



Última esperanza petrolera de Venezuela

Félix Rossi Guerrero*

En materia final, para concluir mis estudios de ingeniería petrolera, fue un curso muy satisfactorio de "Petroleum Geology" conducido por un excelente profesor (cuyo nombre ya no recuerdo) y tuvo lugar en el "Texas Institute of Technology" (o "Texas-Tech") en Lubbock, Texas, en el verano de 1953. Al terminar fui a despedirme; mi profesor preguntó si era mi intención regresar a Venezuela y al contestar afirmativamente me deseó buena suerte agregando que no sólo había petróleo en el Lago de Maracaibo. En Venezuela dijo, también existía algo conocido como "The Orinoco Tar Belt". Fue la primera vez que supe de la existencia de lo que podría ser la última esperanza petrolera de Venezuela, ahora llamada simplemente Faja del Orinoco.

PETRÓLEO CONVENCIONAL

Mi opinión no es unánime, estoy seguro. Un prominente y muy respetado geólogo de la *antigua* PDVSA afirmó hace unos años (*El Nacional*, 13/10/05) que todavía existían suficientes prospectos favorables de petróleo convencional que podrían permitir una producción de 5 millones de barriles diarios en el 2010. Esto se lograría instalando 150 taladros de perforación de desarrollo en oriente y occidente y 600 taladros pequeños de reparación y mantenimiento. Sugirió concentrar *una buena cantidad* de taladros en el Lago de Maracaibo de donde procedería

el primer millón de barriles. El otro millón provendría de los campos de Oficina, área de Anaco, norte de Monagas. Este cálculo no es una utopía, aseguró, pero agregando que la tasa de declinación natural de los yacimientos se había elevado de un 22% en 1999 hasta 30% por la caída de las inversiones y que existían problemas que no podían resolverse en un 10% de los 20 mil pozos existentes.

Ahora bien, la realidad ha sido otra. Los taladros en operación se han calculado entre 70 y 76 en el período 2004-2006 y sólo fueron de 30 y 45 en los años 2002 y 2003 como consecuencia de los sucesos políticos conocidos (*OPEC Statistical Bulletin*, 2006). Hay que recordar que existían 12.982 pozos productores en el país a fines del 2002, de los cuales 12.412 eran pozos de bombeo artificial y sólo 515 de flujo natural. A fines del 2006, el número de pozos fue de 14.048, de los cuales 660 fueron de flujo natural y la producción por pozo diaria fue de unos 200 barriles. Pero la huelga petrolera del 2002-2003 tuvo como resultado el abandono por un período prolongado de pozos viejos y de baja producción que necesitaban una atención casi diaria, que luego resultaron ser irre recuperables y que condujo a una pérdida de un potencial de producción quizás superior a 500 mil barriles diarios. Finalmente, la declinación natural mencionada de campos que están produciendo



Algunos atribuyen el descubrimiento de la Faja al pozo Canoa 1, perforado en 1936. Pero otras fuentes aseguran que desde la década de los años '20 se conocía su existencia.

desde hace 60 años o más (especialmente en occidente) no ha podido ser detenida y se ha acelerado. Se necesitan inversiones superiores a tres mil millones de dólares anuales para frenar la declinación natural que no parecen haberse realizado recientemente, lo que ha conllevado a otra pérdida adicional del potencial en un período breve.

La declinación natural de nuestros yacimientos de petróleo convencional ya no puede detenerse por completo, en mi opinión. Pero podría reducirse a un promedio de 5-7% con las inversiones necesarias, lo que equivaldría a unos 120 mil barriles diarios en base anual (suponiendo un potencial de petróleo convencional presente de unos 2 millones).

No obstante, esto no significa que la producción de petróleo convencional tenga que declinar obligatoriamente. A mediados de los años noventa, por ejemplo, se decidió reactivar la producción de 32 *campos marginales*, mediante la figura de *convenios operativos* (reduciendo la regalía al 1%) que resultó en una producción adicional sorprendente de hasta 400 mil barriles diarios —aún cuando el volumen procedente de estos campos probablemente ya está declinando (fue de 316 mil en el 2007).

Poco después, mediante los “Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas” se otorgaron ocho áreas para ser exploradas. En dos de estas, la zona de Tomoporo-La Ceiba al sureste del Lago de Maracaibo y el campo de Corocoro en el Golfo de Paria occidental, se descubrió petróleo *nuevo* en cantidades comerciales. El campo de Corocoro comenzará a producir este año a una tasa de 75 mil barriles diarios y se estima una producción máxima de 150-200 mil. Los dos campos de Tomoporo y la Ceiba —que algunos geólogos creen que podría ser un sólo yacimiento— podrían duplicar eventualmente

este volumen en base a las reservas descubiertas, pero su desarrollo ha sido demorado al modificarse la ley que obliga a PDVSA a poseer más del 50% de participación en la Ceiba. Se trata de pozos profundos pero estables, bastante prolíficos con petróleo de 24° API. Existen otras áreas con posibilidades: zonas profundas en el norte de Monagas y en el Lago de Maracaibo. Todo esto ayudará a mantener los niveles de petróleo convencional y podría hasta aumentarlos pero temporalmente y sólo de un modo marginal. Si Venezuela desea, en efecto, por lo menos aproximarse a la capacidad de producción de 5,8 millones de barriles diarios para el 2012 que ha sido públicamente anunciado, deberá recurrir a la Faja del Orinoco.

FAJA DEL ORINOCO

Algunos atribuyen el descubrimiento de la Faja al pozo Canoa 1, perforado en 1936. Pero otras fuentes aseguran que desde la década de los años '20 se conocía su existencia. En los años '30 se perforaron unos 45 pozos pero al conocerse que sólo se había descubierto bitumen con alto contenido de azufre y metales, la perforación fue descontinuada. Sin embargo, la existencia de la Faja o “Tar Belt” estaba confirmada y sus límites ya conocidos en 1951 como lo demuestra el mapa que aparece en el informe publicado por la Oficina Técnica de Hidrocarburos (del antiguo Ministerio de Minas e Hidrocarburos) luego de la Convención Nacional de Petróleo celebrada en Caracas en septiembre de ese año (página 144). El mapa indica que la Faja se extiende al norte del Río Orinoco y al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. En 1961, las antiguas Creole y Phillips desarrollaron una primera operación comercial en el campo Morichal al sur de Monagas que resultó ser de petróleo extra-pesado. Si bien no existe una diferencia química

ca, el petróleo extra-pesado es un líquido en el yacimiento mientras el bitumen natural es un sólido -mucho más difícil y costoso de producir. A partir de esta iniciativa, el antiguo Ministerio de Minas e Hidrocarburos (a través de la CVP, primera empresa estatal fundada el 19 de abril de 1960) inició un programa de perforación de 116 pozos hacia fines de los años '60 y principios de los '70 y calculó un volumen de petróleo *in situ* de 770 mil millones de barriles. Al nacionalizarse la industria, en 1975, el Ministerio cedió el desarrollo de la Faja a PDVSA que dividió unos 54 mil kilómetros cuadrados para sus cuatro compañías operadoras. Desde entonces se han perforado más de 1.000 pozos adicionales y el volumen de petróleo *in situ* alcanzaría una cifra casi astronómica de 1,2 mil millones de barriles.

Ahora bien, al tratarse en un 90% de petróleo no-convencional -es decir, con una gravedad inferior a 10°API (la gravedad del agua) que no fluye en la superficie y no tiene cabida en refinerías en su estado original- la estimación de cuál podría ser el volumen probado y recuperable con la tecnología disponible se complica. Dos publicaciones muy conocidas y respetadas *BP Statistical Review of World Energy, 2007* y *OPEC Annual Statistical Bulletin, 2006* han reportado reservas probadas y recuperables totales de Venezuela en 80 y 87 mil millones de barriles (que significarían una producción a la tasa actual por unos 85 años) sin diferenciarlas. Pero nuestro último *Petróleo y Otros datos Estadísticos, 2005* atribuyó a la Faja del Orinoco unos 36 mil millones de barriles y un total de 80 mil millones. Este total habría alcanzado 99 mil millones a fines del 2007 (*El Universal*, 2/4/2008).

Sin embargo, existen otras apreciaciones. Un expresidente de PDVSA (*El Nacional*, 22/1/06) escribió respecto a una “nueva

evaluación de la Faja con petróleo *in situ* de 1,2 mil millones de barriles y reservas recuperables estimadas de 270 mil millones ...”, pero sin definir que clases de reservas. Otra fuente (ver *Epílogo del Petróleo, 2007*, del economista Carlos Rossi), se refiere a “reservas probables y extraíbles de 236 mil millones de barriles” pero aplicando un factor de recobro del 20%, aproximadamente el doble de lo actual, que podría parecer generoso a un ingeniero de yacimiento. Artículos de prensa más recientes (*El Universal*, 10/2/08), citando fuentes de PDVSA, han mencionado “reservas estimadas” de 256 mil pero observando que no han sido aún “certificadas”. Esto último ha sido considerado innecesario por algunos tomando en cuenta el número de pozos ya perforados, los registros sísmicos y aéreo magnéticos realizados y la superficie ya dividida en cuatro grandes áreas, ahora con nuevos nombres: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. A título comparativo es interesante recordar que las reservas probadas y recuperables de Arabia Saudita, las más grandes del mundo, fueron calculadas en 264 mil millones de barriles para fines del 2006, de las cuales 70 mil millones todavía estarían en el famoso campo de Ghawar.

¿Es entonces, el petróleo de la Faja comparable al petróleo de Arabia Saudita? Solamente en teoría. El volumen probado y recuperable es inmenso en ambos casos. Aun asignando un factor de recobro conservador del 10% para el petróleo *in situ* de la Faja, una cifra de 120 mil millones de barriles de reservas probadas coloca a Venezuela sólo por debajo de Arabia Saudita si se añade a este total unos 40 mil millones de reservas de petróleo convencional. Pero existe una gran diferencia en los costos de un petróleo que en la superficie, a temperaturas normales y bajo presión atmosférica, deja de fluir o correr. Luego de experimentar al

respecto, la solución más económica resultó ser el envío de este petróleo extra pesado por oleoducto, en distancias cortas y con la ayuda de un diluyente (que luego sería recuperado y devuelto al yacimiento) a unos *mejoradores* que lo transformarían en *petróleo sintético*, no convencional, de 18-25 y hasta de 30° API.

La tecnología a este respecto es compleja y varía. Prefiero no extenderme demasiado pero implica inversiones mínimas de 4-5 mil millones de dólares para producir unos 100 mil barriles diarios que están sujetas a un flujo de caja negativo en los primeros años. Sin embargo, las economías de escala y los precios actuales garantizan ampliamente la recuperación de la inversión a mediano plazo. Por otra parte, el petróleo de la Faja está situado a profundidades muy accesibles (unos 3 mil pies) y los costos de producción han sido reducidos mediante la perforación de pozos horizontales y bombas electro-sumergibles. Aun así, una fuente (*El Nacional*, 14/10/07) estimó que el petróleo de la Faja necesita una inversión de 25-28 mil dólares por cada barril producido y mejorado; en Arabia Saudita, la inversión sería de unos 2 mil dólares. Otra fuente ha estimado el costo total (incluyendo costos financieros) para convertir un barril de petróleo de la Faja en un petróleo similar al crudo liviano de Arabia Saudita 34°, en 15 dólares por barril. El costo se reduciría a unos 9 dólares para elevar la calidad hasta 20-22° API. Pero el costo de producción del crudo Árabe Liviano se estima en sólo 2 dólares por barril.

* Ingeniero de Petróleo

NR: La segunda parte de este artículo será publicada en la edición del mes de agosto.