

PETRÓLEO

sube la producción, baja el precio

LA TORMENTA PERFECTA

< POR EDUARDO URGILÉS >
ILUSTRACIÓN: MIGUEL ANDRADE >

Luego de más de una década de bonanza, el petróleo ha entrado en una nueva realidad de mercado. La actual caída de precios no es un bache temporal, ya que no representa una respuesta a eventos externos extraordinarios como la crisis financiera de la década pasada o una guerra en el Medio Oriente. El cambio a la baja en los precios refleja una nueva estructura de la oferta mundial de crudo, la cual fue transformada durante años de precios a niveles nunca antes vistos—entre 2007 y 2014 el precio del barril WTI promedió \$ 86,70 y a mediados de 2008 llegó a superar los \$ 140 (Gráfico 1)—.

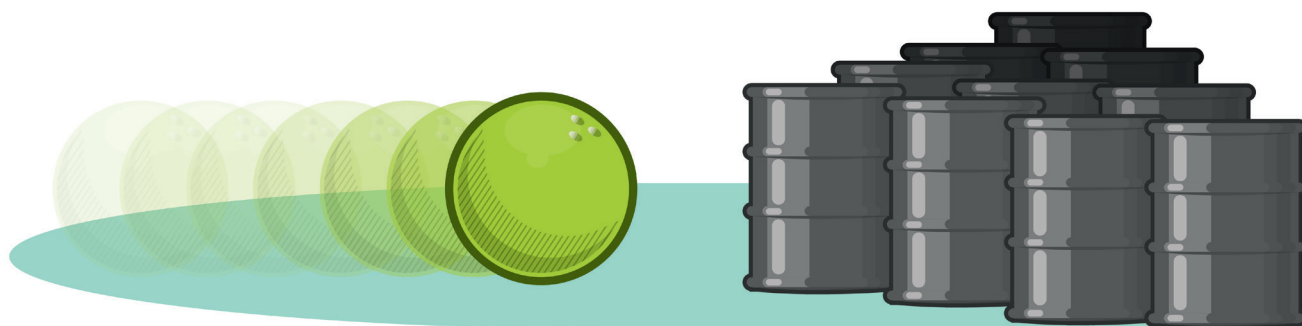
Los altos precios del crudo incentivaron inversiones en alternativas de producción que terminaron expandiendo la oferta mundial más allá de lo que crecía

la demanda, dando paso a la acumulación de inventarios a nivel global, y un ajuste a la baja de los precios a lo largo de 2015 y lo que va de este año. Adicionalmente, los mercados emergentes, centro del crecimiento económico global en los últimos años, empezaron a dar señales de debilidad. La economía china, la cual se convirtió en la segunda economía mundial durante este período, ha empezado a ver desacelerar su crecimiento mientras otras economías emergentes, como la de Brasil, están en plena contracción.

De manera coincidente, Irán llegó a un acuerdo respecto a su programa nuclear con el grupo conocido como P5+1—EEUU, Reino Unido, Francia, China, Rusia y Alemania—, lo que le permitirá exportar tanto crudo como pueda vender.

Vale recordar que la producción iraní llegó a superar los 2,5 millones de barriles diarios en 2011, antes de las sanciones por parte de la Unión Europea, para luego caer a casi un millón de barriles diarios en 2014. De acuerdo a Teherán, un año luego del convenio, la economía persa podría expandir su producción a niveles similares a 2011. Ello, sin duda, pesará sobre los precios mundiales a lo largo de 2016, ya que Irán está dispuesto a vender su crudo a descuento con el fin de recuperar participación de mercado, previéndose en consecuencia una guerra de precios con Arabia Saudita, la cual defenderá el mercado que tanto le ha costado mantener en los últimos años.

Para colmo de males la estructura del mercado petrolero ha experimentado



su cambio más importante en los últimos 40 años: EEUU, ayudado por la revolución del *fracking* —tecnología que da acceso rentable al petróleo atrapado en las rocas de lutita (mal llamadas de esquisto), el cual históricamente era demasiado costoso para extraerse—, expandió su producción a una velocidad sin precedentes, con lo que pasó de ser en 2008 el tercer país con mayor producción petrolera, después de Arabia Saudita y Rusia, a ser en 2015 el mayor productor mundial —en 2013 EEUU produjo más petróleo del que importó por primera vez en décadas—. Además, a finales del año anterior, el Congreso de ese país levantó la prohibición de exportar crudo, vigente durante 40 años desde el embargo petrolero de la OPEP de 1975 (Recuadro 1).

Este cambio puso en jaque a la OPEP, organización que ha mantenido un nivel de control parcial pero significativo sobre los precios del crudo desde los setenta. En particular Arabia Saudita, al ver su participación de mercado amenazada por la creciente oferta de EEUU, aumentó su producción a pesar del exceso de oferta global. Su objetivo: una guerra de precios en la cual sus bajos costos de producción frente a los relativamente altos de la industria del *fracking* le permitirían asfixiar a esta industria y recuperar su decreciente participación en el mercado energético más grande del mundo. Sin embargo, el *fracking* resultó más costo eficiente de lo esperado, por lo que los precios tuvieron que caer por debajo de los \$ 30 para que esta empiece a verse seriamente amenazada.

Entre un exceso de oferta, una demanda débil, un nuevo productor —EEUU— con la capacidad de limitar el precio máximo del crudo y una guerra de precios, el oro negro ha experimentado en los últimos dos años una tormenta económica perfecta.

LECCIONES DEL PASADO Y LA "GUERRA" DEL PRESENTE

La tormenta perfecta que afecta al mercado mundial de crudo se refleja en

GRÁFICO 1
El precio del crudo: *the big picture*

FUENTE: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

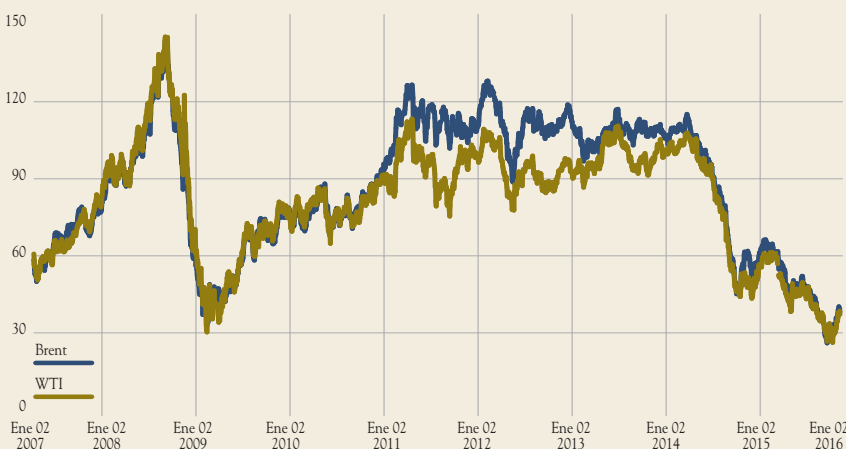
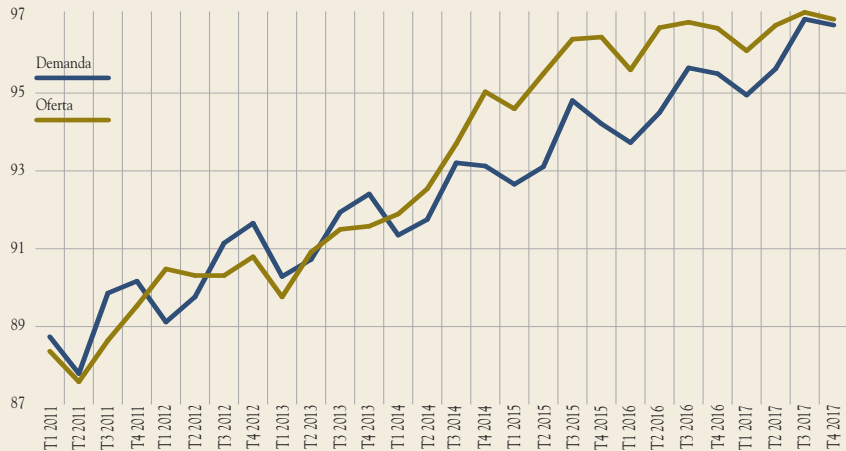


GRÁFICO 2
Un exceso de oferta que no parece corregirse en el corto plazo
(miles de barriles diarios)

FUENTE: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.



una oferta mundial mayor a la demanda, generando precios deprimidos durante un período de tiempo difícil de determinar.

En las últimas tres décadas el precio del petróleo se ha desplomado cuatro veces, y en todas esas ocasiones, aunque por causas distintas, la razón final de esas caídas ha sido un exceso relativo de la oferta. Es lamentable pero en la historia ha tomado entre varios meses hasta varios años para que el precio se corrija y eleve a niveles “razonables”.

A mediados de los años ochenta la producción de crudo de EEUU aumentó en Alaska y otras zonas de ese país, por lo que Arabia Saudita “abrió el grifo” hasta que el precio del crudo cayó casi

hasta los \$ 10 en 1986. Tomaría cuatro años para que en 1990 los precios regresaran a niveles anteriores a 1986.

En los noventa una mayor demanda desde Asia incentivó un aumento de la oferta petrolera de la OPEP. Sin embargo, la crisis de los Tigres Asiáticos deprimió la demanda y los precios cayeron nuevamente en picada a niveles cercanos a los \$ 10 en 1998. La OPEP respondió recortando su producción y en un año los precios crecieron en más de 100%.

En 2008 la recesión global causada por la crisis financiera en EEUU y Europa contrajo la demanda mundial, y los precios cayeron en 75% entre el 30 de septiembre y el 23 de diciembre: de \$ 100 a

casi \$ 30. La OPEP reaccionó con recorres récords en su producción, lo que hizo que el precio se recuperara en 2009.

A fines de 2014 la revolución del *fracking* había generado un exceso de oferta y los precios volvieron a caer. Sin embargo, para 2016 la OPEP no ha recortado su producción para proteger su participación de mercado, al punto que los inventarios mundiales de crudo podrían satisfacer la demanda mundial por dos meses, un nivel sin precedentes. El resultado final de esta sobreoferta

ta fue un precio por debajo de los \$ 30 en ciertos momentos de lo que va de este año. Dado que la razón de la caída del precio es una guerra económica entre productores, el futuro del precio del crudo en el corto plazo es totalmente incierto.

De hecho el problema del exceso de oferta viene desde 2014, año en que existió una sobreoferta de alrededor de 930 mil barriles diarios. Para 2015 este exceso de oferta se amplió a dos millones de barriles (a pesar de que la demanda

mundial no ha dejado de crecer, lo que implica que la razón de la sobreoferta es que Arabia Saudita ha promovido un crecimiento de la oferta mucho mayor con el fin de deprimir los precios y sacar del negocio a la industria del *fracking* de EEUU), lo que generó la caída de precios actual que asfixia a países petroleros menos eficientes como Rusia, Venezuela y el Ecuador (Gráfico 2).

Por otro lado, la crisis petrolera ha tenido efectos no esperados en la economía mundial. Históricamente, una

EEUU: EL FIN DE UNA ERA

El 18 de diciembre de 2015 el Senado de EEUU levantó una de las prohibiciones más importantes en el mercado global de *commodities*, la de que las empresas de EEUU no podían exportar crudo, vigente los últimos 40 años. La razón de este giro de timón responde a la reducción de la dependencia de las importaciones externas debido a la revolución del petróleo de lutita (esquisto). En los últimos años EEUU ha conseguido dejar de ser un importador neto de petróleo (Gráfico 3), construyendo una revolución energética en menos de una década y, por consiguiente, alterando la estructura de la oferta mundial de la manera más importante

GRÁFICO 3
EEUU dejó de ser un importador neto de petróleo
(miles de barriles diarios)

FUENTE: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

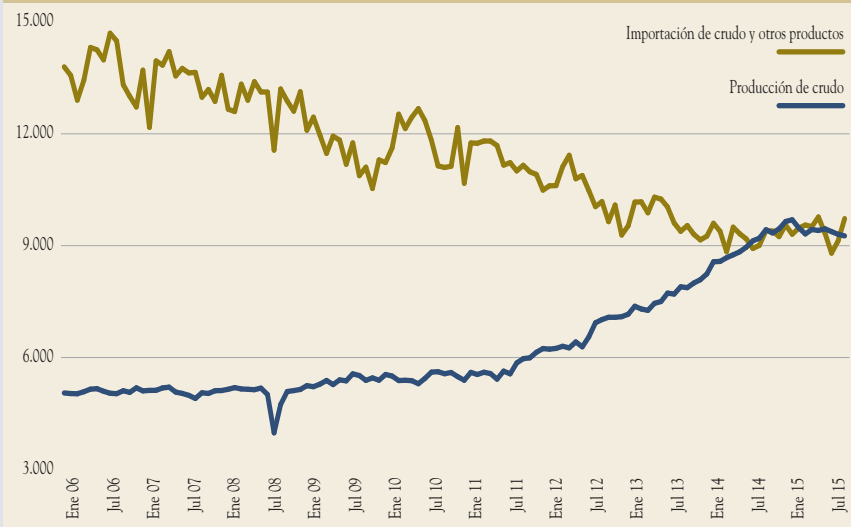
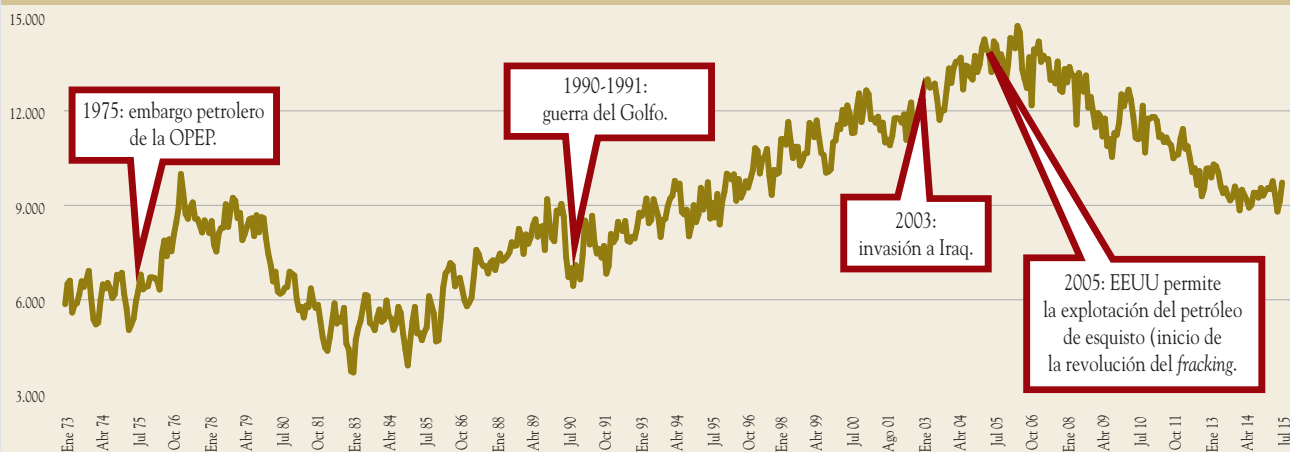


GRÁFICO 4
La revolución del *fracking* redujo la dependencia petrolera de EEUU
(miles de barriles diarios)

FUENTE: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.



caída en los precios del crudo solía reducir los costos de la energía y por tanto tendía a incentivar el crecimiento económico global. Lastimosamente el crecimiento de la oferta mundial fue tal en los últimos años que la crisis petrolera ha pasado de ser una buena noticia a afectar negativamente al crecimiento económico. Durante 2016 la caída en el precio del crudo ha coincidido con una caída en los mercados bursátiles globales, algo no visto en crisis de precios previas.

desde el embargo petrolero de la OPEP en el siglo pasado (Gráfico 4).

De hecho, el aumento de la producción estadounidense debido al *fracking* empezó a generar distorsiones en los precios de mercado en ese país. Por un lado, a pesar de que EEUU sigue siendo el mayor importador de crudo del mundo, buena parte de su capacidad de refinamiento no fue diseñada para procesar el crudo liviano proveniente de la producción del petróleo de rocas, sino para procesar crudos pesados provenientes de Sudamérica y el Medio Oriente. Esto implica que el crecimiento en la producción de los últimos años se encontró parcialmente con un cuello de botella en la refinación.

Mientras tanto, la industria de refinación de otros países no paraba de demandar crudo liviano similar al producido por EEUU. Eventualmente, la industria de EEUU encontró maneras de exportar su crudo a pesar de la prohibición, llegando a exportar en ciertos meses de 2015 más petróleo que países como Ecuador o Libia. Esta situación presiona los precios del crudo en EEUU por debajo de los del resto del mundo, disminuyendo la rentabilidad del petróleo de lutita y poniendo en riesgo la independencia energética ganada en los últimos años. Eventualmente, la prohibición tenía que terminar.

Pero, ¿qué tan grande es la revolución del *fracking*? Su magnitud no tiene precedentes en la era posembargo petrolero. En febrero de 2015, 49% de la producción de crudo y 54% de la de gas natural de EEUU provenía de esta

EL FUTURO DEL MERCADO PETROLERO: ¿EL DÍA DESPUÉS DE MAÑANA?

En lo referente al mediano plazo, se espera que el exceso de oferta se reduzca a 1,5 millones de barriles este año y a menos de 700 mil barriles en 2017 (Gráfico 2). Esto debido a que el sector petrolero estadounidense, aunque sorprendentemente eficiente, de forma eventual ha empezado a dar señales de

industria. De la misma manera, el centro de esta industria no está en Texas, meca tradicional de la industria petrolera estadounidense, sino en Dakota del Norte, dado que la mayor parte del petróleo de lutita explotado en los últimos años proviene de la formación Bakken, rocas subterráneas que se extienden por más de 515.000 km² (80% más que la superficie del Ecuador y el doble de la del Reino Unido) a lo largo de Dakota del Norte, Montana y Canadá.

Aunque ha existido explotación de crudo en el Bakken desde hace más de 50 años, esta fue altamente costosa, por lo que la producción en la misma siempre fue marginal... hasta que los precios del crudo se dispararon en la primera década del siglo XXI, al mismo tiempo en que los avances tecnológicos como la tecnología *fracking* permitieron que la explotación del Bakken se volviera rentable. Tal fue la fiebre del oro negro del *fracking* combinada con los altos precios internacionales del crudo, que la producción de Dakota del Norte se multiplicó en más de seis veces entre 2007 y 2013, su PIB nominal más que se duplicó y su tasa de desempleo se convirtió en la más baja del país —2,8% en enero de este año, muy por debajo del 4,5% en Texas y 4,9% en el total nacional—. El resto es historia: EEUU volvió a reclamar el estatus de mayor productor mundial de crudo, así como actualmente es capaz de ponerle un techo al precio máximo del mismo, algo sin precedentes en un período tan corto.

contracción, después de más de un año de inclemente presión por parte de la OPEP. Sin embargo, estas expectativas podrían no cristalizarse si la situación económica mundial sigue deteriorándose a lo largo de este año. De la misma manera, si el precio vuelve a recuperarse, nada detendría una nueva recuperación de la industria estadounidense, con consecuentes efectos adversos en el precio del crudo.

Por otro lado, las perspectivas de largo plazo no son halagadoras. La gigante petrolera británica British Petroleum (BP) espera que la productividad energética mundial aumente de manera significativa, lo que implica que, a pesar de que espera que la economía global crezca en 107% hasta 2035, la demanda mundial de energía solo crecería en 34%.

De la misma manera BP también espera que la demanda energética china crezca en 2% anual entre 2014 y 2035 (mucho menos que el 8% anual observado en los últimos 15 años). Esto se explica por las expectativas de que la economía de este país crezca a la mitad de velocidad de lo observado en los últimos tres lustros, debido al movimiento del centro de gravedad de la misma de la exportación al consumo interno.

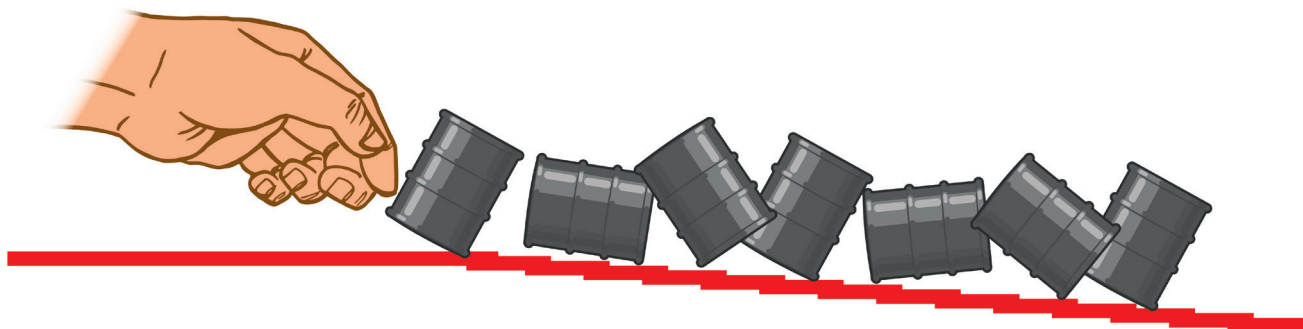
En consecuencia las expectativas futuras del mercado petrolero son más que inciertas. El crecimiento económico futuro está condicionado por la desaceleración china y las constantes amenazas de deflación en Europa. Por otro lado, la revolución del petróleo de lutita (esquisto) en EEUU ha cambiado las reglas del juego petrolero global, quitando a la OPEP parte del control de los precios mundiales. De hecho, se podría decir que la OPEP controla el precio mínimo al que podría caer el crudo, mientras que EEUU controla el precio máximo. Esta situación, sumada a mayores eficiencias energéticas y el regreso de Irán a los mercados mundiales parece indicar una sola cosa: la época de los *booms* petroleros a los que los países de la OPEP y Rusia se han acostumbrado puede haber llegado a su fin.

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.

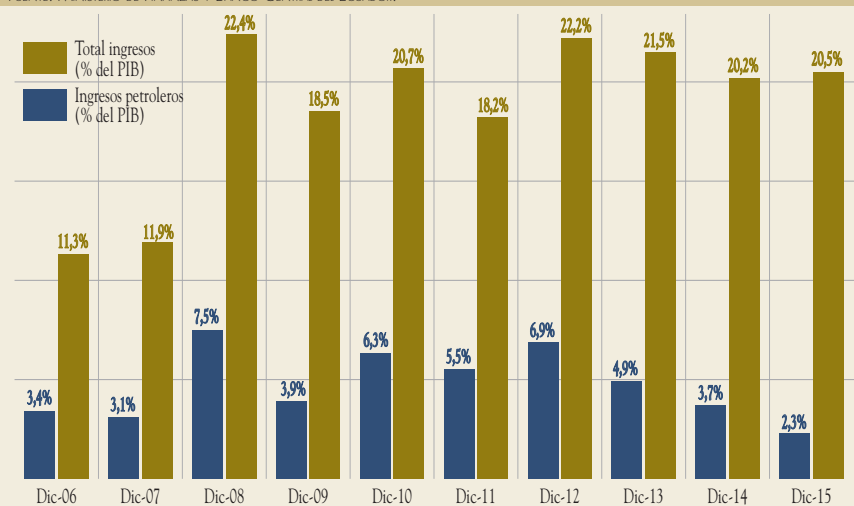
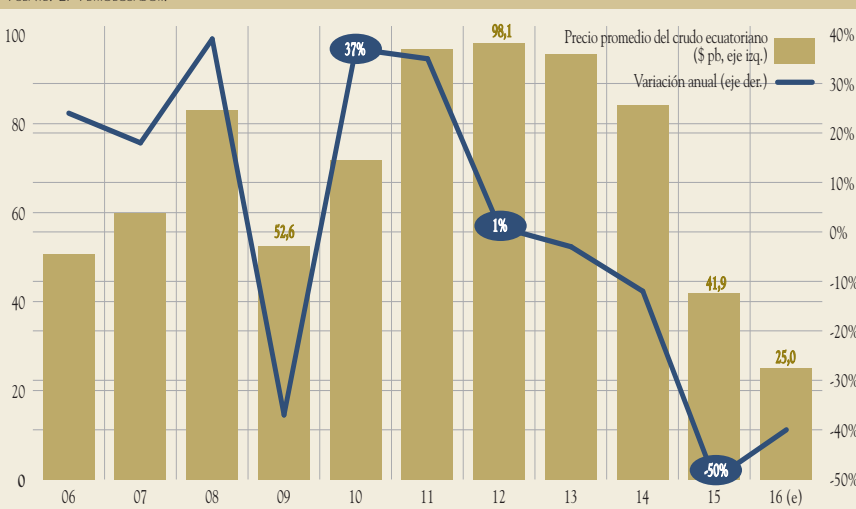


GRÁFICO 2
El precio del crudo tuvo años de ascenso y de alto nivel, pero está cayendo

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 re pago 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 TRÁVÉS 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-ventido (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.

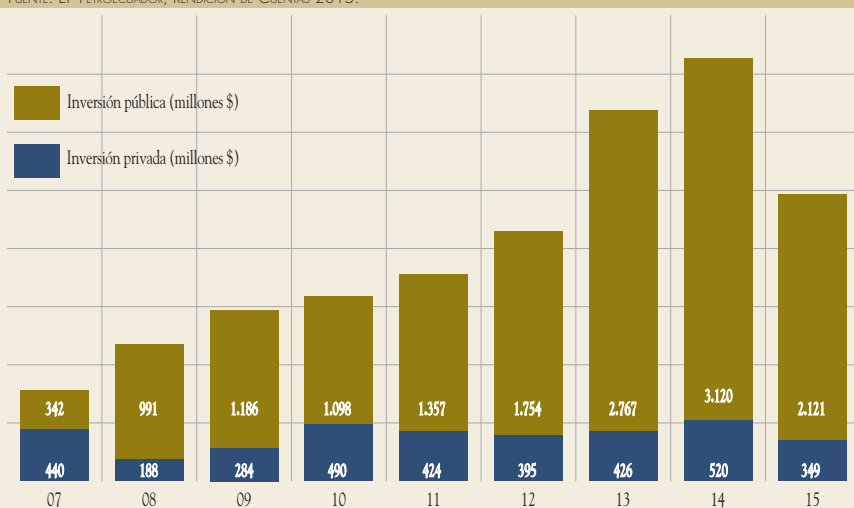


GRÁFICO 4
La producción promedio diaria no ha crecido sostenidamente y está a la baja

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

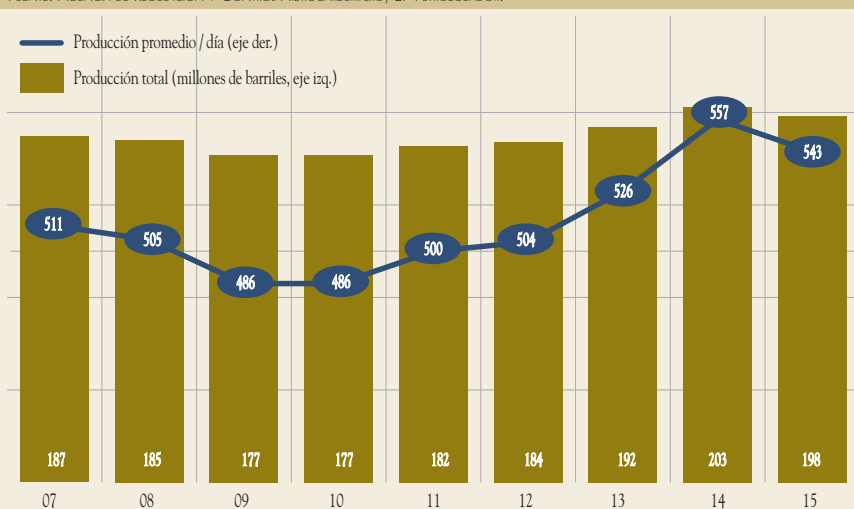
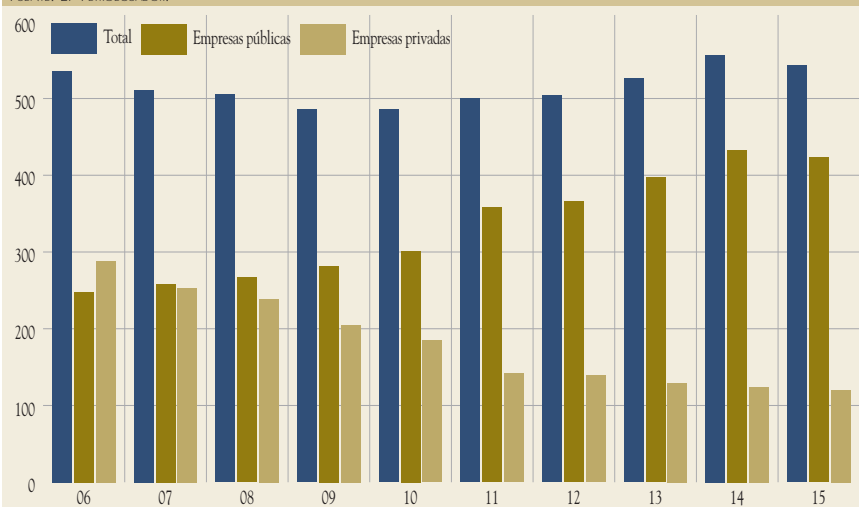


GRÁFICO 5

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

FUENTE: EP PETROEQUADOR.

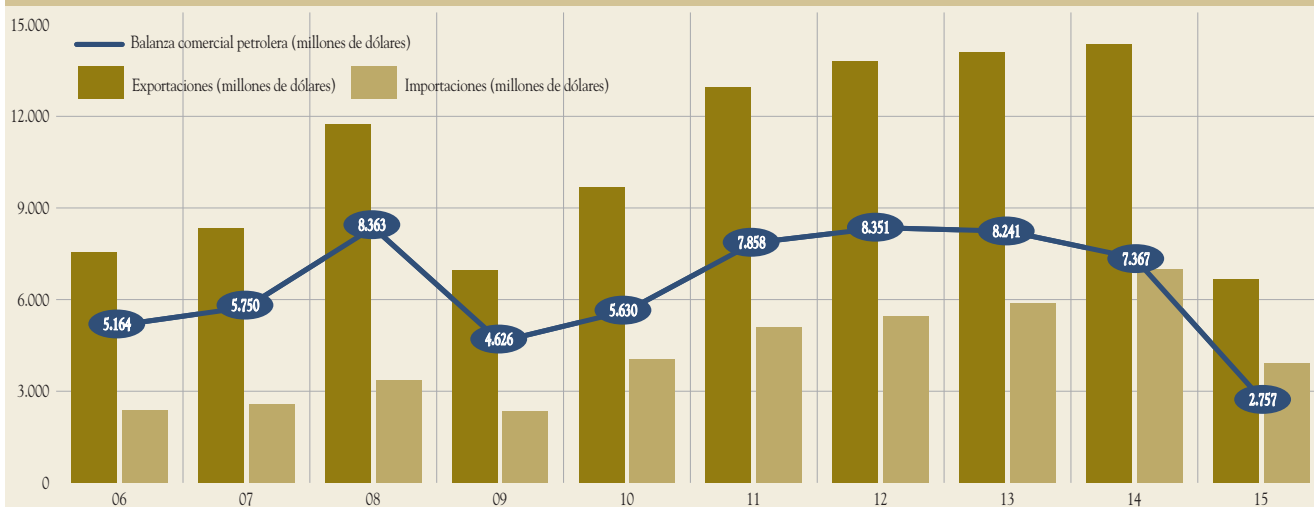


continuar exportando el mayor volumen posible y sacrificar incluso la producción que va a refinerías, con la finalidad de cumplir con el pago en petróleo. Pero esto lo lleva a no reducir el volumen de importaciones de combustibles, sino a que crezca a 6,8% en promedio en los últimos cuatro años, de 5.301 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 aviación, 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 uno, 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 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 del 2007). El país contrademandó a la francesa por daños ambientales y continúa el litigio. **G**

