

EL SEGUNDO MEJOR NEGOCIO DEL MUNDO: la industria petrolera venezolana

Francisco J. Monaldi

El mercado petrolero mundial vive uno de sus mejores momentos históricos. La industria venezolana ha enfrentado esta realidad en condiciones desventajosas; de allí los retos para un futuro sobre el cual no parece haber proyección cierta y definitiva, pero sí enormes oportunidades.

VIENTOS EXCEPCIONALMENTE FAVORABLES han impulsado el negocio petrolero mundial en los últimos cuatro años. Las ganancias de las multinacionales del sector y los ingresos de los países exportadores han alcanzado magnitudes sin precedentes. El incremento de los ingresos petroleros en Venezuela ha alcanzado su máximo histórico. Lamentablemente, y por diversas razones, el viento en popa llegó a una industria petrolera que presentaba algunas naves con velas agujereadas, otras con un plan de mantenimiento en marcha y otras más haciendo agua. Grandes oportunidades han sido desperdiciadas, pero existen los recursos geológicos y financieros que posibilitarían un aprovechamiento de esta beneficiosa coyuntura del mercado internacional. Los planes de la industria petrolera nacional consideran lineamientos estratégicos y proyectos que, con un marco institucional consolidado, permitirían un desarrollo acelerado del sector.

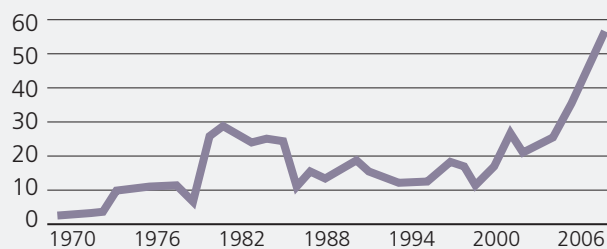
El mercado petrolero internacional

Aún si se considera la importante caída del precio del petróleo en la segunda mitad del 2006, los últimos cuatro años han sido tremendamente favorables para el negocio petrolero mundial. Los precios mantuvieron una tendencia alcista: el precio del barril de petróleo pasó de veinte dólares en 2002 a más de setenta dólares en 2006. En moneda constante, los precios no alcanzaron los máximos históricos de principios de los años ochenta (por encima de los ochenta dólares a precios de hoy); pero, con la excepción de un corto período en esa época, nunca habían permanecido tan altos por tanto tiempo.

Lejos parecen haber quedado los años noventa, cuando la mayoría de los analistas coincidía en que el precio del petróleo se ubicaría a largo plazo entre quince y veinte dólares por barril. Hoy, la Agencia Internacional de Energía y el Departamento de Energía de Estados Unidos calculan el barril por encima de cuarenta dólares para 2007 y 2008, y en más de treinta dólares durante la próxima década.

Precio promedio del barril de petróleo venezolano 1970-2006

(dólares corrientes)



Fuente: de 1979 a 2002: OPEP: *Annual Statistical Review* 2005. <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/ASB2005.htm>. De 2003 a 2006: Ministerio de Energía y Petróleo: <http://www.mem.gob.ve/preciopetroleo/index.php>.

La Agencia Internacional de Energía ha atribuido la tendencia alcista de los últimos años a factores relacionados con la demanda; principalmente, al crecimiento acelerado del consumo de energía en mercados emergentes como el de China. Igualmente, pareciera existir una significativa prima por riesgos geopolíticos que se ha reducido a finales de 2006. Los conflictos en el Medio Oriente y Nigeria, e incluso en Venezuela, han contribuido a generar el ambiente de aprensión que se percibe en el mercado petrolero. Además, la oferta ha reaccionado con lentitud, por la cautela de las multinacionales que se vieron afectadas por los bajos precios de finales de los noventa y por el hecho de que las reservas están concentradas en los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que no están haciendo inversiones significativas en producción ni se han abierto al crecimiento de sus negocios internacionales.

Salvo por imprevistos —una crisis de los países asiáticos o una recesión mundial— los pronósticos internacionales indican la persistencia de condiciones muy favorables para el desarrollo de importantes proyectos de petróleo y gas en Venezuela. Sin embargo, en lo que a proyecciones se refiere, la historia señala que se debe actuar con cautela. Una variedad de estudios estadísticos durante la última década, que incluyen los realizados por los economistas venezolanos Alejandro Grisanti y Roberto Rigobón, sugieren que ninguna variable es un buen predictor del precio del petróleo en el futuro. El mejor pronóstico del precio futuro resulta ser el precio de hoy que, como se sabe, no es muy útil. Las proyecciones de los organismos internacionales han resultado sistemáticamente erradas en el pasado y ha existido una tendencia a sobreestimar el precio futuro.

La experiencia indica que, ante las señales de precios altos, los mercados no dejan de actuar, al menos a mediano plazo. Y esto ocurre tanto por la vía de la demanda, con un aumento de la eficiencia energética, como por la vía de la oferta, con el desarrollo de sustitutos y nuevas inversiones en exploración y producción. En cuanto a la oferta, ya empiezan a observarse señales de esta reacción. En Canadá, por ejemplo, con la explotación de las arenas bituminosas,

existe la posibilidad de una nueva fuente de oferta que redefiniría la geopolítica del negocio por varios años, como lo hizo el Mar del Norte durante el anterior auge de precios. Asimismo, China redujo su tasa de crecimiento de consumo energético en 2006.

El negocio petrolero en Venezuela

Debido a la falta de información oportuna, detallada y auditada sobre la producción y las cifras financieras de la industria petrolera nacional, resulta difícil evaluar el estado actual de este sector. Sin embargo, la información disponible del Banco Central de Venezuela indica que, a precios reales, el país experimenta el mayor auge del ingreso petrolero de toda su historia. Si bien los precios reales de la cesta venezolana no alcanzan las magnitudes del pasado, la producción actual es significativamente superior a la del auge de los setenta y principios de los ochenta.

Según las autoridades del Ministerio de Energía y Petróleo la producción venezolana de crudo promedia más de 3,2 millones de barriles diarios (mmbd), mientras que la mayoría de los analistas internacionales la ubica en 2,6 mmbd. Durante el último año la explotación de la Faja del Orinoco se ha incrementado por encima de 0,6 mmbd, pero la extracción de crudo convencional ha declinado, de manera que no se ha logrado aumentar la producción total, como estaba previsto. De lo producido, el mercado interno consume más de 0,6 mmbd, lo que debe sustraerse para obtener el excedente

Los pronósticos internacionales indican condiciones muy favorables para el desarrollo de importantes proyectos de petróleo y gas en Venezuela

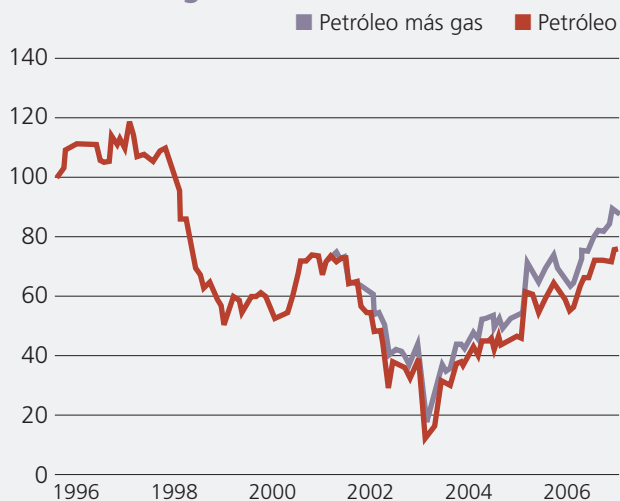
que se exporta. Para la salud financiera de la industria resulta muy negativo que en el mercado nacional el crudo se venda al equivalente de ocho dólares por barril aproximadamente, cuando el precio de exportación supera los cincuenta dólares. Esta realidad comercial genera pérdidas contables y un gigantesco costo de oportunidad que equivale a un subsidio de más de diez mil millones de dólares al año.

Según Petróleos de Venezuela S.A. (Pdvs), la empresa está destinando más de seis mil millones de dólares anuales a gasto social, cifra muy superior a la que dedicó en el pasado (en promedio, inferior a los 300 millones de dólares anuales). A pesar del pico histórico del ingreso petrolero, las pérdidas en el mercado interno, el aumento de los costos de producción, los convenios de suministro en condiciones preferenciales y el significativo aporte a los gastos sociales y de infraestructura, han generado preocupación sobre la capacidad de la empresa estatal para, como está previsto, acometer las inversiones necesarias para aumentar la producción. En

la actualidad, la inversión en exploración y producción es inferior a la de los años noventa, que permitió una rápida expansión de la producción, tanto en Pdvsa como en los convenios operativos, y el inicio de los proyectos de la Faja. Adicionalmente, la inversión petrolera total se ubica también por debajo de la inversión realizada entre 1996 y 2002, cuando se construyeron los mejoradores de crudo de la Faja.

Un buen indicador de la inversión en exploración y producción de la industria petrolera nacional es el número de taladros activos en la explotación de petróleo y gas. Después de la huelga petrolera de 2002-2003, durante la cual el número de taladros activos cayó a un mínimo, la inversión se ha venido recuperando. Para mediados de 2006 había casi noventa taladros activos. Esto indica que en los últimos dos años ha habido un incremento importante de la inversión en exploración y producción, y aunque se han superado las magnitudes de 1999-2002, aún no se han obtenido las logradadas en la década pasada. Sin embargo, el incremento de la inversión no se corresponde con la producción actual. Esto indica que buena parte del crecimiento de la inversión ha servido sólo para compensar la declinación natural de los yacimientos. Para aumentar la producción es necesario incrementar significativamente el número de taladros en operación.

Taladros operativos en la industria petrolera venezolana, enero 1996-agosto 2006



Fuente: Baker Hughes: «Baker Hughes Rig Count». <http://www.bhinet.com/investor/rig/index.htm>. Agosto 2006.

Pdvsa y sus aliados: los cambios institucionales

A lo largo de 2006 han ocurrido importantes cambios institucionales en el sector. Los 33 convenios operativos, mediante los cuales empresas privadas operaban campos maduros y entregaban el crudo a Pdvsa, han sido cancelados y transformados en una nueva figura jurídica: las empresas mixtas. Antes, con los convenios operativos, las empresas privadas obtenían una compensación por barril adicional y

por los costos de producción; ahora, las empresas mixtas están bajo el control de la estatal petrolera, que tiene sesenta por ciento o más del capital accionario. En 2005 esos convenios aportaban aproximadamente 0,6 mmbd de la producción. Además de la creación de 22 nuevas empresas mixtas, Pdvsa asumió el completo control de siete de estos proyectos, dos de ellos particularmente rentables y anteriormente operados por las compañías europeas Eni y Total, que decidieron no firmar el contrato de las empresas mixtas en el tiempo establecido por las autoridades.

La figura de empresa mixta, de acuerdo con el régimen establecido por la Ley de Hidrocarburos de 2001, constituye una significativa modificación de las condiciones existentes en los contratos que se firmaron durante la apertura petrolera. Con respecto a los convenios operativos, los nuevos contratos disminuyen de manera significativa el valor presente neto remanente para las empresas, pues la nueva estructura implica un aumento significativo de la participación del Estado en las ganancias.

Las autoridades justificaron estos cambios de la estructura de negocios en la industria petrolera basados en la ilegalidad de los convenios operativos y en la necesidad de acogerse al nuevo régimen legal establecido por la Ley de Hidrocarburos vigente. En términos prácticos, la re-negociación de las condiciones fiscales fue posible debido a un escenario de precios muy superiores a los prevalecientes cuando se firmaron los convenios, que generó ganancias superiores a las esperadas. Adicionalmente, el hecho de que las empresas privadas hubieran inmovilizado importantes inversiones (costos hundidos) implicaba que la decisión de retirarse del proyecto podía significar una pérdida mayor, en valor presente neto, que la derivada de continuar operando en las nuevas condiciones. Las dificultades que surgieron en las negociaciones para la migración a empresas mixtas pospusieron ciertas inversiones en estos proyectos, que disminuyeron la producción en unos cien mil barriles diarios.

A los cuatro megaproyectos de la Faja del Orinoco se les aumentó anticipadamente la regalía de uno por ciento a 16,6 por ciento, prevista en la Ley de Hidrocarburos vigente cuando se firmaron esos contratos. Adicionalmente, se les asignó la regalía vigente en la actualidad, de 33,3 por ciento, para la producción excedente a la aprobada originalmente. Luego se aumentó el impuesto sobre la renta de 34 a 50 por ciento. Finalmente, en cuanto a los proyectos de la Faja, se ha anunciado la necesidad de migrar a la figura de empresas mixtas con la participación mayoritaria de Pdvsa, igual que sucedió con los convenios operativos, lo que implica un incremento de la tasa de regalía conforme a la ley vigente. En este caso, una vez más, los precios actuales dan margen para convenir nuevas condiciones fiscales, y los enormes costos hundidos otorgan gran poder de negociación al Estado.

En vista del incremento de precios, el hecho de que los contratos de la apertura petrolera no tuvieran condiciones fiscales progresivas —es decir, que establecieran un incremento de la participación del Estado en las ganancias a medida que el precio del petróleo aumenta y, consecuen-

temente, los ingresos— hacía necesaria una renegociación de los tributos. Sin embargo, el reto que enfrenta la estatal petrolera venezolana radica en que los cambios institucionales realizados no se traduzcan en menos confianza por parte de sus socios. Una percepción de riesgo mayor podría limitar en el futuro las inversiones privadas y la capacidad de negociación del Estado en nuevos proyectos. Además, si el precio del petróleo cae por debajo de 25 dólares, las condiciones fiscales del nuevo régimen posiblemente serían demasiado onerosas, y la necesaria inversión pública y privada se haría inviable.

El plan de inversiones

El gobierno nacional ha anunciado un plan de inversiones llamado «Plan Siembra Petrolera», que contempla un aumento de la producción hasta 5,8 mmbd para el año 2012. Este significativo incremento se lograría fundamentalmente con un aumento de la producción propia de Pdvsa hasta cuatro mmbd y con nuevos proyectos de la Faja del Orinoco

La figura de empresa mixta implicó una disminución importante del valor presente neto remanente para las empresas y un aumento significativo de la participación del Estado en las ganancias

que dupliquen la producción actual (es decir, que agreguen 0,6 mmbd). Las empresas mixtas y los cuatro proyectos actuales de la Faja seguirían aportando un monto de producción similar al de hoy.

La inversión total prevista supera los 56 mil millones de dólares: cerca de setenta por ciento sería aportado por Pdvsa y el resto por sus socios. Esta cifra implica un aumento muy importante de las inversiones, que sólo sería posible con un mercado petrolero de precios elevados, una restricción del crecimiento de los aportes sociales de Pdvsa y una limitación de los subsidios al mercado interno. De lo contrario, se requerirá una participación mucho mayor de las empresas privadas en la inversión. Además de los recursos financieros, es necesario contar con recursos humanos y tecnológicos adicionales, de los cuales carece la empresa estatal luego de la crisis de los últimos años.

Con el régimen legal actual una inversión privada mayor sería posible si se flexibiliza la figura de empresas mixtas, se consolida el marco institucional y se promueven asociaciones en nuevos proyectos para la Faja del Orinoco y para la explotación de crudo convencional, que Pdvsa desarrolla actualmente por cuenta propia. El Estado ha hecho algunos

anuncios recientes en ese sentido y ha propuesto asociaciones con empresas de países cercanos a su estrategia geopolítica. Sin embargo, es imperativo actuar con cierta urgencia, si no se quieren desperdiciar las magníficas oportunidades de desarrollo que ofrece el mercado petrolero mundial. Más allá de las consideraciones geopolíticas, es preciso que los socios sean capaces de aportar el capital, el conocimiento, la tecnología y los recursos humanos necesarios.

Los retos de la industria petrolera venezolana

Aunque no se analizaron áreas clave del negocio petrolero, como la refinación, el mejoramiento de crudos o el gas natural, con los elementos presentados se pueden formular algunas conclusiones. En primer lugar, la oportunidad de un mercado petrolero tan favorable debe ser aprovechada para ejecutar proyectos muy rentables y de mucho interés estratégico, que permitan cumplir la meta de incrementar la producción propuesta por el Estado. Aun si no se alcanza esa meta, que luce ambiciosa, es urgente incrementar la inversión para revertir los signos de declinación que se observan en muchas áreas de producción tradicional. Para aumentar significativamente la inversión petrolera es necesario establecer asociaciones para obtener capital, recursos humanos y tecnología.

En segundo lugar, para que el desarrollo del sector sea viable a largo plazo, hay que consolidar un marco institucional creíble y con algún grado de flexibilidad fiscal. Esto es válido tanto para el sector privado como para el estatal. El sector privado ha sufrido un incremento de los impuestos que son asimilables con los precios de hoy, pero que no lo serían con precios menores. En contraste, Pdvsa paga menos impuestos con la Ley de Hidrocarburos de 2001 (cuando los precios superan unos quince dólares, paga una menor porción de su ganancia en tributos que lo que pagaría con la ley anterior). Sin embargo, las extracciones discrecionales de ingresos por parte del Ejecutivo han aumentado excesivamente, lo que dificulta la planificación financiera de la inversión a largo plazo.

Es de suma importancia actuar con cautela en el uso de los ingresos petroleros. Si bien se pronostica una era de precios altos, la planificación debe basarse en el supuesto de que los pronósticos tienden a equivocarse. La mayoría de los países exportadores (incluyendo a Rusia y los del Medio Oriente) y las grandes empresas del sector han sido mucho más cautelosos en la asignación de recursos durante este auge que en auges anteriores. La industria petrolera venezolana no debe olvidar las lecciones duramente asimiladas en el pasado. ■

Francisco J. Monaldi

Coordinador del Centro Internacional de Energía y Ambiente del IESA