

El declive de la producción de petróleo convencional

Mariano Marzo Carpio

Catedrático de Recursos Energéticos.

Facultad de Geología de la Universidad de Barcelona

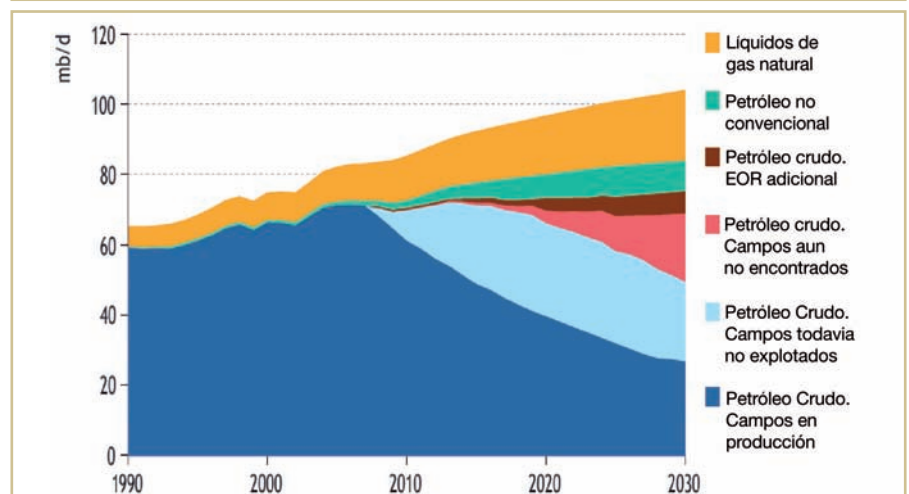
Una de las conclusiones más relevantes del World Energy Outlook 2008 (WEO 2008), publicado el pasado mes de Noviembre por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), es que la seguridad del suministro global de petróleo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. Según el WEO 2008, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación. Esta pérdida o declive productivo tiene lugar cuando el yacimiento alcanza su madurez, sobrepasando un punto a partir del cual ni el despliegue tecnológico ni el esfuerzo inversor pueden detener una disminución de la presión que se traduce en un descenso del caudal obtenido a boca de pozo.

Tal y como muestra la figura 1, la AIE espera que como consecuencia de dicho declive la producción global de crudo convencional procedente de los yacimientos actualmente en producción caiga de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir, una

caída de 43 Mbd (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifradas en

torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a seis años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

Figura 1: El futuro de la producción mundial de petróleo por fuentes en millones de barriles diarios. Escenario de Referencia. IEA, WEO, 2008.



El análisis campo a campo de la AIE

La AIE ha llegado a estas conclusiones tras estudiar la historia de la producción y otros datos técnicos de aproximadamente 800 de los mayores yacimientos petrolíferos del mundo. La base de datos analizada incluye todos los campos súper-gigantes (54 en total) y gran parte de los campos gigantes (263 sobre un total de 320) que actualmente se encuentran en producción. Asimismo, también se han estudiado la mitad (285) de los campos catalogados como grandes y alrededor de 200 campos asimilables a la categoría de pequeños¹. Aunque hoy en día existen cerca de 70.000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados por la AIE aportaron en 2007 más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo.

Es interesante subrayar que la mayoría de los campos descubiertos hasta la fecha en el mundo ya han sido puestos en producción. En porcentaje, este hecho resulta especialmente cierto para los campos de mayor tamaño, principalmente porque muchos de ellos fueron descubiertos hace varias décadas. De los 58 campos súper-gigantes hallados hasta la fecha, solo cuatro de ellos no han sido puestos en producción. Asimismo, de los aproximadamente 400 campos gigantes descubiertos tan solo 80 no están todavía en fase de producción. En total, se estima que el 79% de las reservas mundiales de petróleo convencional se localizan en campos que ya están siendo explotados. Por lo tanto, conocer las perspectivas de producción en dichos campos resulta fundamental para evaluar

la seguridad del suministro mundial de petróleo a corto y medio plazo.

Tamaño, edad y distribución geográfica de los campos en producción

Como se ha indicado con anterioridad, en la actualidad existen alrededor de 70.000 campos de petróleo en producción en todo el mundo. Sin embargo, la mayor parte del crudo proviene de un pequeño número de campos muy prolíficos, en su mayoría súper-gigantes y gigantes, localizados en Oriente Medio y Rusia. Así, en 2007, la producción de los diez mayores yacimientos mundiales ascendió a algo más de 14 millones de barriles diarios (Mbd), volumen que representó el 20% mundial, mientras que si consideramos los primeros veinte campos la producción fue de 19,2 Mbd, cifra equivalente a más del 25% global. Hoy en día, alrededor de 110 campos producen más de 100.000 barriles diarios cada uno y, en conjunto, estos 110 representan algo más del 50% mundial. El porcentaje restante proviene de un gran número de campos pequeños con una producción inferior a 100.000 barriles por día.

Esta claro que los suministros mundiales de petróleo son muy dependientes de un reducido número de súper-gigantes y gigantes que han venido siendo explotados durante décadas. Sin embargo, a pesar de ello, la producción de dichos campos ha crecido significativamente en los últimos dos decenios, tras reducirse drásticamente a finales de la década de los setenta y principios de los ochenta a causa de la política de la OPEP. De esta forma, la cuota de producción mundial proveniente de los campos súper-gigantes

y gigantes incluidos en la base de datos de la AIE pasó del 56% en 1985, al 60% en 2007. Sorprendentemente, algunos campos, que entraron en producción antes de la década de los setenta son los que hoy en día todavía aportan algo más de 24 Mbd en 2007, o el equivalente al 35% mundial. Sólo cinco campos súper gigantes o gigantes han empezado a producir en la actual década (Ourhoud en Argelia, Grane en Noruega, Girassol en Angola, Jubarte en Brasil y Xifeng en China). En 2007, estos cinco tan solo representaron algo más del 1% de la producción mundial.

Los grandes yacimientos petrolíferos están distribuidos de forma desigual en todo el mundo. Asimismo su cuota de participación en la producción global y el volumen promedio de sus reservas varía notablemente de una región a otra. Oriente Medio se caracteriza por un gran número de campos súper-gigantes y gigantes y el volumen promedio del total de las reservas de estos es el más alto de todas las regiones, situándose en torno a los 9.000 millones de barriles. Esta región contiene una cuarta parte de todos los campos súper-gigantes y gigantes del mundo. Asimismo, alrededor de las tres cuartas partes de ambos tipos de campos se localizan en tierra firme. La proporción de estos últimos es mayor en Oriente Medio, Asia y en la antigua Unión Soviética. Por el contrario, en Europa, todos los grandes campos se encuentran en alta mar.

Los campos súper-gigantes y gigantes representan la mayor parte de la producción en Oriente Medio, Rusia, la región del Caspio y en América Latina. Su porcentaje es más bajo en Asia, Europa y la

¹ Los campos súper-gigantes son aquellos con reservas iniciales probadas y probables (o 2P) mayores de 5.000 millones de barriles, mientras que en los gigantes, grandes y pequeños, las citadas reservas oscilan entre 500-5000, 100-500 y 50-100 millones de barriles, respectivamente.

región del Pacífico. Por otra parte, aunque América del Norte contabiliza alrededor de una cuarta parte del petróleo extraído en el mundo hasta la fecha, así como el 13% de la producción actual, la región contiene poco más de cincuenta campos súper-gigantes y gigantes.

De entre el conjunto de todos campos actualmente en producción, el factor de agotamiento —definido como el porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables que ya ha sido producido— es ligeramente superior para los campos súper-gigantes y gigantes. En todo el mundo, dichos campos presentan un factor de agotamiento promedio del 48%, en comparación con un 47% para el resto de campos grandes y pequeños. Los factores de agotamiento son más altos en América del Norte, donde la mayoría de los campos han sido explotados durante décadas, y en Europa, donde predomina la producción de campos pequeños. El factor de agotamiento más bajo se da en Oriente Medio.

El perfil de la producción de un campo

La historia de la producción de cada campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y la gestión de la producción seguida. Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por tres etapas:

- 1) una inicial de crecimiento, que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos,
- 2) un período de estancamiento de la producción en la que ésta adopta por lo general un perfil plano (o de meseta) resultado del balance que se establece

entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos, y

- 3) una fase final de declive, durante la cual la producción cae poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén.

En teoría, estas tres etapas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior. Sin embargo, en la práctica, los campos de petróleo rara vez muestran una curva o trayectoria de producción regular y predecible. Diversas consideraciones comerciales y políticas suelen afectar la forma en que se desarrolla un campo. Asimismo, por razones geológicas y técnicas, las rocas almacén se comportan de manera muy diversa durante las diferentes fases de la vida de un campo.

Tasas de declive observadas

Aunque cada etapa de la vida de un campo de petróleo es importante, la tasa a la que disminuye la producción una vez que se ha superado la producción máxima (o cenit de la producción) constituye un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta en producción de nuevos campos o el desarrollo más intensivo de los existentes.

Sobre la base de un análisis exhaustivo de los datos de producción de 580 de los campos más grandes del mundo que ya han pasado su cenit de producción, la AIE concluye que la tasa de declive observada —o tasa anual acumulada de disminución de la producción entre dos años consecutivos— es del 5,1%. Este valor representa un promedio para el conjunto de todos los campos estudiados. Las tasas más bajas

corresponden a los campos súper-gigantes que promedian un 3,4%, frente al 6,5% de los campos gigantes y el 10,4% de los campos grandes. Las tasas de declive observadas varían notablemente según la región. Las más bajas se dan en Oriente Medio y las mayores en el Mar del Norte (figura 2). Esto refleja, en gran medida, las diferencias en el tamaño medio de los campos y su localización en tierra firme o en el mar (en general, los últimos muestran una tasa de declive mayor)

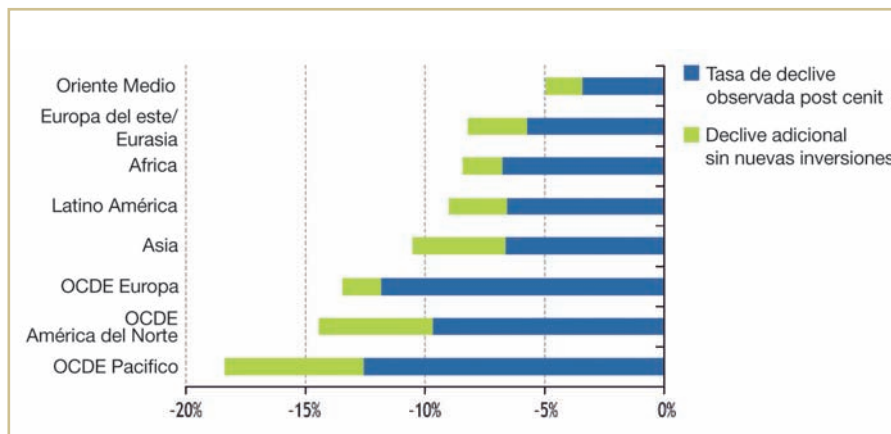
A propósito del significado estadístico de las tasas de declive observadas, es importante destacar que el tamaño medio de los campos analizados en el estudio de la AIE es significativamente mayor que el de la inmensa mayoría de los campos actualmente en producción en el mundo, ya que la base de datos de la AIE incluye todos los súper-gigantes y la mayoría de los campos gigantes. En 2007, los 580 campos estudiados para deducir la tasa de declive post-cenit produjeron 40,5 millones de barriles diarios, cifra que equivale al 58% de la producción mundial, pese a que todos estos campos representan menos del 1% de los 70.000 campos actualmente en producción en el mundo. La tasa de declive de los campos no incluidos en la base de datos, podría ser, en promedio, al menos tan alta como la observada para los campos grandes estudiados. En realidad, probablemente debe ser algo más alta, dado que existe una clara correlación inversa entre el tamaño de los campos y la tasa de declive observada. Asumiendo que los campos no incluidos en la base de datos tuvieran una tasa de declive promedio igual a la de los campos catalogados como grandes, es decir del 10,4%, resultaría que la tasa mundial promedio de declive post-cenit observada sería del 6,7% (un porcentaje que incluso debe ser considerado opti-

mista si tenemos en cuenta que los campos pequeños acostumbran a mostrar una tasa de declive aún mayor que los incluidos en la categoría de grandes).

Tasas de declive natural

La AIE define como tasa de declive natural (o tasa de declive subyacente) aquella correspondiente a la caída de la producción anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa de inversiones en tecnología adecuado. El WEO 2008 calcula que la tasa anual promedio de declive natural post-cenit para todo el mundo se sitúa en torno al 9% (con la distribución por regiones mostrada en la figura 2). El porcentaje citado es un 2,3% más alto que la tasa de declive observada, lo que significa que si no se hubiera invertido en los campos actualmente en explotación que han pasado su cenit, la caída de la producción hubiera sido aproximadamente un 30% más

Figura 2: Tasas medias anuales de declive post-cenit, naturales y observadas, por regiones. IEA, WEO 2008.



rápida. El mensaje es claro: cualquier retraso en las inversiones tendrá consecuencias nefastas para la seguridad de suministro global. Y más si tenemos en cuenta que las proyecciones del WEO 2008 asumen que en 2030 la tasa mundial promedio de declive natural post-cenit habrá experimentado un incre-

mento de un punto porcentual, situándose en torno al 10%. Ello obedece a que todas las regiones experimentarán una caída en el tamaño medio de los campos en producción, al mismo tiempo que en la mayoría de ellas se asistirá a un desplazamiento de la actividad desde tierra hacia aguas marinas. ■