

Los casos de Irán, Venezuela, Kuwait y Rusia

## ¿Vidas paralelas?

Félix Rossi Guerrero\*



En lo que a Venezuela se refiere, habría que preguntarse por qué los niveles de producción que descendieron a partir del 2002 han continuado reduciéndose y alcanzado sólo 2,4 millones de barriles diarios en el 2010 (según *BP Statistical Review*), es decir una reducción del 22%

Existen cuatro grandes productores de petróleo cuya producción experimentó altibajos importantes. Entre esos países se encuentra Venezuela. En general, esto no sucede: la producción aumenta según las reservas y los descubrimientos hasta llegar a un tope, luego permanece un tiempo en este nivel (que puede ser largo) hasta comenzar un paulatino descenso que puede ser más o menos acelerado según la tecnología utilizada durante la vida productiva del yacimiento. Esto ha sucedido en el Mar del Norte; está sucediendo en México, Estados Unidos y otros países.

En el caso de Irán, la turbulencia política que sacudió al país con la caída del Sha, a comienzos de 1979, y la salida masiva de los trabajadores petroleros de los campos, redujeron la producción que había promediado por encima de 5 millones de barriles diarios en el período 72-78 a sólo 1,5 millones en 1980, provocando una explosión en los precios. Los niveles fueron recuperándose hasta unos 3 millones (1990) y cerca de los 4 millones a partir del 2005; treinta años después, no han regresado a las cifras de los años setenta. Esto último no ha sido por falta de recursos: sus reservas probadas fueron estimadas en 93 mil millones de barriles en 1989 y en 137 mil millones para fines del 2010 (*BP Statistical Review*) y la relación reservas-producción (R/P) en 88 años (es decir, el tiempo que las reservas durarían si la producción continuara al mismo nivel). Debe recordarse, sin embargo, que las presiones político-económicas sobre Irán ejercidas por Estados Unidos principalmente, obligaron a que muchas compañías petroleras se retiraran de proyectos importantes programados. Este tipo de *sanciones económicas* ha continuado hasta la fecha y hasta se ha intensificado con el tiempo, perjudicando la recuperación de la industria petrolera de ese país.

El caso de Venezuela se asemeja sin ser igual. La producción fue calculada (*BP Statistical Review*) en 3,1 millones de barriles diarios en el 2001 y descendió hasta 2,6 millones en el 2003 (durante los primeros meses fue de 1,2 millones)

a raíz de la recordada huelga petrolera. Para el 2005 se había recuperado hasta 2,9 millones, pero luego se inició otra baja estabilizándose en 2,5 millones de barriles diarios hasta la fecha. Se ha publicado que existían unos 15 mil pozos productores en el año 2001 pero sólo 6 mil 928 en el 2002. La producción involucrada procedía de pozos que estaban activos desde siete u ocho décadas, pozos viejos de crudo pesado, de baja productividad –cuya presión de fondo fue drásticamente afectada provocando una invasión de arena– colapsaron por falta de mantenimiento al ser abandonados por un par de meses, y no pudieron ser recuperados (además, el precio del petróleo tipo Bachaquero de 17°, era de catorce dólares en el 2002).

La recuperación en los niveles de producción en Venezuela hasta el 2005 y, luego, en nuevo descenso, podría explicarse por la necesidad de recuperar ingresos perdidos debido a la huelga, estimulando la producción en otros campos que, más tarde, debió ser reducida por razones técnicas. Sin embargo, el aumento dramático de los precios a partir del 2003 (se triplicaron en el período 2002-2007) debió haber generado suficientes fondos para realizar una mayor actividad en la perforación de pozos de desarrollo y/o recuperación secundaria que permitiera regresar, por lo menos, al nivel de producción del año 2001. Tampoco en este caso hubo una escasez de recursos: Al incorporarse la Faja del Orinoco, las reservas probadas aumentaron (según BP) de 77 mil millones de barriles (1999) hasta 211 mil millones en el (2010) y la relación R/P fue calculada en 234 años.

Kuwait podría ser otro ejemplo de lo que puede suceder con la producción cuando ocurre algún acontecimiento imprevisto. Su característica principal está en su riqueza petrolera. El campo de Burgan, al sur del país, está conside-

rado como el segundo yacimiento más grande del mundo (luego de Ghawar, en Arabia Saudita). Descubierta en 1938, este campo debió esperar el fin de la Segunda Guerra Mundial y sólo comenzó a producir en el verano de 1946. Burgan se destaca por la altísima porosidad y permeabilidad de sus arenas y un poderoso empuje de agua que permite un alto factor de recobro. Cuando se determinaron los límites del yacimiento –cuatro años después– se habían perforado unos cien pozos y ninguno había resultado seco. Hacia fines de los años setenta la producción por pozo fue calculada en 6 mil barriles diarios siendo controlada por un regulador (o *choke*); de haberse removido la cabeza de pozo (*well head*), la producción ha podido ser hasta cinco veces más alta. Más tarde se descubrieron tres yacimientos más pequeños en Kuwait pero, unos cincuenta años después, la producción por pozo de un petróleo liviano, de 31° API, aún promedia unos 2 mil 300 barriles diarios. Casi todos los pozos son de flujo natural y 70% del total de la producción petrolera del país aún procede de Burgan.

Pero este pequeño país de unos 18 mil km<sup>2</sup> y menos de 3 millones de habitantes (protectorado inglés desde los años veinte que obtuvo su independencia en 1961) fue ocupado en agosto de 1990. Sin embargo, la ocupación duró sólo unos meses. Un ejército multinacional (90% estadounidense) expulsó a Irak de Kuwait en enero de 1991. Justo antes de retirarse, el ejército iraquí decidió incendiar unos 800 pozos. La producción que había promediado 1,3 millones de barriles diarios en 1989 descendió a 860 mil en 1990 y a 185 mil en 1991. A pesar de que la Kuwait Oil Co. contrató, de inmediato, diez equipos internacionales para trabajar en diez pozos simultáneamente, se aseguraba que sería imposible que Kuwait pudiera volver a producir a los niveles anteriores a la invasión y que podrían necesitarse tres años para apagar o controlar todos los pozos. También se dijo que las reservas de Burgan no serían recuperables en 20% por la invasión de agua. La realidad ha sido diferente: para 1992 la producción había regresado al nivel de 1989; de allí en adelante ha seguido aumentando hasta alcanzar 2,5 millones de barriles diarios en el 2009 (se proyecta una capacidad de 3 millones para el 2015). En relación a las reservas probadas y recuperables (calculadas en 97 mil millones en 1989, según BP), se estiman en 102 mil millones de barriles para fines del 2010, con una relación reservas-producción de 111 años.

Desde un punto de vista volumétrico, podría decirse que el colapso más impresionante en la producción petrolera de un país ocurrió en Rusia hacia finales de los años ochenta y comienzos de los años noventa al dividirse la Unión Soviética en quince distintas repúblicas. Rusia,





históricamente, había producido 90% de lo que era la Unión Soviética o unos 11 millones de barriles diarios en 1989, procedentes de unos 90 mil pozos productores. Durante los diez años siguientes se cerraron 25 mil pozos y la producción bajo a 6 millones en 1999. Las razones fueron varias: las reformas iniciadas por Mijaíl Gorbachov en 1986 dismantelaron una parte de las instituciones políticas y económicas de la ex Unión Soviética comenzando un período de caos político y económico que empeoró al llegar Boris Yeltsin a la presidencia en 1991. Una privatización realizada sin un marco legal y distinguida por una profunda corrupción, entregó un gran número de instituciones petroleras del Estado a inversionistas de dudosa reputación y a especuladores quienes se aprovecharon de la insolvencia, deudas y déficits del gobierno para comprar compañías a precios irrisorios. La industria petrolera que de por sí estaba utilizando una tecnología anticuada deteriorando los yacimientos y sobre produciéndolos (el *water-cut* o porcentaje de agua había llegado a 76%), casi se paralizó hasta la llegada al poder de Vladimir Putin en el año 2000. En ese año se inició un aumento sostenido: la producción fue de 7 millones en el 2001 y avanzó hasta superar 10 millones de barriles diarios en el 2010.

La recuperación de la producción se debió, en parte, a que los trabajadores regresaron a los pozos abandonados, perforaron otros y, especialmente, a que se contrataron empresas de servicio internacionales en la perforación y producción. Esto permitió utilizar una tecnología avanzada de modo que el factor de recobro en los yacimientos aumento de 9% hasta 26% sin la necesidad de nuevos descubrimientos. Ahora bien, un veterano y respetado geólogo ruso afirmó hace unos años (*El Nacional*, 4/5/06) que la producción de crudo debía estabilizarse al nivel de unos 10 millones de barriles diarios hasta el año 2020 –lo que habría sido aceptado por el gobierno (ver Agencia Internacional de Energía (AIE), noviembre y diciembre 2010). Pero la llamada Federación Rusa es un país gigantesco y

sólo hace poco ha comenzado la exploración en Siberia Oriental y la región de Vankor. También se han descubierto yacimientos en Trebs y Titov (La Federación Rusa tiene una superficie de 17 millones de km<sup>2</sup>, el doble de Brasil). Más recientemente se ha anunciado una posible asociación de la estatal Rosneft con British Petroleum para comenzar la perforación en el Mar de Barents, en el Ártico, cuya geología parece prometedora y en el Mar de Kara donde se han estimado reservas de petróleo de 35 mil millones de barriles. Ciertamente, existen campos en Siberia Occidental y la región del Volga-Urales con yacimientos en declinación pero abundan las perspectivas de otros descubrimientos: las reservas probadas fueron estimadas en 59 mil millones de barriles en 1999 y en 74 mil millones para el 2009. Pero una firma auditora cree que podrían llegar hasta 150 mil millones incorporando reservas probables y posibles.

### CONCLUSIONES

Los cuatro países mencionados tienen algo en común: productores importantes de petróleo donde hubo interrupciones en la producción como consecuencia de serias alteraciones, en general, de tipo político; pero con una excepción lograron regresar a sus niveles de producción pre-crisis. Fueron ayudados, sin duda, por los aumentos en los precios y por la abundancia de sus reservas en los yacimientos que han aumentado con los años.

Desafortunadamente, la única excepción ha sido Venezuela. Habría que preguntarse por qué los niveles de producción que descendieron a partir del 2002 han continuado reduciéndose y sólo fueron 2,4 millones de barriles diarios en el 2010 (según *BP Statistical Review*), una reducción del 22%. No pudieron existir problemas de financiamiento cuando los precios se triplicaron en el período 2002-2007; no fue por falta de recursos cuando las reservas probadas aumentaron de 77 mil millones hasta 211 mil millones. Más bien pareciera obvio que los ingresos no se utilizaron en la industria petrolera y fueron desviados para otros fines. ¿Fue esta una decisión correcta?

\* Ingeniero de Petróleo.