

La nueva frontera petrolera

< POR MARÍA TERESA ESCOBAR * >

El Ecuador se propone superar ocho años de estancamiento en su producción de petróleo y alcanzar un récord histórico de 741 mil barriles diarios para 2019, lo que supone desarrollar una nueva frontera petrolera con enormes retos económicos, tecnológicos y sociales.

El grueso de las nuevas reservas que llevarán la producción del Ecuador a crecer del actual promedio de 500.000 barriles a superar la barrera de los 700.000 barriles proven-
drá de tres fuentes: el controversial ITT, también conocido como bloque 43; las arenas bituminosas de Pungarayacu, y los bloques del suroriente de la Amazonía.

El crudo aún representa 30% de los ingresos del Gobierno central en momentos en que el país tiene que financiar millonarias inversiones en sectores como electricidad, refinación de hidrocarburos y en el cambio de matriz productiva.

Pero la era del petróleo fácil parece haber quedado atrás. Los yacimientos con crudo liviano y medio que el Ecuador explota desde los años setenta en lo que los geólogos llaman el corredor Sacha-Shushufindi, en la Amazonía norte, donde están localizados los mejores campos del país, han entrado en declive y no se espera que vuelvan a darse descubrimientos similares.

Petroamazonas, que heredó los campos maduros de Petroecuador, intentará incrementar las reservas en esas áreas, aplicando técnicas de recupera-

ción mejorada, para lo cual está buscando socios.

Este esfuerzo podría ayudar a la empresa a recuperar 400 millones de barriles, en un escenario conservador, y 600 millones, en un escenario optimista, e incrementar el factor de recobro en los campos maduros del actual 32% a 36%.

Pero la nueva frontera petrolera ecuatoriana se encuentra en la franja subandina, que alberga a Pungarayacu; en el sistema Capirón-Tiputini, donde está localizado el ITT, y en el suroriente de la Amazonía. Las tres áreas se caracterizan por tener crudos pesados y extrapesados que demandarán fuertes inversiones en exploración, tecnologías más complejas y más capital por barril producido.

Hasta 2017 el Estado ecuatoriano y las compañías privadas planean invertir en conjunto unos \$ 21.000 millones para abrir la nueva frontera del petróleo, según cifras de la Secretaría de Hidrocarburos (SHE). Las proyecciones de la SHE incluyen la entrada en producción del ITT y de Pungarayacu.

El desarrollo del ITT, con reservas cercanas a los 900 millones de barriles de crudo extrapesado, requerirá una inversión de \$ 5.500 millones para alcanzar un pico de producción de 225.000 barriles diarios en 2019 y un promedio de 100.000 barriles diarios a lo largo de un período de vida de 22 años.

Los costos de producción del ITT han sido calculados en \$ 12 por barril, de acuerdo con el informe presentado a la Asamblea Nacional por el Ministerio

de Recursos Naturales No Renovables. Es casi el doble de los \$ 6 a \$ 8 de costo de producción que registra Petroamazonas en los llamados campos maduros en el distrito norte de la Amazonía.

El gigante Pungarayacu

El campo Pungarayacu, localizado en el bloque 20, en la provincia de Napo, es probablemente el más grande y complicado del país. Consiste básicamente en un depósito de arenas bituminosas y su contrato de servicios a 30 años de plazo está en manos de la firma canadiense Ivanhoe Energy (Ver el artículo "Ivanhoe llegó al Precretácico", de **Gonzalo Ortiz**, en el número de noviembre de GESTIÓN).

De acuerdo con Ivanhoe, el desarrollo inicial del campo requerirá una inversión de \$ 6.300 millones y la producción comenzará en 2016.

CUADRO 1
Expectativa de producción petrolera en el Ecuador (en miles de barriles diarios)

Año	Volumen
2013	523
2014	535
2015	523
2016	586
2017	595
2018	655
2019	741
2020	730
2021	706
2022	647

INCLUYE INCORPORACIÓN DE NUEVAS RESERVAS PROVENIENTES DEL ITT, PUNGARAYACU Y DE LOS BLOQUES DEL SURORIENTE.
FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS.

Al tercer año de producción, Pungarayacu podría alcanzar los 20.000 barriles diarios para luego llegar a un pico de 90.000 a 100.000 barriles diarios, según un plan de desarrollo del campo expuesto por el ministro de Sectores Estratégicos, **Rafael Poveda**.

Ivanhoe está a la espera de que el Estado apruebe la entrada de un nuevo socio que sería el encargado de aportar el capital necesario para desarrollar las reservas de entre 6.000 millones y 12.000 millones de barriles pero con un factor de recobro del orden de 20%.

La empresa propone extraer el crudo calentándolo, a través de la inyección de vapor, pues se encuentra a poca profundidad, pero es tan pesado y viscoso que no fluye a través de ningún ducto.

Además, será necesaria la construcción en campo de una planta —con tecnología patentada por Ivanhoe— para mejorar la calidad del crudo de 8 °API a 16 °API. Pero una planta de este tipo, con capacidad para procesar de 30.000 a 50.000 barriles diarios, podría costar alrededor de \$ 450 millones, un esfuerzo enorme para una empresa con una capitalización de mercado de apenas \$ 46 millones.

En los planes para aumentar la producción, entra también el bloque 31, que actualmente arroja alrededor de 3.000 barriles diarios pero cuyo potencial pico es de 73.000 barriles, lo que podría ser alcanzado en 2023, teniendo en cuenta que contiene reservas certificadas de 279 millones de barriles, según la consultora estadounidense Ryder Scott.

La política petrolera a prueba

El caso del suroriente es aún más complejo que los de Pungarayacu y del ITT, por una serie de factores que resumen los principales obstáculos que el Ecuador enfrenta, en general, a la hora de reactivar su industria petrolera: los contratos de servicios con tarifa no resultan tan atractivos, las reservas están localizadas en un área ecológicamente sensible, existe oposición de grupos indígenas y ambientalistas, y todos los equipos necesarios para la exploración

CUADRO 2

Inversiones previstas en el Plan Nacional de Hidrocarburos (millones de \$)

Proyecto	Área	Monto
Poliducto Refinería del Pacífico (desde el terminal de Monteverde)	Transporte de derivados	\$ 250
Oleoducto Quinindé-Refinería del Pacífico	Transporte de crudo	\$ 350
Exploración y explotación bloque 20 (Pungarayacu)	Exploración de petróleo	\$ 6.175
Exploración del bloque 6 (golfo de Guayaquil)	Exploración de gas natural	\$ 360
Recuperación secundaria y mejorada en campos maduros (IOR-EOR Petroamazonas)	Recuperación de petróleo en campos maduros	\$ 1.083
Ronda Suroriente	Exploración de petróleo	\$ 1.1000
Proyecto optimización de la generación eléctrica	Uso de gas para generación eléctrica en campos petroleros	\$ 687

FUENTE: MINISTERIO DE LOS SECTORES ESTRATÉGICOS.

tendrán que ser helitransportados, elevando los costos de producción.

Además, casi no hay infraestructura de transporte ni vías de acceso en el suroriente y la información sobre reservas es muy escasa. La SHE considera que, en un escenario pesimista, las reservas podrían llegar a 360 millones de barriles y que, en un escenario alto, podrían sumar cerca de 1.600 millones de barriles, pero faltan estudios sísmicos.

La gran esperanza del Gobierno es que el suroriente traiga de regreso las inversiones en exploración que han sido casi nulas en los últimos 20 años, por lo que el país no ha podido reponer las reservas que va agotando en la producción.

En promedio, en el Ecuador, se han invertido solo \$ 0,30 en actividades de exploración por cada barril de petróleo producido cuando el estándar mundial es de \$ 2,40, de acuerdo con el secretario de hidrocarburos, **Andrés Donoso**.

Como parte de un esfuerzo por atraer operadores con dinero para financiar la campaña exploratoria del suroriente y reactivar las inversiones en exploración, el Gobierno ecuatoriano lanzó en noviembre de 2012 la Undécima Ronda Petrolera.

El proceso agrupó 16 bloques del suroriente, tres de los cuales fueron separados para que Petroamazonas presente ofertas en asociación con otras empresas, mientras que los 13 restantes se ofrecieron a compañías privadas y estatales del exterior.

CUADRO 3

Inversiones ya realizadas e inversiones necesarias en exploración y producción (millones de \$)

Para prevenir una caída de la producción a partir de 2016.

Año	Monto
2007	\$ 867
2008	\$ 1.175
2009	\$ 1.421
2010	\$ 1.395
2011	\$ 1.666
2012	\$ 2.031
2013	\$ 3.613
2014	\$ 4.129
2015	\$ 4.047
2016	\$ 4.543
2017	\$ 5.576

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. INCLUYE A PETROEcuador, PETROAMAZONAS Y EMPRESAS PRIVADAS.

La ronda, percibida como un test a la política petrolera nacionalista del presidente **Rafael Correa**, terminó su primera etapa con una fría recepción, pues hubo solo cuatro ofertas para los 16 bloques: la china Andes Petroleum presentó ofertas para los bloques 79 y 83, mientras que Repsol Cuba, una subsidiaria de la española Repsol, hizo una propuesta para el bloque 29.

Por su parte Petroamazonas, en asociación con Enap de Chile y Belorusneft de Bielorrusia, presentó una oferta para el bloque 28 y tiene intenciones de realizar una propuesta para el bloque 86, en compañía de un grupo de socios diferente, como lo anunció **Oswaldo Madrid**, presidente de Petroamazonas.

Aunque el presidente Correa calificó la ronda de exitosa, varios analistas dicen que, pese a que el plazo para la presentación de las ofertas se prorrogó dos veces para dar más tiempo a los posibles interesados, la ronda no logró atraer a nuevos jugadores e inversionistas.

Andes Petroleum, Repsol y Enap ya tienen operaciones en el Ecuador, de manera que el único nombre nuevo es Belorusneft, pero la estatal bielorrusa tiene una participación de apenas 7% en el consorcio con Petroamazonas y Enap.

Todavía es temprano para decir si la ronda fue exitosa o no. El ministro de Recursos Naturales no Renovables, **Pedro Merizalde**, ha dicho que la evaluación de las ofertas tomará de cuatro a cinco meses.

Mientras tanto, “no sabremos si Repsol y Andes Petroleum han hecho ofertas ceñidas completamente a los términos del concurso o si están proponiendo otras condiciones, en cuyo caso el Estado tendría que evaluar si las descalifica, si las acepta o si declara la ronda desierta y entra en un proceso de negociación directa con las empresas, por el momento solo podemos especular”, dice **Walter Spurrier**, analista económico y presidente de Análisis Semanal.

Por otro lado, hubo ofertas solo para los bloques más cercanos al distrito norte de la Amazonía, donde existe una red de oleoductos secundarios que facilitará el transporte del petróleo del suroriente hacia el Oleoducto de Cru- dos Pesados (OCP), pero no se hizo ninguna propuesta para los bloques más remotos, cerca de la frontera con Perú.

Para esos bloques quedan dos alternativas: la primera, señalada por el presidente Correa, es que Petroamazonas se haga cargo de ellos, posiblemente bajo un esquema parecido al que se plantea para el bloque 86, es decir, en consorcio con otras empresas dispuestas a financiar las inversiones necesarias para exploración.

La segunda es que el Estado realice en 2014 una campaña intensiva de exploración y que, con la información sísmica a mano, vuelva a sacar

los bloques a concurso, una hipótesis que fue mencionada por el ministro Merizalde.

¿Por qué la ronda resultó tan poco atractiva? En primer lugar, porque el contrato de servicios que ha sido ofrecido a las empresas y que paga a los operadores una tarifa por barril producido es más apto para campos en producción que para áreas exploratorias, como es el suroriente, donde pueden pasar hasta cuatro años de inversiones sin remuneración antes de que se produzcan los primeros barriles de petróleo.

Este tipo de contrato, dice Spurrier, se torna aún menos atractivo ahora que el mercado anticipa unos precios del petróleo a la baja en el futuro.

El Gobierno sabe que los términos son duros y que hay mejores oportunidades para invertir en otras naciones, pero no piensa cambiar su política petrolera, como lo reconoció el propio ministro Poveda en el Encuentro Nacional del Petróleo y la Energía.

“Tenemos claro que hay modelos más atractivos desde el punto de vista financiero, que las empresas (petroleras) captan una mayor cantidad de recursos en otros países, pero nuestra política es que el Estado debe tener una participación mayoritaria”, dijo Poveda.

CUADRO 5
Principales inversiones previstas en sectores estratégicos en los próximos 10 años (millones de \$)

Sector	# Proyectos	Monto
Electricidad	12	\$ 9.310
Petróleo	6	\$ 10.005
Agua	14	\$ 2.026
Minería	6	\$ 56
Total	38	\$ 21.397

FUENTE: MINISTERIO DE LOS SECTORES ESTRATÉGICOS.

CUADRO 6
Reservas remanentes totales del Ecuador (millones de barriles)

Fuente	En producción	No están aún en producción	Total
Empresas privadas	215	13	228
Empresas públicas	1.740	1.469	3.209
Total	1.955	1.482	3.437

FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS.

Otro punto crítico es la falta de infraestructura, “las empresas tendrían que encontrar grandes cantidades de crudo en el suroriente para que se justifiquen las inversiones necesarias para la construcción de nuevos oleoductos”, agrega Spurrier.

Controversia indígena

La ronda también perdió atractivo por la oposición de grupos indígenas cuyas tierras están localizadas en el área de los bloques y que en el pasado consiguieron expulsar a las petroleras que intentaron ingresar en el suro- riente.

Así lo demuestran los casos de la compañía argentina CGC y de la estadounidense Burlington Resources, que en 2010 decidieron devolverle al Estado el bloque 74, anteriormente conocido como bloque 23, debido a la fuerte oposición de la comunidad kichwa de Sarayaku.

El bloque 79, al que aspira Andes Petroleum, está ubicado justamente al lado del bloque 74, lo que amenaza con reavivar el conflicto.

CUADRO 4
Endeudamiento con China (millones de \$)

País	Monto
Venezuela	\$ 44.500
Brasil	\$ 12.100
Argentina	\$ 11.800
Ecuador	\$ 9.300
Bahamas	\$ 2.500
Perú	\$ 2.300
México	\$ 1.000
Jamaica	\$ 662
Bolivia	\$ 611
Costa Rica	\$ 300

FUENTE: PABLO LUCIO PAREDES.

El Gobierno de las Nacionalidades Originarias de la Amazonía Ecuatoriana (Gonoae), antes Confeniae, ha señalado que el bloque 79 forma parte de las 6.000 hectáreas del territorio de la comunidad kichwa de Sarayaku.

Kléver Ruiz, presidente de la nacionalidad sápara, advirtió que su comunidad “nunca jamás permitirá la explotación de nuestros territorios”.

Para vencer la resistencia indígena, el Estado exige una “contribución social” por parte de las empresas extranjeras que se adjudiquen bloques en el suroriente. El dinero será destinado a financiar obras para las comunidades indígenas aledañas.

Así, según una tabla de la Secretaría de Hidrocarburos, las empresas tendrían que realizar contribuciones de entre \$ 5 millones y \$ 15 millones. En el caso de los bloques 79 y 29, la contribución sería de \$ 10 millones para cada uno y en el caso del bloque 83 esta subiría a \$ 15 millones.

Además, la SHE realizó un proceso de consulta previa con las comunidades del suroriente sobre el que existen opiniones encontradas.

Por un lado, la SHE dice que el proceso de consulta previa “dejó atrás un sistema de viejas prácticas políticas. En esta nueva era petrolera, en el Ecuador, se consolida una nueva forma de hacer gestión de política pública”.

A lo que algunos líderes indígenas responden que el proceso de consulta fue manipulado y excluyó a las principales organizaciones indígenas del país, como la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador (Conaie).

Pero el Gobierno no está dispuesto a renunciar a su proyecto de abrir una nueva frontera petrolera, como ya lo advirtió el presidente Correa, pues con el nivel actual de reservas la producción de crudo comenzaría a desplomarse a partir de 2016 y el país podría encaminarse a un colapso económico hacia finales de la década. **G**

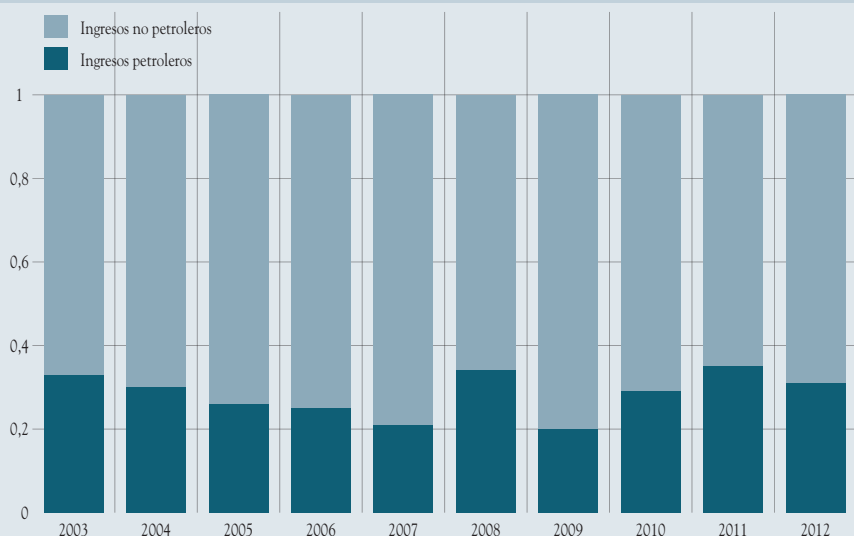
** Corresponsal en el Ecuador de Argus Media, agencia especializada en precios e inteligencia de mercados de energía.*

GRÁFICO 1

Composición de los ingresos del Gobierno central

Principal fuente de financiamiento de la inversión pública como porcentaje total

FUENTE: MINISTERIO DE LOS SECTORES ESTRATÉGICOS.



Mapa de bloques

