

Petróleo en el Ecuador: hoy... ¿y siempre?

< POR MARÍA DE LA PAZ VEJA >

Los precios del petróleo continuarán al alza en el mediano plazo por la estrechez de la oferta mundial frente a la creciente demanda y el tiempo que tarda incorporar nuevas reservas a la producción. A nivel doméstico, la política petrolera del Gobierno prioriza la explota-

El mundo consume alrededor de 90 millones de barriles por día (mbpd) y la producción diaria en el orbe raramente excede los 92 mbpd, según lo destacan las *Perspectivas de petróleo y gas para 2012 y 2013*, publicadas en marzo 27, por Oil & Gas Monitor.

La publicación cita un análisis de Barclays' Bank que señala que la producción existente en los campos baja en alrededor de cuatro mbpd y que la demanda mundial se incrementa en alrededor de un mbpd. De modo que, a menos que hubiese nuevos campos capaces de reemplazar este déficit proyectado, los precios no irán en ninguna otra dirección que hacia arriba.

La posibilidad de reemplazar esta declinación en el volumen de producción es débil, al menos en el corto plazo. EEUU es el único mayor productor fuera de la OPEP con posibilidad para incrementar la producción de manera significativa. Iraq, Brasil y el oeste de África, conjuntamente con EEUU, son las únicas cuencas que pueden tener la capacidad de incre-

mentar dramáticamente la producción en los años futuros. Pero esas zonas están a una distancia de varios años de incrementos mayores, pues Brasil y África necesitan invertir para desarrollar los campos e Iraq abunda en problemas políticos.

La única razón por la cual los precios del crudo no han trepado más es la crisis económica mundial, que hizo caer la demanda. Pero la crisis mundial ha originado solo una pausa en el incremento de la demanda mundial, porque en los últimos diez años, 2.000 millones de personas se movieron de la pobreza a la clase media en el mundo. Ahora tienen casa que necesita electricidad, carros que necesitan gasolina

actual—sin la incorporación de reservas— da para algo menos de una década de producción, por lo que expertos coinciden en la necesidad de lanzar la Ronda Suroriente. Sin embargo, lo que sigue cuestionándose es el buen uso de los recursos provenientes de este bien.

y buscan alimentarse mejor. Todo aquello se traduce en demanda de energía. Los precios son difíciles de predecir, pues persiste la crisis europea, pero China continúa pidiendo más y más petróleo.

Con esta situación, de caída en la producción en los campos existentes e incremento de demanda mundial, habrá una presión alcista. El precio del Brent estaría a fines de 2013 entre \$125-135 por barril (pb), según los pronósticos. Mientras la economía mundial resuelve su desaceleración y la tasa de crecimiento de EEUU se recupera, la demanda empezará a erosionar la capacidad de las reservas mundiales. Cuando se llegó al pico de \$ 147 pb, las reservas mundiales

28% de participación tuvieron las compañías privadas en la producción total real de petróleo crudo en 2012.



cayeron a cerca de 1,5 a 2 mbpd. Mientras la capacidad de reservas decae, los consumidores puján al alza el precio para evitar quedarse sin crudo. Los incrementos de producción más significativos de la región (Brasil, golfo de México y Alaska) están de tres a cinco años de entrar al mercado. Los precios de petróleo han mostrado un alto grado de inelasticidad, ya que la demanda no baja de modo dramático hasta que los precios del crudo llegan a alrededor de \$ 120 pb, según un análisis de **Ben Dickey** para la firma inglesa Covestor, especializada en hidrocarburos.

En otro análisis, esta vez realizado por el estratega global **Kent Moors**, y mencionado en el artículo “Cómo China y Arabia Saudita impulsan a apostar a los altos precios del crudo”, se dice que estos dos países son cruciales para definir los precios del crudo, puesto que el primero es el “gorila” en el tema de la demanda de bienes primarios, incluyendo el petróleo. Por ser la segunda economía más grande del mundo, la recuperación económica de China está acompañada de un fuerte repunte en la demanda de crudo que, en el último trimestre de 2012, llegó a un récord de 10,6 mbpd y se espera que en 2013 la demanda crezca 4,8% (480.000 bpd), de acuerdo con la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC).

Por el lado de la oferta, Arabia Saudita tiene la llave en la dirección de los precios del crudo a nivel global. En el verano de 2012, cuando los precios del Brent bordeaban los \$ 120 pb, este país salió al rescate y empezó a bombear casi 11 mbpd. En enero de 2013, su producción bajó a solo 9,25 mbpd, en una aparente señal de que los saudíes estaban cómodos con precios de \$ 110 pb. En esa misma fecha, la producción de la OPEP era de 30,34 mbpd. Aunque en los países de la OPEP hay una gran cantidad de reservas, analistas de la Agencia Internacional de Energía (AIE) opinan que, si la capacidad de producción de un país miembro disminuye, las reservas en otros países se erosionarían muy rápidamente.

GRÁFICO 1
Precios de petróleo 2002-2012

FUENTE: AIE, EP PETROECUADOR, BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE), ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA).

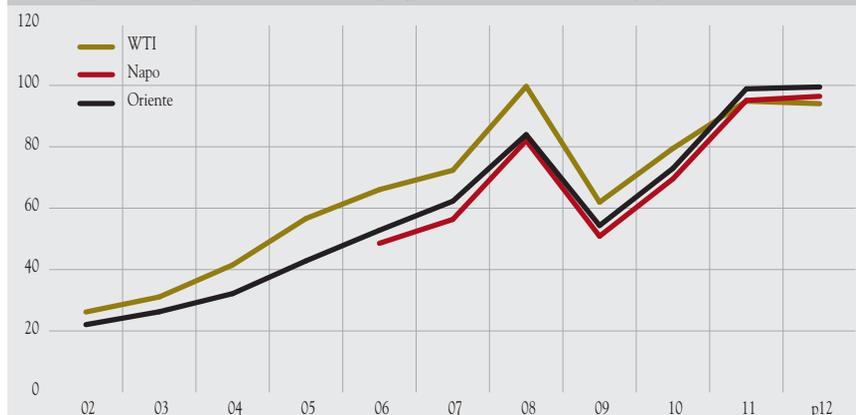
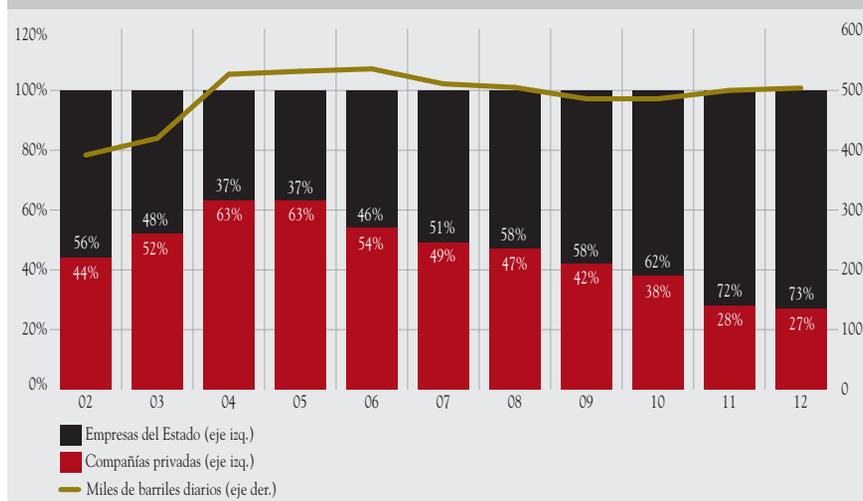


GRÁFICO 2
Política petrolera favorece la producción de empresas estatales frente a las privadas

FUENTE: AIE, EP PETROECUADOR, BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).



LOS HITOS DEL PETRÓLEO EN 2012

Precios

Durante 2012, los precios del WTI subieron solamente el primer trimestre hasta \$ 106,16 pb, y tras algunas fluctuaciones, cerró en \$ 87,86 pb, influyendo directamente en el comportamiento del precio de la cesta del crudo Ecuador. El producto ecuatoriano se vendió a mejor precio que el WTI a partir de abril de 2011 para el crudo Oriente y desde septiembre de 2011 para el crudo Napo, con un premio. A pesar de que la tendencia de precios fue a la baja en 2012, el precio promedio para la cesta ecuatoriana (\$ 98,50 pb) fue mayor que el promedio de 2011

(\$ 97,68 pb), y en los dos primeros meses de 2013, ha subido aún más (\$ 100,43 pb). Los valores observados al alza encajan perfectamente en la visión de precios expuesta anteriormente en el panorama mundial (Gráfico 1).

Producción creció y hay mayor participación estatal

El año pasado la producción total de petróleo fue de \$ 184,3 M superior a 2011 y 3,9% mayor que en 2010. A pesar de esta leve recuperación, siguió muy por debajo del pico de producción de la década, que se registró en 2006 con 196 millones de barriles. La caída en los años previos a 2012 se debe, según la Asociación de Industriales de Hidrocarburos, al proceso de renegociación de

contratos, durante el cual se frenó la inversión privada, así como a la madurez de los campos que exige mayor actividad e inversiones. A su vez, el repunte de esta producción se debe a inversiones significativas que han realizado el Estado y las empresas.

La producción promedio diaria en 2012 fue de 504.000 bpd, el mejor nivel de producción desde 2009, aunque menor que en 2006, cuando se llegó al máximo de producción de la década. Las empresas públicas incrementaron su participación en la producción nacional a partir de 2006, cuando se dio la caducidad del contrato de la compañía Occidental, en el Gobierno de **Alfredo Palacio**, pasando el bloque 15 a la empresa Petroamazonas S. A., creada para su administración. En ese mismo año, la producción de las empresas privadas pasó a ser de 54% del total, frente a 63% del año anterior (Gráfico 2).

Tras el conflicto con la francesa Perenco en 2009, los campos 7 y 21 pasaron a la administración de Petroamazonas, y la producción de las empresas privadas se contrajo aún más a 42%. En octubre de 2010, se inauguró el campo petrolero Pañacocha con inversión del IESS, bajo la administración de la empresa pública Petroamazonas EP. Con la renegociación de los contratos petroleros impuesta unilateralmente por el Gobierno de **Rafael Correa**, hubo cinco empresas que no llegaron a un acuerdo hasta el 23 de noviembre de 2010, entre ellas, la estatal brasileña Petrobras, la surcoreana Canadá Grande, la estadounidense EDC y la china CNPC Amazon. El efecto de la renegociación redujo la participación privada a 38% en 2010. Todos los bloques de las compañías salientes pasaron a ser operados por Petroamazonas EP, fortaleciendo la participación de la estatal a 58% de la producción total. Cabe destacar que Petroamazonas S. A., la empresa que se creó tres años después de su aparición como sociedad anónima, tomó la figura de empresa

18

contratos son administrados por la Secretaría de Hidrocarburos.

\$ 9.289 millones en ingresos totales por los contratos de prestación de servicios.

Petroamazonas absorbe la producción de Petroecuador

Mediante Decreto Ejecutivo 1351-A de 1 de noviembre de 2012, los intereses económicos de propiedad de EP Petroecuador en empresas subsidiarias u otros tipos de actividades dedicados a la exploración y explotación de hidrocarburos pasaron a ser parte de Petroamazonas EP. Esta empresa asumió de manera oficial las operaciones de los campos de la Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador: Lago Agrio, Libertador, Shushufindi, Auca, Cuyabeno y de gas natural en el litoral ecuatoriano. Adicionalmente, tomó el control de 70% del paquete accionario de Operación Río Napo y el control de operaciones del bloque 60 (Sacha). Según fuentes oficiales, el propósito de esta absorción empresarial es el mejoramiento de la gestión en el sector hidrocarburífero, así como el aumento de la producción y la reducción de los gastos operativos.

Una de las críticas fundamentales a la nueva empresa pública es la escasa información que da a conocer a la ciudadanía, la falta de importancia a conceder información a través de entrevistas de sus funcionarios o de la página web. Otros especialistas critican que la empresa que producía menos absorba a la que producía más.

GRÁFICO 3
Inversión petrolera en exploración y producción 2007-2012 (\$ millones)

FUENTE: ARCH, SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS (SHE), EP PETROECUADOR, PETROAMAZONAS EP.

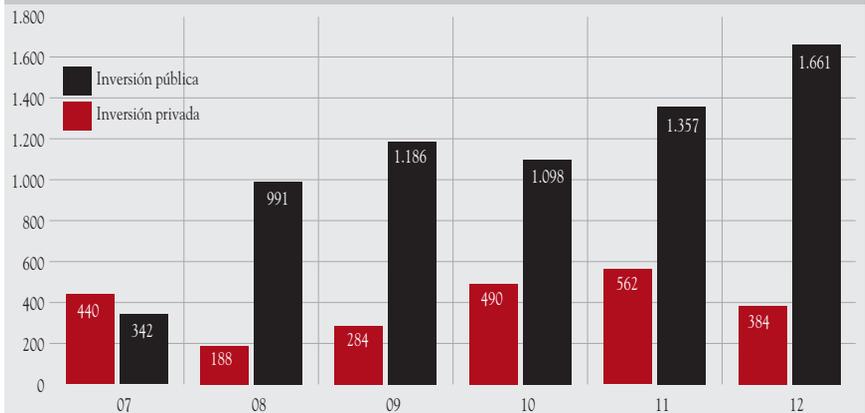
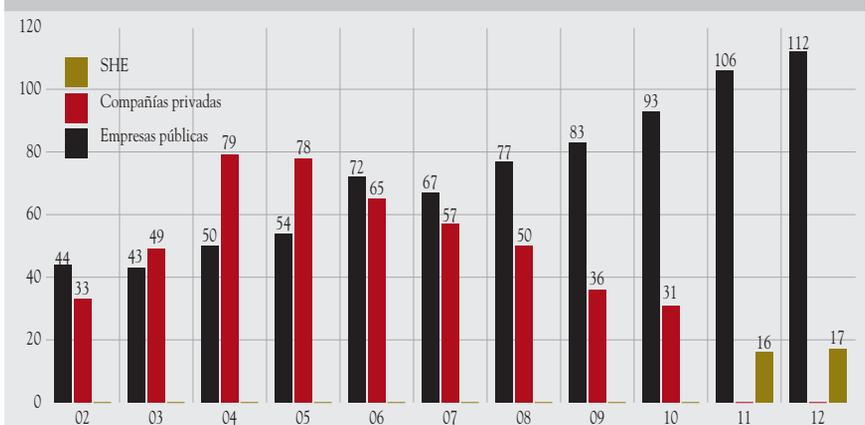


GRÁFICO 4
Las exportaciones promedio fueron de 120 millones de barriles por año en 2002-2012

FUENTE: AIHE, EP PETROECUADOR, BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).



(Mrnrr) señala que en 2012 las inversiones petroleras en exploración y producción ascendieron a \$ 2.045 millones (Gráfico 3), de los cuales \$ 384 millones fueron inversión privada y los \$ 1.661 millones inversión pública.

Exportaciones crecientes van mayoritariamente a EEUU

Las exportaciones totales de petróleo durante 2012 fueron de 129,5 millones de barriles, por un monto de \$ 12.715,6 millones, lo que da un precio promedio por barril de \$ 98,18. Estos valores son superiores en volumen, valor y precio a los de años anteriores (Gráfico 4). Uno de los aspectos destacables es que se mantienen en alrededor de 120 millones de barriles por año para el período 2002 a 2012.

La mejora en las exportaciones de crudo Oriente en 2012 tiene que ver con los esfuerzos realizados por EP Petroecuador por elevar los niveles de producción y por el buen nivel de precios en los dos últimos años. En cuanto al crudo Napo, las exportaciones en 2012 superan en volumen, valor y precio a las de 2011. Las mejores exportaciones se dieron por mayor nivel de producción y mejores precios. Según el Banco Central, el principal destino del petróleo ecuatoriano en 2012 fue EEUU, con 63,7% del total (82 millones de barriles). El segundo destino fue Chile, con 13,2%, y luego Perú, Japón, Panamá, China, El Salvador, Venezuela, Antillas Neerlandesas y Canadá.

Reservas para 10 o 20 años... no por siempre

Según las cifras oficiales, el Ecuador tendría reservas para 11 años de producción de crudo, considerando los campos que ahora están en operación. A esto se deben sumar las reservas que no están en producción, que aportarían de ocho a nueve años adicionales. Se calcula el número de años que tomaría producir las con una producción sostenida. Pero con el tiempo, el nivel de producción disminuye y se agota la producción.

De acuerdo con la AIHE, actualmente 90% de las reservas están siendo explotadas por compañías del Estado. La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador se ha planteado como objetivo ampliar en el corto y mediano plazos las reservas y la producción petrolera. Las reservas remanentes totales están calculadas en 3.437 millones de barriles que, si pasan a producir 192,5 millones de barriles por año, resultan en un horizonte petrolero de apenas 20 años (Gráfico 5). Al respecto, el presidente Correa dijo en el enlace del 30 de marzo que “la economía ecuatoriana va a colapsar de aquí a 2020 si no mejoramos las reservas y la explotación petrolera y si no se diversifica la matriz energética”... y que “el petróleo y los derivados son subsidiados, lo que impacta la balanza comercial, pues muchos derivados se tienen que importar”. Por eso apoyó con fuerza a la Ronda Suroriente.

Ronda Suroriente busca ampliar reservas

“Asumo la responsabilidad de desarrollar al máximo el potencial de los

recursos naturales no renovables que posee el Ecuador”, dijo Correa al presentar la Ronda XI, el 28 de noviembre de 2012 en el país, y prometió que el proceso de licitación sería transparente, con el mismo trato a todas las empresas interesadas en los 13 bloques petroleros (Mapa), sin preasignaciones de bloques a ninguna empresa.

La ronda fue promovida en enero en Bogotá, en febrero en Houston y París, en marzo en Beijing y Singapur, con el objeto de captar la inversión de las compañías nacionales e internacionales, que permitan incrementar las reservas de hidrocarburos. La fecha inicial para abrir el primer sobre era el 30 de mayo, pero se hizo una ampliación hasta el próximo 16 de julio.

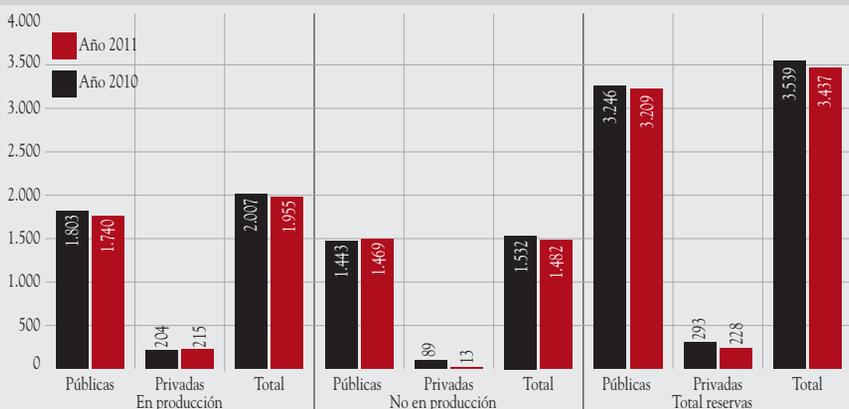
En la zona, el potencial de nuevas reservas va desde una estimación pesimista de 369 millones de barriles a una optimista 1.600 millones de barriles, de acuerdo con los estudios del Instituto Francés del Petróleo, BeicipFranlab. Dado que en el suroccidente existe un riesgo geológico por el cual uno de cada tres proyectos exploratorios sería exitoso, para descubrir cada barril se tendrán que invertir \$ 3. Por lo tanto, la inversión requerida para incorporar esas reservas sería como mínimo de \$ 1.107 millones y en un escenario optimista llegaría a \$ 4.800 millones.

La modalidad contractual es la de contrato de participación de servicios, que se evalúa con desconfianza por las empresas petroleras grandes, al punto que el entonces ministro de Recursos Naturales No Renovables, **Wilson Pástor**, declaró a la agencia EFE en París: “Nosotros no esperamos una oferta monumental porque las compañías son reacias con los nuevos contratos de servicios propuestos por el país. Esperamos llegar a las empresas del Estado y de tamaño medio...”.

Las autoridades destacaron en las presentaciones en diferentes países, que la licitación se hace en campos donde las comunidades acordaron con el Gobierno. Sin embargo, distintas organizaciones no gubernamentales en el mundo, la Conaie y otras protestan exigiendo que no se explote el petróleo en esa zona.

GRÁFICO 5
Las reservas totales de petróleo son de alrededor de 3.400 millones de barriles

FUENTE: AIHE, EP PETROECUADOR, BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).



ENTREVISTAS

“La actividad hidrocarburífera se mide por perforación de pozos y no solo por producción”

—La producción privada ha decrecido de 2006 a 2012 y hubo campos que pasaron del sector privado al público. ¿Qué factores explican este hecho?

—Efectivamente, la contribución de las empresas privadas a la producción nacional, desde 2006 hasta 2012, ha decrecido. En 2006 la producción privada representaba 54% de la producción nacional y para 2012 pasó a 27%; es decir que 73% de la producción actual corresponde al sector público. Sin embargo, varios acontecimientos influenciaron en la disminución de la producción contabilizada como privada, como la caducidad del contrato de Oxy [15 de mayo de 2006]; la Ley N° 42, que establecía que 50% de las ganancias extraordinarias quedaría para el Estado [expedida en julio 2006]; el Decreto Ejecutivo 662 emitido en octubre 2007 [para la repartición de las ganancias extraordinarias en 99% para el Estado y 1% para las empresas], y la renegociación de los contratos con las empresas que operaban en el país. A finales de 2010, se concretó la renegociación con las compañías Repsol, Andes Petroleum, PetrOriental, Enap y Agip, y a principios de 2011, con las empresas Pacífpetrol, Petrosud-Petroriva, Petrobell, Puma Oriente y Tecpecuador, a cargo de campos marginales. Hubo empresas como City Oriente, Consorcio Amazónico, Perenco y Petrobras que no renegociaron sus contratos y sus bloques regresaron a manos del Estado. Mientras se renegociaban los contratos, hubo un período de transición, en el cual las empresas dejaron de invertir. Se ha puesto énfasis en que la producción privada ha disminuido y la pública ha aumentado; sin embargo, es importante entender que ahora se está trabajando bajo un nuevo modelo de contratos, y que —por ejemplo— a través de los contratos de campos maduros, si bien la producción se contabiliza como estatal, hay una importante inversión privada que no se refleja en las cifras de producción pri-

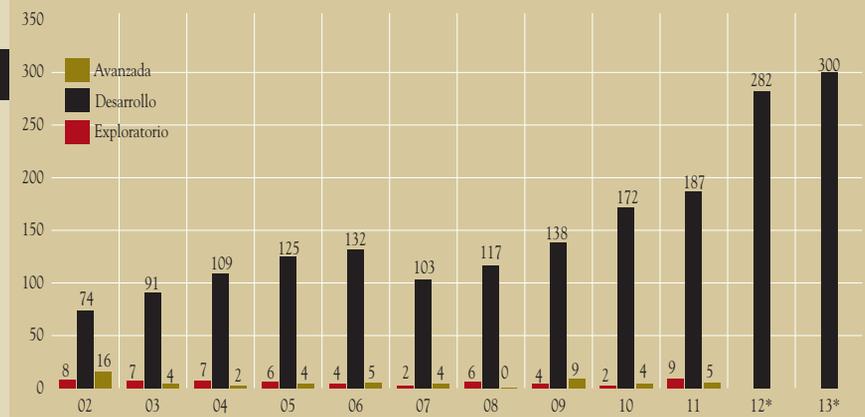


GRÁFICO 6
Pozos perforados según su clasificación

* REPRESENTAN SOLO EL TOTAL DE POZOS PERFORADOS SIN CLASIFICARLOS EN ETAPAS.
FUENTE: AIHE, EP PETROECUADOR, BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE).

vada. Empresas estatales y privadas trabajan como socios estratégicos.

—¿Se va a incrementar la producción petrolera privada tras la renovación de contratos?

—Puede darse un incremento, pero no va a cambiar la tendencia de 1/3 de producción del sector privado y 2/3 del sector público, porque se trata de campos maduros. En las nuevas áreas de licitación del Suroriente, hay potencial y se harán nuevas inversiones, pero el resultado en producción no es inmediato. Además, no se puede medir el sector hidrocarburífero solo por la producción, sin mirar la actividad petrolera. Por ejemplo, al observar la cantidad de pozos que se han perforado año a año desde 2007, se puede constatar que la actividad de perforación se ha ido incrementando sostenidamente (Gráfico 6). Así, el año pasado se perforaron 282 pozos y este año se espera superar los 300 pozos. La cuenca del Oriente tiene 40 años produciendo petróleo y requiere de mayor actividad e inversiones.

—La inversión privada subió en 2009 y 2010, hasta en 2011, y luego cayó en 2012, ¿por qué?

—Las inversiones van de la mano con los contratos. Tras negociar un contrato, las inversiones se hacen al inicio para tener tiempo para amortizarlas. Actualmente, algunas empresas están interesadas en renegociar los contratos, buscando una extensión del plazo y, si eso se da, habrá nuevas inversiones.

—¿Qué monto de inversión podríamos esperar en 2013?

—Los planes son alcanzar una producción total de 524 mil barriles por día. Esto significaría incrementar 20 mil barriles a la cifra de 2012. Para lograr eso se va a requerir una inversión por encima de los \$ 5.000 millones en total (privada y pública) aproxi-



ING. JOSÉ LUIS ZIRTT, presidente ejecutivo de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador.

madamente y en forma mayoritaria de Petroamazonas EP. Este monto incluye inversiones y gastos de operación. Las reservas en producción de las empresas públicas son de 1.740 millones de barriles y las privadas solamente 215 millones de barriles (Gráfico 5). Si a las reservas en producción se suman las reservas que no lo están, se observa que las empresas privadas tienen apenas 13 millones de barriles adicionales, es decir que lo que tienen se está produciendo. El Estado, en cambio, sí tiene reservas por producir incluyendo 900 millones de barriles en el ITT. También es importante contabilizar otras inversiones de las empresas privadas bajo contratos de prestación de servicios específicos

para la optimización de la producción y recuperación mejorada para campos maduros, donde el operador es Petroamazonas EP, y toda la producción se contabiliza como estatal. Ejemplo de esto fue el contrato firmado en 2012 con el Consorcio Shushufindi S. A., para el campo, Shushufindi-Aguarico, con una inversión de \$ 1.294 millones, y otro, el contrato con el Consorcio Pardaliservices S. A. para incrementar la producción del campo Libertador-Atacapi (inversión de \$ 384,5 millones). En 2012 se suscribieron con la Secretaría de Hidrocarburos también otros contratos de prestación de servicios en campos marginales pequeños: 1. Ocano-Peña Blanca; 2. Eno Ron y 3. Singue, con consorcios priva-

dos, con un monto de inversiones de \$ 130,3 millones.

—¿Qué busca la Ronda Suroriente?

—Con la Ronda Suroriente se espera reponer las reservas que se producen anualmente. Lo que se plantea es que se exploren nuevas áreas, donde hay indicios de reservas pero que requieren inversión en exploración y perforación. En esta área hay descubrimientos que no eran comerciales antes y que ahora pueden serlo.

—¿Es el contrato de servicios una limitante?

—A mi criterio, este es un contrato nuevo y así como hay empresas dispuestas a manejarse con este contrato, hay otras que no lo están, como ocurrió al momento de la rene-

gociación de los contratos de participación a contratos de servicios petroleros. En el caso de la nueva licitación de los bloques de Suroriente, estamos hablando de la aplicación de este tipo de contrato para exploración donde existe un mayor riesgo. El contrato que se ofrece sí considera este riesgo y hay empresas que han manifestado su interés, pero otras pueden estar analizando cómo funciona un contrato de este tipo primero antes de lanzarse a negociar. Ya existen empresas que han comprado los paquetes con la documentación. Pienso que si se logra adjudicar uno o dos bloques ya es buen paso. Esta ronda va a permitir calibrar el interés que puede existir para trabajar con este tipo de contrato de exploración. **U**

“Hay reservas máximo para una década. Se deben incorporar a la producción el Suroriente y el ITT”

Para hablar del actual nivel de reservas petroleras se deben considerar las reservas probadas remanentes; es decir, lo que nos queda por explotar de aquellas reservas que fueron incorporadas en algún momento. Hoy hay alrededor de 3.400 millones de barriles en reservas probadas remanentes; de esas, alrededor de 1.900 millones están en los campos en producción, operados por las distintas compañías (Gráfico 5), mientras que más de 1.500 millones de barriles restantes están en campos que no producen aún, por ejemplo, el ITT.

De esos 1.500 millones, 900 corresponden a los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini —involucrados en la iniciativa Yasuní de no explotación—, 300 millones estarían en los campos licitados en el Suroriente, aunque con la poca información disponible, oficialmente se estiman reservas con un mínimo de 300 millones en un escenario pesimista, hasta los 1.500 millones en un escenario optimista, mientras que los 300 millones de barriles de reservas restantes están registrados en los documentos gubernamentales, como parte del campo Pungarayacu, cuya publicitada y cuestionada entrega a una empresa privada extranjera se justificaba en las esferas oficiales con expectativas tecnológicas y de producción que, hasta la pre-

sente fecha y luego de varios años de vigencia contractual, no existen resultados positivos. Si de los 1.500 millones restamos 900 millones por la iniciativa Yasuní-ITT y no contamos con los 300 millones de Pungarayacu, las reservas de los campos inexplorados se reducirían a los 300 millones de barriles del Suroriente.

Lamentablemente, los campos del Suroriente todavía están en licitación y su eventual adjudicación, en el supuesto que hubiere interesados, afronta algunos graves problemas, el uno es el comunitario, por la oposición de las organizaciones indígenas, como la Confenia y la Conaie que, respaldados en las medidas cautelares de la Comisión Interamericana de los Derechos Humanos, pretenden evitar las operaciones petroleras en esos campos; el otro es la carencia de vías de acceso a esos campos, así como la inexistencia de infraestructura para la evacuación del petróleo. Si a eso se suma que la modalidad contractual propuesta no fuera un gran atractivo para las empresas, porque una tarifa fija, con techo para su utilidad, no fuera compatible con el costo y el riesgo implícitos en ese proyecto, la tal licitación no tendría futuro.

Con reservas tan limitadas, digo radicalmente que tiene que desecharse la iniciativa Yasuní-ITT, porque al país no le beneficia en lo absoluto, ni al país ni a la humanidad, porque con o sin Yasuní-ITT, el mundo durante muchos años más seguirá consumiendo 89 o 90 millones de barriles diarios de petróleo con las consecuentes emisiones de CO₂.

Por ello, debe explotarse el ITT. Es más, debe modificarse la delimitación de la zona intangible que en 2007 incorporó un nuevo

trazado en el campo Ishpingo que incluyó a los campos norte y sur, con lo cual el Proyecto ITT quedaba reducido en sus reservas (de 900 a 400 millones de barriles), porque esos Ishpingos tienen cerca de 500 millones de barriles. No se le puede privar al país de 900 millones de barriles de reservas, y otros 1.500 millones posibles del ITT; un potencial de 2.400 millones de barriles que permitirían más que duplicar las reservas remanentes actuales del país, con lo cual tendríamos para otros 14 años de producción. Para el incremento de reservas también debería insistirse a fin de que las operadoras, públicas y privadas, mejoren el factor de recobro.

Eduardo Valenzuela.



DR. LUIS CALERO, especialista legal en petróleos.