

Ya no queda lana en el cuero

< POR MARÍA DE LA PAZ VELA Z. >
ILUSTRACIÓN: CAMILO PAZMIÑO >

El modelo económico de los últimos nueve años ha aborrecido a cualquier fondo de ahorro que pudiera guardarse y ha consagrado a la inversión pública y el gasto estatal como motor de crecimiento, menospreciando la importancia de la inversión privada para mantener encendida la chispa y sostener la marcha del aparato productivo. Hoy, en un entorno mundial en el que confluyen factores de choque externo para América Latina (fortaleza del dólar, bajón de la economía china, caída de los precios de los bienes primarios empezando por el petróleo), queda al desnudo una severa vulnerabilidad originada en una política fiscal que tuvo como precepto magnificar el gasto presupuestario durante la bonanza petrolera, pero esta ha llegado a su fin. Otras vulnerabilidades naturales como la erupción del volcán Cotopaxi y el fenómeno de El Niño *ad portas* se enfrentarían con crédito contingente del BID y de la CAF, y hasta del Banco Mundial, pues ya no hay lana que trasquilarse en el cuero de la oveja fiscal.



El presidente **Rafael Correa** ilustró lo crítico del momento cuando, en Mulaló, el 26 de agosto, dijo: “el costo de extraer un barril de petróleo es de \$ 39, mientras que la venta del mismo está en \$ 30”; lo que desató una avalancha de notas internacionales comentando que el Ecuador declara estar produciendo a pérdida. La reflexión resalta el hecho de que el promedio de la tarifa renegociada para los pozos petroleros en producción con las compañías privadas es —grosso modo— de \$ 33 precio por barril (p/b) fijo (*Cuadro 1*). A esa tarifa se le debe sumar los costos de transporte, administrativos y otros, que van por cuenta del Estado, que elevarían el costo promedio para este al menos a \$ 35 p/b. Entonces, si en 2014 el precio de venta promedio de la mezcla de crudos Oriente y Napo fue de \$ 84,32, quedaban para el Estado \$ 49 por barril originado en la producción privada. Si en 2015 el precio de venta cerrase en \$ 40 p/b promedio anual, escasamente quedarían \$ 5 p/b para el erario nacional. En los momentos críticos como el que alude el presidente, si el precio de venta cayera a \$ 30 p/b, la acumulación de pagos a las compañías privadas se volvería una práctica común.

De hecho, las empresas privadas han enfrentado la acumulación de pagos durante 2015, con meses como abril y mayo en que repuntó el precio y han recibido pagos parciales, algo de lo que los empresarios petroleros aceptan hablar solo sin ser mencionados, para no afectar con comentarios públicos su relación con entidades del sector petrolero de un Gobierno que no quiere que se trasluzca ni la mínima debilidad de la crisis que hoy padece.

De los 45,2 millones de barriles (mdb) producidos en 2014 por las empresas privadas, 16 mdb fueron exportados por la Secretaría de Hidrocarburos. Podrían alcanzar un volumen similar en 2015; al costo estimado de \$ 35 p/b y al precio promedio del crudo de \$ 40 p/b, los ingresos para el fisco mermarían sustancialmente. De los 158 mdb producidos por EP Petroamazonas, 138,6 mdb fueron exportados en 2014. Si el costo es de \$ 23,49 p/b (*Recuadro 1*), como afirma el máximo representante de Petroecuador, a un precio promedio

RECUADRO 1

¿CUÁL ES EL COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO?

En abril el ministro de Hidrocarburos, **Pedro Merizalde**, aseguraba que el costo de producción por barril de petróleo para Petroamazonas bordeaba los \$ 27, en momentos en que el WTI cotizaba alrededor de \$ 57. El 26 de julio Petroamazonas informaba que el costo promedio de producción del barril en el primer semestre de 2015 se redujo a \$ 7,23 desde \$ 9,07 en promedio en 2014. Un artículo aparecido en junio de 2014 en la publicación digital *Plan V* asegura que “los costos de producción de EP Petroecuador y EP Petroamazonas oscilan entre 8,00 y 12,00 (US/Bl) dólares por barril. Incluso la tarifa de Petroamazonas para el desarrollo de un bloque nuevo, como el ITT, no supera los 12,00 US/Bl” (**Fernando Villavicencio**, exasesor del asambleísta **Klever Jiménez** de Pachakutik en temas petroleros). En la sabatina 439 del 29 de agosto, el presidente Correa dijo que el precio de producción por barril de petróleo en los campos operados por Petroamazonas es de \$ 23,49, mientras que el costo de producción de los campos operados por empresas privadas es de \$ 23,73 p/b. Aclaró que anteriormente había hablado de \$ 39 p/b y que ese es el punto de equilibrio de la operación petrolera y no su costo de producción. En ese valor de equilibrio se incluyen el costo de producción, el pago de las tarifas a las empresas operadoras privadas, la importación de combustibles y otros rubros que dependen del sector hidrocarburiífero.

RECUADRO 2

CONTRATOS DE SERVICIO NO SON BUENOS CUANDO EL PRECIO CAE

Finalizados los años noventa, la historia de contratación petrolera en el país ya había dejado experiencia de que los contratos de servicios (los implantó **León Febres Cordero**) eran buenos para el Estado y para las compañías privadas cuando el precio del petróleo era elevado, pero que al caer dejaban sin recursos al Estado para enfrentar los riesgos de exploración y explotación, y disminuían la disponibilidad fiscal para enfrentar los pagos de las tarifas.

Sin embargo, el Gobierno de la autollamada revolución ciudadana impuso unilateralmente a las empresas el cambio de los contratos de participación predominantes al nuevo contrato de servicios petroleros de tarifa fija con tarifas superiores a la de los costos reconocidos para la empresa estatal, aunque incluyó una cláusula de soberanía para garantizar que el Estado reciba en cualquier circunstancia 25% de los ingresos por ventas y una cláusula de acumulación de pago de la tarifa (*carry forward*) hasta la fecha de finalización del contrato. Fue firmado en 2010 con la intención de obtener mayores ingresos para el Estado y conseguir mayor inversión privada de exploración y explotación, pero no ha dado los frutos esperados ni en inversión mucho menos en el aumento de las reservas probadas, objetivo de esa ansiada inversión.

CUADRO 1

Tarifas anteriores y vigentes tras la renegociación de 2010

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS (SH), U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS, EP PETROECUADOR, EN GESTIÓN #251.

Compañía	Bloque	Tarifa original antes de renegociar en 2010 (\$ pb)	Tarifa 2014 ajustada a la inflación después de renegociar en 2010 (\$ pb)
ENAP	MDC	16,7	17,3
ENAP	PBH	20,8	21,5
AGIP	Bloque 10	35,0	36,3
Petrooriental	Bloque 14	41,0	42,5
Repsol YPF	Bloque 16	36,0	37,3
Petrooriental	Bloque 17	41,0	42,5
Andes	Tarapoa	35,0	36,3
Petrosud	Palanda-Yuca Sur	31,9	32,9
Petrosud	Pindo	28,5	29,4
Tecpecuador	Bernejo	24,0	24,7
Petrobell	Tiguino	29,6	30,5
Consorcio Pegaso	Puma	21,1	21,9
Repsol YPF	Tivacuno	27,3	28,1
Petrobell	Ancón	58,0	60,1
Tarifa promedio		31,8	32,9

de \$ 40 p/b y no de \$ 80 p/b como estuvo presupuestado inicialmente, estamos ante un *shock* petrolero que no puede ser descrito sino como un garrotazo al fisco, que podría agravarse al son del descenso del precio que hoy en día es una expectativa generalizada en el mercado mundial.

La situación hace que a muchos agentes que operan en el sector energético no les sorprenda que, en un lapso corto, haya presiones por un cambio de contrato petrolero (*Recuadro 2*).

Caída de la producción a 540 mil barriles diarios

Las autoridades reconocen que la producción actual es de 540 mil barriles diarios (bd) cuando hace nueve meses se producían 553 mil (13 mil bd adicionales), pero nadie ha dado explicación alguna sobre las causas (*Gráfico 1*).

Técnicamente, la optimización de costos obligaría a suspender la producción en algunos pozos y haría menos viable la explotación de otros que estaban en la programación. Además, en un escenario de contracción de ingresos de dólares a la economía, se reducen los recursos efectivos para la inversión en el sector. El planteamiento del plan plurianual de incrementar la producción petrolera de 202 mdb en 2014 a 205 mdb en 2015; 208,5 mdb en 2016 y 241 mdb en 2017 (con el ingreso de la producción del Yasuní) se frustra. Este es un punto que las autoridades no han tocado, pero que parece inevitable ante una persistente caída de precios del crudo a nivel mundial. Las exportaciones petroleras, que fueron de 154 mdb en 2014, llegarían a 150 mdb en 2015, si y solo si se repitieran en el segundo semestre los valores de exportación del primero, pero estos muestran una clara declinación. La afectación a los ingresos fiscales también vendrá dada por la declinación del volumen, influenciada por el tema de precios.

Vulnerabilidad fiscal del Ecuador y otros países de la OPEP

Un provocador análisis, publicado el 23 de agosto en la red especializada Oilpro sobre los países de la OPEP y su

situación fiscal, grafica las reservas monetarias y los años que estas durarían en tres posibles escenarios de precios (\$ 20, \$ 50 y \$ 80 por barril) en 2015. Destaca que siete países de la OPEP (Irán, Venezuela, Argelia, Nigeria, Ecuador, Iraq y Angola), cuyos presupuestos se equilibran con elevados precios del petróleo, están vulnerables en términos fiscales y tienen una inestabilidad potencial mayor, frente a países del mismo cartel, cuyo equilibrio fiscal se da a precios menores del barril de crudo (*Gráfico 2*). En los *Gráficos 2 y 3*, se muestra la situación considerando un precio de \$ 50 p/b. La barra roja en el *Gráfico 2* señala que, a un precio de \$ 50 por barril, a Irán le faltan \$ 90 p/b para equilibrar su presupuesto, puesto que dada su situación fiscal, el análisis ha calculado que su presupuesto se equilibra con un barril de \$ 140. Para

el caso de Venezuela, a un precio de \$ 50 p/b, se estima que le faltan \$ 71 p/b para equilibrar su presupuesto. Igual situación se da con Argelia. En el caso de Nigeria la insuficiencia sería de \$ 69 p/b; al Ecuador le faltan \$ 67 p/b, pues el análisis calcula que requiere \$ 117 p/b. Y así sucesivamente con el resto de países.

En el *Gráfico 3*, el ejercicio compara la disponibilidad de las reservas monetarias que cada país miembro de la OPEP tiene, valoradas en billones de dólares (barra en rojo que se mide en el eje inferior y crece de izquierda a derecha). Los Emiratos Árabes Unidos tienen las reservas monetarias internacionales más elevadas de todos los países miembros, seguidas por Arabia Saudita y Kuwait; mientras que los primeros siete países del gráfico tienen disponibilidades mínimas. Las barras en azul, que se contabilizan

GRÁFICO 1
Cae 3,6% el promedio diario y 1% el volumen total a junio de 2015 frente a diciembre de 2014

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBUROFERO.

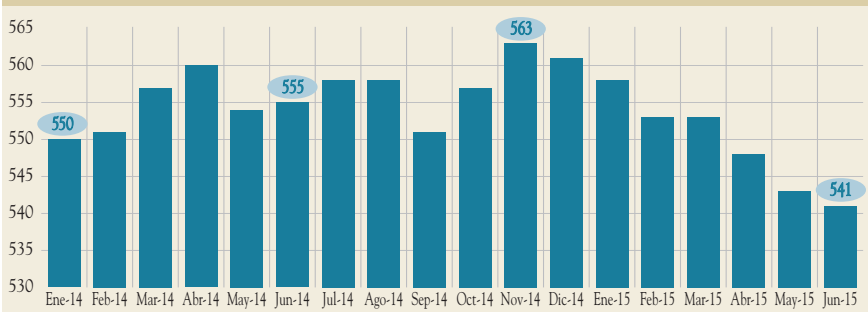


GRÁFICO 2
Punto de quiebre fiscal a un precio constante de \$50 p/b

FUENTE: OILPRO PROFESSIONAL NETWORK FOR OIL & GAS, DAVID BECKER 23 DE AGOSTO DE 2015, HOUSTON.

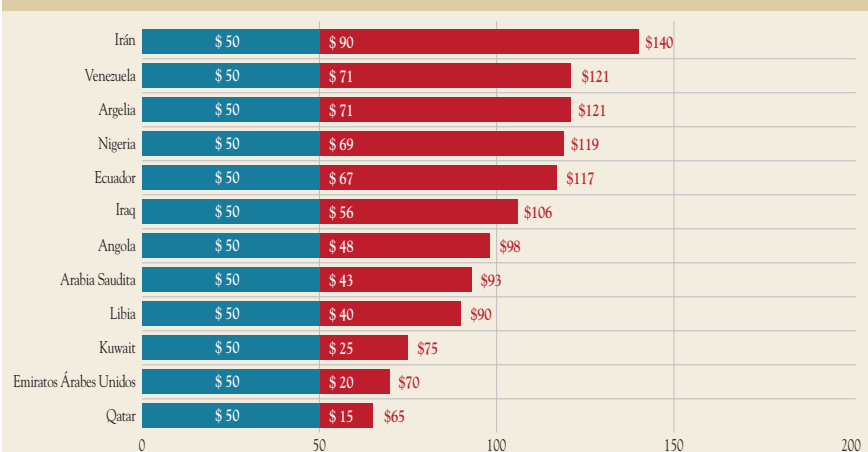


GRÁFICO 3

Monto de reservas monetarias y años que durarían si el precio fuese de \$ 50 p/b

FUENTE: OILPRO PROFESSIONAL NETWORK FOR OIL & GAS, DAVID BECKER 23 DE AGOSTO DE 2015, HOUSTON.
* PARA EL ECUADOR NO HAY DATOS DE RESERVAS MONETARIAS INTERNACIONALES EN EL ANÁLISIS.

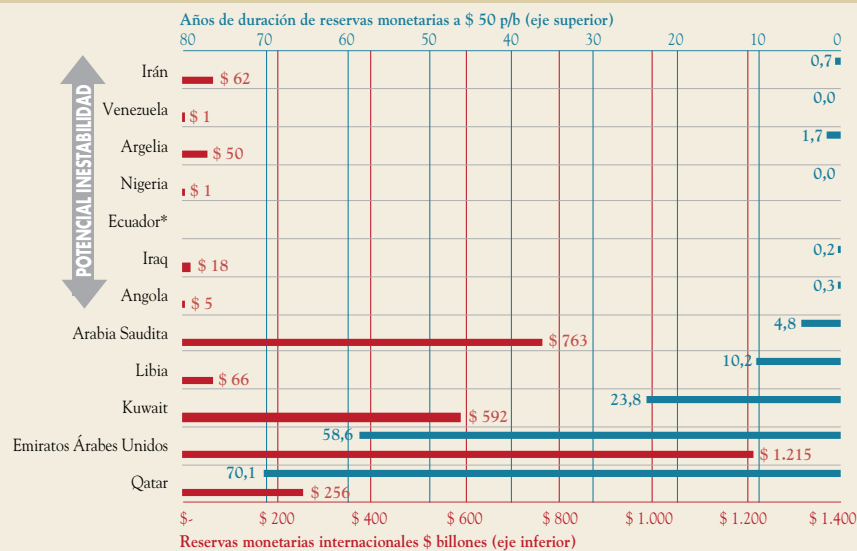


GRÁFICO 4

Ecuador: los ingresos petroleros mayores a 3,5% del PIB por 12 semestres, han caído a 1,5% del PIB a junio de 2015

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, OPERACIONES DEL GOBIERNO CENTRAL.

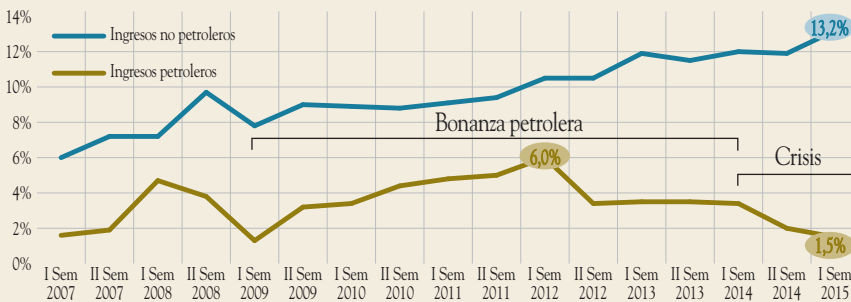
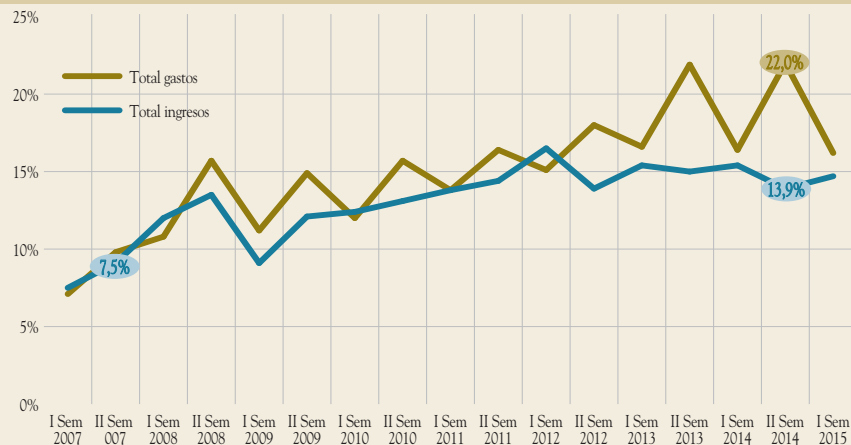


GRÁFICO 5

El gasto se ajusta ante los magros ingresos en 2015

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, OPERACIONES DEL GOBIERNO CENTRAL.



en el eje superior y crecen de derecha a izquierda, ilustran los años que estas reservas monetarias internacionales disponibles durarían a \$ 50 p/b, con la producción diaria reportada por la OPEP en agosto de 2015. Tener cinco años o más de reservas internacionales es considerado “tener suficiente para durar”. Con este cálculo ácido, los siete países con menores reservas de la OPEP a diferentes precios tienen reservas internacionales mínimas y tiempos cortos de disponibilidad de estas reservas en diferentes escenarios de precios, lo cual los pone en un terreno escabroso, que los puede conducir a una potencial inestabilidad interna. El análisis destaca que ante los bajos precios del petróleo del momento, los Gobiernos se verán forzados a recortar gastos, subsidios y enfrentar su crisis. Algunos países perderían su influencia política regional, como en el caso de Venezuela, algo que ya estaba sucediendo y se ha agravado con la crisis migratoria de colombianos generada por sus políticas. El Ecuador ya se ha visto obligado a tomar medidas de ajuste fiscal.

Un punto clave del ejercicio es que resalta la fortaleza de los cinco grandes de la OPEP: Qatar, Emiratos Árabes, Kuwait, Libia y Arabia Saudita. Sobre este último dice que, ante diferentes escenarios de precio, es el que más logra extender la longevidad de sus reservas monetarias. Esta elevada sensibilidad, así como su importancia en la OPEP y a nivel geopolítico llevaría a Arabia Saudita “realizar el primer movimiento” para impulsar a la OPEP a reducir la producción para llevar el precio por encima de los \$ 50 p/b que es donde ellos tienen las mayores ganancias marginales en términos de longevidad de sus reservas monetarias, algo que de paso beneficiaría también a los productores más débiles de la OPEP. Si los saudíes dan este paso, tienen la oportunidad de contribuir a reducir la inestabilidad que afecta al Medio Oriente, e incrementar su capital político y humanitario en la región, lo que requiere financiamiento. El análisis fue realizado para determinar qué caminos podría tomar el cartel en términos de producción y estabilización de precio.

Caída de los ingresos fiscales en 2015, a pesar del crecimiento tributario

De vuelta al Ecuador, las cifras fiscales del Gobierno central, publicadas el 18 de agosto, muestran claramente que, en el primer semestre de 2015, los ingresos petroleros para el Gobierno central fueron de 1,5% del PIB, lo que revela la profundización de la crisis fiscal originada en la caída del precio petrolero, algo que ya se vio en el segundo semestre de 2014. En ese período los ingresos petroleros habían caído a 2% del PIB, desde niveles semestrales de 3,5% del PIB en los cuatro semestres anteriores y de 5% y 6% del PIB en el pico de la bonanza petrolera (II semestre de 2009 a I semestre de 2014) (Gráfico 4). Aunque el impacto petrolero es evidente, las cuentas fiscales tienen a su favor el sostenido crecimiento de los ingresos no petroleros que son mayoritariamente tributarios y que se elevaron desde 6% del PIB, en ene-jun 2007, hasta 13,2% del PIB en ene-jun 2015. Si en 2007 el total de ingresos tributarios sumaba 9,2% del PIB, en 2014 este valor llegó a 20,8% del PIB.

En el primer semestre de 2015 se observa una contracción del gasto total con respecto al segundo semestre de 2014, que resulta de una caída de 2,3% del PIB en el gasto corriente y de 3,5% del PIB en el gasto de capital (Gráfico 5). Los ingresos totales subieron en igual período de 13,9% a 14,7% del PIB. El

gráfico muestra que en términos fiscales el modelo prioriza el gasto por encima de los ingresos en todos los semestres entre 2007 y 2015, brecha que se incrementó en los últimos tres años con déficits fiscales espectaculares de alrededor del 5% del PIB para todo el sector público no financiero. En cuanto a los ingresos los no petroleros se elevaron para compensar el impacto de la caída de los ingresos petroleros en el primer semestre. Un análisis de Credit Suisse señala que “en el segundo semestre de 2015 se espera seguir viendo el impacto de los bajos precios del crudo y también los ajustes que el Gobierno hace desde el lado de los ingresos y de los gastos, para tratar de acoplarse al nuevo *shock* del precio del crudo” (Juan Lorenzo Maldonado, Credit Suisse, 19 de agosto de 2015).

Recorte fiscal anunciado por el Gobierno

Aunque las autoridades se nieguen a pronunciar la palabra *crisis* y crean que al negarla el problema fiscal este desaparece, todos los análisis internacionales sobre el Ecuador señalan esa realidad. En enero de 2015 el mismo Gobierno ya hizo un primer ajuste presupuestario por \$ 1.420 millones (M) y uno último el pasado agosto, aunque durante el año se han ido tomando decisiones para apuntalar la situación fiscal (Cuadro 2). El 19 de agosto el mi-

nistro de Finanzas, **Fausto Herrera**, informó que realizó un recorte adicional en el Presupuesto General del Estado (PGE) del presente año, por \$ 800 M que, sumado al recorte de enero, totaliza \$ 2.220 M, equivalente a 2,2% del PIB. Este recorte se suma al fortalecimiento de los ingresos con la Ley Orgánica de Remisión de Intereses, Multas y Recargos, que aportó entre \$ 500 a \$ 700 M de ingresos adicionales al fisco y la última reforma tributaria aprobada el 29 de diciembre de 2014, que entró en vigencia en 2015. Adicionalmente, el Gobierno hizo recortes al IESS en salud por \$ 1.749 M y el no pago del aporte estatal del 40% al IESS para las pensiones jubilares por \$ 1.100 M. Las salvaguardias cambiarias han buscado evitar la salida de dólares para no agravar la baja de la liquidez monetaria originada en la crisis petrolera. Paralelamente se sufre una falta de inversión privada, debido a que las políticas del Gobierno no la han atraído o lo han hecho limitadamente. El déficit fiscal planteado en el presupuesto general de 2015 fue de \$ 8.800 M, de los cuales se financiaron \$ 4.600 M hasta julio, según técnicos del Ministerio de Finanzas. Un tema que, al cierre de esta edición, no se sabía cómo iba a ser abordado es el de la “optimización del Estado” mencionada por el presidente y Senplades: ¿eliminación de empresas públicas?, ¿fusión de instituciones? Esto está por verse.

CUADRO 2

Medidas de ajuste que impactan el presupuesto de 2015 y la balanza comercial (millones \$)

LA BAJA DEL PRECIO DEL CRUDO DEJARÍA SIN \$ 2.400 MILLONES ANUALES AL PAÍS POR EXPORTACIONES PETROLERAS, SEGÚN PABEL MUÑOZ, TITULAR DE SENPLADES.
FUENTE: VARIOS DOCUMENTOS PÚBLICOS Y MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

Ley de Incentivos a la Producción que incluye reforma tributaria	Recaudación de \$ 200 (Ximena Amoroso, directora del Servicio de Rentas Internas, 29 de diciembre de 2014)
Recorte al plan de inversiones de 2015 (PAI) (proyectos con alto componente importado) (ene-2015)	\$ 839,8
Recorte al gasto corriente (ene-2015)	\$ 580
Recorte entre 5% y 10% en salarios de funcionarios públicos de mayor jerarquía	\$ 21
Salvaguardias entre 5%, 15%, 25% hasta 45% a 2.800 partidas arancelarias	Disminución de importaciones en \$ 2.200 y recaudación entre \$ 800 y \$ 1.000 (Xavier Cárdenas, director del Servicio Nacional de Aduanas, 12 de marzo de 2015)
Eliminación del aporte estatal del 40% al IESS para las pensiones jubilares	\$ 1.100
Desconocimiento de la deuda de salud con el IESS	\$ 1.749
Ley Orgánica de Remisión de Intereses, Multas y Recargos	\$ 500 a \$ 700
Recorte al gasto en inversión (proyectos que pueden ser diferidos) (ago-2015)	\$ 700
Recorte al gasto corriente (ago-2015)	\$ 100

Las iniciativas de atraer inversiones mediante alianzas público-privadas, que impulsa la ministra **Nathalie Cely**, recién tienen un poco más de un mes. La propuesta de cuatro proyectos de infraestructura (dos puertos y una autopista y alguna otra obra), por \$ 1.500 M, busca que participen los inversionistas privados (el Estado ya no tiene recursos ni acceso fácil al financiamiento). Se ofrecen exenciones del pago al impuesto a la renta (IR) por diez años, así como del impuesto a la salida de divisas (ISD) para los participantes. La iniciativa es muy bien vista por el sector productivo en un año en el cual se espera un crecimiento de 0% del sector de la construcción, afectado por el bajón en la actividad económica y por el anuncio de las leyes de plusvalía y de la herencia. Estos están a la espera de una nueva oportunidad para ser presentadas ante la Asamblea Nacional, según el presidente Correa, responsable de la conducción económica del régimen.

Una máscara para el anticipo petrolero por \$ 2.500 M

En junio el Gobierno recurrió una vez más a endeudarse con un crédito comercial. Este último es equivalente a 2,5% del PIB hasta 2020, con garantía de pago de 116,64 M de barriles de petróleo en embarques mensuales valorados a precios de mercado del momento más un premio de \$ 0,45 p/b (sustancialmente menor que el contratado en los anticipos con PetroChina, \$ 1,25 p/b para el crudo Oriente y \$ 1,3 p/b para el crudo Napo) y a una tasa de interés Libor de 30 días + 6,97% (Cuadro 3). La operación divulgada oficialmente el 5 de agosto ya reportó un primer desembolso de \$ 500 M en junio y espera un segundo de \$ 135 M en diciembre de 2015. El contrato se firmó con PTT International Trading, inscrita en Singapur, un país conocido como paraíso fiscal, aunque es parte de la empresa estatal PTT Public Company Limited de Tailandia. El rol de la empresa firmante es el de cobertura de riesgos de los precios. Los demás desembolsos no se han dado a conocer al público ni los tramos ni sus fechas ni ningún otro detalle.

CUADRO 3 Condiciones de la venta anticipada de petróleo con la empresa tailandesa PTT FUENTE: MINISTERIO DE FINANZAS.	
Monto	\$ 2.500 millones (M)
Volumen de producción comprometida	116,64 M de barriles en cargamentos mensuales, valorados y adquiridos a precios del mercado internacional vigentes en cada momento + valor adicional de \$ 0,45 p/b.
Plazo	5,5 años
Interés	Tasa Libor de 30 días + 6,97%
Primer desembolso (jun-2015)	\$ 500 M
Segundo desembolso esperado (finales de 2015)	\$ 135 M

¿Transparencia?

Causa hilaridad cómo se “pasan la pelotita” entre el Ministerio de Finanzas y Petroecuador EP, para asegurarse de que ninguna información adicional saldrá a la luz. El ministerio recomienda el 31 de julio “remitir las preguntas a EP Petroecuador en virtud que es una operación comercial gerenciada por esa empresa estatal”. En cambio, en comunicación enviada desde la estatal el 15 de agosto, se señala que “el tema del anticipo petrolero debe ser consultado con las autoridades del Ministerio de Economía ya que se trata de temas de política económica y los temas de producción petrolera con la empresa pública Petroamazonas que es la operadora y productora de petróleo en el Ecuador”.

Llueven críticas y análisis

El ministro Coordinador de Política Económica, **Patricio Rivera**, explicó en la Asamblea Nacional que se trata de un acuerdo beneficioso para ambas partes, que permite sacar provecho de un activo estratégico. Pero la crítica apunta a varios aspectos.

1. Un crédito colateralizado en crudo le da al prestamista el poder de determinar el precio al cual recibe el bien pignorado, puesto que un importante volumen de producción está comprometido en la transacción: 116,6 mdb en una producción anual estable de 154 mdb por cinco años (770 mdb) equivale a 15%.

2. La tasa Libor está a punto de subir con las decisiones de la FED (banco central de EEUU).
3. Si se comprometieron 116,6 mdb por una operación de \$ 2.500 M, se diría que el precio promedio por barril de la vida del contrato firmado en 2015 es de \$ 21,44, cuando el precio esperado para este año es de \$ 40 p/b. Esto significa que hay un valor gigante del colateral (activo) en comparación con el crédito y ni se diga con los anticipos petroleros contratados con China. ¿Por qué se contrata así? Con la finalidad de que la tasa de interés baje y sea aceptable ante la opinión pública. Si el colateral fuese de la misma proporción que en los anticipos con China, la tasa de interés luciría muy superior. Ante estas críticas y cálculos, el ministerio ha dicho en su comunicado del 5 de agosto que, si el precio promedio en el lapso del contrato fuese de \$ 40 p/b, la venta del volumen comprometido estaría valorada en \$ 4.718 M.
4. El ministerio explica que, en el caso de que el precio del crudo suba, PTT pagará los nuevos precios; es decir, venderá el crudo que recibe y le devolverá a Petroecuador EP la diferencia. El mismo boletín de prensa N° 18 no dice nada de qué pasará si el precio baja del precio promedio del contrato. Con seguridad PTT revisará a su favor la diferencia, en crudo. El colateral petrolero cubre a PTT de las fluctuaciones de precio.

Cotopaxi y El Niño renuevan líneas de crédito con multilaterales

El Banco Mundial, tan vilipendiado por el presidente Correa, podría facilitar una línea de crédito contingente por \$ 300 M en caso de una afectación a la economía nacional por estos fenómenos naturales. El BID y la CAF darían otros \$ 650 M (0,6% del PIB) para enfrentar una posible emergencia natural en la infraestructura física y productiva del país, según lo anunció el Ministerio de Finanzas al cierre de esta edición. **G**