

La caída de la producción petrolera



Foto: RPA.

Por Verónica Loján Avellán*

Durante más de diez años, todas las discusiones sobre el presente y el futuro del sector petrolero se concentraron en la necesidad de incrementar la capacidad de transporte de crudo desde la Amazonía hasta el puerto de exportación en Esmeraldas. Así, se decía que el transporte era el cuello de bo-

tella que impedía el desarrollo del sector debido a que ni Petroecuador ni las compañías privadas podían incrementar su producción porque el único oleoducto existente en ese entonces, el SOTE, se encontraba lleno. Finalmente, en febrero de 2001, cuando se concretó la construcción de un segundo

era entregado al Gobierno Central.

Sin embargo, la revisión de las cifras no corrobora este argumento, puesto que la tasa de crecimiento del presupuesto ejecutado del Sistema Petroecuador en dólares de la década de los noventa es apenas un punto inferior a la tasa de crecimiento del presupuesto ejecutado en los ochentas, esto es, 7% y 8% respectivamente (*Cuadro 1*).

De la revisión de las posibles razones técnicas que expliquen la tendencia decreciente de la producción petrolera, se encuentra que únicamente en los años 1992, 1995, 2001 y 2002 se realizaron actividades exploratorias de sísmica, y que en los años 1998 y 1999 la perforación de pozos tanto exploratorios y de avanzada como de desarrollo e inyección estuvo prácticamente paralizada, actividad que se reinició en los años 2001 y 2002 (*Cuadro 2*).

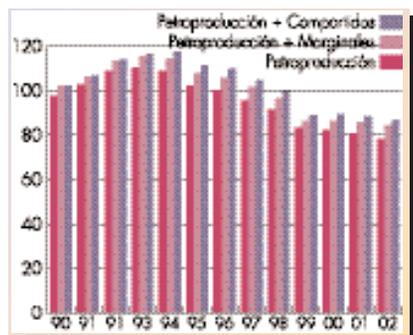
Tomando en cuenta estos aspectos y si en base a ellos se califican los resultados de cada año (variación de la producción total, ejecución presupuestaria y actividades de exploración y producción) desde 1992 hasta 2002, comparándolos entre sí, se obtiene que el año de peor desempeño fue 1999 y el de mejor desempeño, 1992.

En conclusión, la declinación de la producción de los campos petroleros no es un tema reciente, y se debe, al menos, a la deficiente gestión presupuestaria de Petroecuador, en particular de Petroproducción, y a las casi inexistentes actividades de exploración y perforación orientadas a incrementar dicha producción. El inicio de la operación

oleoducto, el OCP, se inició una nueva discusión: la caída de la producción petrolera, discusión permitida exclusivamente por la desaparición de la restricción de la capacidad de transporte de crudo. Este artículo analiza el tema, así como las propuestas de cambios legales del actual gobierno.

Producción de Petroecuador (en barriles)

Gráfico 1



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos.

del oleoducto de crudos pesados liberará al menos 160.000 barriles por día del SOTE, capacidad que deberá ser ocupada por producción directa de Petroecuador. Por lo tanto, incrementar la producción de Petroecuador debería constituir el objetivo fundamental de la política petrolera del actual y de futuros Gobiernos. Al parecer, con este fin, en octubre pasado (al cierre de esta edición) el Ejecutivo había promulgado dos reglamentos a la Ley vigente, mientras que en el Congreso Nacional se tramitaban reformas a la Ley de Hidrocarburos, cuerpos legales que se analizan a continuación.

Se viene otro parche para la Ley

La Ley de Hidrocarburos fue promulgada en 1978 y ha sido reformada parcialmente en 17 ocasiones desde 1982 hasta 2000. Ninguna de estas reformas ha consistido en una reforma integral, ni siquiera para adaptar la Ley a la nueva Constitución Política, vigente desde 1998, y menos a la realidad internacional del sector energético.

Hoy, en un nuevo intento de realizar otra reforma a dicha Ley, se vuelve a cometer el mismo error, puesto que esta nueva reforma inserta una serie de nuevos parches a la Ley, orientados a permitir la modalidad contractual denominada “gestión compartida”, la misma que ya estuvo vigente en la Ley entre agosto y diciembre del año 2000, cuando fue declarada inconstitucional.

Además, se fijan porcentajes mínimos de participación del Estado en la producción petrolera, de 30% para los contratos de asociación y de 35% para los de gestión compartida. Debe recor-

darse que además de estos porcentajes de participación, la Ley vigente prevé el pago de regalías al Estado, cuya tasa depende del volumen de producción, y que va de 12,5% a 18,5%. Así, lo que se conoce en el negocio petrolero como *government take* estará constituido por el porcentaje de participación del Estado en la producción, las regalías, el impuesto a la renta, el IVA y una serie de tasas, previstas en otras leyes, como la que los petroleros pagan al Estado por el

Presupuesto del Sistema Petroecuador (en US\$ millones)

	PRESUPUESTADO	EJECUTADO	EJECUCIÓN
1980	642.981	416.072	65%
1981	699.706	541.488	77%
1982	618.490	524.342	85%
1983	349.040	258.649	74%
1984	463.834	411.782	89%
1985	555.655	451.339	81%
1986	635.107	613.312	97%
1987	695.306	551.447	79%
1988	599.833	701.615	117%
1989	591.426	527.369	89%
1990	477.492	423.635	89%
1991	472.052	560.340	119%
1992	513.857	509.420	99%
1993	722.908	545.617	75%
1994	732.970	728.173	99%
1995	781.957	801.895	103%
1996	880.447	849.247	96%
1997	1.157.399	703.701	61%
1998	904.141	499.661	55%
1999	917.277	784.406	86%
2000	962.166	843.880	88%
2001	1.331.023	993.144	75%

Fuente: Petroecuador.

Cuadro 2

Sísmica y perforación de Petroproducción

REG. SÍSMICO	Km ²	PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS Y DE AVANZADA # POZOS	PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO Y DE INYECCIÓN # POZOS
1992	1.545	14	27
1993		11	29
1994		7	35
1995	950	6	27
1996		1	19
1997		1	14
1998		1	7
1999		2	7
2000		0	9
2001	270	1	16
2002	1.600	3	18

Banco Nacional de Fomento.

Además, el proyecto de Ley también obligaría a que los contratos existentes de servicios específicos, servicios integrados, alianzas estratégicas y alianzas operativas cambien de modalidad contractual a **gestión compartida**, en un plazo máximo de seis meses desde que se promulgue la nueva Ley, lo cual constituye desde todo punto de vista una flagrante violación a la seguridad jurídica.

Las reformas a la Ley de Hidrocarburos también permitirían la aplicación del contrato de gestión compartida a los campos de Petroecuador, con el fin de incrementar las reservas y la producción de los mismos. En estos casos, las contratistas podrán participar únicamente de la producción incremental de estos campos, puesto que la producción correspondiente a la línea base, definida como la tasa promedio anual histórica y la proyección futura que las reservas probadas permitan, seguirían siendo de Petroecuador. (*Recuadro: Se licitará la joya de la corona*).

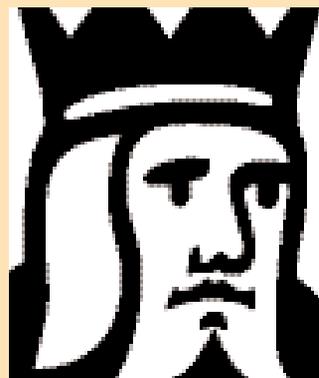
Finalmente, si se suscribieren nuevos contratos de **participación** (modalidad contractual vigente con dieciséis compañías privadas) las regalías que, como se indicó antes, van de 12,5% a 18,5% de acuerdo a los volúmenes de producción, deberán pagarse al Estado antes de la distribución de la producción. Actualmente las regalías se pagan únicamente del porcentaje de participación que le corresponde al Estado.

* Miembro de la Consultora Govdesign.

Se licitará la joya de la corona

El 13 de octubre pasado, el Presidente de la República expidió el Reglamento al Contrato de Asociación, que al igual que las reformas a la Ley de Hidrocarburos que se estaban tramitando en el Congreso Nacional al cierre de esta edición, persigue viabilizar la inversión privada en los campos en producción de Petroecuador, por iniciativa del Gobierno del Ecuador, mediante procesos licitatorios. Anteriormente, el 1 de octubre se había expedido el Reglamento al Sistema Especial de Licitación, que permite la iniciación de un proceso licitatorio a base de ofertas presentadas por iniciativa privada al Ministerio de Energía y Minas, las que deberán ser puestas en conocimiento del Comité Especial de Licitaciones, que dará inicio a un proceso licitatorio a base de la o las ofertas presentadas.

La modalidad contractual que se aplicaría para esta licitación es el contrato de **asociación**, previsto en la ley de Hidrocarburos, y la participación del Estado corresponderá a la totalidad de la curva base más el 35% de la producción incremental.



¿Cómo atraer la inversión al sector?

Entrevista a Carlos Garibaldi, especialista en contratación petrolera internacional

"Atraer inversiones de exploración y producción, un dilema latinoamericano" se tituló la conferencia que el consultor de The Scotia Group Inc., el argentino **Carlos Garibaldi**, dictó en Quito entre el 15 y 17 de octubre.

Garibaldi, en conversación exclusiva con GESTIÓN, manifestó que los inversionistas del sector petrolero toman sus decisiones de invertir o no en cualquier país, luego de analizar los siguientes factores: la percepción de prospectividad, los términos contractuales ofrecidos por el gobierno, la infraestructura disponible y los cuellos de botella existentes. Y explicó así cada uno de esos factores:

"Prospectividad: El 20% de la producción petrolera mundial proviene de 14 yacimientos, de los cuales solo uno está en América Latina, el Cantarell, ubicado en México, con una producción de 1,5 millones de barriles diarios; mientras que se estima que entre el 60% y 70% del crudo del planeta está ubicada en el Medio Oriente en el denominado Triángulo de Oro, que abarca parte de Irak, Kuwait y Qatar.

"Si comparamos la cuenca Oriente del Ecuador, con una buena cuenca del Medio Oriente como Zagros, se obtiene que en nues-

tro país se pueden llegar a descubrir aproximadamente 140 campos con un tamaño promedio de 25 millones de barriles, mientras que en Zagros se pueden llegar a descubrir 1.300 campos con un tamaño promedio de 360 millones de barriles", dice Garibaldi. Los costos de descubrimiento, desarrollo, producción y transporte en el primer caso serían de aproximadamente 1,00, 4,50 y 6,50 dólares por barril, mientras que en el segundo caso podrían alcanzar 0,30, 2,80 y 3,00 dólares por barril. Con esta comparación, las grandes petroleras multinacionales, conocidas en el medio como *super majors*, como BP, Shell, ExxonMobil y Chevron Texaco, optarían por invertir en Zagros y no en la cuenca Oriente del Ecuador. Por razones como esta, las cuencas subandinas (excepto Venezuela) son más atractivas para petroleras medianas, conocidas como *independientes*, las mismas que



Foto: Rodrigo Rueda

exigen rentabilidades más altas por tener costos de capital más altos.

"Términos contractuales e infraestructura: Dentro del panorama latinoamericano, Colombia y Perú resultan ser *targets* interesantes para inversionistas independientes, debido a que actualmente en ambos países se han realizado cambios positivos para la inversión como la reducción de las regalías y la simplificación del marco regulatorio y de control del sector energético; a pesar de que en Colombia persiste

el riesgo de la guerrilla. Mientras, en Argentina recientemente se cambiaron unilateralmente las reglas contractuales, lo cual ha determinado la caída de la exploración tanto de petróleo como de gas, reduciendo el saldo exportable de ambos hidrocarburos, incrementando seriamente el riesgo de volverse importador neto de estos en el corto plazo.

En Ecuador se ha reconocido la desaparición del cuello de botella que representaba la restringida capacidad de transporte de crudo, sin embargo, existe una percepción externa de hostilidad hacia el inversionista, principalmente por la decisión unilateral de no reintegrar el IVA a los exportadores de crudo, cambiando la economía de los contratos existentes.

Para finalizar, Garibaldi aplaudió la intención del Gobierno ecuatoriano de promover la inversión privada en los campos en producción de Petroecuador. Sin embargo, reconoció que los términos contractuales ofrecidos podrían no ser muy atractivos para el inversionista privado. En una rápida simulación económica del campo Shushufindi, de donde proviene el 27% de la producción directa de Petroecuador, se obtuvo que la participación efectiva del Estado en la producción incremental del campo sería de 43,8% incluyendo regalías, con lo cual la tasa de rentabilidad obtenida por el contratista estaría por debajo de 15%, cuando debería apuntarse a rentabilidades de entre 20% y 25% para atraer a empresas serias. Sin embargo, señaló que si la distribución de la producción entre el Estado y la contratista se realiza después de la recuperación de costos, la rentabilidad del contratista se incrementaría hasta en cuatro puntos.