administrará y suscribirá los contratos petroleros, evaluará el potencial hidrocarburífero y administrará la participación del Estado en el volumen acordado en cada contrato.

- **Adjudicación “diferenciada”:** antes la adjudicación de contratos estaba a cargo de Petroecuador y todo contrato, con excepción de los de obras

Más plata del oro negro, ¿bendición o maldición? Aumentar la renta petrolera para el Estado es solo una parte de la historia. En la administración de los recursos, radica lo fundamental: reflejar los mayores ingresos del Estado en desarrollo.



de servicios específicos, era adjudicado bajo licitación. Ahora esta tarea “la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o sus subsidiarias, con países, con empresas mixtas en las cuales el Estado sea accionista mayoritario y los de obras y servicios específicos”.

• **Contratos adicionales:** el Estado podrá celebrar estos contratos para utilizar gas proveniente de yacimientos petrolíferos con fines industriales o de comercialización.

• **Reducción del impuesto a la renta para las petroleras:** de 44,4% a 25% sobre la base imponible. Se mantiene el régimen tributario para la italiana AGIP Oil Ecuador mientras no se renegocie el contrato.

• **Participación laboral:** los trabajadores vinculados al sector petrolero recibirán 3% de las utilidades de la empresa (en lugar de 15%) y el restante 12% será pagado al Estado, quien lo destinará a proyectos de inversión en salud y educación a través de los gobiernos seccionales de las áreas delimitadas en el contrato.

• **Relación contractual de prestación de servicios** (solo AGIP e Ivanhoe tienen contrato de prestación de servicios):

1. Aunque el Gobierno manifestó que todos los contratos deberán migrar a la modalidad de prestación de servicios, la ley también mantiene otras modalidades de contrato: de participación (vigente para la mayoría de compañías privadas), de asociación y “otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana”.

2. Nuevo cálculo de la repartición de ingresos petroleros en contratos de prestación de servicios (Recuadro 1).

3. Tarifa por servicios prestados: “tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización”. La tarifa tomará en cuenta “un estimado de la amortización de inversiones, costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido”.

RECUADRO 1

Contratos de prestación de servicios

Repartición anterior

- Antes de cualquier distribución de los ingresos, se deducían los costos de transporte y comercialización y los costos de producción, que incluían los reembolsos de inversiones, costos y gastos, y el pago de servicios que Petroecuador debía realizar a la contratista.

- Hay que tener en cuenta que la modalidad vigente para la mayoría de los contratos no es de prestación de servicios, sino de participación. Allí, el reparto es distinto.

Nueva repartición

- Ingresos brutos totales menos 25% de ingresos brutos (margen de soberanía para el Estado) 75% de ingresos brutos
- 75% de ingresos brutos menos costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado = saldo
- Ingreso bruto del contratista: tarifa por servicios prestados pagados a la petrolera. Se calcula sobre el saldo de ingresos brutos y se negocia directamente con la compañía.



La generación de crudo en subsuelo ecuatoriano no le ha costado un centavo al país: si su extracción no se transforma en nuevas formas de capital, el país se descapitaliza. Peor si solo explota crudo y hace poco por explorar nuevos campos.

Pero, ¿las nuevas reglas cumplen la Constitución?

La camisa de fuerza de la “revolución”: ¿su Constitución?

La reforma petrolera sería contraria al menos a cuatro temas estipulados en la Constitución del Ecuador, elaborada por el mismo Gobierno y su movimiento político en 2008 (Cuadro 1). Según el presidente del Foro de Opinión Petrolera, **Jorge Pareja Cucalón**, esto generaría problemas en el futuro, pues “cualquier persona podría ir a la Corte Constitucional y dejar sin efecto la ley” (Recuadro 3). En teoría la Constitución se ha convertido en una

RECUADRO 2

¿Qué plantea la “reforma a la reforma”?

- Describe los criterios de excepción para delegar la explotación y exploración a empresas privadas.

- Especifica la conformación del directorio de la Agencia de la Regulación y el Comité de Licitaciones.

- Incorpora nuevos elementos a considerar en la determinación de la tarifa: el tipo de crudo, las condiciones geográficas de la extracción y la innovación tecnológica.

- Propone exigir a la contratista una garantía económica para la reparación integral del ecosistema en caso de producirse daño ambiental.

- Propone que la reducción de la participación laboral se aplique solo a los trabajadores que laboran en empresas privadas que explotan hidrocarburos, en lugar de a todos los trabajadores vinculados a la actividad.

- Transitoria: “los campos cuyos contratos terminen unilateralmente, en cumplimiento con la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la LRTI, serán explotados por empresas públicas nacionales”.

camisa de fuerza para el Gobierno pero parecería que en la práctica, al igual que la época de la “larga noche neoliberal”, no importa lo que diga la Constitución.

Más allá de que sea o no constitucional, hay un tema de fondo que apenas fue discutido: las consecuencias económicas y políticas de la reforma.

LOS PROS

El 16 de julio, GESTIÓN solicitó formalmente una entrevista con el ministro del ramo, **Wilson Pástor**, el principal protagonista del tema. También solicitó información estadística. Hasta el cierre de edición, GESTIÓN no recibió respuesta, a pesar de las llamadas al Departamento de Comunicación. Por lo cual decidió recoger las principales declaraciones públicas del ministro, en especial, aquellas referentes a los beneficios de la reforma.

1. Petroecuador, al margen de los contratos

Petroecuador era el encargado de operar unos campos y de licitar y adjudicar otros, por lo que había un conflicto de intereses al momento de decidir qué campos adjudicar y con qué campos quedarse. La nueva ley trata de resolver este conflicto, dejando a Petroecuador al margen de la negociación y pasando esta atribución a la nueva Secretaría de Hidrocarburos.

La adjudicación de contratos es una decisión del Estado, ente rector de la política petrolera —a través, en este caso, del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables. La función primordial de empresas públicas como Petroecuador y Petroamazonas es producir eficientemente asegurando el suministro de crudo y derivados a nivel nacional de manera sustentable.

2. Daños ambientales son causal de caducidad

La reforma incluyó un nuevo motivo por el cual el ministro del ramo podrá declarar la caducidad del contrato: daños ambientales no remediados. Será causa de caducidad: “Si el contratista provocare, por acción u omisión, daños

al medio ambiente calificados por el Ministerio Sectorial; siempre que no los remediare conforme a lo dispuesto por la autoridad competente”. Este es un gran acierto de la reforma.

3. “Mayor participación del Estado en la renta petrolera”, Pástor

El contrato de participación sigue vigente en la legislación ecuatoriana. Con este tipo de contratos, el Estado percibía ingresos por dos fuentes (además de la producción y exportación directa de empresas públicas): la participación en la producción de las compañías privadas y la participación en los ingresos extraordinarios, es

CUADRO 1

La Constitución vs. la nueva Ley de Hidrocarburos

Constitución Política del Ecuador (2008)	Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno (2010)
<ul style="list-style-type: none"> • Art. 136: “Los proyectos de ley deberán referirse a una sola materia (...)” • Art. 133: Leyes ordinarias “no podrán modificar ni prevalecer sobre una ley orgánica”. 	<ul style="list-style-type: none"> • La nueva ley contempla reforma explícita la Ley de Hidrocarburos y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, y reforma implícita al Código del Trabajo y a la Ley Orgánica de Régimen Monetario y Banco del Estado.
<ul style="list-style-type: none"> • Art. 316: “El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria (...) El Estado podrá de forma excepcional delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria”. • Art. 11, inciso 2: “Todas las personas son iguales y gozarán de los mismos derechos, deberes y oportunidades”. 	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 8 de la Ley reformatoria: La actividad petrolera podrá ser delegada no solo a empresas mixtas, sino también a empresas estatales extranjeras y a países. En esos casos, no se licitará, sino que los contratos se adjudicarán directamente. Solo se licitará si se trata de empresas privadas. (Para todos los casos se debería licitar).
<ul style="list-style-type: none"> • Art. 315: “El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable en recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas”. 	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 6 de la Ley Reformatoria: En lugar de Petroecuador, la Secretaría de Hidrocarburos administrará “la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen”.
<ul style="list-style-type: none"> • Art. 313: “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos”. Este artículo dice también que los sectores estratégicos son de decisión y control exclusivo del Estado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 2 de la Ley Reformatoria: Toda la actividad hidrocarburífera (transporte de crudo, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización) podrá ser realizada directamente por empresas públicas o delegada a empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia.

“Una ley que nace con inconstitucionalidades es una ley enferma”

Jorge Pareja Cucalón
Presidente del Foro Petrolero

Las inconstitucionalidades hacen que la ley sea congénitamente débil. Cualquiera puede ir a la Corte Constitucional y dejarla sin efecto. Contradice la Constitución: reforma al Código Laboral; se habla de una Agencia de Hidrocarburos nombrada por el ministerio cuando la Constitución exige la creación de superintendencias; las regalías se reemplazan con un margen de soberanía, y baja la tributación de 44,4% a 25% (eso sería una ley orgánica, no una ley urgente). La ley da inseguridad jurídica, en lugar de estabilidad y no atiende los problemas estructurales del país, sino la coyuntura: renegociación de contratos. Antes de renegociar, el Gobierno debería haber mandado a la DNH, Ministerio de Ambiente y SRI a verificar el cumplimiento de los contratos. Además, la reforma deja entrar a empresas estatales extranjeras sin licitación. ¡Esas también son entidades con fines de lucro! Deberían acogerse a un proceso normal de licitación. Nadie va a invertir en el Ecuador para perder. Sin licitación, el Ecuador jamás sabrá si tuvo una buena o mala oferta.

El objetivo de la ley es coyuntural, no contempla cambios de largo plazo.

decir, en aquellos ingresos originados en exportaciones de crudo cuyo precio de venta exceda el precio base acordado en el contrato. En cambio, en un contrato de prestación de servicios, generalmente el Estado reembolsaba las inversiones, costos y gastos incurridos por la compañía y le pagaba a la compañía una tarifa por los servicios prestados. Lo que quedaba después de esos pagos era para el Estado.

La nueva ley presenta un modelo diferente de prestación de servicios, en el cual el Estado recibirá recursos por tres fuentes:

1. Margen de soberanía: 25% de los ingresos brutos de la contratista (no de la producción).
 2. Tarifa por prestación de servicios: un porcentaje fijo que se acuerda en la negociación de cada contrato en función de las particularidades del campo adjudicado (tamaño, riesgo, costos de extracción, entre otros). Luego de pagar la tarifa, todos los ingresos percibidos son para el Estado. Los únicos que exportan son las compañías estatales nacionales.
 3. Se eliminó el reembolso a las inversiones, costos y gastos a las contratistas. En lugar de ello, la tarifa tomará en cuenta “un estimado de la amortización de las inversiones, costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido”.
- Pástor explica que con este tipo de contratos, “cuando el precio del crudo sube y siendo la tarifa fija, todo lo que está sobre la tarifa es 100% para el Estado. Cuando el precio baja, el Estado siempre recibirá 25% de margen de soberanía por ser propietario de los recursos petroleros y con el resto, si alcanza, le pagará la tarifa a la empresa petrolera”.

El Gobierno quiere suscribir este tipo de contratos con las empresas privadas que actualmente operan en el país. Para nuevos contratos con cualquier socio



(empresas privadas, estatales, mixtas o países) el Estado puede suscribir esta u otras modalidades de contrato.

Como cada contrato tiene sus propias condiciones, es muy arriesgado determinar si el cambio de modalidad (de participación a prestación de servicios) efectivamente significará mayores ingresos para el Estado. En tal caso, el ministro del ramo, Wilson Pástor, “después de tres meses que termine de renegociar los contratos, entregará un informe de lo actuado, y así podrá demostrar que la propuesta fue ventajosa para el Estado” (Informe para primer debate del proyecto de reforma a la reforma petrolera).

Más plata del oro negro, ¿bendición o maldición? Aumentar la renta petrolera para el Estado es solo una parte de la historia. En la administración de los recursos, radica lo fundamental: invertir los mayores ingresos del Estado en desarrollo.

4. “Menor participación laboral”, Pástor

Las utilidades por trabajador se reducen a la quinta parte (de 15% a 3% de las utilidades) y dependen de las cargas familiares y el cargo del empleado. ¿A qué equivale esto? Según el ministro Pástor, 15% de las utilidades brutas en varios casos significaban pagos de \$ 100.000 o \$ 300.000 dólares al año para un trabajador y, además, los trabajadores petroleros del sector privado reciben un sueldo muy superior a la media del salario de las industrias de transformación y servicios. Argumenta que “el sector petrolero no genera mucho empleo, es un sector capitalista: alto capital, mucha inversión, y poca mano de obra por la alta tecnología que implica”. Recuerda que “hasta finales de los ochenta, el sistema era equivalente al de la nueva ley”.

De manera agregada, según la información de la Superintendencia de

Compañías, en 2009 el monto a repartir a los empleados petroleros (no a los accionistas de las empresas) fue de \$ 43,4 millones. Con la reforma (3% de participación laboral) habría sido de \$ 14,5 millones (Cuadro 2). Pero aparte de las grandes compañías que explotan crudo, existen otras empresas vinculadas a la actividad cuyas utilidades son menores: empresas de limpieza, gasolineras, empresas de servicios petroleros, entre otras. Los trabajadores de estas también se verían afectados. El proyecto de reforma a esta reforma petrolera, debatido el 8 de septiembre, propone que este artículo se aplique solo a “trabajadores que laboren en empresas privadas que realicen actividades de explotación hidrocarbúrfica”, en lugar de a “trabajadores vinculados a la actividad”.

RECUADRO 4

Abusos de las compañías no deben repetirse

El Ecuador ha sido testigo de abusos de compañías petroleras privadas y públicas. Esto no debe repetirse. El caso extremo es el de Chevron-Texaco, que salió del país en 1990 dejando una grave huella ecológica irreversible. También está el caso de la Occidental, que salió del país en 2006 por transferir parte del bloque adjudicado a otra compañía (Encana) sin la autorización del Ecuador. O incluso, el mismo Petroecuador, que en repetidas ocasiones ha sido acusado de corrupción, falta de eficiencia y transparencia en sus operaciones e inversiones, negocios turbios de ciertos trabajadores y jugosas liquidaciones a ex empleados. Otro caso es el de Perenco: suspendió operaciones por más de 30 días y abandonó los campos en julio de 2009, dejando una deuda pendiente de \$ 327 millones con el Ecuador y demandando al país en el Ciadi. Petroamazonas asumió el campo y lo que produce es destinado a pagar la deuda de la compañía. Es decir, la deuda pendiente se paga sin esfuerzo de Perenco. Otro caso muy crítico: los contratos de participación suscritos en los noventa que “olvidaron” la cláusula de precios. El caso del campo Sacha es otro caso preocupante. GESTIÓN ha investigado algunos de estos temas en ediciones anteriores.

En el día a día, algunas compañías también han tratado de sacar provecho al Estado en su afán de maximizar sus beneficios. Según un boletín de prensa del ministerio del ramo, un ejemplo puntual es “la inclusión de costos financieros exorbitantes, costos de la matriz y costos de transporte en la deducción de la base imponible del impuesto a la renta”. El boletín menciona que “en algunos casos las empresas cargaban un costo financiero superior a 15%, costo de casa matriz de varios miles de dólares y costo de transporte hasta por tres veces el valor de \$ 2,25 por barril que cuesta transportar un barril de petróleo por el OCP”.

CUADRO 2

LA PARTICIPACIÓN LABORAL SE REDUCE A LA TERCERA PARTE; NO AFECTA UTILIDAD DE LAS EMPRESAS (EN MILLONES \$)

Extracción de petróleo crudo y gas natural (CIU C1110)				
	06	07	08	09
Ingresos operacionales	2.579,2	2.528,9	2.977,5	731,9
Utilidad bruta	2.486,2	2.347,7	1.998,1	418,4
15% partic. laboral (antes)	109,6	130,0	134,5	43,4
3% partic. laboral (con reforma)	36,5	43,3	44,8	14,5
Activ. de servicio relacionadas con la extracción de crudo y gas, excepto activ. de prospección (CIU C1120)				
Ingresos operacionales	576,1	681,8	808,4	634,3
Utilidad bruta	519,8	614,2	443,9	285,4
15% partic. laboral (antes)	22,8	21,8	19,0	20,7
3 % partic. laboral (con reforma)	7,6	7,3	6,3	6,9

FUENTE: SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS.

A diciembre de 2008, al Ecuador le quedaban 3.740,58 millones de barriles de crudo probados: 84,09% eran de Petroproducción y 15,9% de compañías privadas y Petroamazonas.

Declaraciones públicas de Wilson Pástor, ministro de Recursos Naturales No Renovables

- **Contratos:** Hemos demorado tres años en renegociarlos. Las empresas tuvieron toda la capacidad de maniobra para entorpecer las negociaciones. Ahora, hasta fin de año los contratos tendrán que estar renegociados.

- El Estado necesita inversión de riesgo. Hay que explorar a riesgo pero hay que diversificar la canasta. Para eso queremos que se queden las compañías.

- Si las compañías quieren quedarse solo con el área en producción, tienen ese pedazo y el resto que entreguen al Estado porque lo vamos a licitar o negociar con compañías de economía mixta.

- Las compañías petroleras, con bastante razón, han bajado la producción porque decían que no había reglas del juego claras. Ahora que no pongan ese pretexto: tienen reglas muy precisas y pueden saber cuánto invertir y ganar.

- **Excepcionalidades:** La empresa privada excepcionalmente podrá explorar y explotar los hidrocarburos. Hay 22 contratos existentes. La Constitución no pide que desaparezcan esos contratos. Más bien, hacia delante, excepcionalmente la empresa privada entrará a explotar.

- Ningún Estado se puede privar de tener relaciones con otros Estados.

- No se dará a ninguna empresa ni estatal ni privada, ni a dedo ni por licitación, ningún campo en producción de Petroamazonas y Petroecuador.

- **Renta petrolera:** No sería suficiente pasar de un contrato de participación a uno de prestación de servicios que rinda ganancias equivalentes, sería un absurdo cambiar de nombre. Fijando una tarifa, todo aumento de precios es para el Estado. Eso no es suficiente, pues la tarifa tiene que reflejar una utilidad razonable.

- La tendencia en el mundo es que los Estados capturen cada vez más renta y las compañías reciban una rentabilidad razonable en función del riesgo. Si exploran, no les vamos a dar la misma tarifa que un campo conocido.

- Si una compañía no quiere quedarse, le vamos a decir al país: esto hubiera recibido el país si la compañía se quedaba y esto va a recibir con la operación de Petroamazonas o Petroecuador.

- **Reservas:** Reservas probadas de las compañías: 198 millones de barriles. Reservas probables y posibles: sobre los 450 millones de barriles. Es decir, si las compañías invierten un poco en pozos de avanzada o de exploración, las reservas probables se convierten en probadas. Por eso les pedimos que inviertan. El yacimiento no es un tanque de agua que se vacía en tres años, es una curva muy larga en el tiempo que refleja una disminución progresiva de la producción de 8-10% anual. Las compañías tienen dónde invertir, unas más que otras, es verdad, pero tienen dónde invertir para generar más reservas probadas y producir más o mantener al menos la producción.

- **Reingeniería institucional:** Antes la DNH aprobaba los planes de las compañías petroleras y de Petroecuador y Petroamazonas, y también les fiscalizaba; era juez y parte. Ahora se separó la administración del patrimonio, del control y condiciones técnicas de manejo del patrimonio. No es un invento, es una cuestión de racionalización de funciones de los agentes económicos estatales.

- Petroecuador firmaba como contraparte de las empresas competidoras. Se armaban unos

líos tremendos y se entorpecía la acción empresarial. Hoy, la Secretaría de Hidrocarburos administra el patrimonio y dirá aquí exploren las compañías privadas, acá las estatales y aquí las mixtas. Petroecuador se dedicará a lo que debe ser: una empresa que explora, produce, refina, transporta y comercializa.

Rodrigo Buenafía.



LOS CONTRAS

1. Ministerio: juez y parte del oro negro

Ahora, el regulador (ARCH) y el regulado (Secretaría de Hidrocarburos) son juez y parte de la actividad petrolera (administración de contratos, gestión, control y regulación), pues pertenecen a la misma entidad: el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. La administración de contratos es potestad del Estado, no de las empresas públicas. Ese fue un acierto de la ley. El desacierto fue que no hubo cambio de fondo en cuanto al control y regulación. La Agencia de Regulación Hidrocarburífera reem-

RECUADRO 6

Un trío de ambigüedades en la ley petrolera

- Criterios de “excepción” para adjudicar contratos sin licitación a empresas públicas nacionales o extranjeras y sus subsidiarias o a países.
- “Todas” las atribuciones de la Agencia de Regulación Hidrocarburífera y la Secretaría de Hidrocarburos. El reglamento de ambas entidades podría contemplar atribuciones adicionales a las estipuladas en la ley.
- La “utilidad razonable que tome en cuenta los riesgos incurridos”. Lo “razonable” para este Gobierno no necesariamente lo será para otros.

plazó a la anterior Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). Esta última también estaba adscrita al ministerio. En teoría, la regulación y control de la actividad debería estar a cargo de una entidad autónoma e independiente, una superintendencia.

2. ¿Adjudicación de contratos “a dedo” para los amigos?

Un posible aumento de la renta petrolera se ve opacado por un “ingenioso” mecanismo discrecional de adjudicación de contratos. El criterio político del Gobierno de turno (de izquierda

CUADRO 3

EL ANTES Y EL DESPUÉS DEL ARTÍCULO MÁS POLÉMICO

Ley de Hidrocarburos anterior	Ley de Hidrocarburos actual	Comentario
Art. 19:		
1 Petroecuador promoverá, para la explotación y exploración de yacimientos y la industrialización de hidrocarburos, la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica.	Para las licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica.	Legalmente, el esfuerzo de conseguir el mayor número de ofertas para la explotación y exploración se aplicaba siempre, ahora se aplicará solo si hay licitación.
2 La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1 y 2 de esta Ley, con excepción de los de obras o servicios específicos, se realizará mediante un sistema de licitación cuya forma, requisitos y procedimientos serán determinados en el Reglamento que expida el Presidente de la República, procurando diversificar la adjudicación entre empresas estatales y privadas.	La adjudicación de contratos a los que se refiere el artículo 1, 2 y 3 la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos.	En lugar de licitar en todos los casos, no habrá licitación para empresas estatales, países y empresas mixtas con participación mayoritaria del Estado. En esos casos, el Ministerio Sectorial entregará directamente los campos. La experiencia: hubo denuncias sobre la empresa mixta Río Napo (Ver "Campo Sacha: la joya de contratación a dedo", GESTIÓN 190).
3 Comité de Licitación conformado por: el Ministro del ramo (preside el comité), el Ministro de Defensa Nacional, el Ministro de Finanzas y Crédito Público y el Gerente General de Petroecuador (secretario del comité).	Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará según el Reglamento. Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones, de conformidad con la Ley y la Constitución.	Este funcionará solo cuando hayan licitaciones.
4 El Procurador del Estado emitirá un informe jurídico detallado de cada contratación.	Se eliminó este inciso.	Menor control en la adjudicación de contratos. Será más grave en contratos que no se liciten.
Art. 19 - Art. 29:		
5 Petroecuador dirigía la adjudicación de contratos.	En los artículos sobre adjudicación de contratos (Art. 19 - Art. 29), la palabra "Petroecuador" fue cambiada por "Secretaría de Hidrocarburos".	Petroecuador era juez y parte de la actividad. Esto se corrigió en la nueva ley.

FUENTE: ERNST & YOUNG, CUADRO COMPARATIVO DE LA LEY REFORMATIVA A LA LEY DE HIDROCARBUROS Y A LA LEY DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERIO. EL COMENTARIO ES DE LA AUTORA.

o de derecha) primará sobre el técnico y financiero cuando se trate de adjudicar contratos a ciertos socios. Así lo establece el Art. 8 de la ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos, al exceptuar de licitación a países, empresas estatales extranjeras y sus subsidiarias, y empresas mixtas con participación mayoritaria del Estado. Estos socios serán elegidos por el Ministerio Sectorial (Cuadro 3). Es decir, la nueva ley abre las puertas para que se licite solo cuando el ministerio considere pertinente adjudicar un contrato a una empresa privada, caso contrario los campos se entregarían de manera directa y sin concurso a quien el ministerio considere “idóneo”. Esto ya ocurrió sin ley (caso del campo Sacha). Ahora esta práctica es legal.

El Ejecutivo también eliminó el control que ejercía la Procuraduría General del Estado en la adjudicación de contratos. Hay que recordar que tanto para empresas privadas, como Repsol y AGIP, como para empresas públicas o mixtas, como Pdvs, Enap y Petrobras, negocio es negocio. En el juego petrolero, no existen los jugadores benevolentes que se meten a un negocio en otro país para perder.

Dentro del bloque oficialista no hubo consenso en este tema. **Betty Amores**, por ejemplo, dijo que todos los jugadores deben participar bajo las mismas reglas. El informe de primer debate de la Asamblea incluyó cuatro criterios para delegar “por excepción” la actividad hidrocarburífera. Estos fueron omitidos por la forma en que pasó la ley (ministerio de la ley). Para el ex sindicalista petrolero, **Fernando Villavicencio**, la reforma está orientada a cubrir las necesidades de financiamiento del fisco (Recuadro 7).

Pero, ¿por qué licitar? En teoría una licitación en sobre cerrado obliga a las empresas concursantes a tratar de ofrecer la mayor ventaja posible al Estado, pues la mejor oferta gana la explotación y exploración del campo. Sin licitación, el Estado ya no contará con esa gama de ofertas ni sabrá con certeza si su elección fue la más conveniente para el

país. Solo el tiempo lo dirá. La opinión pública sería aspira que este tema tan delicado se corrija en el reglamento y en una futura reforma a esta nueva ley.

Para los nuevos contratos, hay un orden de prioridades. Así lo explicó **Ramiro Cazar**, secretario de Hidrocarburos, en la XI Expo & Conference Ecuador Oil & Power (23 de septiembre): “De conformidad con la reforma a la Ley de Hidrocarburos hay un orden de prioridad para los bloques del suroccidente ecuatoriano: primero se pondrán a consideración de la empresa pública; es decir, Petroecuador y Petroamazonas.

Si ellos no están en capacidad técnica y económica para desarrollar esos bloques, se seguirá con la siguiente prioridad que son las compañías estatales o subsidiarias. Si hay compañías subsidiarias que podrían formar compañías mixtas con Petroamazonas o Petroecuador, por ahí se asignarán. Como son bastantes bloques, la otra instancia es licitar con la empresa privada”.

Otro tema pendiente de análisis: la nueva ley abre la posibilidad de delegar toda la actividad petrolera a empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia (Art. 2 de la

RECUADRO 7

“La reforma tiene una agenda oculta”

Fernando Villavicencio,
analista petrolero y militante de Polo Democrático

Además de ser inconstitucional, la nueva ley petrolera está orientada a tapan el déficit fiscal creado por el irresponsable manejo económico del país, entregando sin licitación el patrimonio petrolero de Petroecuador a empresas estatales y mixtas de los países amigos del socialismo del siglo XXI. Toda la actividad petrolera se podrá delegar. A cambio, el Gobierno obtendrá dinero en efectivo en el corto plazo. Por otro lado, separan la explotación de la exploración. La idea de que vayan juntos era garantizar que la empresa contratista asuma riesgos.

La reforma tiene una agenda oculta. La agenda pública del ministro es convencer que la reforma es para atraer inversiones y subir la producción de las compañías privadas. ¡Es falso! En el pleno, **Paco Velasco** presentó el informe oficial de reservas de las privadas. Son 500 millones de barriles de crudo. Ahí consta el bloque 15 de Petroamazonas con 233 millones. Restamos eso y quedan menos de 300 millones de barriles. El informe es de 2009. Como ya acabamos 2010, se han consumido unos 70 millones de barriles. Es decir, quedan 240 millones de barriles de reservas certificadamente probadas. Eso se acaba en tres años. ¿Qué tanto renegociamos si las reservas de las compañías están prácticamente agotadas?

La renegociación de contratos en 2008 y 2009 merece ser investigada: subieron los precios base de las compañías, ampliaron los plazos de los contratos y firmaron contratos transitorios de un año sin contar con la reforma a la Ley de Hidrocarburos y el nuevo modelo de contrato.

No es una reforma para incentivar la explotación de crudo. Antes de explotar, hay que descubrir reservas. La nueva ley no apunta a eso. La nueva ley es clara: van a llevarse los campos en producción, en los cuales no existe riesgo exploratorio y en algunos casos se entregará a dedo. Cada campo, cada oleoducto, ya tiene dueño. No es un problema ideológico, es un problema técnico, de ética. El cambio solo es del bolsillo derecho al bolsillo izquierdo.



Archivo Gestión.

reforma). No solo delegar la explotación y exploración, sino también los oleoductos, poliductos y gasoductos (transporte de crudo), la refinación e industrialización y hasta la comercialización y el almacenamiento. Vale anotar que, según el Art. 8 de la reforma, solo se licitará si se trata de empresas privadas, caso contrario la adjudicación de contratos será directa con quien disponga el Ministerio Sectorial.

3. Los entrapamientos estructurales: ¿intocables?

La ley aprobada fue más coyuntural que estructural, entre otras cosas, para resolver la disminución de las inversiones privadas y, a la par, controlar directamente a quién y cómo adjudicar los campos. En una entrevista, el ministro Pástor reconoció el ‘corto plazo’ de la ley al mencionar que se requiere una ley petrolera integral en el futuro “para resolver la integralidad de los problemas del sector” y precisó que ese nuevo proyecto de ley se enviará el próximo año y este año se concentrarán en la actual Ley de Hidrocarburos, que busca estructurar un sistema institucional y renegociar los contratos (revista *Líderes*, 2 de agosto de 2010).

Es evidente que con una ley no se van a resolver todos los problemas estructurales de un sector pero una ley sí puede dar ciertas pautas (regulaciones e incentivos) que induzcan a los actores del juego petrolero (públicos y privados) a tomar decisiones que, en conjunto, incidan positivamente en el sector, en el Estado y en el bienestar de la sociedad. A continuación, algunos temas que sobrepasan la coyuntura y que vale tomarlos en cuenta en futuras leyes y decisiones de política petrolera e incluso fiscal (caso de subsidios).

- **Ampliación de la frontera de reservas.** Hay que ampliar el pastel, no solo comérselo; más aún si se trata de capital natural no producido. El Ecuador arrancó la producción petrolera en 1972 con unos 8.084 millones de reservas. ¿Cuánto queda? Según la ex DNH,

CUADRO 4

LO QUE NOS QUEDA DE RESERVAS A DICIEMBRE DE 2008 (MILLONES DE BARRILES)

	Reservas remanentes			Reservas probables
	Mayores a 20° API (crudo mediano y liviano)	Menores a 20° API (crudo pesado y extra pesado)	Reservas remanentes	
Petroproducción (sin Petroamazonas)				
En producción	1586,0	50,6	1636,6	123,94
No en producción	18,3	1490,7	1509,0	39,78
Total Petroproducción	1604,3	1541,3	3145,6	163,73
% reservas	51,00%	49,00%	84,09%	39,78%
Compañías (contratos de prestación de servicios, participación y marginales) y Petroamazonas				
En producción*	262,1	274,8	536,9*	130,3
No en producción	23,3	34,7	58,0	117,6
Total compañías y Petroamazonas	285,4	309,5	594,9	247,8
% reservas	47,97%	52,03%	15,91%	60,22%
Total nacional	1889,7	1850,9	3740,6	411,6
% reservas API	50,52%	49,48%	100,00%	-

* LA DNH INCLUYE AQUÍ A PETROAMAZONAS (BLOQUE 1.5 DE LA EX OXY Y OTROS CAMPOS), CUYAS RESERVAS ASCIENDEN A 223 MILLONES DE BARRILES. SIN PETROAMAZONAS (EMPRESA PÚBLICA), LAS RESERVAS REMANENTES EN PRODUCCIÓN DE LAS COMPAÑÍAS SUMAN 313 MILLONES DE BARRILES.

FUENTE: DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

CUADRO 5

BALANZA EXTERNA PETROLERA 2000-2009

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Millones \$										
Total exportaciones petroleras	2.442	1.900	2.055	2.607	4.234	5.870	7.544	8.328	11.672	6.964
Exp. de crudo	2.144	1.722	1.839	2.372	3.899	5.397	6.934	7.428	10.568	6.284
Exp. de derivados	298	178	216	234	335	473	610	900	1.104	680
Importaciones de derivados	302	299	288	610	656	1.687	2.418	2.729	3.341	2.556
Saldo	2.141	1.601	1.767	1.997	3.578	4.182	5.127	5.599	8.331	4.407
Relaciones										
Importaciones / Export. totales	12%	16%	14%	23%	15%	29%	32%	33%	29%	37%
Importaciones / Export. de crudo	14%	17%	16%	26%	17%	31%	35%	37%	32%	41%
Importaciones / Export. de derivados	101%	169%	133%	260%	196%	357%	396%	303%	303%	376%

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

a diciembre de 2008, al Ecuador le quedaban bajo tierra 3.740,58 millones de barriles de crudo probados; de los cuales, 84,09% eran de Petroproducción y 15,9% correspondían a compañías privadas y Petroamazonas (Cuadro 4). Si se resta la producción de 2009 y del primer semestre de 2010, las reservas remanentes del país serían de unos 3.477 millones de barriles.

Asumiendo que cada año se exploten 175 millones de barriles y considerando las reservas probables de crudo reportadas en 2008, el horizonte petrolero sería de unos 21 años más, hasta 2031. Para el ex ministro **Alberto Acosta**, con la tasa de explotación actual, el horizonte petrolero es de unos

26 años pero en unos 15 años el Ecuador podría dejar de ser exportador de hidrocarburos por el crecimiento de la demanda de derivados. En febrero de este año, **Pablo Caicedo**, jefe del Concejo de Administración de Petroecuador, declaró que habrá producción petrolera 35 ó 40 años más y que, antes de la administración de la Marina, la proyección era hasta 2028.

¿Qué dice la nueva ley al respecto? La ley aprobada se enfoca en la explotación de crudo y apenas menciona la exploración (etapa más riesgosa). Por otro lado, separó la explotación de la exploración. Antes, las empresas interesadas solo en explotar campos probados (bajo riesgo) estaban obligadas a explorar nuevos

campos en el área adjudicada (riesgo alto o medio). Ahora, hay la opción de que una empresa solo explote el crudo y no explore. Según el ministro Pástor, el reglamento y los contratos contemplarán incentivos económicos para explorar.

• **Aumento de la capacidad interna de refinación y revisión de los subsidios a los combustibles.** Los altos precios del petróleo no significan solo mayores ingresos para el Estado sino también mayores precios de los derivados importados y mayor carga fiscal originada en los subsidios a los combustibles. Estos alcanzaron unos \$ 2.551 millones en 2009 (alrededor de 9% del PIB), según Cordes (Gráfico 1). Aunque el saldo de la balanza externa petrolera es positivo (Cuadro 5), la importación de derivados tiene un peso creciente en las exportaciones ecuatorianas de hidrocarburos. Mientras en 2000, la relación importaciones de derivados / exportaciones de crudo y derivados era de 12%, en 2009

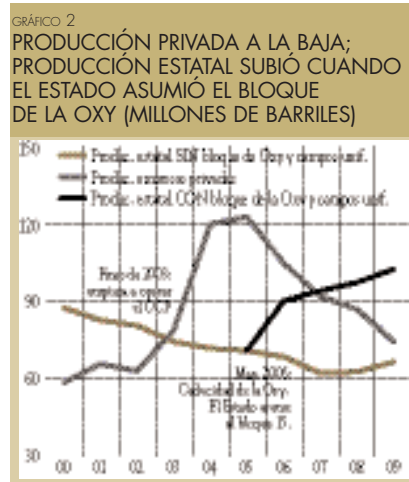


* INCLUYE SUBSIDIOS DE GLP, DIÉSEL, EXTRA, SÚPER. CONSIDERA DOS SUBSIDIOS: EL DIRECTO, ORIGINADO EN LA IMPORTACIÓN DE DERIVADOS, Y EL INDIRECTO, ORIGINADO EN EL COSTO DE OPORTUNIDAD DE VENDER EL COMBUSTIBLE DENTRO DEL PAÍS A PRECIO SUBSIDIADO EN LUGAR DE VENDERLO FUERA AL PRECIO EN EL MERCADO INTERNACIONAL.
FUENTE: PETROECUADOR, BCE, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, CORDÉS. ELABORADO POR CORDÉS.

fue de 37%.

• **Producción.** La ley aprobada trata de revertir la caída de la producción e inversiones privadas pero no la estatal, en especial de Petroecuador. Si bien la producción estatal creció en los últimos tres años, en parte, esto fue porque a mediados de 2006 el Estado asumió

los campos de Occidental a través de Petroamazonas (Gráfico 2). La producción de esta compañía estatal ha crecido en los últimos años. En cambio, la producción de las compañías privadas cayó en picada, quizás por la incertidumbre generada por la renegociación de contratos y los anuncios de política



FUENTE: PETROECUADOR, BCE.

poco alentadores (Recuadro 8).

• **Inversiones en infraestructura petrolera** (torres de perforación, de acondicionamiento y, en especial, en refinерías). Para aumentar los volúmenes de extracción intertemporales y la producción interna de derivados.

• **Otros.** Transparencia, investigación académica y rendición de cuentas de las autoridades de control. El proyecto de reforma petrolera socializado en septiembre de 2009 contemplaba la creación de un Instituto de Investigaciones Hidrocarburíferas. Esto se eliminó en la reforma de 2010.

¿Qué opina un ex coideario del Gobierno?

Para el ex ministro de Minas y Petróleos de este Gobierno, Alberto Acosta, quien presidió la Asamblea Constituyente: “La Constitución de Montecristi establece un rico régimen interpretativo que fuerza a un cambio radical del modelo desarrollista y extractivista imperante, al tiempo que compromete la creación de una legislación acorde con el mandato de una vida en armonía con la natura-

leza, con la *Pachamama*... En el proyecto presentado por el Ejecutivo a la Asamblea esto no se cumple a cabalidad. Por el contrario, se limitan a retomar reencauchando las viejas modalidades de contratos, la excepción se convierte en regla general, hay un incómodo silencio en lo que se refiere a la justicia ambiental y justicia ecológica, se abre la puerta a la entrega de campos petroleros en explotación e incluso de la infraestructura petrolera. No se marcan las rutas de un cambio de política de fondo, ni se establece el marco jurídico renovador y revolucionario necesario”. (Fuente: rebelión.org, 21 de julio de 2010)

En los últimos cinco años, la producción de crudo disminuyó 8,6%, al pasar de 194,2 millones de barriles en 2005 a 177,4 millones de barriles en 2009.

Sin incertidumbre y sin anuncios políticos desalentadores, las privadas al menos habrían producido unos 38,6 millones de barriles entre enero de 2008 y mayo de 2010, 20% más de lo que realmente produjeron.

No existen los jugadores que emprenden un negocio para perder: tanto para empresas privadas como Repsol y AGIP, como para públicas o mixtas, como Pdvs, Petrobras o Río Napo, negocio es negocio.

RECUADRO 8

El tira y afloja con las petroleras le costó millones al Estado

La inestabilidad jurídica e incertidumbre generada por anuncios gubernamentales de cambios en las reglas del juego (participación en la renta petrolera, cambios tributarios, renegociación de contratos) conlleva un costo económico.

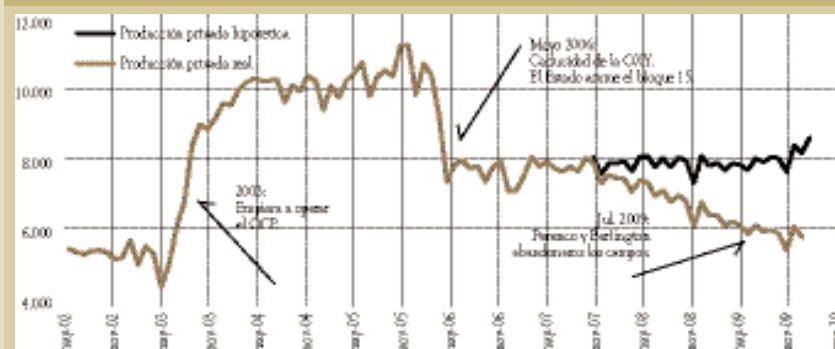
En repetidas ocasiones, el presidente Correa u otras autoridades declararon que en caso de que las compañías no cumplan con las nuevas disposiciones, "se van del país" o "el Estado les expropiará". Estos populares anuncios de política captan la atención de la ciudadanía, pero tarde o temprano, pasan la factura.

En los dos últimos años, ¿cuánto dejó de percibir el Estado por la inestabilidad jurídica generada por la tensa relación con las compañías petroleras privadas? ¿Le habría convenido renegociar tranquilamente los contratos sin tanta "bullia política"? GESTIÓN realizó un ejercicio sencillo para cuantificarlo, asumiendo que se mantenían las reglas vigentes en 2006 (reparto 50-50 de ingresos extraordinarios).

Desde inicios de 2008, la producción privada cayó en picada. Por eso, en su momento, el ministro Pástor indicó en la Asamblea que si no se aprueba la reforma y las empresas continúan bajando la producción, el Ecuador dejaría de recibir unos \$ 3.300 millones hasta 2013. Si el Estado hubiera mantenido una relación más amigable con las compañías y rene-

GRÁFICO 3

SIN INCERTIDUMBRE, LAS PRIVADAS HABRÍAN PRODUCIDO UN 20% MÁS ENTRE ENERO 2008 Y MAYO 2010



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

gociaba tranquilamente este año, quizás estas habrían mantenido la tendencia de la producción del período inmediatamente anterior (junio 2006 - diciembre 2007). En ese caso, las privadas habrían producido alrededor de 38,6 millones de barriles, más de lo que realmente produjeron entre enero de 2008 y mayo de 2010, un 20% más (Gráfico 3).

Assumiendo contratos de participación con una participación estatal de 15% de la producción (en realidad es de un 20% según el ministro), este habría recibido unos 5.790 mil barriles para vender en el mercado internacional o colocar en las refinerías locales e importar menos derivados. Quedan 32,8 millones de barriles. Siendo conservadores, a un precio promedio de exportación de \$ 40 por barril y una repartición 50-50 de los ingresos extraordinarios con un precio base de \$ 25 (en realidad la repartición es 70% Estado-30% compañías),

el Estado habría percibido unos \$ 246 millones si esos 32,8 millones de crudo se vendían en el mercado internacional. Asimismo, según estos cálculos, las privadas habrían percibido unos \$ 1.300 millones si no bajaban la producción. Ni el Estado, ni las privadas percibieron esos montos. Quizás, la incertidumbre jurídica de un tenso y extendido proceso de renegociación de contratos acompañado de un discurso político desalentador afectó las inversiones y la producción de las compañías petroleras privadas y eso les costó a ambas: a las compañías y al Estado.

Pensando en un ejercicio similar aplicado al sector privado doméstico (empresas y hogares), ¿Cuánto se habrá perdido o ganado en términos de inversión no realizada y empleo no contratado o nuevo empleo creado como consecuencia del discurso político y los cambios en materia tributaria y laboral?

2011 arrancará con nuevos contratos

Con las reformas a la ley, llegó la renegociación definitiva. Hasta el 23 de noviembre los contratos de participación y de prestación de servicios adoptarán el nuevo modelo de contrato y hasta el 23 de enero de 2011 se renegociarán los restantes. Pero la renegociación empezó antes. En 2008 y 2009, las compañías privadas suscribieron contratos transitorios por un año con la posibilidad de extender el plazo solo si suscribían nuevos contratos. Los contratos transitorios ya expiraron y el ministerio del ramo autorizó su ampliación este año (GESTIÓN N° 195,

CUADRO 6

NEGOCIACIONES 2008-2009: SUBE PRECIO BASE, BAJA PARTICIPACIÓN ESTATAL

	Precio base original (\$/barril)	Precio base modificado (\$/barril)	Particip. Estado en la producción original	Particip. Estado modificada
Bloque 7 Coca Payamino (era de Perenco)	31,26	42,5	26,7%	45,5%
Bloque 14 (Petrooriental)	17,34	52	12,5%	25,0%
Bloque 16 y Bogui Capirón (Repsol)	27,1	42,5	18,0%	36,0%
Bloque 17 (Petrooriental)	31,26	56	14,5%	25,0%
Bloque 18 Paloazul (Ecuador TLC)	20,1	45,43	50,5%	57,8%
Tarapoa (Andes Petroleum)	22,82	22,82	25,0%	25,0%

FUENTE: CONTRATOS DE PETROECUADOR, INVESTIGACIÓN MULTIPLICA.

Cuadro 2, página 22-25). Antes de eso, ciertas compañías y el Gobierno acordaron subir el precio base para el cálculo

de ingresos extraordinarios y bajar la participación estatal en ciertos contratos (Cuadro 6), afectando así los ingresos del

Los últimos de Dinediciones



Rafael Lugo Naranjo
Pablo Cuví
Huilo Ruales Hualca



Quito: 254 5209 - 254 5190 - 254 5238
Guayaquil: 269 2290 hasta 269 2295
info@dinediciones.com


Estado. Por ejemplo, los contratos de Petroriental (bloque 14 y 17) y de Repsol (bloque 16 y campo Bogui Capirón) vencían originalmente en 2012 y se ampliaron hasta 2018. Para ese campo de Repsol, el precio base pasó de \$ 27,1 a \$ 42,5 y la participación del Estado de 18% a 36%; mientras que para el bloque 14 de Petroriental el precio base pasó de \$ 17,3 a \$ 52 y la participación estatal también subió.

Dónde fijar la mirada...

El balance de la reforma: hay una mejora parcial de la institucionalidad (pues el control de la actividad aún no es independiente) y un avance puntual en el tema ambiental combinado con unas reglas de contratación “agridulces” a discreción del Gobierno de turno. Todavía no se sabe si efectivamente el Estado tendrá una mayor renta petrolera, pues la tarifa y otros rubros se definirán en cada contrato. Queda pendiente afinar temas estructurales del sector. Es claro que jugosos intereses se tejen en la ley y fuera de ella.

El tema de fondo: el grueso de las reservas petroleras no está en las áreas en producción de las compañías privadas (esos son campos en declinación), sino en áreas con reservas probables y posibles, en campos listos para explotar (como el ITT) y en áreas no exploradas.

¿Dónde centrar la mirada? En los campos de selva virgen y en los nuevos contratos que se adjudiquen bajo los nuevos mecanismos legales (algunos sin licitación). Como afirmó el ex ministro Acosta, se necesitan reformas urgentes en el sector pero “la urgencia planteada no puede ser sinónimo de un atropello irresponsable”.

Se necesita pensar y actuar a favor de una economía pospetrolera. La historia demuestra que los jugosos ingresos petroleros no siempre se traducen en una reducción proporcional de la pobreza, en parte, por las deficiencias en la administración fiscal y el tejido de intereses que rodea al oro negro. Como siempre, eso dependerá de la habilidad y transparencia de los Gobiernos de turno. 

lorena.castellanos@multiplica.com.ec