

Declinación natural de los yacimientos del petróleo

# El rostro diferente de lo inevitable

Félix Rossi Guerrero\*



Habría que preguntarse cuál sería la mejor forma para producir un yacimiento petrolero. La respuesta no es fácil y depende de una serie de circunstancias que pueden hasta sobreponerse a aspectos técnicos y económicos. Sin embargo, se ha establecido que los operadores pueden acelerar una declinación

A mediados de los años ochenta, me encontraba en PDVSA preocupado con los bajos precios del petróleo y la *competencia* procedente de otros países productores. Pertenecía, entonces, a un grupo de *reflexión* o (*Think Tank*) y tenía contactos con otros petroleros de compañías en actividades similares. Un representante del Grupo Shell me hizo, entonces, la observación siguiente: “Los productores no-OPEP están debilitando los precios pero su impacto está llegando a su fin... a partir del año 2000, todos los aumentos en la producción procederán desde la OPEP”. El pronóstico no fue exacto pero sólo por unos años. En efecto la producción no-OPEP llegó a su punto máximo en el 2006-2007 y se anticipa que permanecerá más o menos estable por un tiempo, antes de comenzar su descenso. No obstante tres grandes descubrimientos ocurridos en Kazakstán, aguas profundas de Brasil y la bahía de Bohai (China) –que comenzarán a producir a comienzos de la próxima década– el *petróleo nuevo* sólo compensaría, en parte, la declinación natural de viejos yacimientos.

“La producción de un yacimiento comienza a descender cuando un 50% del petróleo recuperable ha sido producido”, dice la teoría que originó el geólogo M. King Hubbert en 1956. Pero esta hipótesis no es necesariamente válida puesto que los ingenieros y los geólogos son casi siempre conservadores y tienden a subestimar el volumen existente e ignorar la posibilidad de un futuro aumento en el *petróleo recuperable*. ¿Cómo puede asegurarse entonces, si la *mitad* ya ha sido producida? Por ejemplo, cuando este servidor concluyó sus estudios al comienzo de la década de los años cincuenta, el factor de recobro promedio recuperable se calculaba en un 20% ; actualmente se estima entre 30 y 40%. Esto es lo que ha permitido que las reservas recuperables de petróleo convencional hayan aumentado de 998 mil millones de barriles en 1988 hasta 1.258 mil millones a fines del 2008)<sup>1</sup> (suficientes para producir a la misma tasa del año pasado por otros 42 años) a pesar de que los nuevos descubrimientos no han compensado el

volumen de petróleo producido. El caso de Rusia lo demuestra: la producción aumentó en unos 4 millones de barriles diarios en los últimos 10 años sin necesidad de nuevos descubrimientos y sólo mejorando el factor de recobro, de un 9% hasta un todavía modesto 20%.

Ahora bien, la Agencia Internacional de Energía (marzo 2008 y otros) ha calculado la declinación natural “neta” de los campos no-OPEP en 4-5% anual, lo que incluye yacimientos que no están declinando (la tasa de declinación aumentaría a 7,7% si se consideraran sólo campos en descenso). Una reducción de 4-5% anual equivaldría a un volumen alarmante de unos 2 millones de barriles diarios –pero se trata de un cálculo teórico que no se ha hecho evidente estadísticamente si bien no puede descartarse a largo plazo– puesto que el petróleo es un recurso no renovable, preceder y todos los yacimientos comienzan un período de declinación hasta que ya no resulta económico producirlos.

Sin embargo, este período puede variar considerablemente. Puede depender de las características originales desde un punto de vista geológico (porosidad y permeabilidad de las rocas; espesor de las arenas, empuje de agua, presión de fondo etc. , etc.); de cuales han sido las tecnologías utilizadas durante la vida productiva del campo (recuperación secundaria, perforación horizontal, recuperación terciaria, etc.) En el pri-

mer caso, desde luego, los resultados no pueden atribuirse a los operadores. Por otra parte, la tecnología utilizada es relativamente uniforme y también depende del yacimiento. Pero existe una tercera posibilidad: si se ha buscado hacer énfasis en la recuperación máxima final mediante una producción estable; o sí se ha tratado de optimizar el valor neto presente de las reservas o el rendimiento de la inversión produciendo a una tasa acelerada.

En lo que se refiere a Venezuela, el yacimiento más grande de petróleo convencional (lo que excluye la Faja Petrolífera del Orinoco) ha sido el campo de Lagunillas, en aguas poco profundas del Lago de Maracaibo (unos 3.000 pies) descubierto en 1926 por la antigua Mene Grande (pozo Lago 1). La producción tope se acercó a un millón de barriles diarios en 1971. Para el año 2006 (última cifra disponible), es decir unos 80 años después, este campo extraordinario todavía estaba produciendo casi 200 mil barriles diarios de petróleo pesado/mediano.

El caso de Lagunillas contrasta con el campo mexicano de Cantarell, también situado en aguas poco profundas de la Bahía de Campeche, con reservas de petróleo pesado/mediano y cuya explotación que comenzó en 1979, ha sido calificada por algunos como *irracional*.

La producción alcanzó un nivel estable de un millón de barriles diarios durante los años no-



venta pero México cayó en una profunda crisis financiera en 1995. Se creó, entonces, un plan para optimizar la producción en el único yacimiento súper-gigante del país y así cancelar la llamada *hipoteca petrolera* de 20 mil millones de dólares (otorgada por Estados Unidos) en el menor tiempo posible. El llamado Proyecto Cantarell consistió en perforar 200 pozos, construir 26 plataformas submarinas y una planta de gas-nitrógeno para ser inyectado en el yacimiento. Este tipo de *recuperación terciaria*, nunca utilizado en Venezuela, serviría para mantener la presión de fondo del yacimiento. Los primeros resultados fueron espectaculares y la producción aumentó hasta 2 millones de barriles diarios en el 2002-2003. A partir del 2005, sin embargo, el yacimiento entró en una rápida etapa de declinación por razones que aún se discuten: se ha dicho que se produjo una invasión de agua en el flanco sur, lo que no resulta insólito cuando la producción es aumentada bruscamente; también se ha escrito que el nitrógeno contaminó las reservas de gas y que esta inyección no debió aplicarse en un yacimiento con un mecanismo de segregación natural gravitacional. El hecho es que el campo estará produciendo 560 mil barriles diarios a fines del 2009, luego de 30 años de actividad. La AIE ha estimado que su declinación continuará a una tasa del 25-20% anual.

Existen otros ejemplos de yacimientos que han declinado rápidamente. Las compañías operadoras en los campos del Mar del Norte –Forties y Brent en el Reino Unido– utilizaron métodos de producción agresiva, incluyendo un programa de inyección de agua casi inmediato y la perforación de pozos *multilaterales* para obtener el contacto máximo con la zona productiva. El objetivo fue aumentar rápidamente la producción y recuperar los altos costos de desarrollo mientras los precios permanecían altos. Los resultados fueron predecibles: el tope de producción fue alcanzado en pocos años, se mantuvo por poco tiempo y la declinación fue violenta. La producción de Forties, por ejemplo, comenzó en 1976, alcanzó un máximo de 500 mil barriles diarios en 1980 y bajó a 50 mil en el año 2000. En general, los métodos que se han venido utilizando durante la explotación de campos costa-afuera, en aguas profundas, contribuyen a que la tasa de declinación sea mayor. La AIE ha calculado una declinación de 15-20% anual para los yacimientos del Reino Unido, Noruega y aguas profundas del Golfo de México. En cambio la declinación observada fue de 3-4% anual en Latino-América en el período 2000-2007; y fue de 5% en campos de Canadá y Estados Unidos en tierra firme. Según la AIE, la tasa de declinación en Venezuela había sido del 4,2% anual desde marzo del 2006 hasta marzo del 2009.

Finalmente, cualquier referencia a los yacimientos de petróleo sería incompleta sin men-

cionar el súper-gigante mundial, el campo Ghawar en Arabia Saudita. Sus características en cuanto a tamaño (hasta 250 kilómetros de longitud), la fabulosa porosidad y permeabilidad de sus calizas y su empuje natural de agua (con flujos naturales de hasta 40 mil barriles diarios) lo han hecho incomparable e insólito hasta desde un punto de vista geológico. Ghawar comenzó a producir en 1951 y en 1981 habría alcanzado su producción máxima de 5,7 millones de barriles diarios. En ese entonces se creyó que el campo podría estar produciendo por encima de su tasa óptima al observar que el volumen de agua asociado con el petróleo (el llamado *water cut*) había avanzado hasta un 37% –bastante más elevado que el promedio general de un 25%. Pero las condiciones del mercado, la necesidad de sostener cierto nivel de precios y la OPEP se combinaron para que la producción de Ghawar fuera reducida a menos de la mitad en 1983. Algunos ingenieros han asegurado que haber recortado la producción permitió que el campo se estabilizara: el *water cut* estaría, ahora, por debajo del 30% y Ghawar, 57 años después de su comienzo, todavía estaba produciendo 4 millones de barriles diarios el año pasado.

Para concluir, habría que preguntarse cuál sería la mejor forma para producir un yacimiento petrolero. La respuesta no es fácil y depende de una serie de circunstancias que pueden hasta sobreponerse a aspectos técnicos y económicos. Sin embargo, se ha establecido que los operadores pueden acelerar una declinación. Es probable que esto signifique que el volumen de petróleo últimamente recuperable resulte ser inferior a si la tasa de declinación hubiese sido más lenta. Además, la aplicación de tecnologías nuevas y más sofisticadas puede resultar contraproducente: Exxon-Mobil presentó un trabajo a una conferencia tecnológica en Houston (mayo 2007) donde se afirma que “ciertos avances en la tecnología como el uso de recuperación terciaria (o *enhanced*) en yacimientos estabilizados... pueden contribuir a un agotamiento más acelerado”. Si bien pueden haber habido excepciones, quizás durante la Segunda Guerra Mundial, el campo de Lagunillas parecería un buen indicador de lo sucedido en Venezuela desde el comienzo de nuestra producción petrolera.

\* Ingeniero Petrolero.

#### NOTAS

- 1 Según *BP Statistical Review*, junio 2009.