



¿Crepúsculo en el Desierto?

Félix Rossi Guerrero*

Un hijo mío me regaló, hace unos meses, un libro titulado *Crepúsculo en el Desierto* acompañado con un invitante subtítulo: “El próximo ‘Shock’ Petrolero Saudita y la Economía Mundial”. Y al dedicármelo escribió, quizás con algún sentido del humor: Espero que te guste, papá. A lo mejor puedes escribir otro libro bajo el título “Amanecer en el Orinoco”.

A veces sospecho que mis años de escribir libros ya pasaron. Pero mi interés por el petróleo persiste, y no he resistido la tentación de comentar este escrito basado en más de 200 informes sometidos en un período de unas cuatro décadas (pero la mayoría a partir de 1980) a la Sociedad de Ingenieros Petroleros, una organización de unos 65.000 miembros (un 50% estadounidenses) establecida en Texas desde los años 50. “Crepúsculo en el Desierto” no fue escrito por un ingeniero petrolero. Esto es evidente, leyéndolo; su organización deja mucho que desear; es repetitivo y algunas conclusiones aparentan ser precipitadas. Pero su enfoque general y la información que suministra es lo suficientemente abundante como para sembrar dudas respecto al futuro a mediano plazo de los yacimientos petroleros sauditas. Este hecho solamente, garantiza un precio de petróleo por encima de 50 o 60 dólares indefinidamente.

Este libro de Matthew Simmons, quien preside un banco de inversiones especializado en la industria energética, no pronostica un abrupto descenso en la producción saudita; tampoco una producción estable a corto plazo. Pero cuestiona las opiniones de algunos analistas que están apostando a

unos niveles de producción de 15-20 millones de barriles diarios por un largo tiempo indeterminado.

El libro observa lo siguiente:

1. Las cifras de reservas probadas pueden no ser exactas.
2. Los campos principales han alcanzado o están alcanzando su tope.
3. El contenido de agua en muchos yacimientos ha crecido con el consecuente descenso en la presión de fondo.
4. No han habido descubrimientos importantes desde 1970, con una sola excepción.

Antes de referirme, en detalle, a las observaciones del señor Simmons deseo recordar que la compañía Saudí-ARAMCO controla la producción de crudo de Arabia Saudita y está considerada entre las más eficientes del mundo. Nacionalizada a fines de 1979, no ha perdido el profesionalismo, la capacidad, los recursos tecnológicos y ni siquiera la mayor parte del personal que existía cuando sólo era la ARAMCO, y sus accionistas eran la Exxon (entonces Standard de New Jersey), Texaco, Chevron (entonces Standard de California) y Mobil. Claro, los jefes máximos ahora son sauditas y quizás no existe la comunicación y relaciones públicas de otras épocas. No obstante, recuerdo que la última vez que alguien expresó que Arabia Saudita podía producir hasta 20 millones de barriles diarios fue en los años 70, después del embargo petrolero árabe y probablemente por razones más políticas que técnicas. Luego, esta ‘meta’ no ha vuelto a ser mencionada y la producción máxima alcanzada en 1980 (9,9 millones) no se ha repetido hasta la fecha (fue de 9,2 en el 2005). Lo

más reciente que se ha dicho, por boca del respetado ministro del petróleo de este país, es que Arabia Saudita “aumentará su capacidad de producción hasta 11,5 millones para el 2006 y luego, gradualmente, hasta 12,5 para el 2010... El país podría llegar a una capacidad de 15 millones de barriles diarios para el 2020 (siendo esta) una hipótesis que está en estudio”.

1. RESERVAS

Se distinguen tres categorías: probadas (o recuperables), probables y posibles. Los ingenieros de yacimientos suelen ser conservadores y acostumbra a subestimar la primera categoría.

No es insólito que al profundizar el conocimiento de un reservorio, las reservas probadas puedan ser aumentadas, trasladándose un volumen de ‘probables’ a probadas. Pero lo opuesto también puede ocurrir: La aparición de agua en los pozos podría significar que el petróleo recuperable sea menor. Esto podría haber sucedido con el campo de Ghawar, cuyas reservas probadas fueron estimadas por la ARAMCO en 70 mil millones en 1970 y en 45 mil en 1977. El libro afirma que el “misterio” de las reservas petroleras probadas de Arabia Saudita comenzó en 1980 cuando la compañía fue nacionalizada, dejó de publicar las cifras “campo por campo” y aumentó el total de unos 100 mil millones de barriles (en 1977) hasta 150 mil millones. Luego ocurrió otro aumento de 100 mil millones en 1988 sin que se anunciaran nuevos descubrimientos. Las reservas probadas han continuado al nivel actual (unos 260 mil millones) por 17 años —a pesar de

haberse producido más de 46 mil millones de barriles. Arabia Saudita defendió sus cifras en septiembre del 2004 afirmando que las nuevas tecnologías, que incluyen, modelos de simulación de los yacimientos, han permitido calcular aumentos en el factor de recobro del petróleo in-situ (en Ghawar, habría sido calculado hasta en un 40%). Pero el autor cuestiona específicamente el aumento anunciado en 1988, al no existir, entonces, a nivel comercial, la tecnología actual.

Por mi parte deseo agregar que la década de los 80 fue el peor periodo, quizás, en la historia de la OPEP—algo que pude constatar personalmente en mi cargo como Gobernador de Venezuela ante la OPEP. La Organización se vio obligada a reducir su producción a la mitad en cinco años, de unos 30 millones en 1979 hasta 15 millones de barriles diarios en 1985 (Arabia Saudita descendió de 9,5 millones hasta 3,2; Venezuela de 2,3 hasta 1,5) mientras se trataba de frenar la caída de los precios. La producción estaba siendo prorrateada y se buscó una ‘fórmula’ para distribuir las cuotas (que nunca se puso en práctica) pero que tenía como principal “factor de peso” las reservas probadas. La búsqueda de esta fórmula pudo haber motivado a algunos países a revisar sus reservas y Arabia Saudita no fue el único; Irak aumentó sus reservas de 30 mil millones de barriles en 1980 hasta 100 mil millones en 1987, y lo hizo durante su guerra de ocho años con Irán; Kuwait respondió a esto con un aumento de 67 mil millones hasta 94... La verdad es que no debería culparse al Sr. Simmons si expresa ciertas dudas sobre las cifras de reservas “oficiales” publicadas.

2. CAMPOS PETROLEROS YA DESARROLLADOS.

La extraordinaria riqueza de los campos petroleros de Arabia Saudita es conocida. Se trata de yacimientos dotados de alta porosidad y fabulosa permeabilidad procedente, casi siempre, de una roca conocida como caliza (“limestone”) a una profundidad de unos 6 mil pies. El primer gran descubrimiento fue el campo Abqaiq, que comenzó a producir en 1946; En 1973, el campo llegó a su tope de 1 millón de barriles diarios y luego comenzó a descender pero aún producía 500 mil barriles diarios en el 2002 cuando se

calculó que se había extraído el 70% del petróleo recuperable. Pero el hallazgo más grande fue Ghawar, el yacimiento más colosal jamás descubierto—con reservas recuperables de 69 mil millones. Ghawar comenzó a producir en 1951, con pozos que inicialmente alcanzaron una tasa de 40.000 barriles diarios. Su producción fue calculada en 5 millones de barriles diarios en el 2003, aunque, su tope máximo habría sido de 5,7 millones en 1981. Otros grandes descubrimientos fueron los campos costa afuera, en el Golfo Arabe-Pérsico, de Safanylla y Berri (el primero con rocas de areniscas) descubiertos en 1951 y 1964, que comenzaron a producir en 1957 y 1971. Shaybah fue descubierto en 1968 pero mantenido “en reserva” y su producción recién comenzó en 1999.

Ahora bien, según un principio aceptado hace muchos años por los ingenieros de yacimientos, cuando un campo ha producido la mitad de su petróleo recuperable, el volumen se estabiliza y comienza a declinar. Este proceso, sin embargo, puede durar décadas y el descenso ser muy gradual—dependiendo de las características del yacimiento y de cómo ha sido explotado. Pero el grueso de la producción de Arabia Saudita, quizás un 70% procede de 4 o 5 campos que están produciendo desde hace 40-50 años, algunos de los cuales ya estarían declinando. Ghawar, sin embargo, se extiende por unos 250 kilómetros; la parte norte del reservorio podría estar alcanzando su tope pero los últimos 60 kilómetros, quizás un 20%, recién comenzarán a producir en julio de este año. El problema, según el autor, es que la parte sur de Ghawar presenta ciertas anomalías (algunos creen que se trata de otro campo) y no ha resultado tan óptimo.

También podrían hacerse algunas comparaciones con otros campos gigantes. Nuestro campo más prolífico históricamente, Lagunillas, fue descubierto en 1926 y producía 940 mil barriles diarios en 1971; según “Petróleo y Otros Datos Estadísticos”, su nivel fue de 190 mil barriles diarios en el 2003. El gran yacimiento de Romashkino, en Rusia, comenzó a producir en 1949 y alcanzó su tope de 1,6 millones en los años 70; pero había bajado a 200 mil barriles diarios en 1998. El campo de Cantarell, en México, fue descubierto en 1975 y gracias a un

agresivo programa de recuperación terciaria con inyección de gas-nitrógeno produjo 2 millones de barriles diarios en el 2003; pero se anticipa un descenso a partir de este año y un nivel de 600 mil barriles en el 2009. Los yacimientos del Mar del Norte, Brent y Forties, comenzaron a producir a mediados de los años 70, alcanzaron su tope en unos 10 años hasta unos 500 mil barriles diarios, pero en el 2001 estaban produciendo por debajo de 100 mil barriles diarios.

Según algunos ingenieros, citados por el autor, la nueva tecnología ha logrado provocar tasas más aceleradas de producción pero, al alcanzar el yacimiento cierta madurez, también se induce una declinación más rápida. Ghawar, desde luego, es clase aparte, pero está produciendo desde hace 56 años...

3. CONTENIDO DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS

Agua y gas se producen junto al petróleo normalmente. Para esto existen grandes y costosas unidades en la superficie que “separan” al petróleo. Entre los cambios de los últimos años en las técnicas de perforación, están los llamados pozos horizontales y multilaterales (equipados con bombas sumergibles de máximo contacto con el yacimiento) que han sustituido los pozos verticales tradicionales para reducir la producción de agua. Según el autor de este libro, el contenido de agua en Ghawar aumentó de 26% en 1983 hasta 36% en 1999. Sin embargo, la perforación de pozos horizontales estabilizaron el contenido de agua a partir del año 2000 en 33%. Este último porcentaje parecería razonable pero también significa que Ghawar debe manejarse con cuidado y que otro aumento brusco en la producción no sería recomendable porque se correría el riesgo de “ahogar” el yacimiento. Esto se debe a que Ghawar fue objeto de un intenso programa de inyección de agua muy temprano (a comienzos de los años 60) para mantener la presión de fondo del yacimiento. El programa fue todo un éxito pero el volumen de agua inyectado (junto a un acuifero natural existente) podría avanzar hacia los pozos si estos son exigidos con más fuerza. Se sabe que las formaciones de caliza son traicioneras; pueden ser muy productivas y el factor de recobro del petróleo

existente puede alcanzar un 35 o 40%; pero también pueden declinar rápidamente por las fisuras inherentes de esta formación que favorecen la producción de petróleo pero también facilitan la invasión de agua.

Esto último habría sucedido con el campo de Berri, cuya zona productiva costa-afuera fue descubierta en 1967. La producción alcanzó 300 mil barriles diarios en 1972 cuando se observó una fuerte baja en la presión de fondo. Un programa agresivo de inyección de agua se inició en 1975 y la producción aumentó hasta 800 mil barriles el año siguiente. Pero en 1977 se detectó un aumento en el contenido de agua en los pozos que se sostuvo en un 20% por un tiempo. Para 1990, sin embargo, un 25% de los pozos fueron cerrados por la invasión de agua y la producción descendió en un 40%: no obstante los esfuerzos de Saudí-ARAMCO (que contrató a la Mobil Exploration para un estudio exhaustivo) se concluyó que sólo 21% del petróleo in-situ sería recuperado y que Berri podría considerarse un campo “maduro” luego de producir por 30 años.

No existe una “regla” de cuando debe cerrarse un pozo por contenido de agua. Esto depende de numerosas variables incluyendo el precio del petróleo y el costo en separar y tratar el agua. Pero, en general, no puede pretenderse que un pozo con un contenido de agua superior al 50% pueda aumentar su producción aún cuando podría mantenerla por años. Por ejemplo, el contenido de agua en los pozos del campo de Daqing (China) ha llegado al 90%, así como en los llamados “pozos marginales” de Texas (que producen menos de 10 barriles diarios). Pero la producción de Daqing ha sido mantenida casi estable en 1 millón de barriles diarios perforándose más y más pozos de desarrollo cada vez menos espaciados. No obstante, todo tiene un límite y se estima que el volumen podría reducirse en un 40% para fines del 2007. La práctica de inyectar agua casi al comenzar el desarrollo de un yacimiento ha acelerado la producción en Arabia Saudita; una vez que ésta ha alcanzado su máximo, sin embargo, los niveles han descendido más rápidamente y la recuperación final del petróleo in-situ podría hasta ser menor por no haberse controlado con más cautela. Esto también habría sucedido

con los campos del Mar del Norte. Lo que ha prolongado la vida de los campos de Arabia Saudita pudo haber sido la baja en la producción ocurrida, por razones de mercado, en los años 80.

4. ¿FIN DE LOS DESCUBRIMIENTOS?

Al conversar sobre los campos de Arabia Saudita con un antiguo compañero de trabajo de PDVSA y ex ministro de Minas e Hidrocarburos, éste me comentó que Arabia Saudita aún no había sido mayormente explorada. Pero el libro de Simmons asegura que Saudí-ARAMCO realizó un intenso programa exploratorio durante los años 90 y comienzos del 2000. En el 2003, por ejemplo, el número de pozos exploratorios y de desarrollo aumentaron hasta unos 300 y el presupuesto por este concepto creció hasta 2,7 mil millones de dólares para el 2005. Los resultados habrían sido modestos a pesar de haberse utilizado una tecnología mucho más sofisticada que aquella que condujo a los grandes descubrimientos que culminaron en 1968. Los únicos campos importantes, descubiertos en 1988, están en la llamada “Hawtah Trend”, no lejos de Riyadh, que comenzaron a producir en 1994 pero los pozos experimentaron al poco tiempo un fuerte aumento en el contenido de agua. Shaybah, en cambio, descubierto en 1968 (“El último de los grandes campos gigantes”) recién comenzó a producir en 1999, en parte debido a su extrema posición geográfica (en el llamado “Empty Quarter”, no lejos de la frontera con los Emiratos Arabes). Se trata de un yacimiento complejo pero sus reservas probadas han sido estimadas en 13 mil millones de barriles y su producción máxima en 500 mil barriles diarios. Según el autor de este libro, sólo quedarían tres áreas por explorar en Arabia Saudita: La parte meridional del “Empty Quarter”; la zona situada cerca de la frontera con Irak; y las formaciones costa-afuera, profundas en el Mar Rojo. Pero la posibilidad de descubrir otro “gigante” parecería remota.

CONCLUSIONES

Me encuentra en nuestra embajada en Washington D.C., en agosto de 1974, desempeñando el cargo de Ministro Consejero (Asuntos Petroleros) cuando el Comité de relaciones Exte-

riores del Congreso presidido por el entonces senador Frank Church citó un testimonio de un ingeniero de la Standard Oil de California (ahora Chevron). Según esta opinión, el embargo petrolero y el consiguiente descenso en la producción había “salvado” a la ARAMCO, “que en el otoño de 1973 enfrentó problemas importantes en reducción de la presión de fondo de los yacimientos”. El comité reveló que según un estudio de la Standard de California, la producción de Arabia Saudita alcanzará un máximo de 13,5 millones de barriles diarios (ver Diario de un Diplomático Petrolero del que escribe, página 118). Parece asombroso, pero este pronóstico de hace 32 años podría eventualmente concretarse.

Ahora bien, sorpresas geológicas pudieran aún ocurrir también con la ayuda de nuevas tecnologías que hacen posible descubrimientos en áreas no accesibles con anterioridad y aumentan el factor de recobro del petróleo in-situ. Al fin y al cabo, quién hubiera pensado que, en Venezuela se descubriera un campo con un potencial de 500 mil barriles diarios (El Furrial), unos 50 años después de haberse iniciado la era petrolera. Pero el petróleo, como repetía el Dr. Juan Pablo Pérez Alfonzo, sigue siendo un recurso no renovable: los yacimientos decaen y algunos ahora, hasta con más rapidez debido, irónicamente, a las nuevas tecnologías. Nadie puede afirmar con seguridad que Arabia Saudita jamás llegará a producir 15 o 20 millones de barriles diarios. Lo más probable, sin embargo es que este país —con yacimientos ya maduros— aumente gradualmente su producción por unos pocos años hasta llegar a estabilizarse, a menos que ocurran otros grandes descubrimientos. Pero el mundo actual necesita de algo más. La demanda futura seguirá aumentando a una tasa de 1-1,5 millones de barriles diarios todos los años por unos 15-20 años y se necesitará un gran esfuerzo para satisfacerla. La contribución de Arabia Saudita continuará siendo fundamental pero no suficiente. Claro está, si cae la noche en el desierto pudiera que amanezca en otra parte... ¿Podría amanecer en el Orinoco? Esto podría ser motivo de otra historia...

*Ingeniero petrolero.