

Los crudos pesados en el horizonte

La declaratoria de interés nacional de la explotación del bloque ITT, aprobada por la Asamblea Nacional a pedido del Ejecutivo, no es una sorpresa para quien esté familiarizado con la situación petrolera del Ecuador. Como es sabido, el declive de la producción de los campos maduros, y la falta de exploración que permita establecer otras reservas de crudo, llevan al Ecuador, urgido de una creciente corriente de dólares, a la necesidad de iniciar la explotación del bloque 31, cercano al ITT, y del propio ITT, a pesar de hallarse en el corazón del Parque Nacional Yasuní, declarado Reserva de la Biósfera por la Unesco, y objeto de una intensa campaña de relaciones públicas por parte del Gobierno, que debió cambiar abruptamente al no dar resultado su pretensión de recolectar fondos extranjeros para dejar el crudo bajo tierra.

A su vez, el Gobierno confía en que la convocatoria de la XI Ronda Petrolera, cuyo plazo de recepción de ofertas concluye este 28 de noviembre (después de la prórroga, de la fecha anterior era del 30 de mayo), atraiga la inversión extranjera para la exploración y explotación de 13 bloques petroleros, de un promedio de 1.000 km² cada uno, en el suroriente ecuatoriano.

Ambos procesos, el del ITT y la undécima ronda, han recibido fuertes críticas de los ambientalistas y de las comunidades indígenas de la Amazonía, pero el

Gobierno no parece conmoverse ante esa oposición (una clara demostración de ello es la decisión del presidente **Rafael Correa** de no recibir a las mujeres indígenas amazónicas que se movilizaron a Quito a mediados de octubre). Al Gobierno parece no quedarle otra opción que explotar esos campos que, seguramente, contienen crudos pesados.

El resultado de otras medidas como, por ejemplo, la explotación secundaria y terciaria de petróleo liviano del campo Shushufindi (cuyas reservas se calculan en 400 millones de barriles y es uno de los más grandes del país), y que se harían con una inversión de \$ 1.200 millones, conforme el acuerdo suscrito en abril de 2012 con el consorcio formado por la compañía Schlumberger, la argentina Tecpetrol y el consorcio inversionista estadounidense KKR, aún está por verse.

Mientras tanto, el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), la mayor inversión en infraestructura en la primera década del siglo XXI, ya cumplió una década. Y la empresa Ivanhoe Energy Ecuador ha confirmado la existencia de crudo ultrapesado en el bloque 20, habiendo llegado, además, con uno de sus cinco pozos exploratorios al precretácico. Por eso, este Tema central de GESTIÓN está dedicado a los crudos pesados, horizonte más que probable del futuro petrolero del Ecuador.

IVANHOE ALCANZÓ EL PRECRETÁCICO

< POR GONZALO ORTIZ CRESPO >

Foto: Omar Vacas Cruz.



En agosto pasado, la compañía Ivanhoe Energy Ecuador (IEE) completó un pozo exploratorio que permitió la exploración del potencial hidrocarbúfero de las formaciones precretácicas Santiago, Macuma y Pumbuiza. El pozo, llamado por la compañía IP-17, también permitió confirmar la presencia de hidrocarburos en las formaciones Hollín y Napo en la parte sur del campo Pungarayacu, entre el límite sur del bloque 20 y el río Napo, pero lo que el ingeniero **Santiago Pástor Morris**, gerente general de Ivanhoe

Energy Ecuador, resalta en entrevista exclusiva con **GESTIÓN** es que las formaciones del Precretácico han sido muy poco investigadas en la Amazonía ecuatoriana.

El pozo IP-17 llegó a una profundidad de 13.594 pies (4.140 m) en el bloque, equivalentes a 22.000 pies (6.710 m) en la cuenca Oriental ecuatoriana, siendo este el pozo más profundo que se ha perforado en el país, en términos comparativos, dijo un comunicado de la compañía. Fue un pozo de altísima complejidad que representó un reto

en la parte tecnológica, por lo que IEE empleó herramientas especiales, utilizadas por primera vez en el país, como turbinas de alta revolución, brocas especiales impregnadas de diamantes de alta dureza, cromatógrafo de gases de alta resolución y otros.

“Se han cumplido los objetivos planteados y estamos satisfechos con los resultados de nuestros trabajos de evaluación”, comentó Pástor. La información obtenida en áreas donde estas formaciones se encuentran expuestas a la superficie muestra buenos indicios

RECUADRO 1

Qué es el Precretácico

La Tierra se formó durante millones de años. Los que más saben de esto son los geólogos que, al investigar la corteza terrestre, han identificado las capas de las distintas fases por las que pasó el planeta. Ellos dividen el proceso en eones (que son cuatro: Hádico, de hace 4.650 millones de años; Arcaico, de hace 3.800 millones; Proterozoico, de hace 2.500 millones, y Fanerozoico, de hace 542 millones de años), y que se diferencian por los grandes cambios que hubo entre uno y otro, cambios que se registran en la geología y también en los restos biológicos. Precisamente Fanerozoico significa "vida visible".

A su vez, cada eón se divide en eras, de millones de años de duración cada una. El Fanerozoico se divide en tres: Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. Cada era se divide en períodos. El Cretácico, con una duración de unos 80 millones de años, es el tercer y último período de la Era Mesozoica, y se calcula que comenzó hace $145,5 \pm 4,0$ millones de años y terminó hace $65,5 \pm 0,3$ millones de años. El Precretácico se refiere, pues, al período anterior. Entre esos períodos geológicos, se formó la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo que se conocen en nuestros días (golfo Pérsico, golfo de México, costas de Venezuela).

La cuenca Oriente, como se conoce en geología a la zona de la Amazonía ecuatoriana, tiene una secuencia de capas sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario, las que descansan sobre un sustrato precámbrico (Rivadeneira y Baby, 1999).

Estratigráficamente en la cuenca Oriente se encuentran las formaciones paleozoicas: Pumbuiza y Macuma; mesozoicas: Santiago, Sacha, Chapiza, Hollín, Napo y Tena; terciarias: Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno, Curaray y Chambira, y la cuaternaria: Mesa (Suárez y Ordóñez, 2007).

de ser rocas con potencial de generar y almacenar hidrocarburos.

Según narró Pástor, el pozo evaluatorio IP-17 perforó exitosamente una secuencia de rocas volcánicas de extrema dureza, con aproximadamente 5.400 pies (1.650 m) de espesor, correspondientes a la formación Chapiza. Luego de superar este primer reto técnico, el pozo encontró una potente secuencia de rocas sedimentarias de edad precretácica con espesor de 6.500 pies (2.000 m), compuesta principalmente de lutitas de color negro con alto contenido de materia orgánica, la cual es la precursora en la generación de hidrocarburos. En algunos intervalos, se observaron incrementos en las lecturas de gas, sin llegar a valores que sugieran una acumulación comercial. Además, se atravesaron importantes espesores de calizas y areniscas que son las principales rocas reservorio en una cuenca petrolífera.

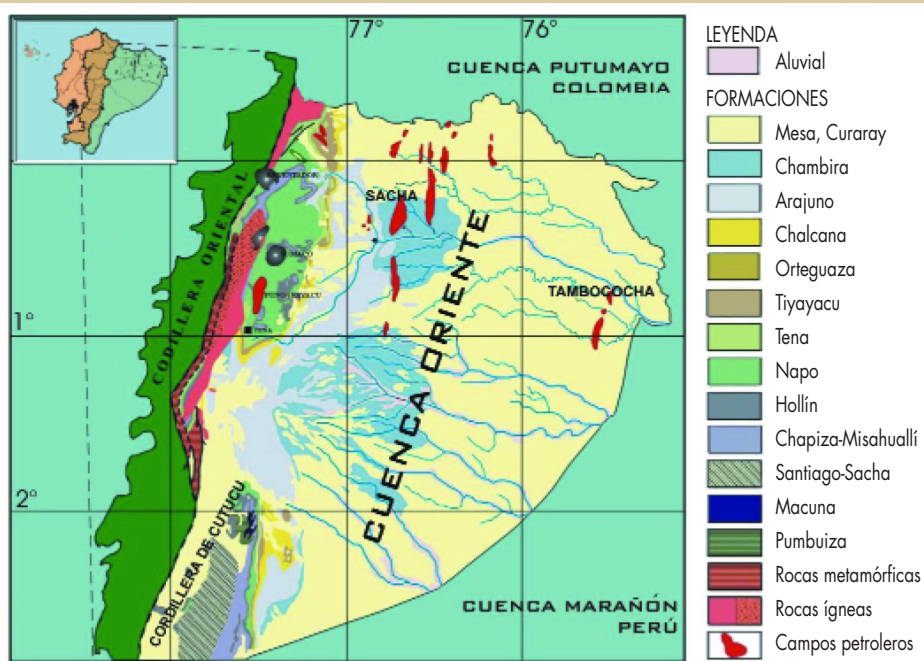
Esta información, reitera el ejecutivo, es de vital importancia para interpretar y comprender de mejor manera los reservorios precretácicos que podrían existir en el Oriente ecuatoriano para beneficio del país. "Con una mayor exploración, el descubrimiento de nuevas reservas en los horizontes precretácicos tendría un gran impacto en la planificación y desarrollo del bloque 20, así como en la economía del Ecuador, puesto que se abrirían nuevas oportunidades de exploración en toda la cuenca Amazónica", aseveró.

EL BLOQUE 20 E IVANHOE

De acuerdo con un documento de la empresa Ivanhoe, la antigua Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) realizó estudios en el bloque 20, a unos 200 km al sureste de Quito, hace más de 30 años. Fue entonces que se determinó la existencia de yacimientos de crudo ultrapesado, que no se han explotado en estas tres décadas. Petroecuador estima que en petróleo original in situ existen de 4,5 a 7 mil millones de barriles. Pero ya los indígenas amazónicos conocían de la existencia del

MAPA 1

Precretácico en la cuenca Oriente

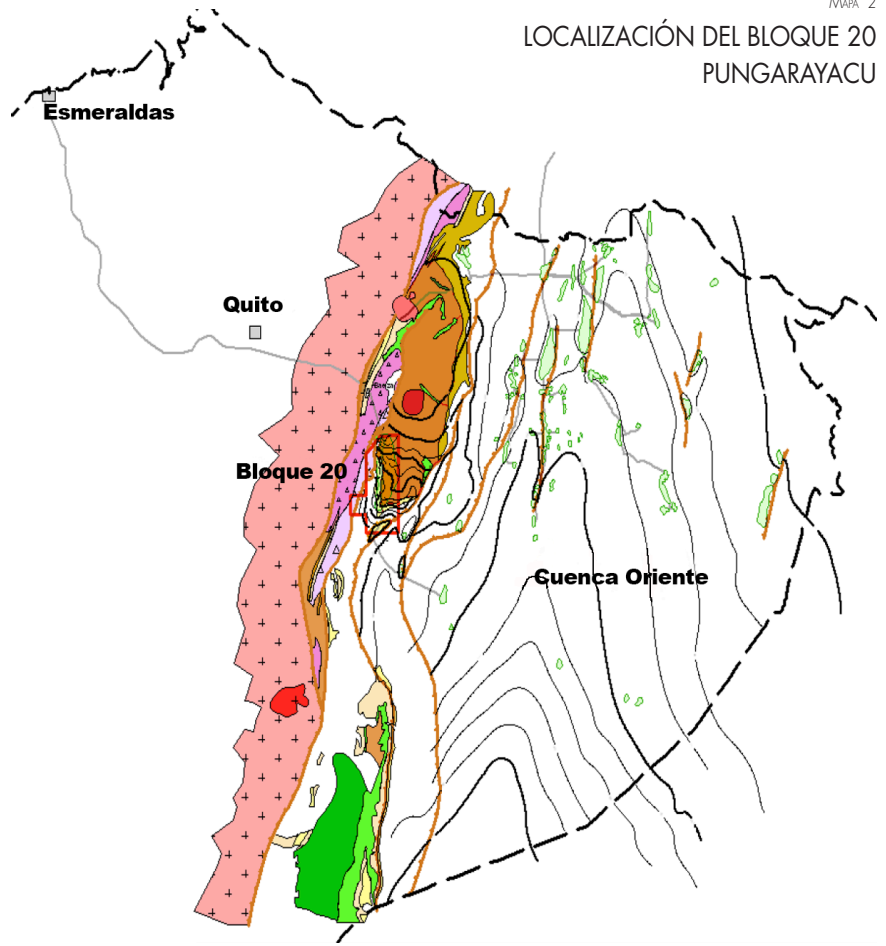


LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE 20
PUNGARAYACU

crudo, pues *pungara* en quichua es aceite y *yacu* es agua, así que Pungarayacu, el nombre del yacimiento viene de la denominación local, que tiene siglos, de “río de aceite”, cuenta Pástor Morris a GESTIÓN.

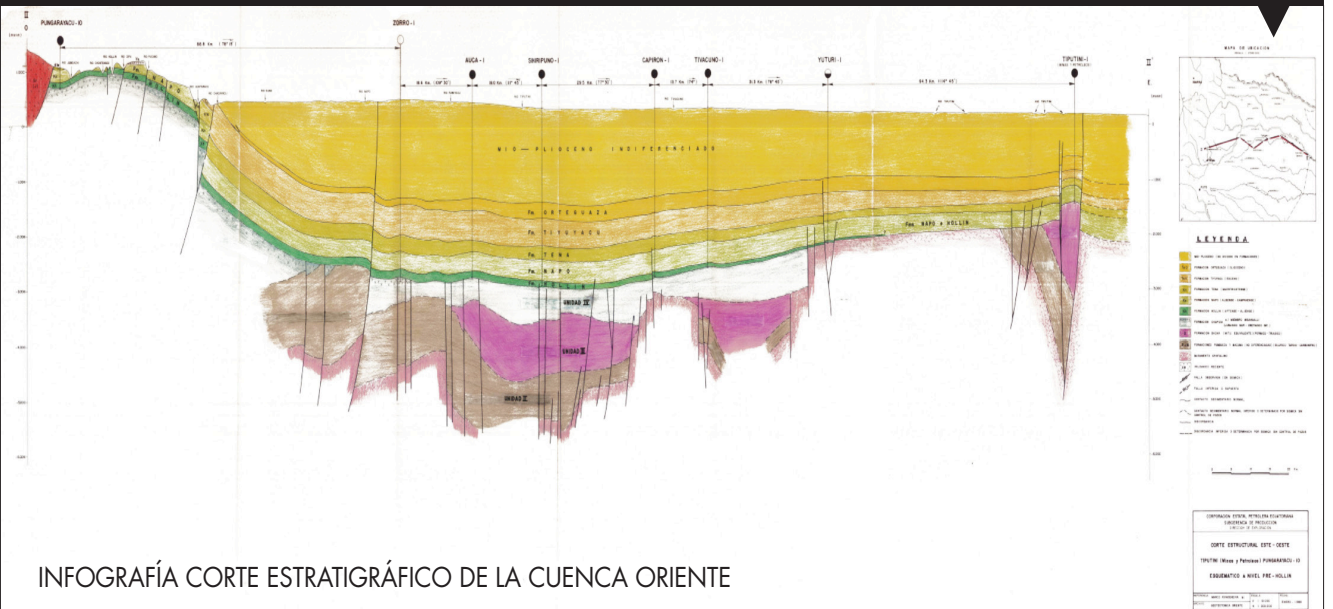
En octubre de 2008, IEE firmó el primer contrato petrolero para exploración y explotación de crudo ultrapesado, bajo la modalidad de servicios específicos con el Gobierno nacional.

“Este contrato le permitirá al Estado ecuatoriano aprovechar sus reservas de hidrocarburos ultrapesados en



El campo Pungarayacu forma parte de la megaestructura conocida como Levantamiento Napo. El levantamiento Napo, a su vez, forma parte de una extensa zona de deformación que se presenta a lo largo de los Andes como producto de los esfuerzos tectónicos generados por el choque de la placa oceánica de Nazca y la placa continental. Pungarayacu se encuentra en el flanco sur-occidental del levantamiento y está afectado por una serie de fallas relacionadas a esta deformación. El flanco Oriental del levantamiento Napo está definido por una serie de fallas inversas que separan a esta zona del resto de la cuenca propiamente dicha.

Como puede verse, el levantamiento Napo (a la izquierda del corte), acorta el tamaño de cada una de las formaciones geológicas y es la razón por la que puede llegarse al Precretácico con más facilidad que en otras áreas de la cuenca Oriente... y también para que haya afloraciones naturales de petróleo en la superficie.



INFOGRAFÍA CORTE ESTRATIGRÁFICO DE LA CUENCA ORIENTE

beneficio del país, con la consiguiente compensación económica a IEE por sus servicios”, dice el comunicado de la empresa.

“IEE emprendió en la exploración del bloque 20 con inversión propia; desde mayo de 2009 realiza evaluaciones y perforaciones integrales en la zona asignada. A la fecha, ha explorado el bloque con cinco pozos (IP15, IP5b, IP17 e IP14/IP14b), con los más altos estándares sociales y ambientales, con una inversión de \$ 140 millones en este propósito”, reza el comunicado.

La perforación en el pozo exploratorio IP-5b fue positiva, con resultados de crudo ultrapesado que fue procesado en el Instituto Beckerfield en San Antonio, Texas. La perforación del pozo IP-17 también finalizó, como se dijo al inicio de esta nota, confirmando la presencia de hidrocarburos en las formaciones Hollín y Napo en la parte sur del bloque 20.

“Esto significa que el Ecuador podría beneficiarse del amplio radio de acción en el que trabaja la compañía,

permitiendo al país aprovechar plenamente sus recursos hidrocarburíferos”, dice Pástor.

El ejecutivo explicó que el contrato de IEE —empresa multinacional, filial de la canadiense Ivanhoe Energy dedicada a minería y petróleos en varios países— consta de tres fases. Las dos primeras son de evaluación y valoración de la capacidad de producción del campo y la tercera de explotación.

TECNOLOGÍA INNOVADORA PARA CRUDOS ULTRAPESADOS

Como se recuerda, una de las razones esgrimidas por el Gobierno nacional para contratar a IEE bajo la modalidad de servicios (no se trata de una concesión e IEE está invirtiendo su propio dinero) es que su matriz, Ivanhoe Energy, es propietaria exclusiva de la tecnología *Heavy To Light* (HTL),

que permite convertir el crudo ultrapesado en crudo liviano.

El contrato de IEE “posee características únicas”: la compañía ejecutará sus actividades con su propia tecnología e inversión y recibirá una tasa de \$ 37 por barril extraído, únicamente si entrega petróleo al Estado en el punto de fiscalización. “Este monto a pagarse por barril es inferior al de otros contratos firmados por el Estado ecuatoriano y se ajusta de acuerdo a los indicadores internacionales”, aclara la empresa.

Por su parte, “la tecnología *Heavy To Light* ha sido utilizada desde hace más de diez años para la extracción y refinación de crudo ultrapesado. Desde 2005 ha sido empleada a gran escala en Canadá y EEUU. Esta tecnología posibilita el transporte y comercio del crudo, optimizando los costos de producción y maximizando el valor del producto final”, explica Pástor (*Recuadro 2*).

El contrato con IEE establece la transferencia de tecnología y conocimientos al país y en particular a las universidades, lo que eventualmente permitirá al Ecuador explotar crudo ultrapesado con sus propios medios.

Este es un proyecto pionero, porque apunta a la extracción del crudo ultrapesado por lo que se puede entregar al sistema de transporte de oleoducto y ser transportado por el SOTE o por el OCP.

ABIERTOS A FORMAR CONSORCIO

El desarrollo del bloque 20 ha provocado el interés de varias empresas petroleras de categoría mundial para asociarse en este proyecto. “IEE está abierta a integrar un socio calificado para la extracción de crudo en uno de los bloques más importantes del Ecuador”, dijo Pástor.

El éxito de exploración y explotación del bloque 20 permitirá que el crudo ecuatoriano se comercie mejor en el mercado, creando nuevas posibilidades de negocio en el país, reiteró.

RECUADRO 2

Comprobada la tecnología

El crudo pesado requiere que se lo trate in situ. Se lo calienta y se le añaden diluyentes de hidrocarburos más livianos para reducir su viscosidad, lo que permite que el petróleo fluya en los oleoductos hacia las refinerías. “De por sí, el acceso a diluyentes, especialmente en locaciones remotas, es caro porque se necesita un oleoducto dedicado solo a transportarlos para asegurarse un flujo constante”, escribe Santiago Pástor Morris en un artículo en inglés titulado “Heavy To Light Technology”, en la publicación *The Oil and Gas Year, Ecuador 2013*. “Como estos diluyentes pueden llegar a representar 40% del flujo en el oleoducto y el hecho de que este tipo de petróleo tiende a contener una gran proporción de residuos de bajo valor, el proceso se vuelve extremadamente caro”.

Por eso, IEE tenía un gran desafío en la exploración del campo Pungarayacu en el bloque 20. Después de dos años de perforaciones y recolección de datos, IEE sacó 100 barriles de crudo pesado de su pozo IP-15B para análisis, encontrando que tenía una gravedad de 8,5 °API y una viscosidad de 20.000 centistokes, lo que imposibilitaba transportarlo por oleoducto, relata Pástor en el mismo artículo.

Con el uso de su tecnología HTL, IE fue capaz de reducir la viscosidad a 50 centistokes con una gravedad de 17 °API, lo que lo vuelve fácil de transportar por oleoducto. “La compañía está compartiendo estos datos con el Estado, previendo una aplicación mucho más amplia de esta tecnología, especialmente con relación a la nueva ronda petrolera de 13 bloques en las cuencas del suroriente ecuatoriano”, añade el ejecutivo.

Además de volver liviano al crudo pesado, estas plantas de HTL pueden producir 1,5 MWh de electricidad por 1.000 barriles de petróleo. Esa electricidad puede usarse en el propio proceso de extracción.

EL OCP CUMPLIÓ DIEZ AÑOS

< POR MARÍA DE LA PAZ VELA >

El OCP tiene una capacidad de **450.000** barriles diarios de volumen sostenible.



Foto: Juan Reyes

Este octubre el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) cumplió diez años de funcionamiento, hito que lleva a mirar atrás, revisar su historia, las expectativas de hace una década y el significado que ha tenido a lo largo de su trayectoria con hondas implicaciones para la economía del país. Hasta puede sostenerse que el OCP fue el eje de la recuperación económica.

En el estreno de la primera década del siglo XXI, al Ecuador le urgía un nuevo planteamiento para salir de lo que había vivido en 1999, el año más oscuro del siglo XX por la crisis económica que le afectó con la quiebra masiva del sector financiero. Los intentos de salvar al sector devinieron en una emisión monetaria gigantesca e irresponsable que llevó incluso a la pérdida de la moneda del país, el sucre.

En ese contexto, al igual que en los años setenta, ochenta y noventa, se volvió la mirada al petróleo como una fuente de ingresos adicionales para el Estado que permitieran apuntalar la salida del abismo. En julio de 2000, GESTIÓN, en su edición 73, hablaba de “El petróleo: única salida para la cri-

sis”, señalando que “el eje y condición” de la recuperación económica era “la construcción del oleoducto de crudos pesados (OCP), elemento sin el cual nada de lo que se plantea en el sector tendría importancia alguna”, pues sin una vía para evacuar el crudo desde la Amazonía, ningún descubrimiento nuevo tenía valor, y tampoco los planes de alianzas estratégicas con las empresas privadas (*joint ventures*) para una mejor extracción del crudo en campos en producción.

Ampliar la frontera de la producción petrolera requería incrementar la producción y solucionar el cuello de botella que había en esos momentos para el transporte de crudo por la existencia de un único oleoducto, el

Transecuatoriano de propiedad del Estado. Con estas consideraciones, la construcción del OCP devino en el proyecto de infraestructura más importante de la primera década del nuevo siglo, y ha extendido su importancia económica hasta el día de hoy.

LAS EXPECTATIVAS OFICIALES HACE MÁS DE DIEZ AÑOS

El ministro de Energía y Minas de aquel entonces, **Pablo Terán**, en entrevista con *GESTIÓN* dijo que “el sector petrolero será motor de crecimiento de la economía en 2000 y en los años siguientes”. Añadió que la construcción del OCP permitiría casi duplicar la producción una vez que estuviese listo, mejorar la calidad del crudo (pues ya no tendría que mezclarse liviano con pesado) y abrir las puertas a nuevas inversiones del sector privado. El Gobierno manejaba algunos supuestos para promover la construcción del OCP: **1.** Toda la producción adicional de crudo se destinaría a la exportación cuando culminase la construcción del OCP. **2.** La inversión estimada para el aumento de producción de crudo sería de \$ 620 millones, ejecutada en 36 meses a partir del inicio de la construcción del OCP.

En cuanto a los efectos económicos, el Gobierno los anunciaba en el sector externo, en el fiscal y en el real. En el **sector externo** eran dos: **a)** en la balanza comercial: mayores exportaciones de crudo, con crecimiento gradual en los siguientes 18 meses y mayores importaciones de maquinaria; **b)** en la cuenta de capitales, aumento de la inversión extranjera directa. Al respecto se lanzaban algunas cifras que recogió *GESTIÓN* en el número mencionado: en 2001 las inversiones totales serían de \$ 674 millones; en 2002 de \$ 440 millones, y en 2003 de \$ 206 millones. El efecto total acumulado en la balanza

“Cuando el OCP concluya la producción bordeará los **700 mil bpd**, por lo que el país vivirá en menos de dos años un verdadero boom petrolero”, decía Pablo Terán, entonces ministro del área.

de pagos en 2004 se estimaba que sería de \$ 1.948 millones.

En el **sector fiscal**, se esperaba que el incremento de las exportaciones de crudo trajese mayores ingresos presupuestarios directos de origen petrolero, pero también mayor recaudación tributaria. En cuanto

a los primeros, el fisco recibiría ingresos petroleros adicionales de \$ 223 millones en 2002, \$ 586 millones en 2003 y \$ 779 millones en 2004, en valores acumulados. Y por concepto de impuestos sobre la tarifa que cobraría la empresa privada por el uso del ducto, se estimaba que el Estado recibiría \$ 6,8 millones anua-

les, equivalentes a \$ 170 millones en 25 años.

En el **sector real**, las cifras oficiales estimaban que se iba a crear empleo de manera sustancial durante la construcción del oleoducto, con 29.000 empleos indirectos y con un valor agregado para la economía del orden de \$ 850 millones, representando 8% del PIB de 1999.

FIN AL CUELLO DE BOTELLA DE TRANSPORTE

Con una capacidad de 450.000 barriles diarios (b/d) de volumen sostenible, el trazado del nuevo oleoducto se hizo a lo largo de sus 485 km, siguiendo un trayecto similar al del SOTE, pero con una desviación significativa para

GRÁFICO 1
Transporte de crudo a través del SOTE, OTA y OCP
(en millones de barriles por año)

FUENTE: EP PETROECUADOR Y BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

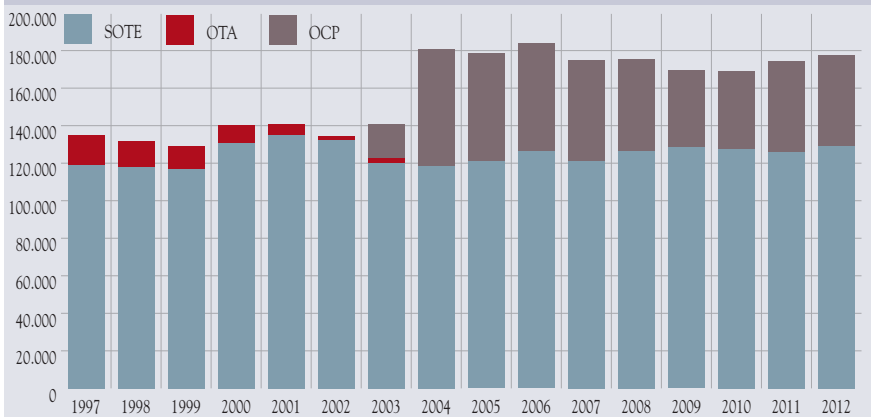
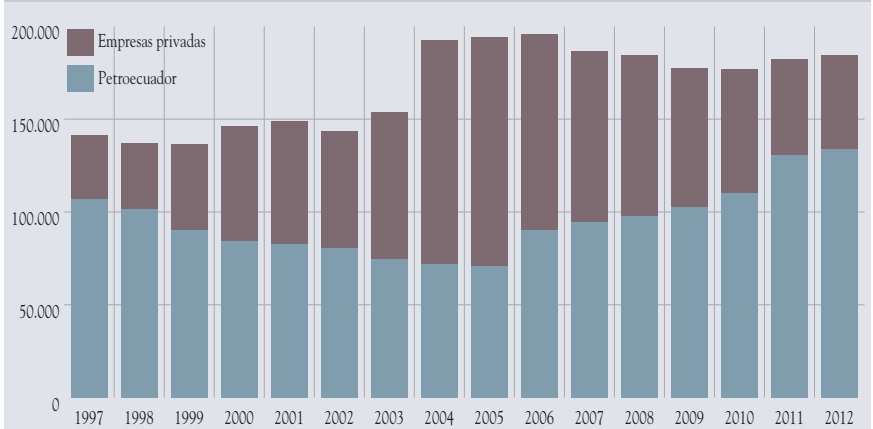


GRÁFICO 2
Producción anual de crudo creció más en las empresas privadas al entrar en operación el OCP

FUENTE: EP PETROECUADOR Y BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.



no pasar por el norte de la ciudad de Quito. Se hicieron cuatro estaciones de bombeo y dos de reducción de presión, y se logró que todas sus instalaciones tuvieran certificación ISO 14001:2004. Se puso a todo lo largo del tubo fibra óptica y un sistema de apoyo satelital para el control de su funcionamiento y operaciones.

Como se dijo, al inicio de la década pasada, la producción nacional de petróleo y la misma actividad de exploración estaban limitadas por la capacidad de transporte del crudo. El Oleoducto Transecuatoriano, que empezó a llamarse Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), tenía una capacidad de 350.000 b/d, y la producción de 1997 a 2002 fluctuó entre 388.000 b/d a 394.000 b/d. Por ello el SOTE estaba siempre utilizado al tope y las empresas privadas desde 1992 se veían sujetas a cupos de transporte para transportar a Balao el crudo extraído de los campos que tenían en concesión. Era un auténtico cuello de botella, limitante de la producción y de nueva actividad exploratoria de las empresas privadas. Incluso se llegó a alquilar el Oleoducto Transamazónico del sur de Colombia (OTA), con el fin de evacuar la producción de crudo y no verse limitados en la producción. Como es lógico, a partir de 2004, dejó de arrendarse el oleoducto colombiano, ya que se empezó a utilizar la nueva infraestructura (Gráfico 1).

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN

El mérito de la incorporación plena de la capacidad de transporte del OCP en el sistema petrolero del país fue, sin duda, permitir la ampliación de la producción de crudo, algo que se reflejó en las cifras de inmediato, en el primer año de operación. Así, se pasó de producir 153,5 millones de barriles en 2003 a 192,4 millones de barriles en 2004 (Gráfico 2). La particularidad es que la producción que más creció fue la de las empresas privadas, que utilizan la capacidad de transporte

RECUADRO 1

Un ducto sobredimensionado

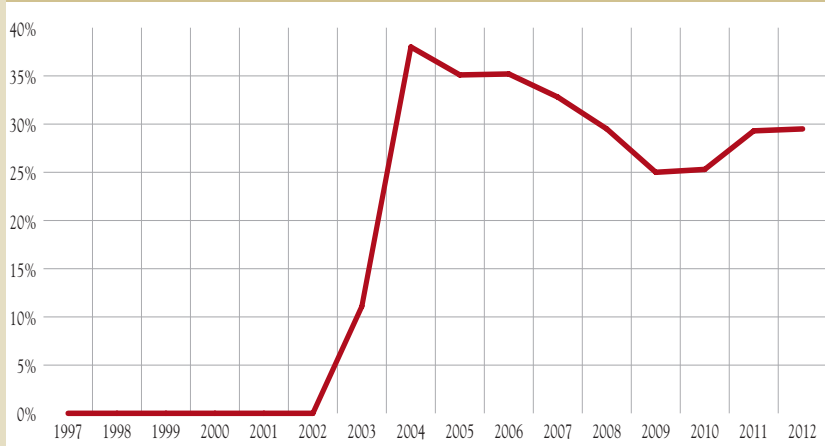
La magnitud del nuevo ducto fue calculada en 310.000 b/d por las empresas privadas interesadas en construirlo. En el horizonte petrolero de aquel entonces, se preveía la explotación petrolera del suroriente de la Amazonía (con unos 300 millones de barriles en reservas probadas) y, por supuesto, del sistema Ishpingo-Tambococha-Tiputini, ITT (con 1.500 millones de barriles en reservas), cuyo desarrollo petrolero no estaba en cuestionamiento.

Cuando se planteaba la construcción del OCP, a finales de los años noventa, había reservas bajo tierra para pensar en al menos 30 años más de explotación petrolera. Hoy en día, con una estimación de 3.400 millones de barriles en reservas probadas remanentes, si se explotan a un ritmo de 190 millones de barriles por año, el horizonte de producción se reduce a 18 años. Fue el Gobierno del presidente **Gustavo Noboa**, con su ministro de Energía, Pablo Terán, el que demandó una ampliación de las dimensiones del oleoducto, a una capacidad de 450.000 b/d, como consta en el contrato de autorización de construcción de la obra. En ninguno de los documentos históricos sobre el OCP, se encuentra un justificativo del pedido de ampliación de la capacidad instalada. En los diez años de operación de este oleoducto, la máxima capacidad utilizada ha sido de 38% en promedio, en 2004, cuando su uso llegó a 170.888 b/d de un volumen posible de 450.000 b/d (Gráfico 3); en los años subsiguientes, bajó el nivel de utilización. Esto significa que está subutilizado y que la decisión de aumentar la capacidad instalada de 310.000 b/d a 450.000 b/d no fue acertada. El costo de la obra en 2003 fue de \$ 1.474 millones, financiados con recursos privados, sin gasto de parte del Estado ecuatoriano. Una estimación actualizada a septiembre de 2009, sobre el costo de construir un oleoducto como OCP hoy en día, sería de \$ 2.033 millones, según la firma internacional Intertek, que valoró las instalaciones por pedido de OCP Ecuador S. A.

El contrato para la construcción del OCP se firmó el 15 de febrero de 2001. Previo a este, se había hecho una reforma a la Ley de Hidrocarburos en 2000 y su reglamento, con la finalidad de autorizar que la empresa privada invierta en infraestructura para el transporte de hidrocarburos, sin comprometer recursos públicos.

GRÁFICO 3

Uso real de la capacidad total del OCP (volumen transportado/450 mdb)



FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE) PARA VOLUMEN TRANSPORTADO.

GRÁFICO 4

Con el OCP, el día día muestra que la producción va a tono con una mayor capacidad de transporte

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).

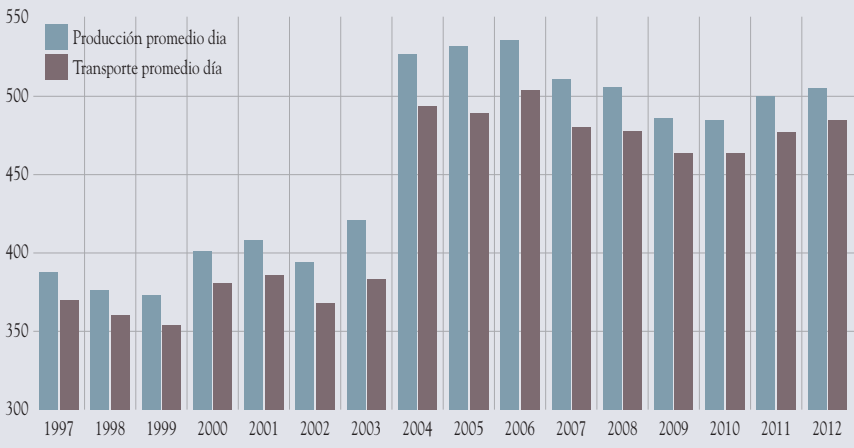


GRÁFICO 5

Representatividad en transporte total del crudo (en porcentajes)

FUENTE: EP PETROEQUADOR Y BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

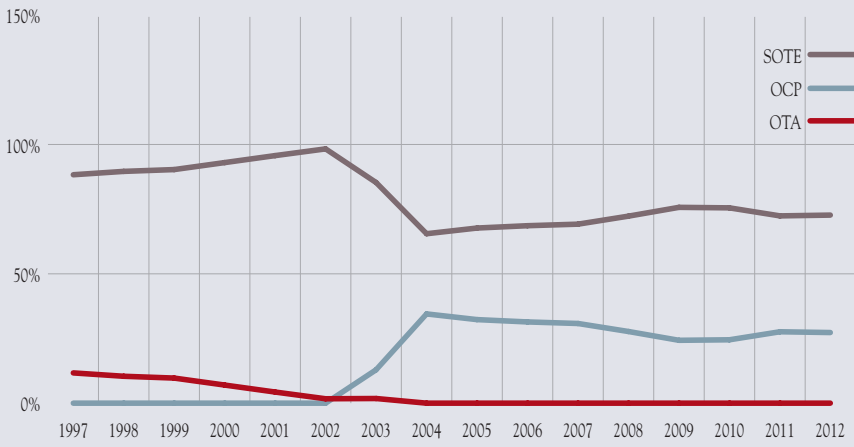
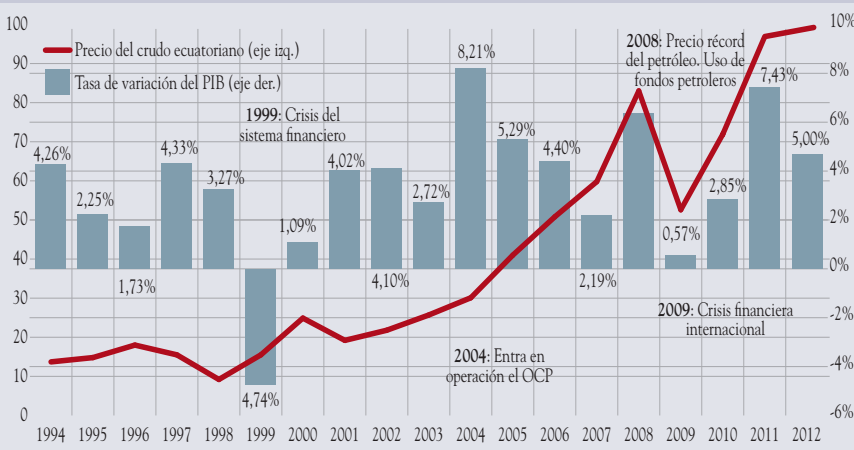


GRÁFICO 6

El PIB creció apoyado por el petróleo

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).



del OCP, facilidad que fue creada por ellas, con inversión privada.

La expansión anual de la producción nacional siguió, a un ritmo moderado, hasta 2006, antes de reducirse de 2007 a 2010. En esta reducción influyen nuevos factores, como la falta de una política de Estado clara y sostenida para expandir la producción de crudo, a tono con lo que se pensaba a fines de los noventa e inicios de la década. Intervienen también factores políticos, como la salida de Occidental en 2006 por la caducidad del contrato dictaminada por el Gobierno ecuatoriano en abril de ese año. En 2007 salió la empresa Perenco, otra de las promotoras y dueñas del OCP. A partir de 2007, los nuevos períodos presidenciales de **Rafael Correa** traen una política petrolera diferente, que lleva a pequeños incrementos de producción en 2011 y 2012, tras las caídas de 2007 a 2010, pero no lleva la producción nacional al nivel pico de la década que tuvo lugar en 2006. Durante el correísmo, crece la producción del Estado y disminuye el peso específico de la producción de empresas privadas.

Las expectativas que suscitaba en el sector oficial la construcción del OCP, de duplicar la producción petrolera por día, jamás se cumplieron. Con la ampliación de la capacidad instalada de transporte, aumentó la producción promedio diaria de 394.000 b/d en 2002 a 424.000 b/d en 2003 y sobre los 500.000 b/d de 2004 a 2008 (Gráfico 4). El único año en el que se transportó en promedio algo más de 500.000 b/d fue 2006, algo que no ha vuelto a ocurrir. El transporte para exportación ya no se estanca por falta de capacidad, pues el OCP resolvió el cuello de botella; más bien depende del declive natural de la producción en los campos, de la falta de inversión estatal y de la ausencia de incentivos para la inversión privada por el cambio de la modalidad contractual a contratos de servicios.

Durante los diez años de operación del OCP, el transporte del crudo se ha hecho utilizando casi plenamente

CUADRO 1

Operaciones del sector público no financiero

(Base devengado, porcentajes del PIB)

Año	Ingresos totales	Ingresos petroleros	Exportaciones de crudo	Por venta de derivados
2000	22,52	7,97	7,03	0,95
2001	20,25	5,52	3,90	1,62
2002	22,28	4,88	3,41	1,47
2003	21,31	5,13	3,38	1,75
2004	22,35	5,78	4,48	1,31
2005	22,03	5,33	5,14	0,19
2006	27,13	7,79	7,79	0,00
2007	26,37	6,50	6,50	0,00
2008	35,72	14,05	14,05	0,00
2009	29,40	8,34	8,34	0,00
2010	34,19	11,57	11,57	0,00
2011	43,20	17,70	17,70	0,00
2012	40,78	14,66	14,66	0,00

FUENTE: MINISTERIO DE FINANZAS Y BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

CUADRO 2

Inversión directa en el sector que registra al petróleo

(Período 2000 - 2012, millones de dólares)

Período	Explotación de minas y canteras	Servicios prestados a las empresas	Total
2000	(58,7)	20,2	(23,4)
2001	216,9	8,7	538,6
2002	487,5	109,1	783,3
2003	148,5	71,0	871,5
2004	385,4	38,8	836,9
2005	198,3	73,8	493,4
2006	(116,6)	89,4	271,4
2007*	(102,8)	84,6	194,2
2008*	244,1	142,3	1.057,8
2009*	5,8	(23,6)	307,8
2010*	178,0	68,0	163,1
2011*	379,2	43,8	640,5
2012*	224,9	39,5	591,3

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

* VALORES PROVISIONALES.

la capacidad del SOTE y minoritariamente la del OCP (Gráfico 5).

PUNTAL DE LOS INGRESOS FISCALES POR EXPORTACIONES

En el sector fiscal, los ingresos presupuestarios totales de 2000 a 2012 fluctuaron entre 20,25 puntos del PIB y 43 puntos del PIB (Cuadro 1). Los ingresos petroleros representaron entre 22% en 2002 y 41% en 2011, de los ingresos presupuestarios totales. La fortaleza financiera del fisco depende en gran medida de las exportaciones petroleras. Por ello, un aumento en la capacidad de transporte del crudo significó una opción de mayores exportaciones a partir de 2004 (Gráfico 6) y, por ende, de mayores ingresos fiscales originados en las exportaciones de este bien primario, a lo cual contribuyó el OCP.

AUMENTO DE LA INVERSIÓN PETROLERA

Los años en que se observa un impacto de la inversión originada en esta

gran obra de infraestructura son 2001, 2002 y 2003, con el importante aumento en el monto, que fue negativo en 2000, y que pasa de \$ 217 millones en 2001 a \$ 487,5 millones en 2002, en el rubro de explotación de minas y canteras (Cuadro 2).

En ese rubro, se mantiene alta la inversión en 2004 y en 2005, por las decisiones de empresas privadas que tenían reservada la capacidad del OCP, con un compromiso de transportar crudo y, si no, de pagar de todas maneras el transporte. Lo novedoso es que, en el desglose de la IED, hay un rubro de servicios prestados de las empresas que se eleva significativamente durante los años en que se construye el OCP, pues en la construcción de la infraestructura participan varias empresas, e incluso después, asociándose a prestación de servicios para la exploración y explotación petrolera, aunque también podría reflejarse la participación de empresas en otras ramas de actividad. En los años de construcción del ducto, se observa un aumento de la IED, pero no en la medida

en la que los sectores oficiales anunciaron que se daría. Con la salida de Occidental en 2006 y de Perenco en 2007, hay una desinversión en el sector, algo que nunca estuvo en las cuentas de los promotores del oleoducto.

CONTRIBUCIÓN AL CRECIMIENTO DEL PIB

BUEN MOMENTO POR COYUNTURA INTERNACIONAL

La planificación y la ejecución del proyecto de un oleoducto alternativo al SOTE se dieron en un momento privilegiado y oportuno para el desarrollo del sector, puesto que fue desde 2003 que en el mundo se inició una subida constante del precio del crudo (Gráfico 7). El OCP inició sus operaciones en octubre de 2003, año que se considera el punto de partida de

El OCP inició sus operaciones en octubre de 2003.

una oleada de alza de precios para los bienes primarios, particularmente para el petróleo, debido a la estrechez de la oferta mundial frente a una demanda creciente y constante, en gran medida impulsada por el auge del crecimiento de China y de otros países emergentes.

Para el contexto ecuatoriano la estabilidad que dio la dolarización fue determinante para el crecimiento del PIB y para que la economía superara los efectos de la crisis financiera de 1998-2000. El OCP fue clave para ampliar la frontera de producción del crudo y ambos factores, dolarización y nueva infraestructura, contribuyeron a un crecimiento sostenido del PIB y se constituyeron en elementos clave de la recuperación de la economía ecuatoriana y sus buenos resultados, sobre todo en comparación con los años noventa. Además, el OCP fue un elemento muy favorable para el aprovechamiento del auge de los precios mundiales del crudo, permitiendo que se optimizaran los ingresos petroleros para el presupuesto fiscal.

En el Gobierno de Rafael Correa, los fondos extraordinarios creados en este auge se emplearon en gran medida en obras de infraestructura visibles, sin enfatizarse en un manejo prudente, con reservas para momentos futuros de vacas flacas. Las expectativas de incrementos de ingresos fiscales que anunciaban las autoridades de entonces para 2002, 2003 y 2004 no se dieron en las magnitudes señaladas, aunque sí ha habido una década de ingresos extraordinarios por exportaciones de petróleo.

BALANZA COMERCIAL PETROLERA SE INCLINA A FAVOR

La balanza comercial, por su parte, fue negativa tres años antes del inicio de las operaciones de OCP. Pero con una cifra mayor por exportaciones ya desde 2004, se sucedieron cuatro años seguidos de balanza comercial positiva, impulsados por la fortaleza de la balanza comercial petrolera (Gráfico 8). En 2009, con la caída del precio del crudo en el año que más se sintió la cri-

GRÁFICO 7

Las exportaciones de crudo se incrementaron desde 2004

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).

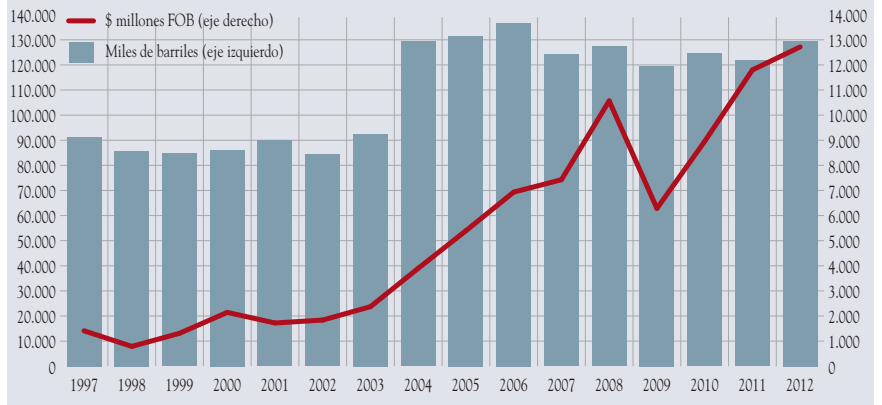
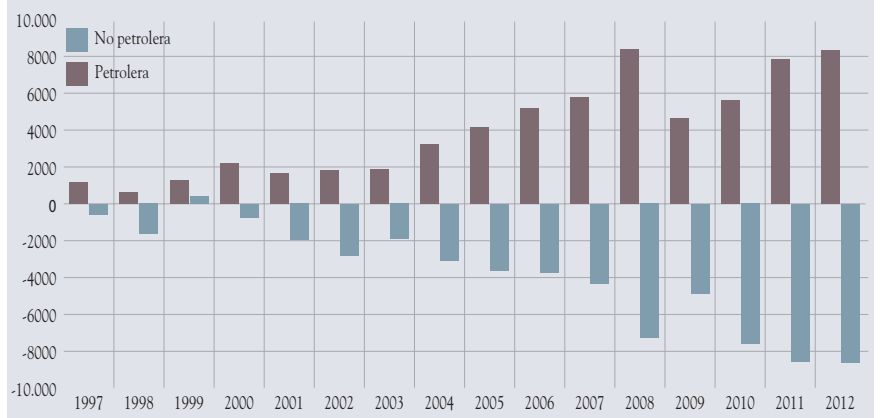


GRÁFICO 8

Balanza comercial petrolera se fortaleció de 2004 a 2008 por mayores exportaciones de crudo y mejores precios

FUENTE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).



sis financiera internacional, la balanza comercial pasó nuevamente a ser negativa ante una reducción de la balanza comercial petrolera. Indiscutiblemente, la entrada en operación del OCP fue determinante para un mejor resultado comercial. La industria extractiva se puso en forma para sacar partido de mayores exportaciones, una vez resuelto el cuello de botella del transporte. Pero en el tiempo, no se han puesto en operación nuevos campos de producción, tras diez años de tener arreglado el tema del transporte.

IMPUESTOS RECAUDADOS Y EL LÍO FISCAL

La empresa OCP Ecuador S. A. argumenta con cifras que, tras estar operando

durante diez años, ha pagado al fisco un monto de \$ 339,2 millones en obligaciones legales. De este monto, \$ 180,8 millones provienen de impuestos a la inversión; \$ 73,5 millones por la deuda subordinada; \$ 34,9 millones por 25% de impuesto a la renta; \$ 16,7 millones por impuestos sobre activos; \$ 11,7 millones por contribución a la Superintendencia de Hidrocarburos y otros como participación del Estado e impuestos aduaneros (Cuadro 3).

La sostenibilidad financiera de este proyecto de largo plazo, a pesar de los cambios erráticos en política petrolera, de la inestabilidad política y los cambios de Gobierno, se explica debido al modelo de "financiamiento de proyecto" aplicado por el Consorcio OCP Ecuador S. A. El modelo utiliza

como fuente de pago el flujo futuro del proyecto que establece el consorcio patrocinador del proyecto, lo cual permite que este ente ejecutor no aumente sus pasivos y se mantenga financieramente independiente. Este tipo de financiamientos se aplica a sectores monopólicos; en este caso, había un monopolio total del SOTE para el transporte. Por otra parte, ya del lado de los inversionistas privados, ellos se comprometieron a utilizar una capacidad definida de volumen de crudo a ser transportado, como resultado de su inversión en explotación en los campos petroleros que manejaban. Si no utilizaban esta capacidad, de todos modos tenían que pagar la tarifa de transporte, regla *ship or pay* que se impuso para asegurar el financiamiento de la obra en el largo plazo. Esto determina un interés de la firma que opera y administra el OCP, en mantener en un nivel bajo el costo de transporte de crudo por barril, o sea la mejor administración posible con optimización de costos, dice la empresa.

Estas condiciones se han mantenido en forma permanente, de modo que no ha habido problemas en finan-

ciar el proyecto, a pesar de las reglas cambiantes. Los fondos para la construcción los obtuvo el consorcio con un crédito principal o deuda *senior*, que fue de \$ 900 millones. Por el pedido del Gobierno de ampliar la capacidad del ducto, el consorcio incurrió en la contratación de deuda con los accionistas de las empresas del consorcio, lo que se conoce como deuda subordinada por un monto de \$ 443,7 millones.

Un inconveniente legal ha tenido en el tiempo la empresa OCP Ecuador S. A. y es el juicio por impuestos no pagados entablado por el Servicio de Rentas Internas (SRI). Este considera que la deducción de impuestos por el pago de intereses de la deuda subordinada está asociada a un mecanismo de evasión tributaria. En cambio, la firma defiende que los intereses de la deuda subordinada cumplen con los requisitos legales para ser deducibles. La empresa privada ha ganado este juicio en tres instancias al SRI,

pero a fines del mes de septiembre, el SRI decidió impugnar la resolución de dos jueces tributarios en contra de la autoridad tributaria y continuar litigando, por lo que considera que es una subcapitalización de la empresa.

Guardando las proporciones, la construcción del OCP es a la industria extractiva del petróleo lo que la construcción de Coca Codo Sinclair

es a la industria de generación de energía renovable.

Mientras el OCP es la obra de infraestructura energética más importante de la primera década de los años 2000, Coca Codo Sinclair es la más importante de la segunda década del siglo.

Ambas aumentan capacidades de producción, son obras grandes, se hacen en socio público-privado, se pagan en el largo plazo, son altamente costosas: \$ 1,5 mil millones en el caso de OCP y \$ 2 mil millones en el caso de Coca Codo Sinclair. Y las dos son clave en el mundo energético del país. **G**

"Durante los diez años de operación del OCP, el transporte del crudo se ha hecho utilizando casi plenamente la capacidad del SOTE y minoritariamente la del OCP".

CUADRO 3

Pagos por obligaciones legales

(en miles de dólares)

Concepto	2001 -03	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Impuestos municipales	-	-	-	11	45	113	113	117	129	143	672
Contribución Superintendencia	1.039	1.474	1.441	1.379	1.287	1.039	1.080	1.048	1.000	906	11.693
Impuestos sobre activos	1.434	2.007	1.991	1.915	1.814	1.721	1.628	1.534	1.443	1.182	16.668
Impuestos prediales	-	39	49	176	423	269	250	232	226	231	1.896
Otros impuestos (incluye CAE)	2	1.161	77	60	3.676	45	138	269	233	126	5.788
Impuestos por pago de deuda subordinada	5.880	8.636	9.280	8.759	8.217	7.730	7.374	7.196	6.131	4.270	73.473
Gastos Unidad de Administración y Fiscalización	1	326	368	359	361	410	358	330	349	374	3.235
Participación del Estado	157	1.100	1.100	1.143	1.156	1.144	1.103	1.100	1.100	1.100	10.202
25% de impuesto a la renta	-	-	-	-	1.720	1.557	3.571	6.304	6.885	14.823	34.859
Impuesto sobre la inversión	176.526	3.470	222	545	-	-	-	-	-	-	180.763
Total	185.038	18.213	14.528	14.348	18.700	14.027	15.615	18.129	17.496	23.155	339.250

FUENTE: PRESENTACIÓN PROJECT FINANCE, OCP ECUADOR S. A.