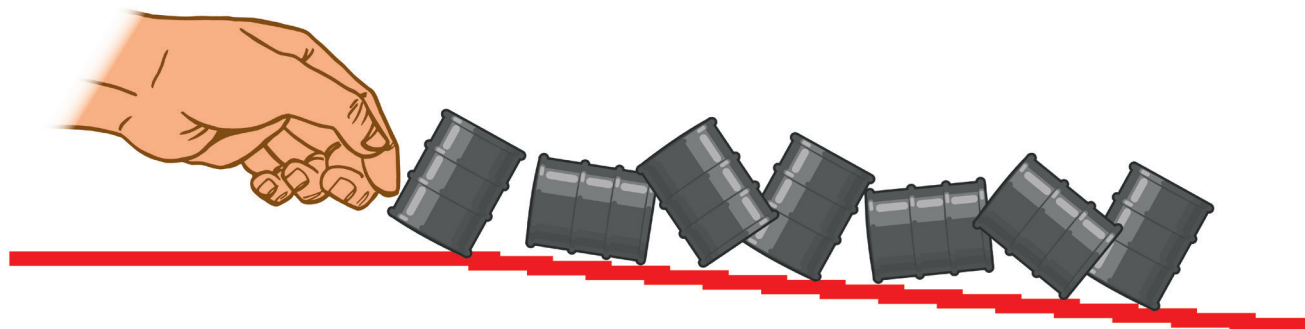


# LAS 14 ESTACIONES DEL VIACRUCIS PETROLERO

◀ POR MARÍA DE LA PAZ VELA Z. ▶  
ILUSTRACIÓN: MIGUEL ANDRADE

Sería de esperar que los Gobiernos establezcan políticas que contribuyan a paliar el vaivén de los ciclos de la economía mundial y de los precios de los bienes primarios, sobre todo cuando las economías son dependientes de los ingresos de recursos naturales no renovables. Pero en el caso del Ecuador, las políticas petroleras han priorizado las urgencias fiscales por sobre el desarrollo del sector y la conformación de un fondo de reservas intergeneracional. El actual Gobierno no solo disolvió el fondo de estabilización sino que desde 2009 inició una serie de operaciones

para usar los recursos petroleros futuros con ventas anticipadas de crudo y, últimamente, entregando el manejo de campos con reservas probadas a cambio de anticipos líquidos, pagaderos con la producción futura. Este artículo pinta las 14 estaciones del viacrucis que ha debido recorrer el sector. GESTIÓN deseaba contrastar sus conclusiones con el ministro de Hidrocarburos, Carlos Pareja Yanuzzelli. Tras el pedido para una cita personal, se le envió un cuestionario el 18 de marzo cuyas respuestas, si llegan, serán publicadas en una próxima edición.



## I. LOS INGRESOS POR PETRÓLEO CAYERON A APENAS 11% DE LOS INGRESOS TOTALES

El petróleo, fuente de ingresos fiscales significativa para todos los Gobiernos, representó de 2006 a 2015 entre 30% y 34% de los ingresos fiscales totales, excepto en 2009. Cuando cae el precio esta representatividad decae y pone en problemas al erario nacional, puesto que hasta ahora no se ha logrado crear un fondo de estabi-

lización para neutralizar la volatilidad a la que están expuestos esos precios. En 2009 la caída del precio del crudo llevó a que los ingresos de esta fuente representaran 21% de los ingresos fiscales totales. Con la nueva caída del precio, los ingresos petroleros cayeron en 2014 a 23% de todos los fiscales y a un mero 11% en 2015 (Gráfico 1).

Poner en un presupuesto ordinario un ingreso extraordinario recalienta la economía: lleva a niveles mayores de obra, impulsa el crecimiento económico, alienta el endeudamiento público, hincha las importaciones y las expectativas,

infla los salarios y el consumo de hogares y Gobierno. Esto ocurrió a partir de 2008. El problema de este recalentamiento es el aterrizaje forzoso: atrasos del Gobierno con sus proveedores, con los gobiernos seccionales y otros partícipes a los que debe realizar transferencias; eleva el riesgo país que vuelve inaccesible el financiamiento; cae el consumo del Gobierno y de la ciudadanía... y, como consecuencia, recesión y desempleo. Todos estos síntomas padece la economía ecuatoriana como efecto tóxico del recalentamiento económico de los años previos.

## II. AL VAIVÉN DE LA VOLATILIDAD DEL PRECIO

La volatilidad de un producto tan crucial se transmite de manera directa a las actividades económicas del país por la vía del aparato del Estado, que en la década de la revolución ciudadana ha sido el gestor principal de la economía.

En el período 2000-2006 el precio del petróleo promedió \$ 30,5 p/b para la mezcla ecuatoriana; en 2007-2014 subió a un promedio de \$ 80,3 p/b, y en 2015-2017 se calcula que llegará a un promedio por debajo de \$ 50 p/b (Gráfico 2). Con la idea de alcanzar el “buen vivir” a toda marcha —con los réditos de popularidad y aprobación que implica—, en los nueve años precedentes se envió al torrente económico un gasto masivo de \$ 231.669 millones (M), con cifras del Observatorio de la Política Fiscal. Como parte de la política se elevó el gasto fiscal de 21% del PIB entre 2000 a 2006, hasta 37% del PIB en 2007-2014. Este auge en el gasto coincide con el alto precio del crudo.

En cambio, con el precio colapsado a la mitad, a \$ 40 p/b, el ajuste en el gasto público ya cerró 2015 con un recorte a 24% del PIB. Nada más procíclico que estas políticas, que se están dando por falta de recursos. La insostenibilidad del gasto se expresa en un déficit fiscal que carcome el aparato productivo privado, erosiona el empleo y amenaza con revertir los avances que se dieron en la época del gasto a manos llenas.

## III. NO EXISTE UN FONDO DE ESTABILIZACIÓN QUE AMORTIGÜE LA VOLATILIDAD DE PRECIOS

Un caso emblemático de políticas de Estado serias y estables de un país para el manejo de ingresos por materia prima es Noruega con su Fondo Petrolero, creado en 1990 para contrarrestar los efectos de la caída de ingresos originada en las fluctuaciones de precios. Además, presupone que un día se terminará el petróleo, pero se habrá crea-

do un capital en beneficio de varias generaciones de ciudadanos noruegos. El fondo también contribuye a la estabilización de las finanzas públicas. A enero de 2016 el fondo había llegado a sumar alrededor de \$ 803 mil M. A partir de 2011, tras las evaluaciones del fondo y habiendo ya acumulado ingentes recursos, este se transformó en Fondo de Pensiones del país. Lo administran el Ministerio de Finanzas y el Banco Central Noruego bajo normas dictadas por el Legislativo. Otro ejemplo es el Fondo de Estabilización Económica y So-

cial (FEES) de Chile, constituido el 6 de marzo de 2007, con un aporte inicial de \$ 2.580 M. De estos, \$ 2.563,7 M provienen del antiguo Fondo de Estabilización de los Ingresos del Cobre que concluyó su operación fundiéndose en el FEES. Este permite financiar eventuales déficits fiscales y realizar amortizaciones de la deuda pública, contribuyendo así a que el gasto fiscal no se vea mayormente afectado por la volatilidad de los ingresos por impuestos, ventas de cobre y otros orígenes. Se respeta la Ley de Responsabilidad Fiscal.

GRÁFICO 1  
La participación de los ingresos petroleros en los ingresos totales del presupuesto cayó a 11% en 2015

FUENTE: MINISTERIO DE FINANZAS Y BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

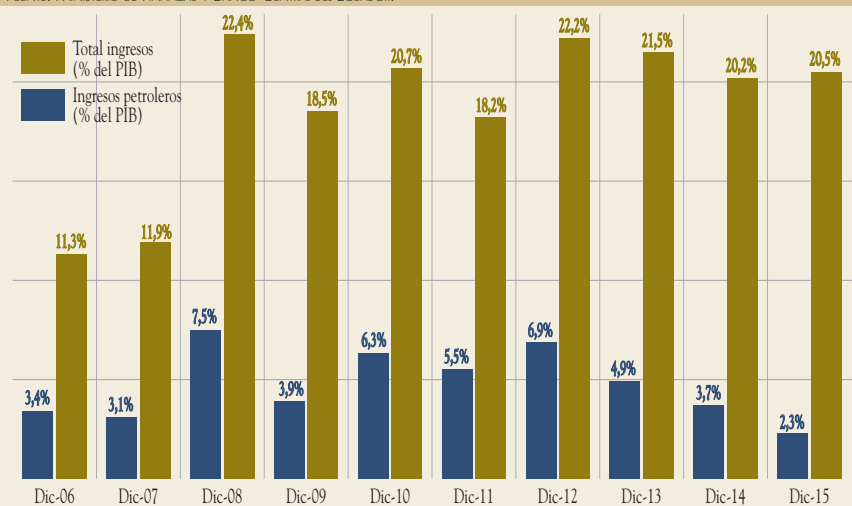
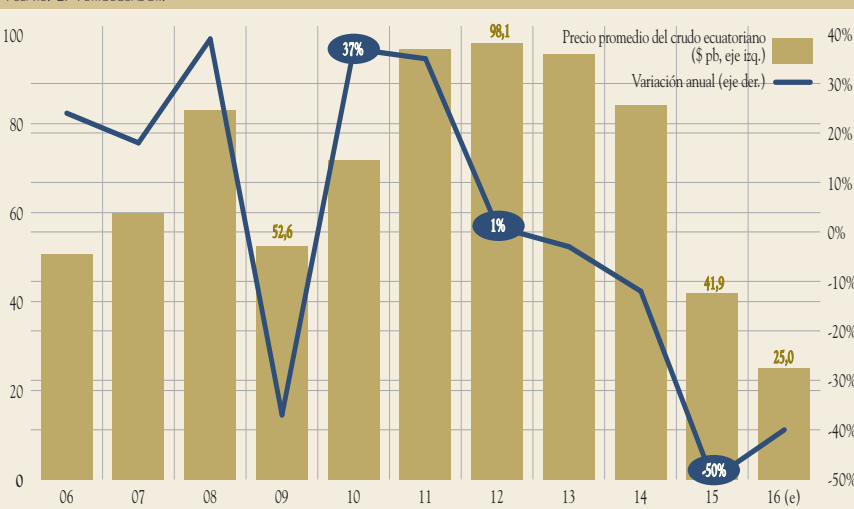


GRÁFICO 2  
El precio del crudo tuvo años de ascenso y de alto nivel, pero está cayendo

FUENTE: EP PETROEQUADOR.



El Ecuador manejó el concepto de fondo de estabilización para separar parte los ingresos petroleros con fines de ahorro después de dolarizar la economía (FEP). Sin embargo, este se volvió un complejo entramado de fondos entre 2002 y 2006 (Feirep, liquidado a favor de Cereps, FAC, Feiseh).

Preasignaciones, reformas legislativas y 17 decretos ejecutivos regularon el manejo de ingresos y salidas de estos fondos, incluyendo la aprobación de la Ley de Hidrocarburos (Ley N° 42-2006). En 2008 se eliminó hasta el concepto mismo de fondos de estabilización y se incorporaron al gasto los recursos ahorrados.

#### IV. COSTOSOS ANTIÍCIPOS CON PAGO EN PETRÓLEO O EN EFECTIVO

A partir de 2009 el Gobierno entró en una lógica de utilización del petróleo para obtener créditos de gran magnitud, atados a un repago en crudo o en efectivo. Una y otra vez ha acudido a este formato para obtener recursos destinados al gasto fiscal y pagaderos durante dos años. En una economía doméstica significaría pedir el sueldo anticipado para gastarlo hoy, algo muy alejado de la prudencia. En GESTIÓN N° 184 se analizaron los términos del contrato del primer anticipo petrolero, en el cual la operación priorizaba la entrega en 12 días de los \$ 1.000 M. Para el Gobierno lo importante eran los recursos frescos, mientras que las condiciones para la venta en crudo se subordinaban al “avance de efectivo” y establecían la primacía del comprador frente al vendedor, mediante la cláusula de que: “En caso de que el vendedor no cuente con la suficiente disponibilidad exportable de crudo, el comprador tendrá la prioridad de levantar los cargamentos que le corresponden, una vez que el vendedor disponga del volumen correspondiente”. Un pago pendiente de petróleo crudo no entregado se deberá dar al comprador en dinero y con el respectivo interés de 7,25% o con embarques adicionales de crudo, según el contrato.

Esta cláusula toma relevancia en el contexto de bajos precios del petróleo, puesto que se ha requerido mayor volumen petrolero que el previsto inicialmente para pagar esta facilidad petrolera contratada en 2009, renovada en 2011 y en los años subsiguientes. Si hubiese transparencia, se debería conocer con exactitud cuánto de la exportación petrolera está comprometida para el pago de los créditos. ¿A qué piso del precio del petróleo se activa el pago en efectivo? Nadie lo sabe en el país, pues el texto del contrato es secreto. ¿Estuvo el Ecuador pagando en crudo y en efectivo en algún momento, debido a los bajos precios? No se sabe, pero la cláusula mencionada hace pensar que esa situación se ha podido dar. Las reiteradas palabras del presidente **Rafael Correa** al respecto, “yo he manejado un año entero el país sin ingresos petroleros” (*Enlace ciudadano* 461, febrero de 2016), hacen pensar que el pago de los anticipos es por demás oneroso. Un reportaje de *El Comercio* (22/01/16) señala que en 2015 se pagó más por anticipos petroleros que lo que se recibió por estas operaciones: los ingresos fueron de \$ 1.835 M, pero se pagaron \$ 2.404 M.

Debido a que el endeudamiento externo no está autorizado en la Constitución sin pasar por el Comité de Deuda (art. 289 de la Constitución), este tipo de anticipos petroleros fue tratado como operación comercial de Petroamazonas EP. Algo similar ocurre con el crédito de \$ 970 M contratado con el Banco Comercial e Industrial de China (ICBC) en enero de 2016: también es una negociación pagadera en petróleo y con una tasa de interés de 6,2%; dividida en dos tramos \$ 820 M desembolsados este febrero y \$ 150 M que llegarán después. El pago es a cinco años, de modo que el petróleo de exportación de 2016 a 2020 estará comprometido para el pago en crudo de este crédito. Fue una contratación para utilizar los recursos en lo que se necesite o de “libre disponibilidad”: ¡gasto para hoy, hambre para mañana!

#### V. ¿ENDEUDAMIENTO A TRÁVES DE LA OPERACIÓN DE CAMPOS MADUROS?

Expertos han calificado al contrato firmado por el Gobierno el 14 de diciembre con Shaya, filial de la petrolera francesa Schlumberger —para la operación del campo Auca— como perjudicial para el país. El presidente Correa en su *Enlace ciudadano* 456 divulgó esta noticia como si se tratase de inversión extranjera por \$ 5.000 M, aduciendo que se trata de un campo maduro cuya producción declina y requiere de alta inversión y tecnología (*Cuadro 1*). Pero el contrato pone énfasis en la entrega por adelantado de \$ 1.000 M a Petroamazonas EP que no se destinaron a inversión petrolera sino que ingresaron en diciembre a aliviar la penuria fiscal y ser utilizados presupuestariamente. Se supone que otros \$ 2.100 M se invertirían en nueve años, pero lo que genera el campo es inmensamente mayor a esa oferta. Entonces, del mismo cuero saldrán las correas. En segundo lugar, la contratista entra inmediatamente a recibir ingresos por la producción en marcha, no gana por barril incremental sino por el campo en operación, desde el primer día de vigencia del contrato. Contrario a otros contratos de servicios específicos vigentes, este no cuenta con línea base; la empresa recibe ingresos por toda la producción, no por la producción incremental, lo cual es un beneficio enorme para la contratista. Tercero, si se observa en el detalle de ingresos netos, en los dos primeros años 2016 y 2017, ya recupera más de los \$ 1.000 M que adelantó: \$ 509,9 M y \$ 506,9 M, respectivamente. En cambio, Petroamazonas EP tiene ingresos netos negativos durante los primeros cinco años de vigencia del contrato. Y si se revisan los 20 años de contrato, Shaya recibirá como ingresos netos la friolera de \$ 6.235,2 M, mientras que el ingreso neto de Petroamazonas EP va a ser de apenas \$ 1.558,9 M, si se cumplen los precios estipulados en el estimativo de ingresos netos contratista-Estado.

Para algunos analistas consultados por GESTIÓN, solo si los precios del crudo subieran en los próximos tres a cinco años a un nivel de \$ 80 p/b, habrá beneficios para el Estado. Pero con un horizonte bajo de precios, el fisco recibirá en 20 años un ingreso mucho menor que si lo hubiese seguido operando Petroamazonas EP. Por último, los valores acumulados a pagar no se extinguen con el fin de la vigencia del contrato, como ocurre en la generalidad de los contratos con las empresas privadas. Más adelante en el tiempo cuando se transparenten muchos temas, se podrán evaluar con mayor detalle los resultados de este contrato tan sui géneris, pero por ahora, no se ve bien para el país, aunque haya sacado del apuro al fisco en diciembre de 2015.

## VI. CONTRATOS PETROLEROS CON PRIVADAS SUJETOS A CAMBIOS Y RENEGOCIACIONES

El primer cambio que introdujo el Gobierno en sus relaciones con las empresas privadas fue la reforma en octubre de 2007 vía Decreto Ejecutivo de la Ley 42, la cual distribuía los ingresos extraordinarios por petróleo a 50% entre la empresa y el Estado. Unilateralmente el Gobierno pasó 99% de los ingresos extraordinarios al Estado. Esto motivó a algunas empresas a dejar el negocio y venderlo al Estado y a otras como Perenco, a demandar al Estado ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi) del Banco Mundial.

Lo segundo fue obligar a las empresas a renegociar sus contratos desde agosto de 2010 y pasar todos a la modalidad de prestación de servicios. Ante este “lo toma o lo deja” se renegociaron 24 de 33 contratos hasta enero de 2011. Las tarifas negociadas variaron por campo y fluctuaron entre \$ 35 y \$ 41 p/b que a los precios de esos años eran pagables, aunque muy criticadas por analistas locales que señalaban que Petroecuador tenía costos de explotación sustancialmente más bajos, entre \$ 9 y \$ 12 p/b. Se estableció una cláusula de soberanía

que le da al Estado la prioridad en los ingresos si el precio cae. También la cláusula de *carry forward* le permite al Estado, en caso de precios bajos, recibir el ingreso de la venta del crudo, pagar una parte de la tarifa y acumular el pago de la diferencia de la tarifa negociada.

En octubre de 2014 el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos promovió con bombos y platillos la firma de contratos de la estatal Petroamazonas EP con seis consorcios petroleros: las argentinas YFP y Tecpetrol, la estadounidense Halliburton, la china Sinopec, la francesa Schlumberger y la ecuatoriana Sertecpet, para repotenciar 17 campos petroleros y conseguir 171,4 millones de barriles en reservas de crudo en campos maduros, con una inversión de más de \$ 2.120 M en cinco años. Se trata de contratos de prestación de servicios con los que las compañías hacen inversiones asumiendo el riesgo de la operación y reciben el pago de una tarifa variable, dependiendo del campo, por cada barril de petróleo extraído. Las empresas recibirían la tarifa por cada barril de producción adicional a la línea base de los campos, luego de implementar técnicas de recuperación. Pero con la sostenida caída del precio del petróleo, rápidamente cambió el escenario y el Gobierno volvió a renegociar a la baja las tarifas de estos contratos que fluctuaban entre \$ 30 y \$ 38,5 p/b, pues la inversión no prosperó. “Cambiaron dramáticamente las condiciones del mercado”, mencionó el ministro de Sectores Estratégicos, **Rafael Poveda**. Al cierre de esta edición se ha concluido una nueva renegociación para campos maduros.

## VII. ACUMULACIÓN DE DEUDA CON PRIVADOS

En medio de la recesión desatada por la falta de políticas de amortiguamiento y de la apreciación del dólar, el colapso de los precios petroleros en el mundo develó las vulnerabilidades de la economía en general y también de los contratos renegociados en 2011. Desde 2015 se sigue acumulando la deuda por pagar del Estado a las privadas por la cláusula del *carry forward*. El ministro de Finanzas, **Fausto Herrera**, señaló que el monto acumulado con proveedores de Petroamazonas y de Petroecuador en 2015 estaba entre \$ 700 M a \$ 800 M pagaderos en 2016 (*El Comercio*, 11/11/2015). ¿A cuánto habrá subido hasta abril 2016? No se conoce porque hay poca transparencia en el manejo petrolero y fiscal. Si llega el vencimiento del contrato y aún se mantiene la deuda del Estado a las empresas, esta no se pagará, explicó Herrera. Estos contratos vencen entre 2018 y 2025. Para el secretario del Observatorio de la Política Fiscal, **Jaime Carrera**, “con un precio bajo y un petróleo pre- vendido (por los anticipos), no queda nada para el fisco y les faltan recursos para pagar a las propias petroleras”.

El ministro Herrera dijo también en aquel momento: “No tendremos ingresos petroleros pero se mantendrán los campos en producción porque es peor dejar de hacerlos producir”.

Las deudas acumuladas del Gobierno con proveedores en general bordearían los \$ 1.500 M, lo que explica la paralización del sector privado y gran parte de la recesión.

CUADRO 1

### Lo que dice el Gobierno sobre el contrato con Schlumberger

FUENTE: PETROAMAZONAS EP, RENDICIÓN DE CUENTAS DE 2015.

La inversión supera los \$ 4.900 M.

Petroamazonas EP firmó el 14 de diciembre de 2015 el contrato de servicios específicos con financiamiento de la contratista Shaya Ecuador S. A.

Rige para los campos petroleros del bloque 61 de la región amazónica ecuatoriana.

El contrato tiene vigencia de 20 años.

Petroamazonas EP continuará operando este campo que fue descubierto en 1970.

Shaya Ecuador S. A. desarrollará unos 300 millones de barriles existentes. El incremento en el valor previsto del barril significará mayores ingresos para el Estado.

Se espera que el incremento de producción a 2017 alcance 85.000 b/d, es decir, 20.000 barriles adicionales a la producción diaria actual.

### VIII. CAÍDA DE LA INVERSIÓN PRIVADA Y PÚBLICA

El sector petrolero se ha manejado priorizando los intereses fiscales y recaudatorios. A esta política responde la inestabilidad de los contratos petroleros, que es un factor que desalienta a la inversión privada. También se ha manejado desde la ideología, con el ruido de la denuncia de los tratados bilaterales de inversión que se paró en seco cuando tocaba analizar el tratado bilateral con China. La denuncia y terminación del Convenio sobre el Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), el 2 de julio de 2009, aumentó la inseguridad jurídica para la inversión privada. Esta tuvo una caída sustancial a apenas \$ 188 M en 2008, debido tanto al altisonante discurso del Gobierno como al decreto ejecutivo que modificó la Ley 42, poniendo la participación de las empresas privadas en 1% del excedente del precio petrolero desde octubre de 2007.

Con los elevados precios registrados de 2010 a 2013, la inversión petrolera privada se elevó a \$ 490 M, para luego descender a \$ 426 M en 2013 y repuntar a \$ 520 M en 2014. Pero al derrumbarse el precio desde julio de ese año se vio una contracción de 33% en 2015 a \$ 349 M (Gráfico 3). La inversión privada no tiene sostenibilidad ni crecimiento en el tiempo, lo cual es perjudicial porque es la que puede sustituir las carencias del sector público para invertir y la que transmite nueva tecnología y puede dar perspectiva de desarrollo al sector.

En el mismo período la inversión pública tuvo un repunte espectacular, pasando de \$ 440 M en 2007 a \$ 3.640 M en 2014, pero con una contracción de 32% en 2015, año del desplome de los precios petroleros, lo cual demuestra que no ha sido sostenible. Esta inversión seguirá contrayéndose en 2016 y los años subsiguientes por el estado calamitoso en que quedan las finanzas públicas. Resta analizar si esta inversión pública ha tenido un retorno aceptable, si se hizo para afianzar el negocio petrolero o no.

### IX. CAÍDA DE LA PRODUCCIÓN

En nueve años de análisis la producción promedio diaria no ha crecido sostenidamente; descendió en momentos de contracción de precios, como en 2009, subió hasta 2014 y cayó nuevamente en 2015, tras el fracaso de la renegociación de octubre de 2014 con los consorcios que iban a garantizar mayor producción en campos maduros (Gráficos 4 y 5). En estos diez años de análisis, si se incluye 2016, no se ha logrado in-

corporar nuevas reservas petroleras a las existentes en el país. Los precios bajos han tumbado la rentabilidad de ciertos campos petroleros, de allí la reducción de la producción de los campos que maneja Petroamazonas. Las empresas privadas están viendo acumularse la deuda estatal por la diferencia con la tarifa pactada en el contrato. Con ese nivel de pago no es interesante para las privadas aumentar la producción. Quizá en el campo Auca, ahora conducido por Shaya Ecuador, y operado por Petroamazonas, se pueda esperar un aumento de la

GRÁFICO 3  
La inversión petrolera privada se estancó, la inversión pública tomó la posta pero sufre una gran contracción

FUENTE: EP PETROEQUADOR, RENDICIÓN DE CUENTAS 2015.

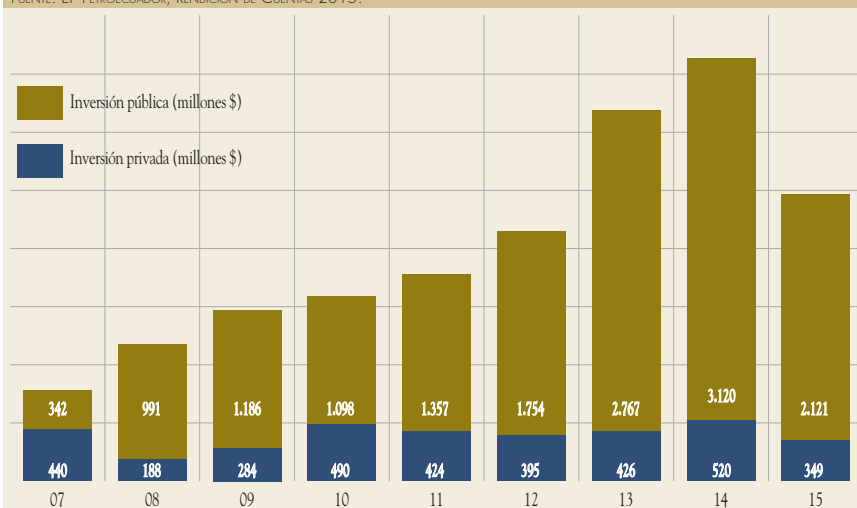


GRÁFICO 4  
La producción promedio diaria no ha crecido sostenidamente y está a la baja

FUENTE: AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, EP PETROEQUADOR.

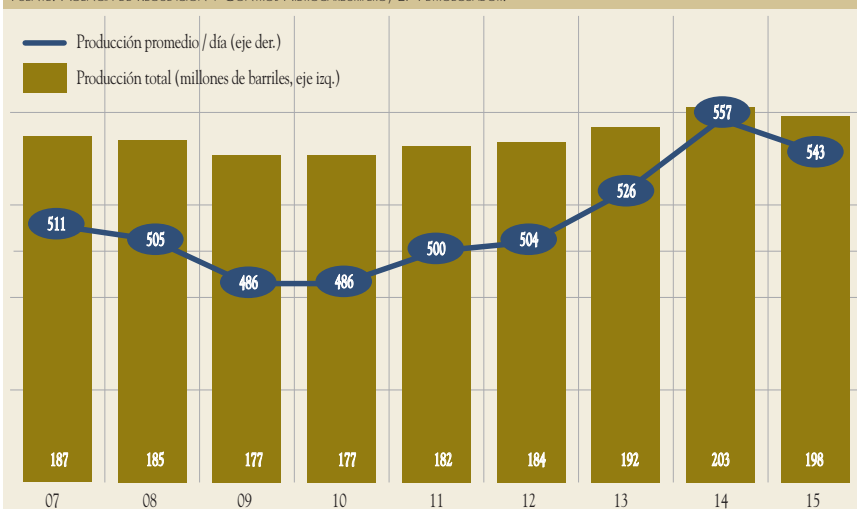
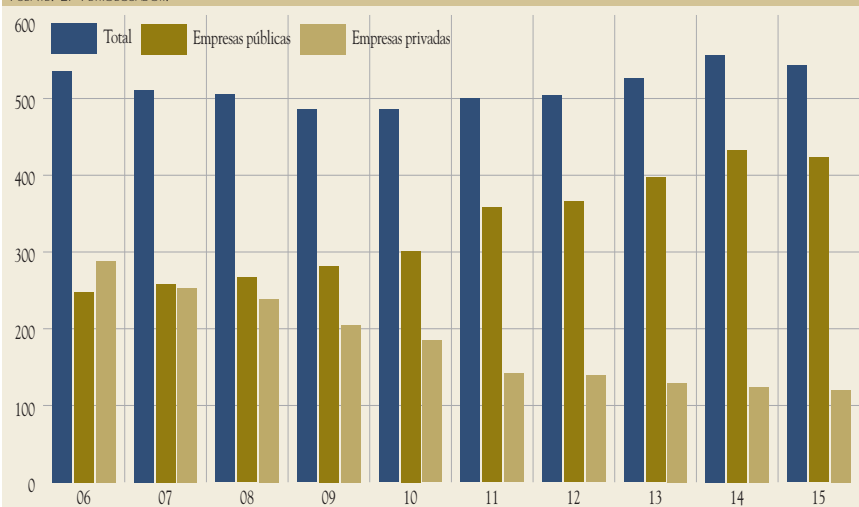


GRÁFICO 5

**La producción estatal desplazó a la privada pero está cayendo en esta coyuntura adversa (miles de barriles por día)**

FUENTE: EP PETROEQUADOR.

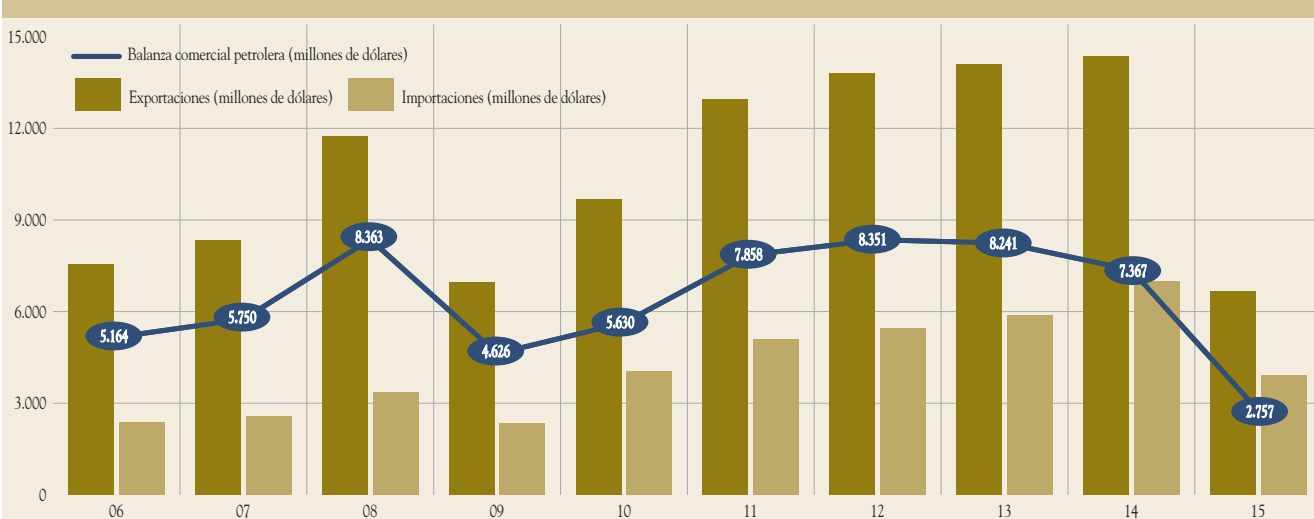


continuar exportando el mayor volumen posible y sacrificar incluso la producción que va a refinerías, con la finalidad de cumplir con el pago en petróleo. Pero esto lo lleva a no reducir el volumen de importaciones de combustibles, sino a que crezca a 6,8% en promedio en los últimos cuatro años, de 5.301 Tm a 6.839 Tm en importaciones. No se observa en volumen el ansiado ahorro de importaciones de combustibles por la reparación de la refinería de Esmeraldas. En costo ciertamente hay una caída de importaciones de 44%, producto de la caída de precios de los derivados. Pero aun así el efecto en el sector externo ha sido devastador, puesto que los elevados superávits comerciales de la balanza petrolera contribuían a amortiguar los déficits de la balanza comercial no

GRÁFICO 6

**El derrumbe de exportaciones petroleras en monto arrastró a un magro superávit comercial petrolero**

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.



producción de 60.000 barriles diarios (b/d) a 80.000 b/d en 2017; el punto es que ese contrato no tiene términos beneficiosos para el país en lo económico.

**X. CAÍDA DE EXPORTACIONES, AUMENTO DE IMPORTACIONES Y REDUCCIÓN DE BALANZA PETROLERA**

El monto de las exportaciones cayó en 2009 y en 2015 por el desplome de precios. En 2015 se trató de un colapso de 53,4% en el monto exportado, en comparación

con 2014 (Gráfico 6). Pero en volumen las exportaciones se sostuvieron crecientes, al menos en los últimos años: subieron desde 19.637,6 toneladas métricas (Tm) en 2012, a 22.263,1 Tm en 2015, con una tasa de crecimiento promedio de 3,18%. Con una caída de precios tan dramática y los compromisos de pago en petróleo o en efectivo que contrajo en los contratos de anticipos petroleros, el Gobierno no puede darse el lujo de bajar el volumen de exportación, puesto que requiere cada vez más petróleo nacional para pagar deudas contraídas con anticipación. El camino es

petrolera. Ahora la caída de \$ 4.600 M en la balanza petrolera de 2015 frente a la de 2014 arrastra necesariamente a la balanza de pagos a un déficit, algo que al cierre de esta edición aún no está publicado pero se avizora.

**XI. SUBSIDIOS ALIENTAN EL CONSUMO INTERNO**

Eliminar o reducir el subsidio al gas licuado de petróleo que se consume mayoritariamente en el país para cocinar se volvió inviable políticamente. Este ha

sido un tema emblemático cuyo intento de rectificación costó la salida de dos Gobiernos que tenían base popular, y desde 2003 se volvió inamovible el subsidio al gas y a los combustibles de consumo interno. Este Gobierno, a la larga, sí redujo el subsidio al combustible de avión, permitió la subida del precio de la gasolina para vehículos automotores en las estaciones de servicio privadas, y dispuso el incremento gradual del precio de la súper en las de Petroecuador. Con la subida del precio del crudo hasta mediados de 2014 (exceptuando 2009), los costos de importación de derivados se dispararon, trepando lo destinado a subsidios de \$ 1.426 M en 2007 a \$ 3.900 M en 2014, comprometiendo los ingresos extraordinarios de los buenos precios del crudo y afectando las finanzas del Estado (Gráfico 7). Los subsidios han alentado el consumo interno desmedido de los hogares con vehículos. En 2015 los subsidios cayeron más de 50% en un solo año, pero esencialmente por el impacto de un menor precio.

## XII. INVERSIÓN GIGANTE SIN RENTABILIDAD

El arranque de la construcción de la refinería del Pacífico, en El Aromo, Manabí, ha sido costoso, pues están ahí

invertidos \$ 1.200 M solamente en la propiedad del terreno (cuyo costo ha sido denunciado por la Comisión Cívica Anticorrupción) y en movimiento de tierras para construir la obra. No hay asomo de que se concrete su financiamiento, pues no resulta atractiva una inversión con precios tan bajos del crudo. Expertos consultados por esta revista señalan que por ese costo se hubiesen construido al menos tres refinerías de alta conversión y de 20.000 b/d cada una, en California. ¿Qué tasa de retorno tiene esta inversión?

## XIII. LA REFINERÍA DE ESMERALDAS SE REPARA A UN COSTO EXORBITANTE

La reparación de esta refinería construida con los recursos del primer boom petrolero ecuatoriano en 1974 era indispensable. En noviembre de 2007 se declaró la emergencia para atender la obra, “hacerlo rápido y bien” y se evitó una licitación o un concurso público para la reparación. El ministro de Energía y Minas de entonces, **Galo Chiriboga**, llegó a informar que el costo estimado de la reparación sería de \$ 187 M, con la misma firma japonesa, Sumitomo Chiyoda, que la construyó en los años setenta. Pero tras la declaratoria de emergencia,

el Gobierno asignó la obra de reparación a la firma coreana SK. Petroamazonas no informó el costo final de este proyecto en su rendición de cuentas de 2015; hay poca transparencia al respecto. Entendidos en el tema hablan de que el costo final de la obra bordea los \$ 1.200 M. Su capacidad es de 110.000 barriles diarios (b/d) 25.000 b/d más que hace un año. Se critica el alto costo de reparación y que la refinería no mejoró la calidad de los combustibles que produce.

## XIV. PÉRDIDA DE ARBITRAJES CONTRA EL ESTADO

Tras nueve años de litigio, el 2 de noviembre de 2015, llegó el laudo arbitral a favor de la empresa norteamericana Occidental, en la disputa por la declaratoria de caducidad del contrato que dictó el Ministerio de Energía el 15 de mayo de 2006. En la demanda ante el Ciadi la petrolera reclamó \$ 3.370 M. El tribunal reconoció que Oxy violó la Ley de Hidrocarburos al vender 40% de las acciones a la canadiense Encana sin la autorización ministerial. Sin embargo, señala que la declaratoria de caducidad del contrato fue una sanción “desproporcionada”. Las contraargumentaciones y luego la negociación del pago redujeron el monto, pero el Ecuador debe cancelar el costoso castigo de alrededor de \$ 970 M, hasta este mes.

Otro proceso arbitral en marcha, en el cual el Ecuador ya tuvo un laudo contrario por un monto de \$ 440 M, más costas judiciales e intereses, es el de la francesa Perenco. El tribunal, que falló contra el Ecuador el 18 de julio de 2014, consideró que no se había dado a la petrolera el “trato justo y equitativo” previsto en el Tratado Bilateral de Protección de Inversiones entre Ecuador y Francia, al obligarse a pagar al Estado 99% de las ganancias extraordinarias por el incremento del precio del crudo (decreto del presidente Correa reformativo de la Ley 42-2006 en octubre de 2007). El país contrademandó a la francesa por daños ambientales y continúa el litigio. **G**

