

# Quiebran la columna vertebral de la industria petrolera de México

Fabio Barbosa\*

**E**n el sector energético, los campos gigantes son considerados la columna vertebral de la producción de hidrocarburos. Para su explotación, en Brasil se realizan estudios interdisciplinarios y se aplica una política que salvaguarda las reservas. Pero ¿qué pasa en México?

Para estudiar la situación y perspectivas de la producción del petróleo, se suele recurrir al examen de sus campos gigantes. Hay dos definiciones de éstos: a) aquellos que tienen más de 500 millones de barriles de aceite como reservas recuperables (ésta es la clásica, formulada por el conocido experto estadounidense Richard Nehring) y b) que hayan producido más de 100 mil barriles diarios de aceite, por lo menos durante un año.

Poco más de 100 países producen o han producido petróleo en el mundo. En ellos se han descubierto, aproximadamente, 50 mil campos petroleros de los que sólo el 1 por ciento es gigante, esto es 500 campos; no obstante, ese puñado selecto ha contribuido con un 60 por ciento de la producción mundial.

En México, según los bancos de datos del Instituto de Investigaciones Económicas (Iiec) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), se han descubierto unos 400 campos de aceite, de los cuales unos 20, acaso 22 o 23, son gigantes. Pero ese conjunto del 5 por ciento ha contribuido con casi el 80 por ciento del total del petróleo producido en este país a lo largo de su historia. México ha tenido una geología espléndida que le ofreció una dotación mayor a la del promedio mundial de campos gigantes. El objetivo de este artículo es examinar cómo está la situación actual de este tipo de yacimientos, columna vertebral de la producción (*backbone of the world's oil production*, los llama Andrew Gould, ejecutivo mayor de Schlumberger).

¿Todos están muy agotados? ¿La aplicación de nuevas tecnologías lograría repuntar su producción?

## Los campos gigantes de 1900 a 2010

El cuadro 1 presenta una lista preliminar de los campos aceiteros gigantes de México descubiertos de 1901 a la fecha. Advertimos que no incorporamos los de gas seco, como el José Colomo, descubierto en 1956 en Macuspana, Tabasco, ni el Lakach, descubierto en aguas profundas en 2006. También cabe precisar que, en los próximos meses o quizá uno o dos años, se conocerán informaciones que eventualmente podrían confirmar si el campo Labay, también en aguas profundas, se agrega a la lista de campos gigantes de gas natural húmedo.

Nuestra relación contiene los datos básicos: 1) nombre del campo, 2) fecha de descubrimiento y 3) factor de recuperación, que es la relación entre la producción acumulada y el volumen original *in situ*; es un indicador muy importante que nosotros llamamos "índice de eficiencia".

## La curva de producción de los campos gigantes

La Agencia Internacional de Energía (AIE) es una institución creada en 1974 por los países dominantes en la economía mundial para combatir a la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Su objetivo es monitorear las condiciones de la oferta mundial de crudo para preparar a los países metropolitanos a enfrentar escasez o turbulencias creadas por los productores. En sus estudios, un capítulo fundamental es la declinación de los gigantes. Sus bancos de datos probablemente están entre los más completos del mundo. Matthew Simmons, un banquero de Houston especializado en financiamiento a proyectos petroleros, ha narrado que pasa semanas examinando estadísticas de la AIE sobre los campos gigantes, lo que se explica por su papel

dominante en la producción (es imposible formular prospectiva sin el conocimiento de la situación de los más importantes).

La AIE ha formulado criterios para caracterizar la declinación de los campos gigantes en el mundo; son parámetros usados para distinguir las fases del agotamiento. A los puntos de quiebre, podríamos llamarlos "momentos fundamentales en la curva de producción". Es muy interesante que la recién creada Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha adoptado los mismos criterios de la AIE para periodizar la declinación de los campos mexicanos. La propuesta es muy sugerente porque ayuda a despejar ideas erróneas imperantes en México. En nuestro país, el pico de producción se interpreta como sinónimo del "comienzo del fin" o "el comienzo del derrumbe", porque sólo se tiene el ejemplo de Cantarell, pero lo ocurrido con éste es un caso "atípico".

La llegada al pico en todo caso podría ser el inicio de la madurez. Pero hay varios tipos de madurez: puede haber una con alta productividad y que puede prolongarse por varios años. En la mayoría de los campos noruegos, fue de una década. Un lapso igual puede observarse en el campo Prudhoe Bay, en Alaska.

Al pico de producción no tiene que seguir, fatalmente, un colapso como ocurrió en Cantarell. En uno de los programas de *Discutamos México*, se desarrolló una polémica entre el exdirector del Instituto Mexicano del Petróleo, Francisco Barnés de Castro, y el comisionado presidente de la CNH, Carlos Zepeda Molina. Mientras el primero adujo que la situación de Cantarell es un simple resultado del "agotamiento natural", Zepeda Molina señaló que la causa fundamental fue la deficiente administración del yacimiento, comparándola con los estándares en otras empresas petroleras.

Desde luego, en la periodización de la AIE, ahora adoptada por la CNH y en recientes escritos de otros comisionados, como el doctor Javier Estrada, el pico es un dato fundamental; pero la AIE llama la atención sobre la etapa en

## Los campos aceiteros gigantes de México, 1901-2010

Número	Nombre	Año de descubrimiento	Original <i>in situ</i> (millones de barriles)	Producción acumulada (millones de barriles) a junio de 2010	Factor de recuperación 5/4 (por ciento) a junio de 2010
1	Ébano-Pánuco	1901-1910	Sin información	932.0*	Sin información
2	Naranjos-Cerro Azul	1912	Sin información	1,155.0*	Sin información
3	Poza Rica	1930	4,809	1,400.4	29
4	Cactus	1972	2,069	327.5	15.8
5	Sitio Grande	1972	1,153	361.8	31
6	Samaría	1973	4,583	1,586.2	35
7	Cunduacán	1974	3,111	567.2	29
8	Cárdenas	1980	1,293	461.2	36
9	Jujo-Tecminoacán	1980-1983	4,600	1,142.6	25
10	Akal	1977	32,209	12,363.0	38.4
11	Nohoch	1978	2,054	770.9	37.5
12	Abkatún	1979	5,514	2,181.2**	39.6
13	Kú	1979	4,097	2,283.3	56
14	Maloob	1979	4,179	476.7	Con un factor de recuperación arriba del 25 por ciento, aún tendría un potencial de más de 1 mil millones de barriles (MMB)
15	Pol	1980	2,253	889.2	39.5
16	Chuc	1982	2,053	900.4	44
17	Caan	1984	1,515	867.7	57
18	Zaap	1990	4,926	473	Igual que Maloob, con un factor de recuperación del 25 por ciento, podrían recuperarse otros 1 mil MMB
19	Sihil	1999	2,517	69.1	Dependerá de la política de producción
20	Ayatsil	2006	2,185	virgen	Dependerá de la política de producción

\* Registrada por Nehring, corresponde a 1975

\*\* Pol y Abkatún: los porcentajes corresponden al 31 diciembre de 2003 en vísperas de su colapso

Fuentes: elaborado por el autor con datos de Nehring (1978), del banco de datos del IIEC y las cifras de producción de 2010, del Sistema de Información Energética

que la producción se estabiliza alrededor del 15 por ciento del nivel alcanzado en el pico, periodo llamado "la meseta".

Lograr que el yacimiento alcance una producción de "meseta" lo más prolongada posible debería ser el objetivo de las ingenierías de yacimientos y de producción. Ese periodo ofrece los mayores volúmenes de la producción que se logrará del campo —y que se refleja en las cifras de producción acumulada— y permitirá un mayor factor de recuperación. Por ello, la llamamos "etapa de madurez con alta productividad". Por supuesto, la CNH considera que cuando el campo está en fase de meseta, no se le puede caracterizar en declinación.

En la curva de producción, la siguiente etapa comienza al terminar la meseta, con el descenso de la producción a un nivel inferior al 15 por ciento y culmina cuando el porcentaje de disminución llega al 50 por ciento. Ésta sería la primera

fase de declinación. El siguiente corte se establecería en los rangos entre 50 y 75 por ciento de la producción respecto del pico. La etapa final, que la CNH llama Fase III, ocurre cuando el campo ha perdido el 75 por ciento de la producción registrada en el pico, es decir se constata un declive muy pronunciado; es un periodo en que la decadencia se acelera. El cuadro 2 resume los planteamientos.

### Aplicaciones a casos de México

Dada la necesidad de brevedad, elegiremos los casos más dramáticos. Akal, el supergigante más espléndido que tuvo este país, alcanzó el pico en 2004 con más de 1 millón 981 mil barriles diarios; tuvo una fase de producción estabilizada, la meseta, extremadamente breve (de sólo tres años) e inmediatamente sobrevino un

descontrol con caídas de más del 20 por ciento de un año a otro. En el curso de 2009, perdió el 75 por ciento de la producción en el pico (el cuadro 3 muestra las cifras). Según los criterios de la AIE, Akal entró prematuramente en la Fase III de declinación. Fue un comportamiento anómalo comparado con el de otros campos gigantes en otros países, e inclusive con algunos de la Sonda de Campeche. Su factor de recuperación no alcanza el 40 por ciento; quizá es el más bajo en el mundo para campos de su tipo. Si el factor de recuperación puede ser llamado "factor de eficiencia", entonces Akal, de Cantarell, tuvo un manejo de los más ineficientes del planeta. Desde luego, aunque aquí no podemos transcribirlos, se han publicado análisis que sostienen que los políticos presionaron por elevar la producción con el resultado de reventar los equilibrios internos del yacimiento.

## Etapas en la declinación de los campos gigantes

Etapas	Características
Pico y meseta	Oscilaciones alrededor del 15 por ciento de la producción en el pico
Fase I	Producción entre el 15 y el 50 por ciento de la producción en el pico
Fase II	Producción entre el 50 y el 75 por ciento de la producción en el pico
Fase III	Producción abajo del 25 por ciento de la producción en el pico

Fuente: CNH, 2010, y Estrada, 2010

El problema es que la política de acelerar la producción tiene como consecuencia la destrucción de reservas. No se trata de opiniones, sino de resultados que pueden medirse: en 2006, Petróleos Mexicanos (Pemex) reportó a la Securities and Exchange Commission (SEC) reservas probadas de 4 mil 200 millones de barriles en Cantarell. En el reporte a la misma institución, correspondiente a 2009, sólo registra 2 mil 400 millones, pero una simple suma muestra que, en el lapso, "sólo" produjo 1 mil 100 millones. ¿Qué significa la diferencia de 700 millones de barriles? Es la estimación oficial del daño sufrido en pérdida de reservas. La disminución de reservas probadas en Cantarell de más de 700 millones de barriles equivale a más de un yacimiento gigante.

### El colapso de dos gigantes de crudo ligero

Aplicar los criterios de periodización en la región

marina Suroeste muestra que Cantarell no ha sido el único gigante dañado por la prisa de exportar crudos.

Acaso más graves fueron los colapsos de Abkatún y Pol. El primero, un supergigante, arrancó en 1980 y, en tres años, en 1983 alcanzó el pico, con más de 444 mil barriles diarios; la producción en fase de meseta apenas pudo sostenerse por dos años, e inició su decadencia en 1985. En el sexenio de Zedillo ya se encontraba en la Fase III de declinación, con una producción menor a 100 mil barriles por día. En 2001, fue incorporado al Plan de Negocios, formulado bajo la administración del ingeniero Raúl Muñoz Leos, entonces director de Pemex.

La primera versión del Plan de Negocios comprendió la aplicación de nuevas tecnologías y medidas para elevar su producción, pero ninguna herramienta o recurso utilizado pudo detener el declive de Abkatún. Al comenzar las operaciones de optimización, en 2001, la producción era de

103 mil 288 barriles diarios de aceite; en 2005 había caído más de la mitad, apenas alrededor de 40 mil barriles diarios. En ese momento, al presentar caídas de más del 20 por ciento, en sólo un año, Pemex lo borró de la lista de los campos cuya producción se publica mensualmente. Fue un caso insólito que, salvo una o dos notitas que entonces publicamos, pasó desapercibido.

No sabemos si Abkatún ya está cerrado. Todavía en 2009, Pemex reportó a la SEC que tenía unos 15 millones de barriles y que perforaría un nuevo pozo. Lo más probable es que, aunque algunos continúen operando, la infraestructura ahora se utilice para los nuevos campos del programa Crudo Marino, que actualmente sostiene buena parte de la producción de la región marina Suroeste.

El colapso de Abkatún parece mostrar que, en algunos casos, la Fase III es la fase terminal del yacimiento.

La etapa terminal de la declinación merece ser estudiada detenidamente. Se requieren estudios interdisciplinarios que expliquen los fenómenos físicos en el subsuelo. ¿Acaso cuando se ha perdido toda la energía original del yacimiento o cuando el agua irrumpe, todo queda fuera de control? ¿El crudo que aún permanece atrapado, convertido en una masa viscosa, porque el gas ya escapó, no recupera movilidad? ¿En esas condiciones, ninguna medida de optimización

## Campos gigantes en etapa terminal, según criterios de la AIE

Número	Nombre	Año del descubrimiento	Año del pico	Producción en el pico, barriles diarios	Año de inicio de la fase terminal	Producción en inicio de fase terminal (millones de barriles)	Producción en noviembre 2010 (millones de barriles)
1	Poza Rica	1930	1967	63, 999	1985	16, 423	5, 202
2	Cactus	1972	1978	115, 000	1982	22, 638	7, 475
3	Sitio Grande	1972	1974	128, 000	1985	38, 206	Sin especificar
4	Samaría	1973	1980	302, 186	1990	77, 000	43, 107
5	Cunduacán	1974	1978	197, 343	1982	69, 132	8, 256
6	Cárdenas	1980	1984	150, 000	1993	38, 000	15, 478
7	Jujo-Tecominoacán	1980-1984	1987	206, 000	2009	66, 800	36, 087
8	Akal	1977	2004	1, 981, 287	2009	533, 680	316, 421
9	Nohoch	1978	2004	97, 713	2009	26, 320	15, 605
10	Abkatún	1979	1983	444, 447	1999	126, 027	¿0?
11	Pol	1980	1992	169, 000	2001	62, 191	¿0?
12	Caan	1984	1984	192, 000	2009	50, 000	42, 451

Nota: la columna siete, correspondiente al dato de la producción al inicio de la fase terminal, es el promedio anual en las estadísticas oficiales. La interpretación que hacemos es que, en el curso de ese año, se cruzó el límite del 75 por ciento

Fuentes: elaborado por el autor con cifras del banco de datos sobre campos petroleros de México del IIEC

## Campos gigantes en etapa temprana de explotación, fase de meseta o vírgenes

Número	Nombre	Año del descubrimiento	Situación actual	Producción, noviembre de 2010
1	Chuc	1982	Campo maduro, alcanzó el pico en 1999, con 146 mil 27 barriles diarios. Ha perdido el 50 por ciento de la producción en el pico, pero aún no cruza la etapa terminal	74, 928
2	Kü	1979	Campo maduro	323, 578
3	Maloob	1979	En etapa temprana; no alcanza el pico	209, 791
4	Zaap	1990	En etapa temprana de desarrollo	266, 285
5	Sihil	1999	Apenas comienza su desarrollo	69, 784
6	Ayatsil	2006	Virgen	Ninguna

Fuente: SIE

puede dar resultados? Recordemos que desde 2008 se integró un equipo internacional de expertos que monitoreaban Cantarell, desde Houston, Texas. Al parecer, fracasaron. Lo mismo ha ocurrido en el campo Jujo-Teco, donde la inyección de nitrógeno no está sirviendo para nada, y en otros, como Sitio Grande, donde Halliburton ha intentado recuperar la presión inyectando gas natural sin resultados positivos.

### El caso de Pol

Pol, que inició operaciones en 1981, tuvo un desenlace similar, aunque su curva de producción presenta diferencias. El pico de producción se alcanzó más de 10 años después, en 1992, con 169 mil barriles diarios. La etapa de producción estabilizada de 15 por ciento menor a la del pico también fue muy breve, apenas tres años.

Pol fue incorporado al Plan de Negocios en 2001. En ese momento, estaba produciendo más de 62 mil barriles diarios. Aunque no se encontraba en Fase III de declinación en 2001, al año siguiente virtualmente se colapsó, cayendo en casi 50 por ciento, a 35 mil barriles. Igual que Abkatún, Pemex lo sacó de las estadísticas y jamás se ha vuelto a mencionar este campo en ningún documento oficial. Es otro caso que nos induce a pensar si la llamada Fase III no será, por lo menos para algunos casos, la fase de agonía, antesala del cierre. El cuadro 3 presenta el conjunto de gigantes en Fase III.

Pero Pemex todavía cuenta con campos gigantes jóvenes, cuya producción está en ascenso y, como hemos adelantado, por lo menos uno, totalmente vírgenes.

Comenzaremos con los del complejo Ku-Maloob-Zaap. Muchos preguntan cuándo ocurrirá el pico. La verdad es que Ku ya es un campo

maduro: alcanzó el pico en 2008, con 364 mil barriles diarios, pero no ha perdido el 15 por ciento de su producción máxima; aún se encuentra en fase de meseta.

Zaap es un campo en etapa muy temprana de desarrollo. Según nuestras estimaciones, para el primer semestre de 2010 su producción acumulada fue de 470 millones de barriles, de manera que, con un factor de recuperación de un modesto 25 por ciento, podría aportar todavía más de 700 millones de barriles. Maloob es un caso similar: su producción acumulada es de 476 millones de barriles. Con el mismo factor de recuperación del 25 por ciento, puede plantearse la razonable expectativa de extraer otros 600 millones, equivalentes a un campo gigante.

Una última palabra sobre Sihil y Ayatsil: la estadística muestra que para simular que Cantarell aminora su caída, están sobreexplotando Sihil; en 2010 duplicaron su producción elevándola en algunos meses hasta casi 100 mil barriles diarios. Peores son las amenazas que penden sobre Ayatsil: Morales Gil ya anunció en Houston, Texas, su intención de contratar una nueva unidad flotante de embarque y proceso, similar a la que ya opera en Ku-Maloob-Zaap, para hacer una mezcla de crudos pesados y ligeros. Parece mentira que el ingeniero ignore que ésa es una solución sólo para facilitar la comercialización, es decir para hacerlo aceptable en el mercado. Pero Ayatsil es de crudos extrapesados que requieren una tecnología específica.

En los medios académicos, estamos estudiando la experiencia del campo Peregrino, en Brasil, que representa el "estado del arte" en la explotación de crudos extrapesados. Las compañías operadoras han pasado años planeando la explotación de ese campo, lo que contrasta con la prisa de los políticos mexicanos. A la fecha, se han diseñado

diversas medidas, como pozos horizontales y otras de recuperación secundaria, que, implantadas oportunamente, permiten esperar que el factor de recuperación se pueda elevar del 9 por ciento—estimado originalmente—al 20 por ciento. Nos dirigiremos a la CNH para solicitar que, actuando como su similar noruego, el directorado del petróleo intervenga en la planeación del desarrollo de Ayatsil para evitar que los políticos, apresurados por comercializar el petróleo, lo arruinen como han hecho en los casos que presentamos.

Podríamos concluir con un exhorto a la comunidad de técnicos y profesionistas de Pemex a discutir si la segunda ronda de reformas que Pemex plantea es pertinente, pues tenemos sólidas evidencias de que nuevas tecnologías son atingentes en cierta etapa, pero, a destiempo, resultan inútiles.

Le *quebraron* la columna vertebral a la industria petrolera de México, pero ello no quiere decir que el petróleo se agota. Aún nos quedan algunos campos gigantes y existen posibilidades de que en Perdido, la zona fronteriza en el Golfo de México, la plataforma Bicentenario descubra yacimientos similares a los del sector de Estados Unidos. Por último, a la actual dotación mexicana debe sumarse un buen puñado de campos clasificados en la industria petrolera internacional como "importantes" por sus reservas de más de 100 millones de barriles y más de 130 nuevos campos pequeños, totalmente vírgenes, que la elite dominante ahora quiere concesionar en bloques. Mientras no los precipiten a la Fase III, es tiempo de su defensa, después también. Aunque sólo quede un barril de petróleo en el subsuelo de México, debe cuidarse y defenderse. ♦

**\*Maestro en historia de México; investigador del Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM**