



En
espera
del
segundo
'boom'
petrolero



La construcción del oleoducto de crudos pesados (OCP) iniciada hace quince meses parecía ser la solución al principal problema del sector petrolero –la limitada capacidad de transporte– y la tabla de salvación de la economía ecuatoriana. El nuevo oleoducto incentivaría a Petroecuador y a las compañías privadas a duplicar su producción, aumentando significativamente los ingresos fiscales; también se alentaría la inversión adicional necesaria para el desarrollo de los campos petrolíferos. Sin embargo, hoy parece que ese promisorio horizonte se ha desvanecido. ¿Qué ha pasado?, ¿qué cambió el panorama? GESTIÓN analiza la situación actual y las perspectivas del sector, tratando de aclarar éstas y otras interrogantes.

Por Luis Tapia

El estado de la cuestión

Desde 1989, la exploración y explotación petrolera están a cargo de la empresa estatal Petroecuador. Estas actividades las realiza directamente y también por medio de empresas –estatales y privadas, nacionales y extranjeras– que han suscrito contratos de asociación, de prestación de servicios, de participación, de servicios específicos, convenios de explotación unificada, alianzas operativas y alianzas estratégicas, referidos a un total de 23 bloques, 73 campos y 1.352 pozos activos. En lo que va del año se ha extraído un promedio de 390.963 barriles de petróleo crudo por día, de los cuales el 67% corresponde directamente a Petroecuador aunque, debido a las diferentes modalidades contractuales mantenidas con las empresas privadas, ha accedido en promedio al 76% de la extracción total.

El petróleo –en 99,7% extraído en la región oriental– es transportado por el Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) desde Lago Agrio (Nueva Loja) en Sucumbíos hasta el puerto de Balao en Esmeraldas. El 58% de la producción se exporta y el 38% se conduce a las refinerías de Esmeraldas y Libertad (en la península de Santa Elena) en donde se producen derivados para el consumo interno y para la exportación. Unos 16.000 barriles diarios (4% de la producción total) se procesan en la planta de gas de Shushufindi en Sucumbíos.

La diferencia entre los ingresos brutos petroleros (por venta interna de derivados y por exportaciones de crudo y derivados) y los costos de Petroecuador (por extracción, transporte, refinación, importación y comercialización interna y externa de crudo

Ilustración: Diego Corrales.

Cuadro 1

El petróleo genera el 40% de los ingresos del Presupuesto del Estado

	Ingr. por export. de crudo (mill. U\$)	Ingr. por venta inter. de derivados (mill. U\$)	Total de ingresos petroleros (mill. U\$)	Total de ingresos PGE (mill. U\$)	% ingresos petroleros en totales
1992	799,66	175,54	975,20	1.984,80	49%
1993	686,34	354,06	1.040,40	2.168,70	48%
1994	577,19	492,31	1.069,50	2.575,60	42%
1995	614,52	580,88	1.195,40	3.146,60	38%
1996	940,65	635,95	1.576,60	3.347,60	47%
1997	577,82	595,28	1.173,10	3.393,20	35%
1998	242,59	645,01	887,60	3.216,40	28%
1999	706,35	287,15	993,50	2.741,10	36%
2000	1.100,74	148,06	1.248,80	3.110,80	40%
2001	879,17	405,83	1.285,00	3.884,50	33%

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos y Banco Central del Ecuador.

Cuadro 2

La tercera parte de las exportaciones de la última década son petroleras (en miles de dólares FOB)

	Exportac. de petróleo crudo	Exportac. de derivados de petro.	Exportac. petrol. totales	Exportaciones totales	% export. petroleras en el total
1992	1.250.596	85.621	1.336.217	3.101.527	43%
1993	1.152.144	104.410	1.256.554	3.065.615	41%
1994	1.185.033	119.674	1.304.707	3.842.683	34%
1995	1.395.480	134.342	1.529.822	4.380.706	35%
1996	1.520.815	224.326	1.745.141	4.872.648	36%
1997	1.411.577	144.936	1.556.513	5.264.363	30%
1998	788.974	132.940	921.914	4.203.049	22%
1999	1.312.311	166.909	1.479.220	4.451.084	33%
2000	2.144.011	297.795	2.441.806	4.926.627	50%
2001	1.722.332	176.723	1.899.055	4.678.437	41%

Fuente: Banco Central del Ecuador.

Cuadro 3

Producción actual y compromisos de transporte con OCP (en barriles por día)

	Producción actual	Compromiso de transporte
AEC	41.000	80.000
Repsol-YPF	29.000	100.000
Pérez Companc	200	80.000
Occidental	22.000	70.000
Agip Oil Ecuador B.V.	31.000	40.000
Perenco	5.000	20.000
Total	128.200	390.000

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Cuadro 4

Producción petrolera nacional (2000-2002, en barriles)

Compañías	2000	2001
Petroproducción (1)	94.556.724	94.782.153
Perenco	1.445.271	1.714.604
Occidental	7.019.884	8.174.040
Vintage	1.902.112	2.150.684
Repsol-YPF	14.954.265	12.267.444
AEC	14.900.196	14.650.755
Agip Oil Ecuador	10.787.161	12.960.546
Rompelrol	84.703	130.751
Pérez Companc	12.198	108.421
Pacifpetrol-Espol	460.789	419.082
Canada Grande	57.035	49.930
Total	146.180.338	147.408.410

(1) Incluye campos marginales y compartidos.

* Estimado.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

y derivados) constituye el ingreso petrolero del Presupuesto General del Estado (PGE).

Desde que se inició la actividad, el petróleo ha sido la principal fuente de divisas del país. En la última década sus ganancias representaron el 44% de los ingresos totales del PGE; en el mismo período, las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados constituyeron el 36% de las exportaciones totales (Cuadros 1 y 2).

La capacidad de transporte del SOTE se encuentra saturada. Esta restricción ha sido un cuello de botella para el desarrollo de la industria. Durante la última década se debatió la necesidad de construir un segundo oleoducto que, además de ampliar la capacidad de transporte, evite mezclar los crudos pesados de las compañías privadas (de entre 15° y 23° API) con el crudo liviano (de entre 27° y 29° API) y de mejor calidad extraído por Petroecuador. Según estimaciones

oficiales, el retraso en ello estaría causando pérdidas por \$ 2 millones diarios, dada la cotización del “crudo Oriente” (24° API), nombre con el que se conoce en el mercado internacional a la mezcla exportada actualmente.

Gracias a una reforma a la Ley de Hidrocarburos, introducida por la Ley para la Transformación Económica del Ecuador (Suplemento al R.O. 34, de 13 de marzo de 2000, ley conocida como Trole 1), se está construyendo el OCP con recursos privados, sin que el Estado comprometa los públicos. Esta obra requiere una inversión inicialmente estimada en \$ 1.100 millones, que se ejecutará en 25 meses contados desde el 26 de junio de 2001. Hasta agosto de 2002 se había completado el 62% de los trabajos y estaban por empezar las pruebas hidrostáticas de la tubería *on shore*, que consisten en llenarla de agua para comprobar las soldaduras.

La inversión de las petroleras privadas se ha frenado por factores internos e internacionales. Petroecuador requiere urgentes inversiones. El sector necesita correctivos inmediatos para garantizar que el OCP opere a plena capacidad desde agosto de 2003 y que el aporte petrolero al PGE no se reduzca en el mediano plazo.

Una realidad

El IVA de las petroleras

Desde 1999, la Ley de Régimen Tributario prevé la devolución en efectivo del impuesto al valor agregado (IVA) pagado por los exportadores en sus procesos de producción. Hasta mayo de 2001, el Servicio de Rentas Internas (SRI) restituyó todo el IVA pagado por las empresas petroleras en sus compras locales, contratación de servicios e importaciones.

Desde junio de 2001, el SRI eliminó este procedimiento y exigió la devolución de lo restituido hasta esa fecha, argumentando que las empresas petroleras ya habrían incluido el IVA entre sus costos, en sus contratos de participación, antes de la determinación de los porcentajes de participación acordados con el Estado. De su lado, las petroleras manifiestan que el IVA no fue considerado como costo en la negociación de los contratos, pues el crédito tributario para los exportadores está contemplado en la ley desde antes de que exista esta modalidad contractual.

Esta controversia se encuentra en los tribunales, es materia de análisis por parte de las autoridades correspondientes y hasta ha sido motivo de presión del Gobierno de los EEUU valiéndose de las decisiones recientes sobre preferencias arancelarias para los países andinos, con las que se excluye al Ecuador de este sistema.



distinta a las expectativas originales

El presidente ejecutivo del consorcio constructor, **Andy Patterson**, que también lideró el equipo negociador del contrato, ha manifestado que el OCP iniciaría su operación con 220.000 barriles diarios y no con los 390.000 barriles esperados inicialmente (*Cuadro 3*). Es importante recordar que los contratos suscritos por seis compañías con el consorcio OCP las obliga a pagar la tarifa, aunque no transporten nada por el nuevo oleoducto.

Desde el inicio de la construcción del OCP se conocía que las compañías petroleras debían iniciar agresivos planes de inversiones en sus campos—más de \$ 3.000 millones en cinco años— para triplicar su producción y cumplir sus compromisos de transporte. Sin embargo, varios sucesos internos y externos han retrasado esos planes. La crisis argentina afectó a nivel mundial las operaciones de Repsol-YPF y Pérez Companc, lo que repercutió negativamente en sus posibilidades de inversión en Ecuador. La fusión de las petroleras canadienses Encana y AEC demoró la ejecución de las inversiones de esta última en los bloques Tarapoa y 27. Otra empresa, Kerr McGee, decidió vender sus derechos en los bloques 7 y 21 a la francesa Perenco, suspendiendo todas las actividades de exploración por seis meses, tiempo que demoró la auditoría realizada por la compradora. Finalmente, antes de su polémica salida del país, el anterior gerente de Repsol-YPF, **Eliseo Gómez**, señaló que “la no restitución del IVA por parte del SRI a las petroleras ha hecho que las compañías vean sus planes de negocios en Ecuador” (*GESTIÓN*).

Todo esto se refleja en el porcentaje de ejecución de los planes de inversión de las petroleras privadas: mientras en 2000 fue de 116%, en 2001 apenas alcanzó 61% y probablemente en 2002 no supere el 75% (*Gráfico 1*). Entre 2000 y 2002 los presupuestos anuales aprobados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, sin incluir a Petroecuador, suman \$ 2.145 millones, de los cuales \$ 1.656 millones corresponden a inversiones en activos pro-

ductivos y la diferencia (\$ 489 millones) a costos y gastos.

¿Qué se debe esperar del sector petrolero en el corto y mediano plazos? De acuerdo con las declaraciones del principal de OCP Ecuador S.A., el inicio de la operación del OCP facilitará una producción adicional de petróleo de 90.000 barriles diarios, mas no los

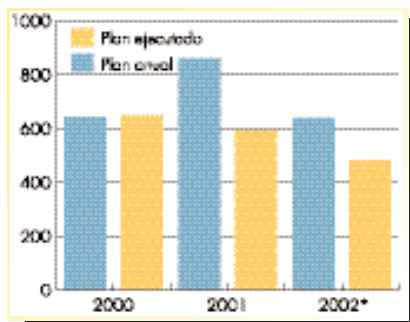
OCP Ltd. y OCP Ecuador S.A.

El Consorcio OCP Limited—formado por la constructora Techint y las petroleras Occidental, Repsol-YPF, AGIP, Kerr McGee* y AEC, a las que luego se unió la argentina Pérez Companc— solicitó en julio de 2000 autorización para construir un oleoducto para crudos pesados. En noviembre del mismo año el Presidente **Gustavo Noboa** la otorgó, obligándolo a constituir una sociedad anónima ecuatoriana con un capital de \$ 55 millones. El 15 de febrero de 2001, el consorcio OCP Limited, OCP Ecuador S.A. y el Estado ecuatoriano suscribieron el Contrato para la Construcción y Operación del Oleoducto de Crudos Pesados y Prestación del Servicio Público de Transporte de Hidrocarburos.

* Kerr McGee vendió la operación de los bloques 7 y 21 a la francesa Perenco en septiembre de 2002.

Ejecución presupuestaria de las petroleras privadas (en millones de dólares)

Gráfico 1



*Proyección. No incluye Petroecuador, campos unificados, campos marginales ni servicios específicos.
Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

390.000 esperados inicialmente. Se suponía que para entonces (agosto de 2003) las petroleras privadas triplicarían su capacidad de extracción, de la cual el 28% corresponde al Estado. Paralelamente, Petroecuador debía incrementar su potencial a 300.000 barriles diarios, de los cuales aproximadamente la mitad se destinaría al consumo interno y la mitad restante a la exportación directa; a este volumen se sumarían los 109.000 barriles (28% de 390.000) correspondientes al Estado de la extracción esperada de las compañías privadas. En otras palabras, inicialmente se esperaba que tras 25 meses de construcción del OCP, Petroecuador exportaría 259.000 barriles diarios de crudo y las privadas unos 280.000. Sin embargo, a causa de los sucesos descritos, cuando comience a prestar servicio el nuevo ducto, en realidad Petroecuador será propietaria de 321.600 barriles diarios, en lugar de 409.000; de éstos, exportará aproximadamente 171.000 barriles por día y no 259.000, como se esperaba inicialmente.

Con la información disponible, las expectativas más conservadoras indican que el OCP transportará 390.000 barriles diarios en 2007. Para ese año se espera iniciar la extracción del bloque ITT (Ishpingo-Tambococha-Titiputini), cuyas reservas fueron recientemente certificadas en 1.400 millones de barriles de crudo de 15° API. Este bloque por sí solo permitirá que la extracción nacional se incremente al menos en 120.000 barriles diarios.

Las expectativas de Petroecuador

Entre 1995 y 1999 la extracción de la empresa estatal decreció a una tasa promedio anual de 5%; solo en 1999 cayó en más de 10% (*Gráfico 2*). En 2000 aumentó en 1% con el aporte de cuatro campos marginales. En 2001 se logró un pequeño crecimiento de 0,2%, cuando se esperaba una subida de 15% por la incorporación de actividades exploratorias de sísmica 3D (tres dimensiones) y por la perforación de ‘pozos horizontales’ cuyos resultados apenas alcanzaron al 20% de lo proyectado.

Este año se esperaba cumplir una

Lo bueno, lo malo y lo feo

Tres actores del sector evalúan la gestión petrolera del Gobierno

René Bucaram, presidente del Foro Petrolero

Ineficiente, incapaz y de mala fe

Para René Bucaram la política petrolera del régimen actual adolece de ineficiencia, incapacidad, desconocimiento y mala fe, tanto que desvirtuó lo único que pudo ser un acierto, la construcción del OCP. Para convencer al país de la necesidad de la obra “nos mintieron en forma infame, hablando de 52 mil empleos” y aseverando que “los problemas económicos del país se resolverían con el OCP”. Afirma que nada de ello se ha cumplido ni se cumplirá.

Bucaram cree que las empresas asociadas al OCP chantajea al Gobierno aduciendo que no invierten lo que debían para incrementar la producción porque no se les restituye el IVA. Como resultado del incumplimiento de sus compromisos de inversión no habrá crudo suficiente para llenar el OCP: “El Gobierno, en lugar de obligarles a cumplir con sus compromisos, acepta sus chantajes”, dijo.

También criticó varias acciones del régimen en materia petrolera:

- Sobre la política de precios de exportación del petróleo: “Los diferenciales del crudo los subieron ficticiamente hasta \$ 10,20 y cuando se les obligó a licitar la venta de crudo el di-

ferencial se mantuvo en el rango histórico entre \$ 3,50 y \$ 4,50. Así el Estado perdió ingentes cantidades de dinero”.

- La caída estrepitosa de la extracción, que deja un hueco en el Presupuesto del Estado: No se ha hecho nada para reactivar la producción y las refinerías no funcionan como deberían a pesar de que se ha gastado \$ 182 millones en ello. El Estado importa cada día más productos, agrandando el hueco del Presupuesto.

- Otro fracaso sería la exploración de los pozos horizontales: “en esa broma” se perdieron \$ 58 millones.

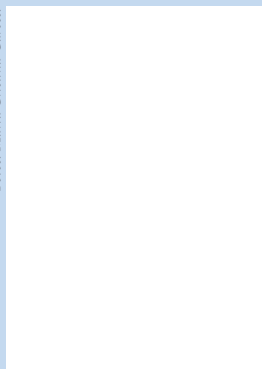
- Otras muestras de mala fe son los contratos adjudicados “a dedo”, entre ellos el caso de Dygoil con dos contratos

por \$ 92 millones, además de todos aquellos para adquirir equipos y tubería. “Primero se licita y a las 24 horas se declara desierto; luego, el Consejo de Administración declara situación de emergencia, por lo que se autoriza la negociación directa y la “adjudicación a dedo”.

Bucaram se pregunta, para finalizar: “¿Cómo es posible que la empresa más grande del país, en un campo especializado, como es el petrolero, haya sido dirigida por un camaronero?”

Boris Abad, gerente general de Amazonas Petroleum & Environmental Corporation y Presidente Ejecutivo de Pacifpetrol S.A.

Fotos: María Cristina Garcés



Boris Abad

Con aciertos y errores

Antes de evaluar las ejecutorias del Gobierno en materia petrolera, Boris Abad aclaró a GESTIÓN que es amigo del ex presidente ejecutivo de Petroecuador, Rodolfo Barniol, y que asesoró al régimen durante tres meses en Petroecuador y en el Ministerio

de Energía y Minas.

Para Abad, la construcción del OCP es un logro innegable que permitirá el desarrollo de la industria hidrocarburífera del Ecuador. No acepta que la obra sea calificada como un “elefante blanco”, pero reconoce que la imposibilidad de llenar el OCP en 2003 es un problema momentáneo.

Lo importante —señala Abad— es contar con el medio para evacuar la materia prima que existe y que seguramente se podrá transportar hasta llegar a los 800 mil barriles diarios a nivel nacional, de acuerdo con la capacidad instalada.

Destaca la transparencia en la gestión: “Una relación clara y sin intermediarios con el sector privado”; y finaliza aceptando que uno de los errores de la administración ha sido no haber insistido en acceder a otras formas contractuales que permitan a Petroecuador operar de mejor manera, luego de que el Tribunal Constitucional declaró inconstitucionales los *joint ventures*.

Gustavo Gutiérrez, presidente ejecutivo de Petroecuador

Los resultados son positivos

Luego del nombramiento de Rodolfo Barniol como Ministro de Gobierno, Gustavo Gutiérrez asumió la presi-



Gustavo Gutiérrez

dencia ejecutiva de Petroecuador en julio de 2002. Se le hace difícil reconocer sus propios errores; para él no existe el pasado, por lo que se concentra en el presente. Prefiere, en consecuencia, remitirse a las cifras que a su criterio destacan la gestión de Petroecuador en los últimos dos años y medio:

- Se subió la tarifa del SOTE, después de 10 años de haber permanecido fija, lo que ha beneficiado al Estado en \$ 31,5 millones.

- Se recuperó la actividad exploratoria, pues en 2001 y 2002 se perforaron 17 y 21 pozos, respectivamente, mientras en 1999 y 2000 apenas se perforaron 9 en cada año.

- Se detuvo la vertiginosa caída de la producción de Petroecuador, esperando estabilizarla hasta finales de este año en 230.000 barriles por día.

- Se duplicaron las reservas del bloque ITT, que en los años setentas se habían estimado en 700 millones de barriles.

- Se obtuvieron índices de ejecución presupuestaria superiores a 90% en todas las filiales, cuando en años anteriores éstos no superaban el 70%.

- En los primeros meses de gestión se eliminó la cartera vencida de Petroecuador con sus contratistas y proveedores. Cuando Barniol asumió la presidencia ejecutiva, la cartera vencida superaba los \$ 60 millones.

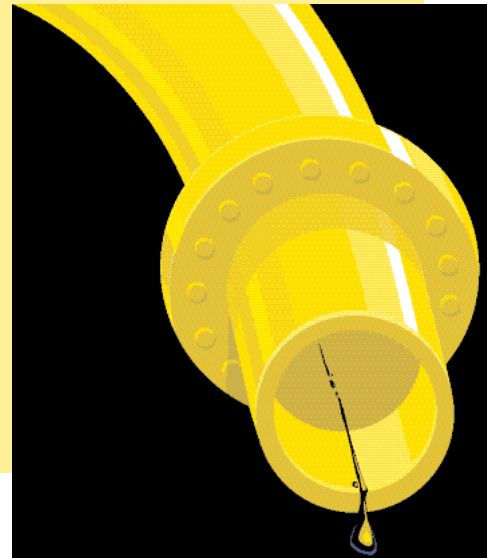
- Se incrementó el presupuesto de protección ambiental de \$ 1,5 millones en 1999 a \$ 30 millones en 2002.

Gutiérrez destacó que el diferencial del crudo Oriente, comercializado por Petroecuador, frente al WTI ha sido superior al diferencial del crudo similar comercializado por las compañías internacionales privadas que operan en el país (\$ 0,57 por barril en 2000, \$ 0,42 en 2001 y \$ 0,28 en 2002).

Para finalizar, comentó a GESTIÓN que la reciente certificación de 75 millones de barriles de reservas adicionales, de 29° API en el campo Sacha, permitirá incrementar la producción en 10.000 barriles diarios en un año.

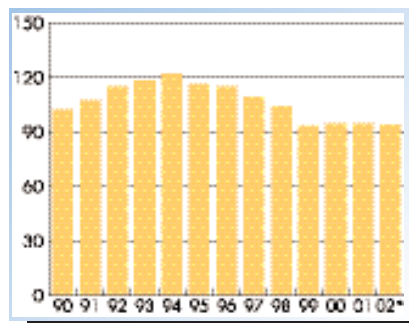
Nuevo marco reglamentario para el sector

En febrero de 2001, el Gobierno expidió el nuevo Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas y al cierre de esta edición estaba por publicarse en el Registro Oficial el nuevo Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. Los reglamentos anteriores estaban en vigencia desde 1995 y 1987, respectivamente. Las nuevas normas pretenden fortalecer la capacidad de control y regulación del Estado, sobre todo en materia ambiental, desburocratizando al mismo tiempo varias actividades del sector que, según el Ministro de Energía y Minas, Pablo Terán, eliminan discrecionalidades y nichos de corrupción. Estos dos reglamentos se suman al conjunto de normas del sector hidrocarburífero, junto al de comercialización de combustibles y al de comercialización de gas licuado de petróleo, promulgados en noviembre de 2001 y febrero de 2002, respectivamente.



Producción petrolera de Petroecuador (en millones de barriles)

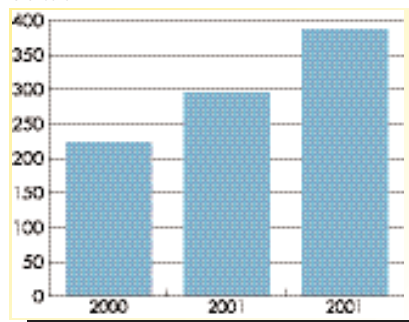
Gráfico 2



*Proyección anual.
Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Presupuesto ejecutado de Petroecuador (en millones de dólares)

Gráfico 3



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

62 millones. Mientras tanto, la producción de las compañías privadas, prevista inicialmente en 48 millones de barriles, ha sido revisada al alza y se espera que 2002 termine con un volumen extraído total de 60 millones de barriles. Para 2003 se prevé que las metas anuales de Petroecuador y de las compañías privadas sean de 85 millones y 78 millones de barriles, respectivamente.

Estas cifras corroboran lo dicho por distintos Gobiernos durante los últimos años: los campos de Petroecuador requieren con urgencia de ingentes inversiones, si se quiere detener la caída de la producción (Gráfico 3). Si el Estado no cuenta con los recursos necesarios, deben analizarse alternativas que permitan la inversión privada en el desarrollo de esos y otros campos como el mencionado ITT y en los bloques de crudo pesado del suroriente todavía no licitados.