

¿Se acaba el petróleo?

*Pablo Benavides **

Tema: Este ARI considera la posibilidad de que se llegue al fin de la era del petróleo y repasa los distintos aspectos de una situación muy compleja y dependiente de múltiples factores.

Resumen: El petróleo, como tantos otros recursos naturales, está llamado a disminuir y, en último término, corre el riesgo de desaparecer. Sin embargo, como comentó el Jefe Yamani, creador y gestor de la OPEP durante largos años, “al igual que la edad de la piedra no se agotó por falta de piedra, la era del petróleo no se extinguirá por falta de petróleo”. La realidad probablemente –no caben dogmatismos en esta cuestión– es que ni la *boutade* del Jefe ni los augurios de los pesimistas responden por completo a una situación muy compleja y dependiente de múltiples factores. Para dar respuesta a la cuestión hay que partir de una serie de preguntas más precisas para no permanecer en el plano de las especulaciones y adoptar las decisiones necesarias para una gestión ordenada de los recursos petrolíferos: ¿de cuánto y de qué petróleo hablamos?; ¿cuál es el consumo actual de petróleo y cuál el previsible?; ¿de qué medios tecnológicos disponemos en la actualidad y cuales pueden estar disponibles en el futuro para la explotación de las reservas?; y ¿a qué precios y durante cuanto tiempo?

Análisis: En estos momentos en los que tan de actualidad están las energías renovables, el fin de la era del petróleo tiene una respuesta sencilla: éste, evidentemente, como tantos otros recursos naturales, está llamado a disminuir y, en último término, corre el riesgo de desaparecer. Ese hombre pausado y sabio que es el Jefe Yamani, creador y gestor de la OPEP durante largos años, dijo en una ocasión y gusta de reiterar con sentido del humor que “al igual que la edad de la piedra no se agotó por falta de piedra, la era del petróleo no se extinguirá por falta de petróleo”. Una afirmación exagerada y provocadora frente a los “petropesimistas” que, como Colin Campbell, vienen augurando la desaparición de los recursos petrolíferos desde hace ya largos años y que para defender sus tesis y alertar sobre los riesgos de estas se han llegado a constituir en un grupo organizado bajo el nombre de ASPO (*Association for the Study of Peak Oil*). La realidad probablemente –no caben dogmatismos en esta cuestión– es que ni la *boutade* del Jefe ni los augurios de los pesimistas responden por completo a una situación muy compleja y dependiente de múltiples factores.

* Embajador de España, antiguo director general de Energía de la Comisión Europea

El cálculo y la explotación de las reservas petrolíferas han venido tradicionalmente siendo descritos en la conocida “campana de King Hubbert”, un gráfico de coordenadas en cuya línea de abscisas se hace figurar el período de explotación en décadas y en la de ordenadas las reservas explotadas. El punto más alto de la curva que describe una forma de campana corresponde al denominado “pico” de explotación, a partir del cual se inicia el descenso de las reservas disponibles hasta su eventual agotamiento por carencia de descubrimientos de sustitución. Desde hace décadas los analistas han venido modificando el perfil de esa campana aumentando la altura del “pico” en función del incremento del consumo y la anchura de la figura en función de la extensión progresiva del período durante el que se prevén recursos disponibles. En una palabra, la curva de Hubbert gana en altura, se ensancha y, lo que es más alentador, se desplaza hacia la derecha en la línea de abscisas indicando que el momento del agotamiento se produciría más tarde. La amenaza de agotamiento del petróleo ha venido, pues, retrasándose prácticamente desde el comienzo de su explotación industrial cuando el señor Al Hammil perforó un extraordinario pozo en Spindletop (Tejas) un 10 de enero del año 1901.

Para dar respuesta a la cuestión hay que partir de una serie de preguntas más precisas para no permanecer en el plano de las especulaciones y adoptar las decisiones necesarias para una gestión ordenada de los recursos petrolíferos: ¿de cuánto y de qué petróleo hablamos?; ¿cuál es el consumo actual de petróleo y cuál el previsible?; ¿de qué medios tecnológicos disponemos en la actualidad y cuales pueden estar disponibles en el futuro para la explotación de las reservas?; y ¿a qué precios y durante cuanto tiempo?

Las reservas de petróleo

No existe una absoluta homogeneidad en la interpretación de la noción de reservas de hidrocarburos. Los institutos, las compañías o los gobiernos las utilizan a su guisa en función de múltiples criterios. El método más generalizado es el consensuado en febrero de 2000 que diferencia entre reservas probadas –es decir, aquellas cuya probabilidad de explotación excede del 90%–, reservas probables –en las que esa probabilidad oscila en torno al 50%– y las posibles –que pueden situarse en torno al 5%–. Aun así, las evaluaciones de las reservas se ven sometidas a variaciones dependientes de factores geopolíticos o de conveniencias empresariales. No existe en realidad una evaluación que no esté sesgada por intereses de uno u otro signo. A título de ejemplo, la evaluación de los recursos en hidrocarburos de la zona caucásica, que han alcanzado hoy un importante protagonismo, sigue sumida en la incertidumbre. Es difícil hoy dar crédito a informaciones que en escasos años y en función de la fuente consultada ha hecho oscilar las evaluaciones de las reservas de esa zona con variaciones del simple al doble. Y es que unas u otras pueden influir en decisiones geopolíticas trascendentales, entre otras acerca de los oleoductos aconsejables, de su trazado y de su capacidad. Igualmente, en no pocas ocasiones las propias compañías del sector se han visto forzadas a corregir la evaluación de sus reservas, unas veces para disminuirlas –como en los casos recientes de Shell y Repsol-YPF– o, al contrario, al alza –como Petrobrás con sus nuevos descubrimientos de reservas *offshore* en el gran yacimiento de Tupí–.

A fines del año 2006 las reservas probadas de petróleo en el mundo podían cifrarse en al menos un billón doscientos mil millones de barriles, de los que 742.000 millones se sitúan en Oriente Medio, a gran distancia del Continente africano, con 117.000 millones, y América del Sur y Central, con 100.000. En escala descendente figuran Rusia, América del Norte, el resto de la antigua Unión Soviética, Asia y Europa –que no dispone de más de 17.000 millones–. Estas cifras, como cualquier otra, pueden ser cuestionables pero en todo caso se refieren a crudos convencionales explotables en las condiciones

tecnológicas actuales y a precios de extracción asumibles. En cuanto a la producción mundial, esta alcanzaba en las mismas fechas un volumen de 81,7 millones de barriles por día, de los que se extraían 25,6 millones de la zona de Oriente Medio, 13,7 millones de América del Norte, 9,8 millones de Rusia, 10 millones de África, 7,9 millones de Asia-Pacífico, 6,9 millones de América Meridional y Central, 5,2 millones de Europa y, finalmente, 2,6 millones de los países de la antigua URSS. La ratio de explotación y reservas oscila, pues, enormemente entre una cifra inferior a 10 en el caso de las reservas europeas escasas y sobreexplotadas y de cerca de 80 para Oriente Medio, que es y seguirá siendo el abastecedor mundial de referencia.

El problema que los defensores de la teoría del agotamiento rápido del petróleo subrayan es la falta de descubrimientos de yacimientos susceptibles de sustituir los que progresivamente van agotándose. Es cierto, sin duda, que la era del petróleo fácil y barato está agotada, que los tiempos de los hallazgos de los grandes campos como los de Ahwaz, Marun, Urengoy, North Field y Astrakan, han pasado y que en ciertos casos como el de EEUU la ratio explotación/reservas no ha dejado de seguir una línea irremisiblemente declinante durante los 20 últimos años. Incluso descubrimientos como los de los campos de South Pars en Irán o Kashagan en Kazakstan, evidentemente de gran importancia, plantean problemas geopolíticos o técnicos de tal envergadura que han motivado fracasos sonados de algunas empresas occidentales que han tomado riesgos excesivos. Si se desea cubrir la demanda prevista hacia 2015 en base a los parámetros de consumo actuales sería necesario añadir unos 60 millones de barriles diarios a la producción presente, algo inalcanzable pues supondría descubrir y desarrollar una decena de campos nuevos cada uno de la dimensión de North Field.

Pero si el crudo convencional disminuye no por ello puede afirmarse que el fin del petróleo se acerca. La demanda mundial creciente nos obliga a apuntar a otros tipos de petróleos no convencionales. Los que eran considerados hasta ahora como crudos no explotables se han convertido en objetivo necesario y posible. Es el caso de las arenas asfálticas de Athabaska, en la provincia canadiense de Alberta, cuyas reservas superarían en términos de petróleo extraíble a las actuales de Arabia Saudí pero cuya explotación exige un movimiento de tierras gigantesco con la correspondiente aportación de agua y energía y unos riesgos medioambientales considerables. Los crudos pesados y extrapesados de la Franja del Orinoco en Venezuela que esperan, ya sea bajo la forma de orimulsión u otra, su extracción y comercialización si la política del actual gobierno bolivariano permitiera las ingentes inversiones necesarias para hacer frente a ese reto tecnológico. Otro tanto puede afirmarse de las explotaciones *offshore* en aguas profundas o extraprofundas. Las dificultades técnicas de las actuales explotaciones *offshore*, como las del Golfo de Méjico, del Mar del Norte, de Nigeria, de Guinea Ecuatorial o de Angola, no son comparables a las de esos yacimientos en aguas extraprofundas. De hecho, los descubrimientos de Tupí frente a la ciudad de Santos, que Brasil se ha apresurado a contabilizar como reservas explotables a corto plazo, se refieren a un inmenso yacimiento de unos 8.000 millones de barriles consistente en una capa de un espesor medio de 500 metros desplegada a lo largo de una zona de 800 kilómetros de longitud y 200 de anchura. Pero toda ella situada bajo una capa de sal de 2.000 metros y a una profundidad de 6.000 metros, de los cuales 2.000 de agua marina. Un extraordinario yacimiento cuyo coste de explotación no bajaría de 50.000 millones de dólares.

Desde hace años Noruega, que explota muy eficientemente sus reservas de hidrocarburos del Mar del Norte, anuncia posibilidades inmensas en aguas más septentrionales como las del Mar de Barents a las que vendrían a añadirse las del

petróleo polar, incluidas las posibles reservas de Groenlandia. Resulta, por el momento, muy difícil evaluar las potencialidades de todas estas reservas, pero ello no es óbice para que las grandes potencias nórdicas hayan puesto ya sus ojos en el Ártico como zona de recursos importantes no solamente en hidrocarburos, y para que alguna de ellas, como Rusia, haya depositado en el fondo marino su bandera para marcar un territorio cuya delimitación y explotación económica podría dar lugar a graves fricciones internacionales. El *Great Game* de comienzos de siglo en el Cáucaso no está excluido para el futuro en otras áreas. La principal dificultad sería la del transporte del crudo en unos mares helados durante gran parte del año, a menos que en virtud de una extraña paradoja el deshielo producido por el cambio climático facilitara la apertura de nuevas rutas. Otras explotaciones potenciales en Alaska o en la Siberia nororiental se enfrentan a problemas no superados de preservación del medio ambiente (como la Reserva Natural de Alaska) o a la delicada estabilidad del *permafrost* periarctico.

Tal es, en un resumen apresurado, la situación en cuanto a la oferta de petróleo expresada en términos potenciales de reservas. De contabilizar todas las posibilidades descritas, las reservas se multiplicarían en no menos de un 250% y alcanzarían una cifra superior a los tres billones de barriles de petróleo equivalente.

La demanda, la tecnología y los precios

El agotamiento del petróleo, una vez estimadas las reservas disponibles, dependerá esencialmente de tres factores: (1) la evolución de la demanda global; (2) los conocimientos tecnológicos; y (3) los precios del mercado. Todos los cálculos de cualquier fuente que se tomen desembocan en el mismo resultado: la demanda de energía en las próximas décadas crecerá a un ritmo aproximado del 2% anual. La Agencia Internacional de Energía en su *World Energy Outlook 2007* lo cifra en 1,8%, lo cual llevaría a un incremento global del 55% en el horizonte de 2030. En ese incremento previsible de la demanda jugarán un papel determinante los países emergentes y en especial China y la India, a las que la Agencia dedica una especial atención, así como los países en vía de desarrollo. El grupo BRIC (Brasil, Rusia, la India y China) será responsable del 80% del aumento, las importaciones chinas se multiplicarán por cuatro y las de la India se triplicarán. Mientras tanto, en los países industrializados el consumo tenderá a estabilizarse y la eficiencia energética jugará como freno de este. A título de ejemplo, las mejoras en los modelos del parque automovilístico y la utilización de biocarburantes y quizá de pilas de combustible en EEUU harían que el aumento previsible del consumo actual de gasolina convencional de 9,2 millones de barriles/día pasara a 10,6 millones, pero se traduciría de hecho en una disminución de la gasolina convencional a 8,5 millones de barriles. Los biocarburantes representarían casi un millón y el ahorro de consumo representaría el millón de barriles restante.

La observación de la curva del consumo global muestra una pendiente agudísima entre los años 1950 a 2000 según la cual el crecimiento del consumo energético duplica el de la población mundial. Sin embargo, a partir de los años 2000 el consumo de algo más de 10.000 millones de tep, aun creciendo, podría estar alcanzando unos niveles que se estabilizarían entre los años 2025 a 2050 en torno a los 12.000 millones de tep. De ser así, el consumo de energía *per cápita* podría también estabilizarse en una cifra algo inferior a 2 tep.

Este resultado tiene en cuenta hechos como el aumento previsible de vehículos por población determinante en el consumo de petróleo. Hoy, frente a los 620 automóviles por 1.000 habitantes de EEUU, los 487 de Japón y Corea y los 444 de Europa Occidental, China dispone tan solo de 12. Para el año 2025, EEUU se mantendrá en cifras

ligeramente superiores a las actuales pero el parque automovilístico se incrementará espectacularmente en países como China –hasta 74 vehículos por 1.000 habitantes–, con incrementos semejantes en Rusia y la ex URSS o en Latinoamérica –que duplicarían su parque con 312 y 269 automóviles, respectivamente, por 1.000 habitantes–.

En cualquier caso, la demanda derivada de las necesidades del transporte constituirá el grueso del consumo de petróleo, que continuará en aumento pese a las mejoras sustanciales que se introducen tanto en vehículos terrestres como en aviación, en la cual el consumo de combustible por motor o por pasajero ha decrecido drásticamente desde 1960 pero tiende a estabilizarse a partir de 2005.

En cuanto a las tecnologías, en un resumen muy somero, hay que subrayar las inmensas mejoras introducidas en todas las fases de la producción petrolífera: en la de exploración, con el conocimiento más preciso y depurado de los campos y cuencas geológicas; en la de perforación, que permite una exactitud mucho mayor en los intentos y una disminución muy sensible de fallidos, y en el desarrollo en los campos *offshore*, esenciales para mantener a niveles adecuados la producción de crudos convencionales; y en la fase de producción, especialmente en la recuperación de crudos. Un aumento del factor de recuperación de campos ya explotados se traduciría en un incremento muy significativo de las reservas disponibles. En el terreno tecnológico, según el reciente Informe HyWays financiado por el Programa de investigación de la Unión Europea, el consumo de crudo en el sector del transporte terrestre se reduciría en un 40% de aquí a 2050 mediante la utilización del hidrógeno. De acuerdo con el Informe, en 2030 se alcanzaría el umbral de rentabilidad con un parque de 16 millones de automóviles y unas inversiones totales acumuladas de 60.000 millones de euros en infraestructuras.

Finalmente –*last but not least*–, el factor precio. En noviembre de 1998 el barril de Brent llegó a cotizar a algo menos de 10 dólares; el 27 de febrero de 2008 el mismo barril superaba la cifra mágica de los 100 dólares, una cotización que ni los más pesimistas analistas temían alcanzar en fechas tan tempranas. A partir de aquí, nada impide especular con el Brent a 125-150 dólares como lo hacen ya algunas instituciones financieras o, en el caso de un escenario dramático como un ataque americano a Irán y la consiguiente interrupción del tráfico por el Estrecho de Ormuz, con los 200 dólares como el propio Yamani admitía en una reciente intervención suya en Madrid.

Sea cual fuere la horquilla de precios futura, el hecho cierto es que en interés de todos está que ese nivel permita desarrollar la búsqueda de soluciones alternativas. Los análisis de la relación entre ambos factores muestran en breves trazos que los costes de producción se sitúan entre los cinco y los siete dólares para los crudos de saudíes y qataríes, entre 15 y 20 dólares para las explotaciones en aguas profundas y para los crudos pesados en torno a los 25 dólares en la plataforma continental y a partir de 45 dólares las arenas bituminosas canadienses. Obviamente, la conocida curva de Hubbert se amplía en igual medida, haciendo que las reservas disponibles aumenten de un billón de barriles al precio de 15 dólares hasta 4,5 billones de barriles a precios de 75-80 dólares reservas, que incluirían progresivamente los crudos no convencionales, las explotaciones en aguas profundas, el petróleo ártico, el superprofundo, la recuperación, el crudo extrapesado y las arenas y pizarras bituminosas.

Conclusiones

¿Se acaba el petróleo?

Volvamos, pues, al comienzo. El fin del petróleo no está cerca ni es por el momento previsible a pesar de los augurios de los más pesimistas como Campbell que, aun teniendo aparentemente en cuenta todos los factores examinados, sitúan el “pico” de la curva en torno al año 2015, con una producción máxima de 30.000 millones anuales de barriles, y una pendiente de disminución que acabaría en unos 15.000 millones anuales hacia 2050. Otras previsiones como las de Laherrère, apoyándose en modelos de la Agencia Internacional de la Energía y asumiendo la obviedad de unas inversiones que la propia Agencia cifra para los próximos 30 años en 22 billones de dólares, calculan que sobre la base de un consumo diario de más de 90 millones de barriles diarios –algunos sitúan esta cifra en 116 millones–, las reservas disponibles alcanzarían con mucha probabilidad los tres billones de barriles y, menos verosíblemente, los cuatro billones y que la curva descendiente de producción global nos llevaría al año 2100. El famoso “pico” dependerá, pues, de dos visiones muy diferentes y podría situarse según unos u otros en torno a los años 2012-2015 o en algún punto próximo a los años 2030-2040.

Nada de todo esto exime a la Humanidad de una regla de oro que parece todavía obstinadamente ignorar: los recursos naturales de nuestra Tierra no son infinitos, su gestión no pertenece solamente a nuestra generación sino que ha de anticipar el bienestar de las siguientes y las capacidades financieras y las de nuestra razón habrán de hacer el resto.

Pablo Benavides

Embajador de España, antiguo director general de Energía de la Comisión Europea