

SEPARATA XIX CONGRESO MUNDIAL DEL PETRÓLEO

EL PETRÓLEO en el SIGLO XXI

PAPELES *DE*
CUADERNOS
DE ENERGÍA



SEPARATA XIX CONGRESO MUNDIAL DEL PETRÓLEO

EL PETRÓLEO

en el

SIGLO XXI

Publicación - Separata del nº 21 de Cuadernos de Energía

Edita



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
ENERCLUB

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Edita:

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 8ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Copyright de la publicación: Club Español de la Energía

Depósito Legal: M-21638-2008

XIX Congreso Mundial del Petróleo Madrid, capital de la energía

Juan Bachiller Araque

Vicepresidente

Comité Organizador del XIX Congreso Mundial del Petróleo

En los primeros meses de 2004, el Comité Español del World Petroleum Council (W.P.C.), en aquel momento ya integrado en el Capítulo de Hidrocarburos del Club Español de Energía, tomó la decisión de presentar la candidatura de Madrid para la organización del 19º Congreso Mundial del Petróleo de 2008.

Se culminaba así el largo debate sobre la conveniencia de aquella decisión, iniciado en los años noventa en el ámbito del extinto Club Español del Petróleo.

Para la elaboración de la candidatura, cuya fecha límite de entrega era el 30 de junio de 2004, siete de las compañías del Comité constituyeron una Unión Temporal de Empresas (U.T.E.), que actuó con el objetivo citado y proporcionó los recursos necesarios. Dichas empresas fueron BP OIL ESPAÑA, CEPSA, CHL, ENAGAS, GAS NATURAL SDG, REPSOL y TOTAL ESPAÑA. La candidatura obtuvo un fuerte respaldo oficial e institucional, que compensó los esfuerzos que su elaboración en un tiempo muy breve requirió.

A continuación, debimos afrontar una nueva etapa de competencia con las otras candidaturas presentadas por Doha y Nueva Delhi. Esta fase del proyecto llevó implícita la necesidad de establecer contacto con los cerca de 60 comités nacionales miembros del WPC, para explicarles nuestro proyecto y solicitar su voto. Finalmente, la Asamblea General del WPC, reunida en Madrid, decidió en fecha 30 de noviembre de 2004 elegir a Madrid como sede del Congreso 2008.

A partir de este momento, comenzó la etapa propiamente dicha de organización, para lo cual aquellas mismas siete empresas que constituyeron la citada U.T.E., crearon en julio de 2005 la sociedad COMUPET MADRID 2008, S.L. Los trabajos de organización se han orientado en dos direcciones igualmente necesarias : la elaboración del programa técnico y la preparación de la logística del Congreso y de las Exposiciones que tendrán lugar simultáneamente a la celebración de aquel.

El Programa Técnico se ha previsto en dos partes bien diferenciadas:

- 1.** Un programa estructurado en cuatro bloques de materias respectivas Upstream, Downstream and Petrochemicals, Natural Gas and Renewables y Industry Management. Cada uno de dichos bloques se desarrollará en tres round tables, tres sesiones best practice keynotes y seis foros. Así mismo, se presentará un área de posters. Los trabajos a presentar en los foros y el área de posters serán unos 300, seleccionados entre los cerca de 2.000 resúmenes presentados.
- 2.** Un conjunto de Sesiones Plenarias, Sesiones Especiales, Almuerzos-Conferencias y Sesiones Ministeriales, en las que participarán los primeros ejecutivos de las compañías y representantes de primer nivel de gobiernos e instituciones internacionales.

Así mismo, se ha previsto un programa social, que permita a los cerca de 3.000 delegados inscritos y a los 15.000 visitantes de las Exposiciones conocer un poco mejor la realidad cultural, geográfica, gastronómica y folclórica de nuestro país.

Mención aparte merece la ceremonia inaugural, que se celebrará el lunes 30 de junio bajo la presidencia de Su Majestad el Rey, que así mismo aceptó presidir el Comité de Honor del Congreso, del que forman parte las principales autoridades del Estado.

El objetivo que impulsó a la comunidad petrolera y gasista de nuestro país a organizar el Congreso fue conseguir el reconocimiento de la comunidad internacional a nuestra industria por su capacidad, nivel tecnológico y voluntad de participar en los principales proyectos internacionales y globales.

Se trata de una oportunidad única de debatir en nuestra ciudad - por unos días capital de la energía - sobre la compleja problemática energética actual de la energía, fundamentalmente del petróleo y del gas natural. El programa del Congreso está orientado por criterios de sostenibilidad de recursos, consumo eficiente de la energía, ejercicio verdadero de la responsabilidad empresarial y respeto a todos los stateholders de nuestra actividad, es decir, comunidades locales, empleados, socios, proveedores, clientes y, en fin, el conjunto de la sociedad a la que nuestra industria sirve y de la que es parte fundamental.

Por último, quiero agradecer al Club Español de la Energía y, en particular, a su Junta Directiva, el apoyo brindado en todo momento a este apasionante proyecto. ■

Índice

La sostenibilidad necesaria

Miguel Sebastián Gascón

Ministro de Industria, Turismo y Comercio

7

Los congresos mundiales del Petróleo

Randall G. Gossen

Presidente del Consejo Mundial del Petróleo (WPC)

8

El papel del petróleo en la política energética europea

Andris Piebalgs

Comisario Europeo de Energía

10

El futuro de Repsol YPF en el panorama energético internacional

Antonio Brufau

Presidente Ejecutivo de Repsol YPF

14

Una nueva era para las compañías petroleras estatales: aprovechar las oportunidades

David C. Traylor, PE.

Responsable Global del Mercado NOC

Deloitte Touche Tohmatsu. Dubai

18

¡Feliz siglo XXI, petróleo!

Juan Ramón Fernández Arribas

Ingeniero de Minas. Analista de energía y Consultor

26

El petróleo en el mercado europeo: perspectivas, futuros y retos

Isabelle Muller

Secretaria General Europea. Asociación Europea de la Industria del Petróleo

37

La industria de petróleo y gas en América Latina y el Caribe.. La convivencia entre NOC'S e IOC'S

José Félix García García

Secretario Ejecutivo de ARPEL

39

Extender la posición del Sahara Blend en los mercados emergentes

Mohamed Meziane

Presidente de SONATRACH

41

El refino en la comercialización del petróleo

Dominique Riberolles, Consejero Delegado de CEPSA

Presidente de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)

43

Los Fondos Soberanos y el sector energético

Jorge Segrelles

Presidente, Comité Organizador del XIX Congreso Mundial del Petróleo

49

Petróleo y sostenibilidad

Antonio Baena

Socio de Garrigues Medio Ambiente

57

El petróleo en la sociedad

Salvador Font Estrany

Director General de la Energía, SACYR VALLEHERMOSO

60

El papel de la tecnología en el futuro de la energía

Fernando Temprano Posada

Director de Tecnología de Repsol YPF

63

La sostenibilidad necesaria

Miguel Sebastián Gascón

Ministro de Industria, Turismo y Comercio

La celebración en Madrid del 19º Congreso Mundial del Petróleo, el evento más importante referido a la industria gasista y petrolera a nivel mundial, es un reconocimiento al desarrollo del mercado español y a la relevancia de nuestro país en el panorama económico internacional.

A la vez, constituye un importante reconocimiento a las compañías españolas, que supieron adaptarse a un mercado que se abrió a la libertad competitiva a partir de los ochenta y a partir de la segunda década de los noventa, se han convertido en protagonistas del mercado internacional de los hidrocarburos.

En la agenda de esta edición del Congreso Mundial del Petróleo, destaca el papel central que se le da al concepto de sostenibilidad del negocio, así como el debate sobre la mejor manera de dar cabida a las acciones de responsabilidad social corporativa, paradigma que está cobrando una importancia cada vez mayor.

La economía española es especialmente intensiva en el uso de energía a lo que se suma la procedencia extranjera de la mayor parte de los recursos utilizados. Bien es verdad que este peculiar contexto ha hecho que las compañías petroleras españolas sean ejemplo mundial en la gestión de las relaciones empresariales y la logística upstream, esto es, hacia la consecución de fuentes energéticas. El tejido productivo nacional nunca ha experimentado realmente que la falta de fuentes energéticas autóctonas haya sido un cuello de botella para su crecimiento.

No obstante el contexto actual de los mercados energéticos junto a los desafíos que el cambio climático plantea a la totalidad de las economías, además de la ya citada compleja relación de nuestro país respecto a los recursos energéticos, hacen que

Gobierno y sociedad deban reflexionar también, como lo hace el sector, acerca del camino que ha de seguirse en el futuro.

Ante este escenario el gobierno plantea una política energética basada en tres principios, la seguridad en el suministro energético, la sostenibilidad y la eficiencia.

La sostenibilidad pasa por diversificar tanto geográfica como tecnológicamente nuestras fuentes de energía, paralelamente se trata de gestionar de manera adecuada la extensión de las redes de distribución de la energía. Como se anticipaba al principio del artículo, el sector energético español ha acreditado una buena capacidad para responder a este reto, y el gobierno cuenta con su leal colaboración para hacerlo en el futuro.

Las actuaciones en materia de sostenibilidad van encaradas fundamentalmente a la extensión de uso de las energías renovables. España es una de las potencias europeas en este sector; posición de liderazgo que debemos mantener.

En el terreno de la eficiencia se engloban todas las acciones concernientes a regulación. Se trata de buscar un sistema que genere los incentivos adecuados hacia conductas que busquen fundamentalmente mayor ahorro energético o un aprovechamiento más intenso de los recursos.

Creemos que esta estrategia es la que mejor actúa sobre los focos de tensión localizados en la relación entre la economía nacional y la energía, y pensamos que es la que garantiza unos resultados positivos en el largo plazo. ■

Los Congresos Mundiales del Petróleo

Randall G. Gossen

Presidente Consejo Mundial del Petróleo (WPC)

El Consejo Mundial del Petróleo (WPC) se constituyó en 1933, con el objeto de promover la gestión de los recursos petrolíferos del mundo en beneficio de toda la humanidad. Sus 58 países miembros representan más del 90% del consumo y producción de petróleo y gas a escala mundial y el 90% de las reservas mundiales. La asociación del WPC es única porque incluye tanto a los países de la OPEP como a los países que no pertenecen a la OPEP y consta de Compañías Petroleras Nacionales (NOC) así como Compañías Petroleras Independientes (IOC). La organización opera con carácter no defensivo ni político y cuenta con la acreditación de las Naciones Unidas como Organización No Gubernamental.

El Consejo, organismo directivo del WPC, está formado por una representación de cada uno de los comités nacionales de los países. El cometido del WPC es exhibir los progresos tecnológicos de la industria y catalizar y facilitar el diálogo entre las partes interesadas con respecto a las cuestiones clave a las que se enfrenta la industria petrolera internacional, independientemente de que estas cuestiones sean técnicas, económicas, medioambientales o sociales. De este modo, el WPC contribuirá a la búsqueda de soluciones para esas cuestiones.

Cada tres años el WPC organiza el Congreso Mundial del Petróleo en uno de sus países miembros, un evento que con frecuencia se ha definido como "las Olimpiadas del sector del petróleo y del gas". Este verano tiene lugar en Madrid el XIX Congreso Mundial del Petróleo. Más de 4.000 especialistas y personas responsables de toma de decisiones de todo el mundo debatirán las cuestiones clave de la industria petrolera y buscarán soluciones sostenibles. El Rey de España, Su Majestad Don Juan Carlos I, preside el Comité Honorario y presentará el Discurso Inaugural en el Congreso. Se celebrará un importante hito en el Congreso en España, ya que coincide con el 75 aniversario del Consejo Mundial del Petróleo.

Bajo el lema "Un mundo en transición: suministro de energía para un crecimiento sostenible", en el XIX Congreso Mundial

del Petróleo se abordarán las cuestiones del creciente aumento de la población, la oferta y demanda de energía y la globalización que han llevado a un aumento espectacular del uso de la energía. La demanda de petróleo y gas continúa aumentando y tendrá que satisfacerse mediante fuentes tradicionales así como poco convencionales. El desafío para la industria en un mundo en transición es garantizar el suministro continuo, fiable y asequible, cumpliendo las expectativas de la sociedad de una forma sostenible, transparente, ética y respetuosa con el medio ambiente.

El Comité de Programa del Congreso ha preparado un Programa Técnico de gran alcance para demostrar los logros científicos, tecnológicos y profesionales de la industria petrolera. Cerca de 600 ponentes del mundo de la energía compartirán con los

participantes del Congreso sus conocimientos y la investigación y desarrollo más recientes. Más de 50 líderes y principales especialistas de la industria en España han sido seleccionados para actuar en calidad de ponentes durante el Congreso. En sesiones plenarias de alto nivel con los líderes de la industria, Mesas Redondas interactivas y Foros exhaustivos con Carteles innovadores sobre una amplia gama de cuestiones de la industria se abordarán los principales desafíos a los que se enfrenta el sector.

Durante los cuatro días del Congreso se tratarán cuestiones clave como equilibrar los requisitos de la oferta y la demanda, las responsabilidades sociales y medioambientales de la industria y garantizar la captación y contratación de la próxima generación de profesionales. Veinte ministros liderarán las delegaciones de alto nivel para hacer una exhibición del sector del petróleo y

del gas en su país, sus iniciativas y oportunidades. A S.E. Ali Al Naimi, Ministro de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudita, se le concederá el Premio Dewhurst, en reconocimiento de su prolongada aportación a la industria petrolera.

Junto con el XIX Congreso Mundial del Petróleo se llevarán a cabo dos exposiciones que ocupan una superficie superior a 20.000 m². Más de 500 expositores presentarán sus actividades, productos y servicios proporcionados al sector del petróleo y del gas.

Como Presidente del WPC me siento especialmente satisfecho con la evolución de los preparativos para el Congreso e invito a todas las personas interesadas en el sector del petróleo y del gas y sus actividades a participar en el XIX Congreso Mundial del Petróleo, que se celebrará en Madrid. ■

El papel del petróleo en la política energética europea

Andris Piebalgs

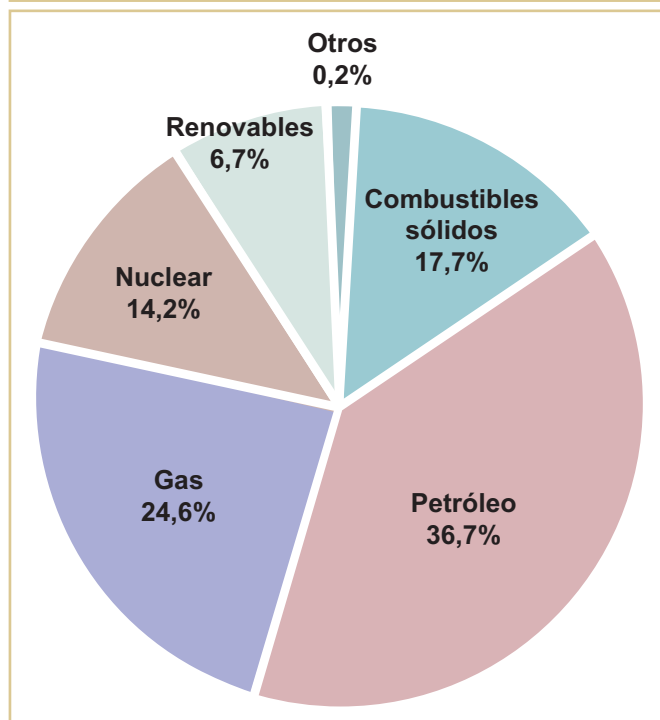
Comisario Europeo de Energía

Durante la segunda mitad del siglo XX, el petróleo se ha convertido en el combustible más importante del conjunto energético europeo, lo que ha hecho que la economía dependa enormemente de la continuidad, fiabilidad y accesibilidad de su suministro. En los años 70, sufrimos dos crisis del petróleo, que tuvieron un tremendo impacto sobre el crecimiento económico de los países consumidores de petróleo. Hoy en día, las políticas energéticas de la Unión Europea están encaminadas a sustituir, en la medida de lo posible, el petróleo por otros combustibles. No obstante, por el momento, el petróleo seguirá siendo la fuente de energía más importante de la UE - y del mundo - dentro del futuro previsible.

En 2005, el crudo y los productos petrolíferos cubrían alrededor de un 37% (677 millones de tep) de la necesidad total de energía de la Europa de los 27. Aunque el petróleo prácticamente ha desaparecido de la producción eléctrica europea y su uso para calefacción disminuye, aún domina el sector del transporte, para el que existen escasas alternativas viables. El transporte es el sector con mayor demanda de petróleo de la UE, con un porcentaje del 50% de la demanda primaria en la Europa de la OCDE (2005). Se espera que esta cifra aumente hasta el 55% en 2030. También resulta difícil reemplazar al petróleo como materia prima en el sector químico. Por otra parte, dada la falta de alternativas, la demanda de petróleo parece responder cada vez en menor medida a su precio, al menos a corto plazo.

La demanda de petróleo, que ya es muy alta y sigue aumentando, así como la decreciente producción interna, incrementa nuestra necesidad de importar petróleo. La producción total de petróleo de la UE era de 2,4 mb/d en 2006, tras alcanzar un pico de 3,7 mb/d en 1999, lo que supone el 15% de nuestro consumo de petróleo¹. En otras palabras, casi el 85% del petróleo utilizado en la UE se importó desde terceros países. Los proveedores más importantes fueron los países de la OPEP (37%), Rusia (33%) y Noruega (15%). Debido a la decreciente producción interna, se prevé que nuestra dependencia alcance el 93% en 2030, y que, debido a una distribución irregular de las reservas, un porcentaje cada vez mayor de las importaciones procedan de zonas tradicionalmente inestables.

Gráfico I. UE-27 Consumo Energético Interior Bruto (2005)



Fuente: Eurostat

La gran dependencia de la UE respecto del petróleo importado le exige contar con una política estricta en este campo. Dicha política se hace aun más necesaria si tenemos en cuenta que se espera que la demanda de petróleo aumente en las próximas décadas y que una proporción cada vez mayor de esta demanda proceda de países de fuera de la OCDE, especialmente de China, India y Oriente Medio.

El cambio climático es uno de los retos globales más importantes de nuestro tiempo, garantizar el suministro de petróleo necesario para la UE debe ir unido a las consideraciones medioambientales. El petróleo, no obstante, es un combustible con alto contenido de carbono y su uso genera importantes emisiones de CO₂.

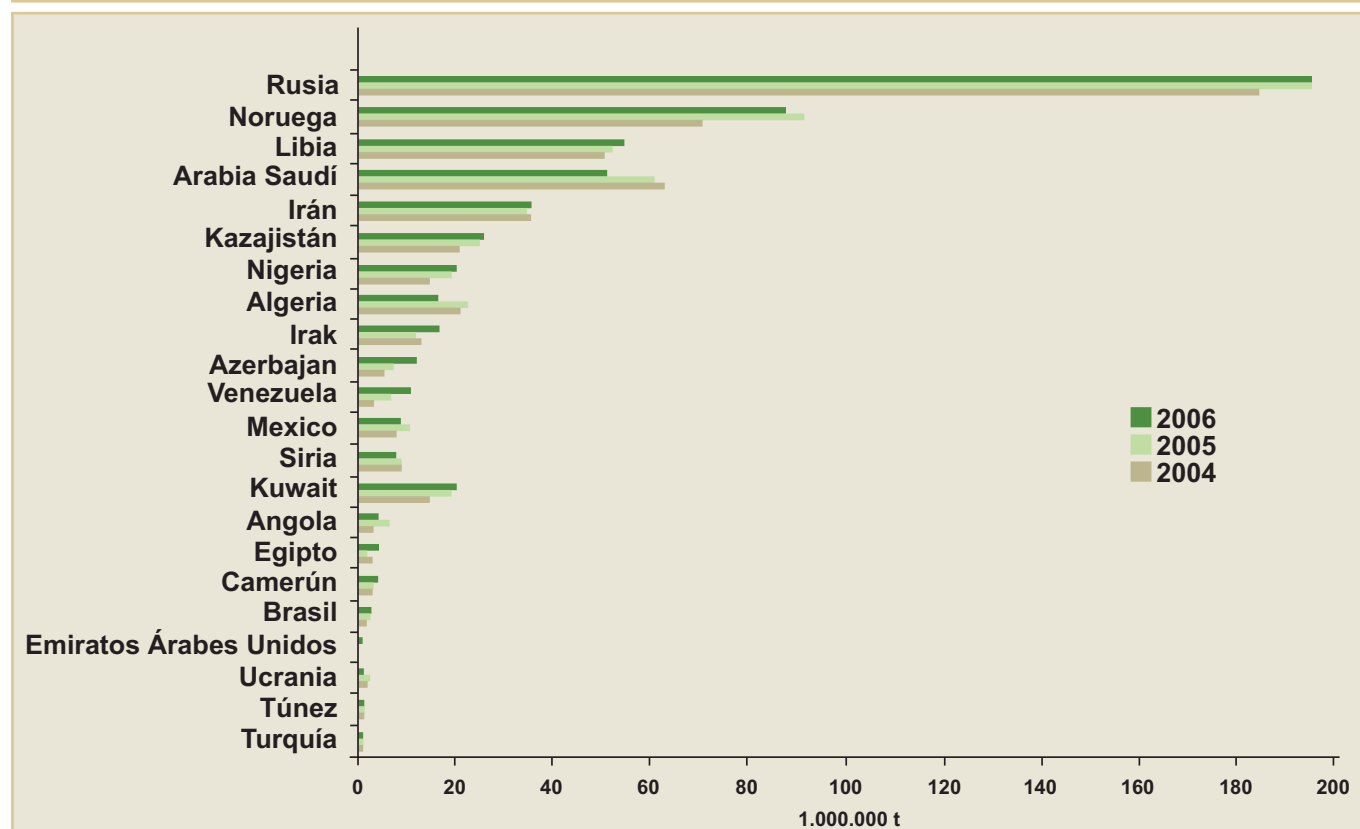
Por lo tanto, cualquier política europea debe responder al reto de asegurar el suministro continuado de petróleo sin perder de vista el medio ambiente y sin poner en peligro la movilidad y el crecimiento económico.

La UE ha reafirmado su compromiso de afrontar los desafíos que suponen la seguridad del suministro, la sostenibilidad medioambiental y la competencia en sus paquetes sobre Energía de enero de 2007 y 2008. En una Cumbre histórica de marzo de 2007, los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE se comprometieron a poner en práctica una serie de objetivos muy ambiciosos para luchar contra el cambio climático y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. En respuesta a estos retos, la Comisión ha puesto en marcha y hecho el seguimiento de un conjunto de medidas que me gustaría tratar más detenidamente.

Ahorrar energía y reducir la demanda

La conservación de la energía y la mejora de la eficiencia energética son aspectos importantes para la sostenibilidad y seguridad del suministro de energía, así como para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero. En el contexto de una política integrada de la UE sobre clima y energía, es necesario establecer estrategias claras para mejorar el rendimiento ener-

Gráfico 2. EU-27 Importaciones de Crudo y Materias Primas



Fuente: Eurostat

¹ Eurostat: "Estadísticas Energéticas Anuales 2005". La recopilación anual de datos para el año de referencia 2006 aun no se ha finalizado.

gético y nuestro objetivo de que en 2020 se ahorre un 20% de consumo de energía mediante la eficiencia energética es una parte crucial.

La promoción continua de la eficacia energética debe incorporar el sector del transporte, ya que el transporte por carretera es el principal consumidor de productos petrolíferos. Se necesita un esfuerzo continuado por parte de la industria automovilística (en cooperación con el sector del petróleo) para optimizar el rendimiento del combustible. Asimismo, es necesario buscar otras opciones² y no perseguir sólo la estrategia de las fuentes alternativas de energía (no basadas en el petróleo) sino también la de la investigación, el desarrollo y la comercialización de nuevos mecanismos de propulsión, así como esforzarse en inducir cambios positivos en la conducta del consumidor.

El actual precio del petróleo, que ha alcanzado un máximo histórico, no puede ser obviado. Las actuales tensiones geopolíticas, la restricción de la producción petrolífera y los retrasos en los nuevos proyectos hacen pensar que el precio del crudo seguirá en máximos históricos. Una eventual decisión de la OPEP en el sentido de incrementar la producción daría un respiro considerable a la situación actual de los mercados.

La repentina subida de los precios responde a fundamentos del mercado, tales como las tensiones geopolíticas en los países productores de petróleo, y la UE no tiene verdaderas armas para luchar contra la tendencia de los precios a corto plazo.

Por otra parte, la confusión que reina últimamente en los mercados financieros globales, desencadenada por la crisis de los préstamos *sub prime* el pasado agosto, ha afectado al desarrollo al alza de los futuros contratos del petróleo y otros complejos instrumentos financieros.

En esta situación, hasta las menores interrupciones en el suministro pueden tener importantes consecuencias. Por otra parte, los países de la UE estamos en parte protegidos de los efectos negativos de los altos precios del petróleo, tales como la inflación y la ralentización del crecimiento del PIB, gracias a la fuerza de nuestra divisa y a los elevados impuestos que gravan los productos petrolíferos.

Sin embargo, no podemos quedarnos a un lado y no lo haremos, sino que intensificaremos el diálogo sobre energía con los países productores de petróleo. A largo plazo, nuestro objetivo es reducir nuestra dependencia del petróleo mediante la promoción de la eficiencia energética y de las energías renovables y de otras nuevas tecnologías.

No obstante, no debemos pasar por alto la otra cara de los elevados precios del crudo: pueden fomentar el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías, mejoras en el rendimiento y combustibles alternativos. En mi opinión, estas son tendencias positivas en consonancia con nuestra política energética europea.

Incrementar el uso de las energías alternativas en Europa

El Consejo Europeo de marzo de 2007 puso especial énfasis en las energías renovables. Con su decisión de establecer una meta específica para la UE en su conjunto y de que ésta fuese respaldada por objetivos nacionales concretos, los líderes de la UE reconocieron la especial contribución que las energías renovables suponen para alcanzar el doble objetivo de reducir las emisiones y mejorar la seguridad energética.

La búsqueda de fuentes alternativas de energía debe ser potenciada en todas las áreas de consumo de petróleo, consolidando los resultados ya obtenidos. Si bien la Comisión Europea ya contribuyó ampliamente en el pasado para promover la eficiencia energética y las fuentes de energía renovables, algunas de las iniciativas propuestas (un Plan de Acción sobre Eficiencia Energética que haga constar el potencial que tendría en 2020 un ahorro del 20% en el consumo europeo de energía, la puesta en marcha de un Plan de Acción sobre la Biomasa, y el desarrollo de un Plan de Trabajo sobre Energías Renovables) tienen que materializarse en acciones para dar lugar a un amplio conjunto de nuevas opciones.

El Consejo Europeo aboga por un objetivo mínimo en lo que se refiere al porcentaje de biocarburantes renovables para el transporte en la UE. Dado que los biocarburantes son los únicos combustibles para transporte que suponen una alternativa viable en un futuro próximo, su crecimiento debería basarse en criterios de sostenibilidad medioambiental. El esquema propuesto también incluye unos criterios mínimos relativos al comportamiento del biocombustible en cuanto al gas de efecto invernadero.

Aumentar la transparencia y la previsibilidad de los mercados del petróleo

Recientemente hemos establecido un Sistema Observatorio Europeo del Mercado de la Energía (EMOS) que refuerza la capacidad europea de entender el desarrollo a corto y largo plazo de los mercados energéticos. Combinando y haciendo accesibles series de datos sobre numerosos indicadores relacionados con la energía, EMOS contribuye a incrementar la trans-

² Por ejemplo, la red Galileo se podría apalancar; lo que supondría una solución realmente europea para la implantación y monitorización de programas de rendimiento en el transporte.

parencia de los mercados energéticos. Su misión consiste en ayudar a la Comisión (y después a los Estados Miembros, la industria y otras partes interesadas) a tomar decisiones plenamente informadas, importantes tanto para la elaboración de la política como para las inversiones. También facilita una supervisión más efectiva de los recursos energéticos retenidos por la UE (Ej. la supervisión de reservas estratégicas de petróleo) y una mejor gestión de las actividades de información de los Estados Miembros.

También abogo por una política energética exterior sólida por parte de la UE encaminada a reforzar nuestras relaciones con agentes externos. El fortalecimiento del diálogo entre consumidor y proveedor con los países productores de petróleo, incluidas la OPEP y Rusia, así como el diálogo entre consumidores, también puede contribuir a mejorar la transparencia y la disponibilidad de datos relativos a los mercados petrolíferos.

Finalmente, la UE pretende seguir teniendo un papel clave en las negociaciones climáticas internacionales, y participando en sociedades internacionales (AIE, IPEEC, OIEA y entidades financieras internacionales como el Banco Mundial, el BEI y el BERD).

Incrementar los suministros de petróleo

La Comisión puede contribuir a que se incremente el suministro de petróleo, principalmente, colaborando con los países productores para promover mayores inversiones y un mejor entorno de inversión. Además, en mi cargo como Comisario de Energía, consulto regularmente a las más importantes petroleras para garantizar una estrategia óptima.

La versatilidad y flexibilidad de los sistemas de suministro debe mejorarse mediante la diversificación de las fuentes y rutas de suministro externas; para llevar a cabo dicha diversificación, es necesario a su vez desarrollar las infraestructuras y perseguir nuevos proyectos, tanto en localizaciones ya probadas como en otras menos tradicionales. Debe mantenerse la diversidad de nuestros sistemas de suministro, incrementando sobre todo el desarrollo del petróleo “fronterizo” y “poco convencional”, así como la recuperación de los campos maduros ya existentes en todo el mundo.

El reconocimiento de la interdependencia entre la seguridad de suministro y la demanda, un diálogo más profundo entre consumidor y proveedor puede atraer las inversiones promoviendo el acceso recíproco a las oportunidades de inversión. A parte de dicho dialogo, tanto proveedores como consumidores, incluso la UE, deben prestar especial atención, a la seguridad de las rutas de transporte del petróleo.

Reaccionar de manera efectiva ante las situaciones de crisis recurriendo a las reservas de emergencia

La Cumbre de la UE de marzo de 2007 subrayó la necesidad de mejorar la seguridad de suministro para la UE en su conjunto y para cada Estado Miembro, también mediante el desarrollo de mecanismos de respuesta a la crisis más efectivos. En este contexto, se enfatizó en la necesidad de revisar los mecanismos europeos de reserva de petróleo, con el objetivo de que Europa esté más preparada ante una emergencia, reforzando los mecanismos de respuesta a las crisis, así como la disponibilidad de reservas en tiempos de crisis.

De acuerdo con las conclusiones del Consejo Europeo, la Comisión continúa la tarea de evaluar el sistema actual de reservas de petróleo para emergencias con la intención de, a su debido tiempo, proponer una revisión de la legislación europea aplicable.

Probablemente se mantenga la obligación a 90 días, pero se unirá a un control gubernamental intensificado de parte de las reservas y a un control mayor de los niveles de reserva. La Comisión también desearía que el sistema tuviese mayor contacto con la AIE, para reducir el peso administrativo incrementando la efectividad de las acciones conjuntas.

Nuestras acciones demuestran que en la UE ya hemos andado un largo trecho en lo que se refiere a la política energética. Creo firmemente que la política energética europea, y la política del petróleo en particular, van por buen camino. Hemos fijado unos objetivos claros. Ahora no debemos perderlos de vista, como tampoco debemos perder de vista los retos a los que nos enfrentamos, la seguridad de suministro, los aspectos económicos y medioambientales, ni el llamamiento a dar pasos firmes y positivos. ■

El futuro de REPSOL YPF en el panorama energético internacional

Antonio Brufau

Presidente Ejecutivo de Repsol YPF

El panorama energético mundial se enfrenta en estos momentos a un complejo entorno caracterizado por un aumento significativo de la demanda de energía y una presión al alza de los precios. En el periodo 2002-2006, la demanda energética mundial creció a un ritmo del 3,3% anual, más del doble que el crecimiento medio de los diez años anteriores. Las previsiones para el futuro están en la misma línea.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su escenario de referencia, prevé que en el año 2030 el consumo de energía será un 55% mayor que en 2005, lo que supone un crecimiento medio anual del 1,8%. Es muy significativo que el 80% de ese crecimiento se concentrará en los países no OCDE.

La estimación para los próximos veinte años confirma que los combustibles fósiles continuarán siendo los principales actores en la matriz energética mundial. Estos combustibles seguirán siendo la fuente principal de energía, y llegarán a abarcar un 84% del aumento total de la demanda entre 2005 y 2030.

De acuerdo con la AIE, la contribución del petróleo y del gas en la matriz energética se mantendrá razonablemente estable, alcanzando un 54% en 2030, frente al 56% actual. Sin embargo, se producirá una reducción en la contribución del petróleo y aumentará el peso del gas natural. Las energías renovables crecerán de forma muy significativa, aunque su aportación a la matriz energética global será moderado (4,1% en 2030 frente al 2,7% actual, incluyendo la energía de origen hidráulico).

La producción de petróleo y gas en países OCDE es cada vez menor (29% en 2006 comparado con 35% en 1980) y su consumo energético depende cada vez más de las importaciones de terceros países. En la actualidad, la producción de petróleo y gas de los países OCDE sólo cubre el 54% de su consumo.

En este entorno, el sector energético en general, y el petrolero-gasístico en particular, se enfrenta a retos y oportunidades significativas, que proceden tanto del lado de la oferta como de la demanda.

Existe un cambio estructural en la demanda de hidrocarburos caracterizado por un crecimiento elevado de las necesidades energéticas de las economías emergentes y por la rigidez sostenida del consumo en los países desarrollados.

En los últimos años, se ha producido un fuerte crecimiento en la economía de los países emergentes, que continúa con unas perspectivas a futuro muy positivas, a pesar de la desaceleración económica en que se encuentran inmersos los países desarrollados. Como era de esperar, en las economías emergentes el crecimiento económico ha traído asociado un crecimiento del consumo de energía, que ha sido particularmente vertiginoso en algunos países como China o India. El desarrollo industrial, el crecimiento demográfico, el aumento de la renta per capita y del parque automovilístico, garantizan un crecimiento sostenido del consumo energético en los próximos años. El parque automovi-

lístico de China e India se ha multiplicado por diez en los últimos cinco años y por 7,5 en Brasil.

Igualmente llamativos son los datos de crecimiento demográfico: según Naciones Unidas, en 2050 en los países más desarrollados habitarán 70 millones de personas más que en 2005 (incremento del 6% en 45 años), mientras que en los países menos desarrollados el crecimiento poblacional será de casi 2.500 millones de personas (50% más que en 2005).

En los últimos años, el incremento de los precios del crudo y de los productos derivados ha sido compatible con el aumento del consumo en los países desarrollados. Este cambio de comportamiento del consumidor se deriva en gran medida de la modificación en el *mix* de consumo del petróleo. El uso de petróleo para transporte, donde apenas existen sustitutos, ha crecido de forma significativa, asociado lógicamente al incremento del parque automovilístico. Así, mientras que en los años 70 la participación del transporte en el consumo de petróleo era del 45%, en la actualidad esa participación alcanza ya el 70%.

En los próximos años, el sector del petróleo se enfrenta al gran reto de satisfacer el crecimiento de la demanda (1,3% anual hasta 2015, según la AIE) así como reemplazar el declino natural (3,5% anual hasta 2015) de los campos actualmente productivos. En el 2015 las necesidades de nueva producción alcanzarán aproximadamente 35 Mbbl/d (lo que constituye casi el 40% del volumen de producción en 2007), de los cuales 24 Mbbl/d reemplazarán la producción en declino y 11 Mbbl/d satisfarán el incremento de la demanda.

Para hacer frente a ese reto, es imprescindible la incorporación intensiva de nuevas reservas, que además, se ha de realizar en un entorno de complejidad y costes crecientes.

Cada vez más, existe un aumento en la producción de recursos no convencionales que requieren niveles superiores de inversión y la aplicación de nuevas tecnologías, en detrimento de la producción de recursos de petróleo y gas tradicionales. Según la AIE, en el 2010 más del 42% de la producción de hidrocarburos tendrá su procedencia en fuentes no convencionales (*Deepwater*, Ártico, crudos pesados, LNG y *tight/sour gas*) frente al 22% en el 2004.

La inversión en Exploración y Producción (E&P) fuera del ámbito OCDE supone una participación creciente dentro del volumen de inversión global, con los riesgos que ello implica. Mientras que en la década de los 70, la inversión en E&P en EE.UU. y Canadá suponía el 60% de la inversión global, en la actualidad esa participación está por debajo del 35%.

El acceso a las reservas se muestra cada vez más complicado para las compañías petroleras internacionales "IOCs". En la actualidad, más del 85% de las reservas mundiales están controladas por compañías petroleras nacionales "NOCs".

Una de las consecuencias de la creciente demanda de los países emergentes, ha sido el gran aumento de precios de las materias primas. Este escenario de precios altos incrementa los costes de inversión de la industria petrolera. En el periodo 2000-2007, el precio de insumos fundamentales para esta industria como el acero o los servicios de ingeniería se han incrementando en un 100% y un 80% respectivamente, lo que ha hecho disparar las inversiones de las petroleras en nuevos proyectos.

Este complejo panorama relacionado con las inversiones del sector, no es ni mucho menos exclusivo para las actividades de exploración y producción. De hecho, una de las mayores limitaciones con que se encuentran las empresas petroleras es la de los factores de utilización de la refinería (86% a nivel global y casi 90% en OCDE).

Para hacer frente al aumento de la demanda de los productos petrolíferos, se está abordando un enorme reto a nivel mundial para aumentar la capacidad de destilación primaria. El aumento de la capacidad mundial de destilación prevista en el periodo 2007-2012 es de 10,5 millones de barriles/día (bbl/d) (12% de la capacidad mundial), lo que supone un incremento 2,5 veces mayor que el aumento de capacidad que se produjo en el periodo 2000-2006.

Adicionalmente, existe una creciente necesidad de inversión en proyectos para el aumento de la conversión del sector refinero, que debe satisfacer el creciente consumo de productos de mayor valor añadido (crecimiento 2002-2006 de la demanda mundial de diesel y destilados medios del 2,8% anual comparado con 0,2% de fuel oil). De igual modo, son necesarias inversiones para hacer frente a la evolución de la oferta de crudos hacia peores calidades, crudos más pesados y agrios, que cada vez tendrán más presencia en la cesta de crudos de las refinerías.

Adicionalmente a los retos mencionados, el sector energético debe avanzar en la búsqueda de modelos sostenibles, que permitan satisfacer el acceso a la energía, un derecho de todas las personas, de forma compatible con la preservación del medio ambiente.

La actividad del ser humano provoca actualmente la emisión de más de 26 Gt de CO₂ a nivel mundial. Aproximadamente un 40% de las emisiones son derivadas de la generación eléctrica, esencialmente de la generación con carbón, y un 20% adicional son emisiones del transporte. Si no se toman acciones decididas, las previsiones son que las emisiones se duplicarán en los próxi-

mos 50 años, alcanzando una cifra superior a los 50 Gt CO₂ para el 2055, con consecuencias probablemente muy significativas sobre el medio ambiente.

En resumen, nos enfrentamos desde el sector a un panorama energético en evolución y con importantes retos. La confluencia de los factores de oferta y demanda analizados, determinan con gran probabilidad una continuidad del entorno de precios de energía elevados y también la existencia de oportunidades de crecimiento significativas para las compañías del sector. Todo ello conlleva una serie de riesgos añadidos, tanto operativos como financieros, que no se pueden obviar y cuya correcta gestión es crucial para la consecución de los retos.

Estrategia de Repsol YPF para el próximo futuro

Repsol YPF ha desarrollado su Plan Estratégico 2008-2012 que define la visión y los objetivos para el Grupo en el nuevo contexto sectorial.

Este plan se apoya sobre el avance realizado por el Grupo Repsol YPF en los tres últimos años que ha supuesto lo siguiente:

- Avance significativo en el re-equilibrio de nuestra cartera de negocios.
- Revitalización del negocio del Upstream, estableciendo las bases para un desempeño competitivo y desarrollando nuevas áreas de crecimiento.
- Transformación de la organización y focalización en la generación de resultados.
- Fortalecimiento del Gobierno Corporativo del Grupo y mejora de la transparencia.
- Incremento del retorno para nuestros accionistas, a la vez que se ha reforzado nuestra solidez financiera.

Con el Plan Estratégico 2008-2012, hemos actualizado nuestra visión. El Grupo Repsol YPF pasa a operar a través de tres unidades autónomas: Una, constituida por los *Negocios Estratégicos Integrados* (que incluyen el *Downstream* y *Upstream* fuera de Argentina y el negocio mundial de GNL), y dos participaciones que son estratégicas: una operada, YPF, y una no operada, Gas Natural.

Los conceptos clave que se despliegan en la estrategia del Grupo Repsol YPF para 2008-2012 se pueden sintetizar en tres:

1. Mejora significativa de la rentabilidad de los activos actuales del Grupo.

2. Elevado crecimiento orgánico, basado en iniciativas bien definidas y diez proyectos de inversión estratégicos con impacto en el periodo 2008-2012.

3. Culminación del equilibrio y diversificación de nuestra cartera de negocios para reducir el riesgo y la incertidumbre en nuestros objetivos de rentabilidad y crecimiento.

La estrategia en los Negocios Estratégicos Integrados se definió consecuentemente para cada una de las líneas de negocio:

- *Downstream*: Mejora de la rentabilidad de los activos actuales y realización de fuertes inversiones en expansión y conversión en Refino en España y Petroquímica en Portugal.
- *Upstream*: Crecimiento orgánico significativo enfocado en tres áreas "core" donde tenemos claras ventajas competitivas (Norte de África, Aguas profundas (GoM-EEUU y Brasil) y Latinoamérica norte), desarrollando nuevas áreas de crecimiento.
- GNL: Fortalecimiento de la comercialización con menores niveles de inversión, en un mercado de alto crecimiento y atractivo.

Pieza fundamental de nuestros Negocios Estratégicos Integrados son los diez proyectos clave de crecimiento que, junto con las actividades de Exploración, implicarán una inversión de más de 12.000 M€ en el periodo 2008-2012 y que contribuirán con el 55% del crecimiento del Resultado Operativo en el periodo.

Estos proyectos son:

- *Downstream*: Expansión de la refinería de Cartagena, construcción del *coker* de Bilbao y ampliación de la petroquímica en Sines (Portugal).
- *Upstream*: Shenzi (GoM-EE.UU), Regganne (Argelia), Libia I/R, Bloque 39 (Perú) y Carioca (Brasil).
- GNL: Planta de regasificación de Canaport (Canadá) y Perú LNG.

La estrategia del Grupo en YPF se estructurará en torno a tres líneas fundamentales:

- Desinversión parcial para mejorar y equilibrar el portafolio.
- Socio local y mejora de la liquidez en los mercados, claves para aumentar el valor. Foco local en el contexto de una compañía global.

- Mejora de resultados aprovechando oportunidades en un mercado energético en expansión como el Argentino.

Finalmente, el Grupo apoyará la ambiciosa estrategia de crecimiento de Gas Natural y maximizará las sinergias entre las dos compañías energéticas, potenciando más aún las operaciones de la compañía Stream, "joint-venture" conjunta Repsol-Gas Natural, para el negocio del gas natural licuado.

Los objetivos del Grupo para el nuevo Plan Estratégico son exigentes y pasan por más que duplicar el Beneficio Neto consolidado en los próximos cinco años a la vez que incrementar de forma sustancial la rentabilidad de nuestros activos (ROCE de los activos actuales pasará del 11% al 15% en el 2012). La carte-

ra de negocios del Grupo se equilibrará, reduciéndose el peso del Latinoamérica del 52% en 2005 al 31% en el 2012. Asimismo, el Grupo reforzará la retribución a los accionistas y mejorará aún más su flexibilidad financiera.

El nuevo Plan Estratégico de Repsol YPF es nuestra guía para hacer frente con éxito a los exigentes retos que vamos a abordar y para capturar las oportunidades que esos retos nos ofrecen.

En tan sólo cinco años seremos una empresa mucho más fuerte y más rentable y contaremos con una plataforma más potente para el desarrollo de nuevos motores de crecimiento futuro. ■

Una nueva era para las compañías petroleras estatales: aprovechar las oportunidades

David C. Traylor, P.E.

Responsable Global del Mercado NOC

Deloitte Touche Tohmatsu. Dubai

Las empresas nacionales de petróleo (NOC, por sus siglas en inglés) están viviendo, sin duda, uno de sus mejores momentos. El precio del petróleo ha subido en los últimos años desde 20 hasta más de 100 dólares por barril, incrementando espectacularmente los beneficios de las empresas estatales productoras y exportadoras de petróleo. Al mismo tiempo, las empresas estatales importadoras de petróleo están viendo crecer su base de clientes.

El escaso margen de capacidad de producción en reserva en el suministro de petróleo, junto con los correspondientes aumentos del precio del crudo, anuncian una nueva era para las petroleras. Las empresas de los países exportadores son las guardianas de sus reservas nacionales de petróleo y gas natural, mientras que las NOC importadoras son el principal canal para garantizar el suministro en los mercados internacionales.

En muchos países, los abultados flujos de efectivo procedentes de los hidrocarburos han catapultado la cuestión energética a un indiscutible primer plano en lo que respecta a la formulación de políticas gubernamentales y las NOC son con frecuencia la primera vía para su ejecución.

Por otro lado, los últimos años han sido complicados para las empresas estatales importadoras de petróleo, que tienen que hacer frente a la volatilidad de los precios, y tanto para las importadoras como para las exportadoras en lo que respecta a la lucha por asegurar e incrementar su oferta para satisfacer una demanda cada vez mayor a escala global.

Basándonos en la amplia experiencia en el sector petrolero en todo el mundo, hemos identificado seis retos fundamentales, así como las correspondientes oportunidades para garantizar una ventaja competitiva, que constituyen un punto prioritario en las agendas de muchos ejecutivos de las compañías estatales petroleras. Dichos retos son los siguientes:

- Gestión de riesgos, elaboración de informes financieros y gobierno corporativo;
- Desarrollo y retención del talento;
- Relaciones con las empresas petroleras internacionales (IOC, por sus siglas en inglés);
- Gestión financiera y planificación fiscal internacional;
- Supervisión de operaciones internacionales;
- Cambio climático y medioambiente.

Este artículo formula estos retos e invita al debate sobre cómo pueden adaptarse mejor las NOC a esta nueva era. Se trata de

un periodo caracterizado por la necesidad de gestionar importantes cambios en múltiples dimensiones, por la expansión internacional, la mayor volatilidad de precios, las innovadoras tecnologías de extracción, transformación y distribución, así como por la captación de una nueva generación de talento cualificado para cubrir las necesidades de personal en las empresas petroleras del futuro.

Gestión del riesgo, elaboración de informes financieros y gobierno corporativo

Las últimas décadas en el sector del gas y el petróleo han estado marcadas por periodos de turbulencias y acontecimientos que entrañan un gran nivel de riesgo, causados por el hombre o la naturaleza. El nuevo entorno requiere que las NOC vayan más allá de sus funciones tradicionales de producción y refino de crudo, o de abastecimiento de estas materias esenciales al mercado global. Para muchas NOC en países que tienen un alto grado de dependencia de las importaciones de petróleo y gas, como China, esto supone el desarrollo de una estrategia de inversión en el extranjero diseñada para garantizar fuentes de petróleo a escala mundial. Para las NOC en países que son grandes exportadores de gas y petróleo y, especialmente en aquéllos que producen crudo de baja calidad, una de sus mayores preocupaciones es la sostenibilidad de la demanda a medio y largo plazo. La reducción potencial de la demanda a causa del desarrollo de los combustibles alternativos y las medidas más estrictas para promover la eficiencia y la conservación de la energía podrían asimismo provocar una disminución de las exportaciones y del comercio internacional.

Esto podría suponer una “paralización” de la inversión en mayor capacidad productiva. Para abordar estos asuntos, las compañías petroleras tanto en países consumidores como exportadores están manteniendo conversaciones con sus respectivos gobiernos sobre muchos aspectos, incluidos:

- El grado de garantía de suministro de las materias primas y la demanda;
- los retos de la globalización y la expansión/colaboración internacional;
- la seguridad física de los activos y la infraestructura en la cadena de suministro;
- las operaciones en entornos remotos y hostiles.

Esta nueva situación expone a las NOC a mayores riesgos estratégicos, políticos y legales que en el pasado. La experiencia de las firmas miembro de Deloitte con las NOC indica que muchos ejecutivos de este sector no creen tener una buena comprensión del riesgo del negocio en el entorno actual. Tal como se expone en este documento, las NOC se enfrentan actualmente a nuevos retos que requieren un enfoque más integral del riesgo que en el pasado.

El aumento de la presión en los mercados de petróleo ha provocado una insatisfacción creciente en relación con los enfoques tradicionales de gestión del riesgo y un deseo de mejorar la fiabilidad con la que se pueden evaluar las nuevas oportunidades y anticipar los resultados. El desarrollo de enfoques más integra-

Tabla I. Clasificación del tipo de riesgo

Riesgos fácilmente cuantificables	Riesgos difíciles de cuantificar
Riesgo de mercado/precio	Riesgo estratégico/de franquicia
Riesgo de crédito/impago	Riesgo operativo
Riesgo de modelización/valoración	Riesgo de captación de personal/de organización
Riesgo de financiación/financiero	Riesgo regulatorio
Riesgo de operaciones	Riesgo político
Riesgo volumétrico	Riesgo tecnológico
Riesgo de continuidad del negocio	Riesgo legal
Riesgo de información financiera	
Riesgo medioambiental	

Fuente: Adaptado del Comité de Directores de Riesgos (CCRO por sus siglas en inglés). “Introduction and Executive Summaries of CCRO Recommendations. 2002”.

les y sofisticados de la gestión del riesgo ha despertado un gran interés, y la gestión del riesgo de empresa está atrayendo, cada vez más, la atención de los directivos. Muchas empresas han adaptado sus capacidades para identificar riesgos y cubrir proactivamente los riesgos financieros, así como los riesgos susceptibles de ser asegurados.

Sin embargo, mientras que muchas empresas son conscientes de los beneficios de desarrollar un marco integral de gestión del riesgo, sólo unas pocas se sienten capaces de gestionar inteligentemente todo su espectro de riesgos, de evaluar y abordar adecuadamente el riesgo desde todas las perspectivas, de traspasar las barreras organizacionales que impiden una visión de la totalidad de los riesgos a los que se enfrenta la compañía y de anticipar y preparar de forma sistemática una respuesta integral ante riesgos potenciales significativos.

Para la mayoría de las compañías petroleras internacionales que cotizan en mercados de valores en la era empresarial posterior a Sarbanes-Oxley ya no es suficiente el mero reconocimiento de sus riesgos de negocio. También deben informar sobre estos riesgos a sus accionistas y abordar la necesidad de realizar controles internos rigurosos. La ley estadounidense Sarbanes-Oxley de 2002 exige la revisión de los controles internos y establece la responsabilidad de la alta dirección de la empresa en la aprobación de los estados financieros.

A medida que cada vez más NOC acceden a los mercados de capital, se plantean también la adopción de normas de contabilidad no locales, como las Normas Internacionales de Contabilidad o los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (GAAP, por sus siglas en inglés) de EE.UU. para facilitar la presentación de información sobre sus títulos ante la SEC y mejorar su acceso a mercados financieros globales con más liquidez. Las nuevas normas sobre información financiera exigen una comunicación más rigurosa de los riesgos y están convirtiendo la mejor práctica en un requisito obligatorio.

Por otro lado, el epicentro de los mercados se está desplazando a medida que nuevos centros financieros como Dubai, Hong Kong, Singapur y Shanghái intentan atraer nuevas empresas desde otros focos más tradicionales, como Nueva York, Londres y Frankfurt. Es probable que estos cambios vengán acompañados de nuevos requisitos de información financiera.

El gobierno corporativo ha constituido, tradicionalmente, una cuestión espinosa para muchas NOC. A medida que aumenta su actividad a escala mundial, es fundamental que estas empre-

sas estén atentas a los aspectos locales de los países extranjeros en los que han invertido que puedan afectar a su mano de obra y a sus recursos. Los aspectos medioambientales, de salud y seguridad, laborales y comerciales son importantes para los ciudadanos y los países en los que operan las NOC y deben tenerse en cuenta a la hora de tomar decisiones de inversión.

Es probable que las NOC se vean sometidas a un mayor escrutinio por parte de diversas fuentes, desde los medios de comunicación globales a las organizaciones no gubernamentales. Cada vez más, éstas y otras partes interesadas exigirán una información clara y una responsabilidad social corporativa. Las NOC serán consideradas responsables de sus acciones tanto en las operaciones internas como en las exteriores y, como agentes de los gobiernos, necesitarán prestar especial atención a la forma en que sus acciones son percibidas por los ciudadanos.

Además, a medida que las NOC recurren más a los mercados públicos para financiarse mediante deuda o incluso mediante renta variable, tendrán que examinar detalladamente dónde y cómo acceden a los mismos. Puede que tengan que revisar sus estructuras y su gobierno corporativo para adaptarlos a la nueva era de globalización de las operaciones y de los mercados de capitales.

Junto con el acceso a estos mercados de capitales se plantea la cuestión de la responsabilidad corporativa que exige que las NOC asuman más responsabilidades y sean más transparentes para todos los accionistas, no sólo para los gobiernos de sus países o estados de origen. Una de las consecuencias más importantes será la necesidad de abordar los conflictos potenciales entre los intereses de cada estado, los intereses de los inversores particulares y los de la propia empresa.

Desarrollo y retención de talento

La retención del talento se está convirtiendo en un serio problema para muchas empresas, especialmente en el sector de extracción y producción en Norteamérica y gran parte de Europa¹. Durante las últimas décadas, el sector petrolero de EE.UU. ha destruido más de un millón de puestos de trabajo a causa de consolidaciones, bajas voluntarias, jubilaciones y fallecimientos². Para empeorar aún más la situación, la mano de obra restante del sector está envejeciendo, con una proporción significativa de trabajadores de más de 45 años, mientras que la mayoría de empleados que trabajan en una empresa típica centrada en tecnología tiene menos de 40 años. Renovar la bolsa de talento ha sido una tarea difícil.

¹ Deloitte Development LLC. La crisis de talento en el sector de la producción de gas y petróleo: Estrategias para atraer e implicar a la Generación Y. 2005.

² "John S. Herold Inc. Cites Industry Employment Problems." Offshore: 19 de abril de 2005.

Parece que la “Generación Y” se muestra recelosa de este sector cuya vida podría parecer limitada y es muy consciente de las deficiencias medioambientales puntuales del mismo. Esto no es sólo un problema en EE.UU., según una encuesta de The Economist, en la que se señala que el talento se ha convertido en la materia prima más codiciada del mundo³.

La reducida bolsa de talento del sector puede avivar la competencia entre las NOC y las IOC en lo que respecta a la búsqueda de nuevas tecnologías para ampliar sus actuales operaciones. Al mismo tiempo, esta dinámica tiene el potencial de fomentar la colaboración o la asociación entre entidades que pretenden aprovechar los mismos recursos de talento. En 2002, la NOC de Argelia se asoció con otras organizaciones para acceder a los conocimientos técnicos necesarios para mejorar sus opciones de distribución para la exportación de gas natural licuado (GNL) a Europa⁴.

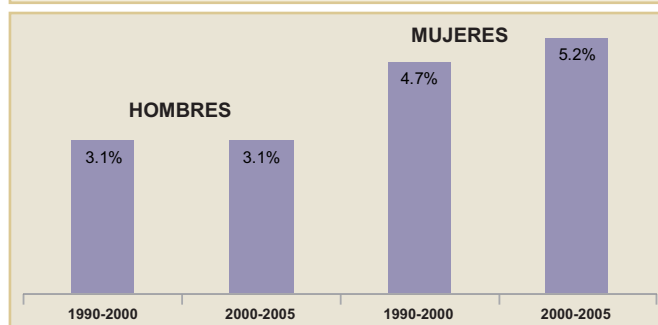
Más recientemente, las NOC en Rusia, India, Libia y China han suscrito acuerdos de colaboración con varias IOC. Sin embargo, estas asociaciones pueden verse sometidas a una gran presión durante los próximos años, a medida que la disponibilidad de conocimientos técnicos disminuye a causa de la jubilación de los trabajadores más experimentados en muchos ámbitos del sector.

La reducción de la bolsa de talento en la que las NOC suelen seleccionar a empleados para destinarlos a sus proyectos de asociación en el extranjero tiene el potencial de ralentizar sus progresos como empresas globales. Además, la necesidad de dotar de equipos de trabajadores a sus negocios conjuntos en el extranjero puede plantear dificultades en lo que respecta a la integración de múltiples culturas. En algunos casos, para tener éxito, las NOC pueden necesitar adaptar su cultura interna para acomodar las diversas nacionalidades y generaciones que componen la plantilla. Para ser competitivos en el mercado global, las NOC necesitarán responder a las siguientes preguntas:

- ¿Cómo competirán las NOC en el mercado global por la que es, aparentemente, la materia prima más escasa, el talento?
- ¿Instarán las NOC a su mano de obra a adaptarse a la cultura de su país de procedencia o adoptarán un enfoque más integrador?
- ¿Continuarán las NOC dependiendo del trabajo de los expatriados para las áreas técnicas y no cualificadas, o incrementa-

rán la localización de puestos de trabajo, especialmente en áreas de carácter muy técnico?

Gráfico I. Aumento de la mano de obra por género, en Oriente Medio / Norte de África



Fuente: “2007 Economic Developments and Prospects: Job Creation in an Era of High Growth.” Banco Mundial: Oriente Medio y Norte de África.

Relaciones con las IOC

Actualmente las NOC están mostrando un gran interés por ampliar sus negocios más allá de las fronteras nacionales. A su vez, la expansión internacional requiere que las NOC examinen su forma de gestionar las relaciones con las IOC. Las IOC siguen siendo atractivas como socio de negocio porque pueden aportar conocimientos críticos y experiencia internacional que pueden no estar tan fácilmente disponibles en algunas NOC.

A medida que aumenta la complejidad de la producción de petróleo, las NOC se muestran dispuestas a utilizar sus relaciones con las IOC para desarrollar conocimientos prácticos en una gran variedad de competencias técnicas clave, que incluyen áreas complejas como la geología, la reducción de la corrosión, la extracción en áreas de mala calidad y las tecnologías de elevación artificial. Esta idea queda reflejada en un comentario realizado por un profesional de Oriente Medio⁵:

Las NOC y las IOC se necesitan mutuamente. Las NOC aportan el acceso a las reservas, mientras que las IOC aportan el acceso al capital, los conocimientos (las técnicas de recuperación de petróleo más modernas, por ejemplo) y las habilidades de gestión, aspectos todos ellos de vital importancia que no poseen las NOC. Existe demasiada burocracia, lo cual provoca retrasos debidos a la mala gestión. Todos estos problemas desaparecen con una IOC. Por ejemplo, si solicitamos piezas de repuesto, el pedido pasa de comité en comité. La IOC simplemente lo recibe. Y en lo que respecta a la investigación, nuestro país no

³ “The Battle for Brainpower.” The Economist: 7 de octubre de 2006, p. 3.

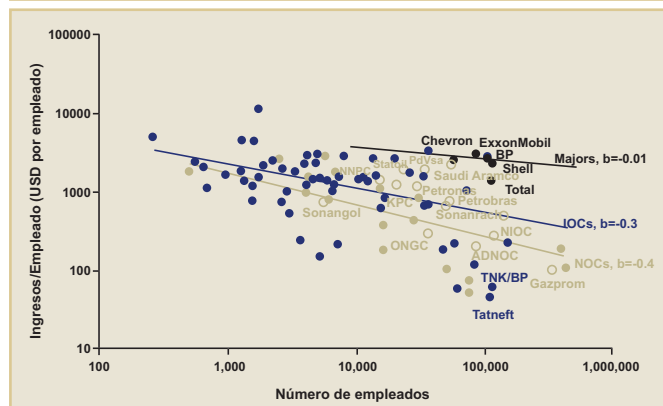
⁴ “Gas: the battle for Europe.” Weekly Petroleum Argus: 20 de mayo de 2002 p. 9.

⁵ Chatham House. Investment in Middle East Oil: Who Needs Whom? Febrero 2006.

cuenta con centros de investigación, excepto uno inaugurado por nuestra NOC.

Generalmente, las IOC aportan también técnicas de proceso y gestión más sólidas, así como canales de distribución hacia importantes mercados globales. Para aprovechar los conocimientos tecnológicos y el acceso al mercado que proporcionan las IOC, las NOC probablemente deberán gestionar alianzas, adquisiciones y programas de integración de manera eficaz.

Gráfico 2. Ingresos/Empleo frente a Número de Empleados, 2004



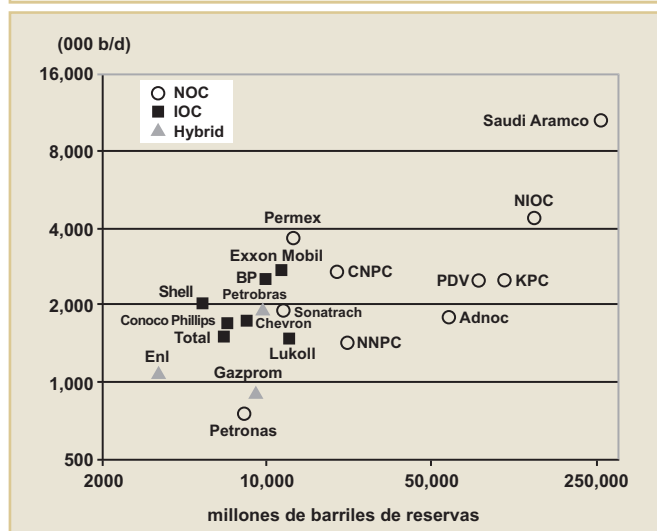
Fuente: "On Measuring the Performance of National Oil Companies." Nedejda Marakova Victor. Programa sobre Energía y Desarrollo Sostenible de la Universidad de Stanford. Septiembre, 2007.

Normalmente, las NOC favorecen las relaciones a largo plazo, pero su enfoque está cambiando hacia operaciones a corto plazo, limitadas a proyectos.

Las NOC que necesitan suministro están empezando a modificar su estrategia competitiva mediante acuerdos locales con un mayor valor estratégico. Por ejemplo, China National Petroleum Corporation se ha comprometido al desarrollo económico local en Kazajstán a través de inversiones en centrales eléctricas, líneas de ferrocarril y centrales químicas⁶.

Otra tendencia emergente es el hecho de que las NOC de países como Arabia Saudí, Venezuela y Rusia, que poseen cuantiosos recursos de hidrocarburos, parecen estar ejerciendo un mayor poder de negociación sobre las IOC. Recientemente, dos IOC de Occidente cedieron el control de enormes proyectos de gas en Siberia a las NOC rusas. Por razones muy diferentes, las NOC de países muy poblados y en rápido crecimiento,

Gráfico 3. Producción de líquidos frente a reservas



Fuente: PIW Top 50. "NOC-IOC Gap Reveals Significant 'Lost' Production. 3 de diciembre, 2007.

como China e India, que tienen un déficit de recursos nacionales de hidrocarburos, pero una demanda creciente de energía, están demostrando ser unos negociadores más duros en sus relaciones con las IOC. Están dispuestos a realizar inversiones para acceder a estos mercados en expansión.

Gestión financiera y planificación fiscal internacional

Las estrategias financieras de las NOC se han visto obstaculizadas, de distintas formas, por el aumento y la volatilidad de los precios del petróleo en los últimos cinco años. Los crecientes precios del crudo permitieron a los países de la OPEP aumentar su producto interior bruto de 856.000 millones de USD en 2000 a 1,7 billones de USD en 2006⁷.

A medida que el efectivo continúa entrando libremente en las NOC de la OPEP, muchas han acelerado sus programas de inversiones a largo plazo y están centradas en desarrollar estrategias que puedan ayudar a garantizar una rentabilidad competitiva sobre sus diversas inversiones, tanto en el área de extracción y producción como en el de distribución y venta, a escala nacional e internacional.

Las prácticas de inversión de efectivo difieren enormemente entre las NOC. Entre 2007 y 2013, los países de Oriente Medio

⁶ "Chinese CNPC Invests \$6.5 billion in Kazakhstan 1996-2006" Energy and Commodities Digest: 22 de agosto de 2007.

⁷ Organización de Países Exportadores de Petróleo. OPEC Member Countries' Gross Domestic Product at Current Market Prices, 1960-2006, Table 3.

esperan invertir aproximadamente 94.000 millones de USD en sus sectores de producción de petróleo y gas, principalmente para aumentar la capacidad de producción de petróleo⁸. Se prevé otra inversión de 240.000 millones de USD en operaciones de distribución y comercialización de gas y petróleo, así como en el sector petroquímico⁹.

A diferencia de las NOC exportadoras bien establecidas que esperan financiar las inversiones con sus propios flujos de efectivo, es probable que las NOC importadoras tengan que obtener cuantioso capital adicional para financiar sus necesidades de capital circulante e invertir en infraestructura de producción y distribución para satisfacer la creciente demanda. Algunas NOC han captado fondos a través de diversos canales del mercado público, desde la emisión de bonos a interés variable hasta la venta de acciones.

Durante muchos años, Petroleos de Venezuela S.A., la NOC de Venezuela, emitió bonos a través de los mercados de deuda de EE.UU., aunque actualmente no existe ningún bono en circulación. Asimismo, PetroChina Company Limited, la unidad principal de China National Petroleum Corporation, propiedad del Estado, ha obtenido la aprobación para una oferta pública inicial de acciones en el mercado nacional con la que podría recaudar más de 7.000 millones de USD¹⁰. Las diferentes estrategias de capitalización y mercados de capital exponen a las NOC a distintos niveles de escrutinio y costes de cumplimiento.

Tanto las NOC exportadoras como las importadoras están inmersas en una nueva situación de volatilidad financiera. Quizás los precios del petróleo no parezcan más volátiles en términos porcentuales, pero las fluctuaciones de un 10% en los precios con el barril a 100 USD son mucho mayores, en términos absolutos, que las que se producían cuando el precio del petróleo rondaba los 20 USD por barril. Esto puede tener consecuencias significativas en la entrada y salida de efectivo. El impacto absoluto de la volatilidad de los precios a distintos niveles de precio dificulta la gestión y predicción de los flujos de efectivo. Es probable que las NOC se planteen estrategias más sofisticadas de gestión del efectivo y el riesgo dada la gran volatilidad.

En la próxima era de las NOC, los directivos tendrán que revisar minuciosamente sus operaciones de gestión financiera y de tesorería e invertir en el desarrollo de capacidades para generar una mayor rentabilidad del efectivo, financiar el crecimiento futuro y gestionar la volatilidad. Las operaciones de tesorería representan con frecuencia una importante área de mejora. Muchas

NOC no cierran normalmente el ejercicio tras la fecha de presentación de la información financiera dentro de los plazos habituales para las grandes IOC.

A medida que las NOC se internacionalizan y adquieren mayor complejidad, encuentran numerosas oportunidades para el crecimiento financiero y de la organización. La planificación fiscal internacional se convierte en un aspecto crucial de la planificación financiera. En el pasado, muchas NOC tenían operaciones únicamente a escala nacional y estaban totalmente participadas por el Estado. El cumplimiento de las obligaciones fiscales era algo rutinario y la optimización fiscal no se consideraba necesaria pues, en última instancia, los impuestos y los dividendos acababan en manos del gobierno, por lo que no existían muchas razones para gastar recursos en la planificación.

Pero esta situación ha cambiado. Muchas más NOC operan fuera de su jurisdicción original y algunas tienen accionistas minoritarios que, por supuesto, se preocupan por el volumen de los dividendos que reciben y por el tipo impositivo efectivo para la sociedad. La mayor y más amplia concienciación sobre las complejidades y exigencias del pago del Impuesto sobre Sociedades está empujando a muchas empresas, incluidas las NOC, a controlar más sus prácticas para evitar errores o descuidos que puedan dar lugar a sanciones y dañar seriamente su reputación. Un aspecto de este proceso es el creciente uso de recursos especializados internos y externos para planificar y gestionar los impuestos.

Las NOC deberían organizarse para aprovechar las oportunidades de planificación fiscal internacional y los convenios para evitar la doble imposición, además de considerar los tipos impositivos en los distintos países en los que operan. Una mala planificación fiscal puede resultar en cargas fiscales excesivas y que perjudican a la posición competitiva, desviando recursos que podrían haberse empleado en el desarrollo del negocio. Por otro lado, una planificación fiscal exhaustiva puede ahorrar dinero a las empresas y sus accionistas y establecer una infraestructura que permita una eficiencia fiscal continuada en los planes de crecimiento.

Supervisión de operaciones internacionales

Cualquier empresa que se embarque en operaciones internacionales, y las NOC no son una excepción, se enfrenta a retos particulares para ganarse y mantener la confianza y la cooperación de sus partes interesadas. Esto es habitual para muchas

⁸ Tercer Seminario Internacional de la OPEP, Viena. Saudi Arabia Oil and Gas Investment Outlook and Strategies. Septiembre 2006.

⁹ Ibid.

¹⁰ Shen Hong. "PetroChina Domestic IPO Gets Approval." Wall Street Journal: 25 de septiembre de 2007 p. C5.

empresas del sector de recursos naturales y, especialmente, para las empresas estatales que invierten fuera de su país. En consecuencia, los requisitos establecidos para la participación a largo plazo y con éxito de las NOC en asociaciones internacionales temporales son muy exigentes.

Aspectos como el medioambiente, la salud, la seguridad y las prácticas laborales son importantes para los ciudadanos y los estados fuera de los países de origen de las NOC y, con frecuencia, más relevantes que en las operaciones a escala nacional. Las acciones de las NOC probablemente serán vigiladas por los medios de comunicación globales y las organizaciones no gubernamentales, así como por grupos de activistas a los que generalmente no tienen que enfrentarse dentro de su país. En particular, estos grupos exigen una coherencia entre las actividades realizadas por las NOC en el ámbito nacional y el internacional.

Se espera que las NOC, al igual que las IOC, mantengan alto el listón en lo que respecta a su responsabilidad social y demuestren un compromiso con el medioambiente, la seguridad de los trabajadores y las comunidades. Las NOC que realizan numerosas operaciones en el extranjero ya se están adaptando a este entorno que tiene en cuenta a los grupos de interés. PetroChina Company Limited, Kuwait Petroleum Corporation y Oil & Natural Gas Corporation of India, entre otros, han sacado a la luz pública sus programas de compromiso con la política medioambiental, la seguridad y la salud y las políticas de ayuda a las comunidades.

Tras el reciente recorte de la oferta, se ha intensificado la competencia a medio y largo plazo por el acceso a los recursos de hidrocarburos para sustituir la producción decreciente de los yacimientos maduros fuera de la OPEP. Se trata de un reto primordial para las IOC de mayor tamaño y también para las NOC que dominan las cadenas de suministro de petróleo y gas en una serie de destacados países importadores de energía, como China e India. En este contexto, muchas NOC están disfrutando de un mayor poder en el mercado global en relación, incluso, con las IOC más grandes.

Dentro de los mercados desarrollados de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y de muchas economías emergentes, la principal preocupación de los últimos años ha sido conseguir tener la certeza a largo plazo de la "garantía del suministro". Para muchos países, la cooperación entre las NOC se ha convertido en una opción cada vez más interesante, ya que lo que buscan las NOC exportadoras es la "garantía de la demanda". Pero entre los países de la OCDE, los mercados, al menos los de petróleo, aunque pro-

bablemente también los de gas natural, son en su mayoría mercados abiertos y liberalizados en los que las IOC suelen controlar la infraestructura de suministro y distribución. Las NOC que deseen garantizarse el acceso a la demanda en estos mercados necesitan ser capaces de establecer y ejercer una influencia política que no siempre se consigue a través de los gobiernos nacionales.

Por ejemplo, un gobierno de la OCDE no puede por sí solo obligar a una comunidad a aceptar una central o terminal de gasificación de GNL en sus proximidades, y probablemente necesitará que los inversores se reúnan, negocien y convenzan a los responsables del gobierno local y a los ciudadanos para que concedan los permisos y licencias pertinentes. Para ello, será preciso entender mejor los diversos aspectos a los que se enfrentan los gobiernos nacionales, regionales y locales, lo que supone que una NOC tendrá que funcionar como una empresa global, tal como han estado haciendo las grandes IOC durante muchas décadas.

Cambio climático y medioambiente

Las preocupaciones sobre el cambio climático y el medioambiente han pasado a un primer plano en muchos países. A medida que más NOC amplían sus horizontes y operaciones a escala internacional, necesitan dar una imagen de buenos defensores del medioambiente, tanto en sus operaciones internas como en sus inversiones en el extranjero. Aunque a lo largo de las últimas décadas las IOC han dado pasos significativos en la armonización de sus prácticas medioambientales con las demandas de los mercados de consumo, deben seguir avanzando en este ámbito si quieren conservar el beneplácito del público.

Las IOC son muy conscientes de la percepción de los consumidores y de lo rápido que ésta puede cambiar, a pesar de que las normativas gubernamentales suelen abordar estos aspectos. Asimismo, en el entorno mediático actual de alcance mundial, las NOC no pueden descuidar sus prácticas medioambientales en el propio país, puesto que ello podría repercutir en la confianza de los mercados internacionales y en las inversiones en el extranjero.

Arabia Saudí, el mayor exportador de petróleo del mundo, ha declarado recientemente que colaborará en la lucha contra el calentamiento global a través de la investigación sobre la reducción de las emisiones de CO₂ en la industria del petróleo y el gas. El presidente y CEO de Saudi Aramco, Abdullah Ju'mah ha afirmado:

¹¹ Agencia Internacional de la Energía. Energy Policies of IEA Countries. 2006.

¹² "Saudi Oil Firm Aramco Says Backs Greenhouse Gas Cut". Reuters: 23 de mayo de 2006.

“Creo que el sector del petróleo debería plantear activamente un debate sobre políticas referentes al cambio climático, así como desempeñar un papel activo en el desarrollo y la implantación de tecnologías de gestión de CO₂ para abordar los retos futuros. Las NOC - como Saudi Aramco - pueden intervenir de forma significativa en esta lucha”.

El futuro

Durante los últimos 50 años ha transcurrido un periodo de gran capacidad de suministro de petróleo y gas que ha estado dominado por las IOC, especialmente por aquellas que han llegado a ser conocidas como las “supermajors”. Y ello a pesar de las diversas nacionalizaciones de recursos que tuvieron lugar en los años sesenta y setenta. Es probable que el avance de las NOC en la próxima era dependa de su forma de actuar ante los nue-

vos retos, incluidos el gobierno corporativo y la transparencia, la gestión de riesgos financieros y la planificación fiscal internacional, el cambio climático y el desarrollo y retención de talento. Según las tendencias actuales, el próximo cuarto de siglo promete ser testigo de un desplazamiento del poder en el mercado en favor de las NOC, mientras que el equilibrio entre la oferta y la demanda globales siga siendo delicado y persistan los precios elevados.

Estos retos deberían empujar a las NOC a preguntarse cómo van a evolucionar sus empresas. A medida que las NOC internacionalizan sus carteras de activos y sus operaciones, impulsando la integración vertical de las cadenas de suministro y captando capital en los mercados globales, ¿conseguirán finalmente asemejarse más a las grandes IOC de hoy en día? ■

¡Feliz siglo XXI, petróleo!

Juan Ramón Fernández Arribas

Ingeniero de Minas. Analista de energía y Consultor

Cuando se conmemora el 75º aniversario de algún acontecimiento, que afortunadamente continúa celebrándose, es evidente que se trata de un asunto importante. Reunir periódicamente, en algún lugar del mundo, a la gran mayoría de todos sus actores fundamentales: ministros de países productores, presidentes y principales ejecutivos de las petroleras, compañías de servicios, ingeniería y constructoras, entes reguladores, entidades científicas, analistas y especialistas del negocio, más todos los medios de difusión, no es fácil... salvo que realmente merezca la pena. Es el caso del 19º Congreso Anual del Petróleo que, en esta ocasión, se celebra en Madrid. Es un gran privilegio poder celebrar las Bodas de Diamante de este Congreso, precisamente en España.

Dicho lo anterior, pareciera que todo debería ser alegre, relajado y sin crispación, tras nada menos que 75 años de vida de este evento. Pero cuando el petróleo ya llegó en mayo, tras una subida imparable e irremediable desde hace meses, a superar los 135 dólares por barril, me parece que, en este Congreso, la emoción va a predominar sobre el sosiego. Y no olvidemos que el precio es solamente uno de los signos externos, eso sí, más visibles, sobre la situación del mercado y la industria del petróleo.

Hay muchas otras cuestiones abiertas, que trascienden menos al público, pero fundamentales en la orientación, estrategia y futuro de este negocio. El 19º Congreso Anual del Petróleo va a ser un magnífico foro, en el que los análisis, los intercambios de opiniones, la polémica y la búsqueda de soluciones, intentarán que siga sin faltarnos el petróleo futuro, vital para mover la economía mundial, en condiciones de garantía y económicamente aceptables. Y no olvidemos que el futuro comienza mañana mismo.

¿Nos queda aún petróleo?

Hay quienes, tras contabilizar el crudo ya extraído, a la fecha, casi sacralizan el número. El billón de barriles, en números redondos,

es la cifra acumulada. Un poco menor que la cifra de las reservas probadas remanentes y de petróleo convencional que, ya descubierto y evaluado al comienzo de 2008, estaría aún pendiente de extraerse y ponerse a disposición de los mercados. Yendo al pasado reciente, se han incrementado anualmente, imparablemente, desde el año 2000. Además, hay otros 300.000 millones de barriles de reservas probadas adicionales, de crudo no convencional pero ya en explotación, en Venezuela (Faja del Orinoco) y Canadá (Atabasca). Dado que esa mágica cifra del billón parece un número cabalístico, quieren encontrar el tercer billón.

Quizás sea un atractivo mensaje periodístico, pero vacío de racionalidad. Máxime cuando ya hay detectados, y aunque aún no estén registrados como reservas probadas, entre siete y ocho billones más de recursos convencionales remanentes, y otros siete a nueve billones de barriles estimados, de crudo hoy considerado como no convencional.

El factor medio de recuperación actual es solamente del 30% al 35% de las reservas in situ. Seamos optimistas y pensemos cuánto petróleo podremos aún extraer si se aumenta dicho porcentaje.

Lo cual es totalmente realista, pues la tecnología nos ayuda en esa dirección, y la experiencia reciente demuestra que es factible. Dos buenos ejemplos de grandes campos: BP prevé recuperar un 47% en sus yacimientos de Alaska -Prudhoe Bay-, y StatoilHydro, en su complejo de Statfjord -mar del Norte noruego-, espera alcanzar un 66%.

Es famosa la anécdota del ministro británico que, cuando a comienzos de la década de los 70s, se anunció el descubrimiento de petróleo en el Mar del Norte dijo que, "con ese petróleo, no tendría ni para engrasar la cadena de su bicicleta". Puro humor británico pero, obviamente, el ministro no pertenecía al sector petrolero. Ya llevan extraídos 24.000 millones de barriles de crudo, de allí, más dos billones de metros cúbicos (2.000 BCM) de gas natural... que podrían haber hinchado las ruedas de innumerables bicicletas, si fuere el caso, también. La ignorancia es atrevida.

Probablemente el problema actual, sin desdeñar el reto, no sea el de buscar el mágico barril que haga el número tres billones, sino el de saber si el próximo y humilde barril físico que el mundo demande, en cada momento, llegará a tiempo a los consumidores, y transformado ya en los productos finales requeridos (carburantes, por ejemplo). Cuando lo necesitemos. Es la clave para la supervivencia de nuestro actual esquema energético y económico. Si no es así, forzosamente habrá que cambiar el sistema o, aún más grave, irremediablemente se desatará una crisis económica de consecuencias imprevisibles.

El crudo no vale nada si permanece dormido como una reserva en el subsuelo. En tanto no llegue al destino final, como gasolina o gasóleo que entra en el depósito de un coche, como keroseno en un avión, *bunker* en un barco, lubricantes, disolventes, pinturas, plásticos o, simplemente como fuente de energía, su valor es nulo. Antes habrá que detectarlo, comprobarlo, evaluarlo, desarrollarlo y producirlo, transportarlo, almacenarlo, refinarlo y comercializarlo. Mientras, insisto, no vale nada, aunque los mercados indiquen que se paga ahora a más de 130 dólares por barril.

¿Cuándo consumiremos el petróleo remanente?

El petróleo es un recurso finito, no hay duda sobre ello. Pero de momento, y habiendo subido irrefrenablemente el consumo mundial de crudo, año tras año, es curioso que, desde hace más de una década, siempre nos ha seguido quedando petróleo remanente para otros cuarenta años adicionales. Más o menos. Y ello referido exclusivamente a las reservas clasificadas como técnica y económicamente comprobadas. Pudiera parecer un comentario sin importancia pero, por ejemplo, supongamos que nos hubiéramos creído, en 1995, y como si fuere un dogma, la cifra de reservas probadas que se decían que aún

nos quedaban entonces. Desde ese año, y dado que la producción ha ido incluso creciendo, en función del aumento de la demanda, nos encontraríamos ahora en la sorprendente y dramática situación de que nos quedaría crudo para menos de dos décadas.

A fin de 1994 dichas reservas probadas se estimaban en 1.019,2 miles de millones de barriles y, desde entonces, se han producido 358,8 miles de millones, nada menos. Afortunadamente, la realidad es que, al comienzo de 2008, las reservas probadas remanentes se estimaban aún en más de 1,2 billones de barriles, por las progresivas adiciones derivadas de descubrimientos de nuevos campos, revisiones de las reservas de los antiguos, más la mejora de los factores de recuperación que se consiguen. Conjuntamente, han conseguido que se haya repuesto, sobradamente, la producción de todos estos años pasados. Y nos referimos sólo al petróleo hoy calificado como convencional, y a las reservas categorizadas como probadas, exclusivamente.

Tampoco debemos dogmatizar esa cifra de unos 1,3 billones de barriles probados a enero de 2008 pues, si no se siguieran revisando, dichas reservas se acabarían en tres décadas, al ritmo previsto actualmente de consumo. Ese final no parece realista teniendo en cuenta, no sólo la evolución histórica de las reservas, sino los inmensos recursos petroleros aún disponibles y pendientes de materializar y desarrollar. Con esto no quiero frivolizar, sino simplemente poner de manifiesto que el problema del futuro no está en las reservas, ni en la búsqueda del "barril tercer billón", que seguro que está en el subsuelo. Probablemente lo encontraremos en aguas ultraprofundas, en el Ártico, se extraerá de las arenas bituminosas, o quizás en los desiertos de Oriente Medio, como casi siempre... hasta ahora. La Naturaleza es generosa, aunque requiere nuestro esfuerzo -tecnológico e inversor- para aprovechar sus recursos. Pero, afortunadamente, y lamento contradecir a los agoreros y a los ignorantes, nunca terminaremos de agotar el petróleo remanente.

¿Exploración o explotación?

Se ha comprobado que las compañías petroleras son capaces de encontrar crudo y gas en lugares cada vez más remotos, en ambientes cada vez más hostiles, y en estructuras geológicas más complejas, e incluso hasta hace poco indetectables con la tecnología del momento. Desde el punto de vista puramente científico vemos que, sobre todo en los últimos meses, se están descubriendo nuevos yacimientos en varias regiones del mundo. Su explotación estará finalmente condicionada por la disponibilidad de la tecnología necesaria, los recursos económicos exigidos para su desarrollo, y el cumplimiento de las restricciones medioambientales aplicables, cada vez más severas. Más la imprescindible ayuda de un precio alto del crudo, que permita

rentabilizar los previsiblemente muy caros proyectos de desarrollo que habrán de acometerse.

Ahora nos parecen normal, o al menos asumible (auténticamente casi "*business as usual*") hablar de una próxima futura producción en láminas de agua de dos mil metros o más, o en el Ártico, o -hablando ya de petróleos menos convencionales- el aprovechamiento masivo de crudos extrapesados y arcillas o arenas bituminosas, o de los hidratos de gas, las formaciones de bajísima permeabilidad, o incluso el gas metano contenido en yacimientos de carbón. Se habla ya de detectar los hidrocarburos existentes, con una alta probabilidad de éxito, bajo espesas capas de sal, hasta hace muy poco una quimera con los métodos sísmicos disponibles. La aparición de cuencas petroleras con enormes posibilidades, como las que se están investigando ahora mismo en el offshore ultraprofundo de Brasil, bajo mantos de sal de hasta dos mil metros de espesor, está abriendo posibilidades inmensas, extrapolables a otras regiones, como el Golfo de México -pionero en este nuevo tipo de objetivos- o África Occidental. No van a faltar reservas, no hay duda.

El problema actual es que la tecnología disponible para poder explotar estos nuevos recursos, es aún muy cara y absolutamente específica y exigente. En general, muchos de los equipos y algunos de los procesos de producción que hasta ahora se requerían y utilizaban para el desarrollo de los campos existentes, digamos más tradicionales, no son aplicables. Las tremendas presiones, las condiciones ambientales, las altas temperaturas a condiciones de yacimiento, bajas en el fondo del mar, o ultrabajas en las condiciones árticas, exigen materiales y procesos especiales.

La, con frecuencia, situación remota de algunos de estos yacimientos, tampoco facilita los desarrollos. Se han de simplificar en lo posible las infraestructuras y la necesidad de mano de obra operativa, aligerando pesos, simplificando procesos, monitorizando y robotizando las operaciones, y optimizando el transporte del crudo o gas extraídos, en forma multifásica, o procesando *in situ* los fluidos extraídos. Todo ello, además, con un respeto riguroso al medio ambiente. Además, el mercado exige productos finales cada vez con una mayor calidad y eficiencia. Así como antes era más difícil encontrar los hidrocarburos que extraerlos, ahora mismo la situación se ha revertido, y hay grandes proyectos que, descubiertos y evaluados los hidrocarburos, necesitan aún un avance de la tecnología y un abaratamiento de la misma, para poder rentabilizarlos.

En teoría, pocos negocios actuales tienen un porvenir tan brillante como el petrolero o el del gas. Con un mercado prácticamente garantizado, por la imparable demanda y la ajustada oferta actual, se requiere sólo -y nada menos- que simplemente poner el producto a disposición del mercado. Eso sí, en las condiciones que el cliente y las regulaciones exigen.

¿Petróleo fácil o difícil?

No hay ninguna duda, y los máximos responsables de las mayores y mejores compañías petroleras nos lo recuerdan ("*easy oil is gone!!!*"), de que los yacimientos más sencillos y baratos de desarrollar ya se han descubierto, muy probablemente, o están ya en explotación, incluso. La crema de la tarta petrolera ya nos la estamos tomando. Un poquito cara, ahora, pero ya está servida. Lo de encontrar campos gigantes como algunos de los históricos de Arabia Saudita, donde su costo de extracción está aún en el entorno de 5 a 10 dólares por barril, se ha acabado. Ahora el petróleo se extrae a más profundidad, en aguas más profundas, de formaciones geológicas más complejas, o en ambientes climáticos más hostiles. Pero cuando el mercado llega a pagar el crudo a más de 100 dólares por barril, hay inmensas posibilidades de rentabilizar nuevos descubrimientos.

El margen es, ahora, potencialmente muy alto. El concepto de fácil o difícil -como el de barato o caro- es relativo. No sólo está ligado a la dificultad y carestía de su hallazgo, desarrollo y extracción, sino también a las condiciones contractuales y fiscales de los países productores. Un barril cuya extracción cueste 60 dólares era, hasta hace muy poco, imposible de producir bajo los parámetros económicos normales. Ahora nos parece, incluso, que pudiere ser muy atractivo. No obstante, y lamentablemente cada vez con más frecuencia, hay otras dificultades, de índole política, contractual o fiscal, en algunos países, que dificultan mucho más su desarrollo y extracción que las puras razones técnicas.

Desde el punto de vista industrial, exclusivamente, el primer barril que se extrae de un yacimiento suele ser el más barato y el último, lógicamente y dado que se produce al llegar a su límite económico, será el más caro. La tecnología está ayudando a extender la vida productiva de los campos. Los que ya estaban en explotación, y los que se seguirán descubriendo. Analizando los datos provenientes de más de 800 campos significativos, en todo el mundo, nos encontramos con la agradable sorpresa de que su declinación global está siendo sensiblemente más lenta que el 8% anual que se anticipaba, tan sólo hace unos pocos años. Ahora (Cambridge Energy Research Associates -CERA- e IHS Inc.), se estima en un 4,5% anual. Y aplica tanto a los campos en los países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), normalmente técnicamente "más fáciles", como a los que no pertenecen a dicho cártel, frecuentemente con mayores dificultades tecnológicas.

Por supuesto, en los campos ya maduros es notablemente mayor, como es el caso del veterano Mar del Norte británico, con casi cuarenta años de antigüedad (20,5% de declinación media anual desde el año 2000) o el gigante mexicano Cantarell (12,6% de caída solamente en el último trimestre), pero se com-

pensa con los campos más recientes o donde se aplican con éxito técnicas de mejora de la recuperación del crudo in situ. No es fácil ni gratis pues, por ejemplo, y refiriéndonos sólo a la actividad de perforación, en el pasado año, entre sondeos de exploración, delineación y desarrollo, se realizaron en el mundo casi 105.000 pozos. Otro dato significativo (Instituto Francés del Petróleo, IFP): en los proyectos de exploración y producción se invirtieron en 2007 nada menos que 312.000 millones de dólares. Que se esperan superar en este año. Todo ello para intentar asegurar -y nunca falló la industria petrolera, a la fecha- el suministro de crudo y gas que el mundo necesita.

¿OPEP y OPEG?

La OPEP se constituyó el 14 de septiembre de 1960, en Bagdad. Nació como la respuesta común de un grupo de países productores (Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela), frustrados entonces por su prácticamente ausencia de protagonismo ni control del petróleo que las grandes petroleras internacionales, entonces las "Siete Hermanas", extraían de su subsuelo. Formalmente, su objetivo era el de estabilizar los precios del crudo en los mercados internacionales, más participar en las decisiones de las compañías. Otro de sus fines era el asegurar a los países consumidores de petróleo su "suministro eficiente, económico y regular". También fijaron, conjuntamente y actuando ya como un cártel efectivo, unos precios de referencia para los crudos producidos en sus países, sobre los que aplicaban sus contratos de concesión, percibiendo los impuestos correspondientes.

La OPEP se fortaleció desde la revolución de Gaddafi (1969) y la ola nacionalizadora en Oriente Medio, incrementando el número de sus miembros hasta trece, hoy en día. La Organización llegó a controlar, de facto, el mercado mundial del crudo, actuando sobre los precios en función de que sus *grifos* estuvieran más o menos abiertos o cerrados. Especialmente por parte de Arabia Saudita, el líder de la OPEP, donde además actuaba como modulador de las exportaciones conjuntas. La oferta superaba entonces, con mucho, a la demanda, y ellos la controlaban totalmente.

Ahora el escenario ha cambiado, al haberse multiplicado la demanda mundial por cuatro, desde que la OPEP se fundó. Los países producen hoy casi al límite de su capacidad técnica, con la única excepción realmente efectiva de Arabia Saudita, con un cierto potencial remanente, estimado entre 2 y 2,3 millones de barriles diarios. Sólo algunos de sus vecinos regionales, y a gran distancia, tendrían hoy posibilidades inmediatas de incrementar su producción. Se estima en tres millones diarios la capacidad ociosa de la OPEP, frente a los 32,4 millones que podrían estar produciendo ahora (casi 40% de la actual demanda mundial), un 2,2% más que en abril pasado, pese a que la demanda se ha debido contraer, ligeramente.

La razón fundamental de no poder disponer la OPEP de un "colchón" significativo de producción remanente es que su capacidad de producción no se ha incrementado al ritmo que exigía su creciente consumo interno, que estrangula sus posibilidades de exportación de crudo. Pese a que se hayan incorporado países como Angola, la actual potencia petrolera emergente africana, con una cuota de 1,9 millones de barriles diarios. Enfrente se sitúa Indonesia, por ejemplo, tradicional exportador de crudo pero cuyo consumo doméstico le impedirá ya exportarlo, a corto plazo, habiendo incluso solicitado salir del cártel -al menos temporalmente- a fin de año. Lo que es indudable es la formidable capacidad económica de la Organización que, en 2007, se anotó unos ingresos netos de 675.000 millones de dólares por sus exportaciones, y este año, tal y como van los precios del crudo, superarán ampliamente dicha cifra.

El ejemplo de la OPEP parece estar empezando a intentar replicarse con el tema del gas. Sus principales países exportadores, Rusia, Libia y Argelia -más Qatar, quizás- y potenciales grandes productores futuros como Venezuela o Irán, ya llevan meses discutiendo la posibilidad de agruparse en el seno de una especie de OPEG (Organización de Países Exportadores de Gas). Su germen podría ser el ya existente Foro de Países Exportadores de Gas (GECF, en sus siglas en inglés), operativo desde 2001.

No es éste un cártel propiamente dicho, sino una agrupación de países para simple intercambio de información, fundamentalmente comercial, sin carácter vinculante ni tampoco objetivos de fijar cuotas de producción, como sucede con la OPEP. Pero ya tiene una estructura estable, y podría derivar en una próxima OPEG. La Federación Rusa está especialmente interesada en ello, donde sería el líder indiscutible, con toda probabilidad, por ser el mayor exportador mundial de gas. Es aventurado predecir si será bueno o malo para los consumidores. Todo cártel restringe la competencia, lo que resultaría nefasto para disponer de un libre mercado del gas. A cambio, la posible OPEG podría pretender proveer a los países consumidores de un "suministro eficiente, económico y regular" de gas, como reza uno el antes citado objetivo de la actual OPEP. Estaremos atentos a cómo evoluciona este posible proyecto.

¿IOCs, NOCs... o INOCs?

Actualmente, la frontera que separa y distingue a las petroleras internacionales (IOCs) de las compañías nacionales (NOCs) no es nítida. En principio, una IOC es propiedad de accionistas privados, individualmente o en forma colectiva, cotizando libremente en algunos mercados financieros. Los ejemplos como Exxon-Mobil, Royal Dutch Shell o Total, son claros. Por el contrario, una NOC sería una compañía cuyo propietario es el estado en el que está ubicada. Buenos representantes podrían ser Petróleos Mexicanos (Pemex), Petróleos de Venezuela (Pdvs), Saudi

Aramco o la argelina Sonatrach. Pero también se consideran compañías nacionales la rusa Gazprom, la noruega StatoilHydro, o la brasileña Petrobras, pese a que una parte de sus acciones están en manos de entidades o inversores privados, aunque el estado correspondiente se reserva su mayoría (74,8% en el caso de Gazprom -sumando las participaciones del estado más instituciones rusas- 62,5% estatal para StatoilHydro, ó 55,7% en Petrobras) y su control.

Lo que sí distingue a las NOCs de las IOCs es, salvo escasas excepciones, su tamaño, incluso comparado con las mayores sociedades mundiales, de cualquier sector. La mayor compañía mundial, por su capitalización bursátil es, precisamente, una NOC, PetroChina que, con un valor que supera ya el medio billón de dólares, desplazó al gigante ExxonMobil, hasta hace poco ocupante de esa envidiable posición. Precisamente la compañía norteamericana, siendo la mayor petrolera internacional, tiene por delante catorce NOCs que la superan en reservas de crudo y gas. A la cabeza, Saudi Aramco, con más de diez veces las contabilizadas por ExxonMobil. En conjunto, las compañías nacionales controlan un 80% de todos los recursos mundiales de petróleo y gas, directamente o a través de sus contratos con las petroleras internacionales. Las cuatro mayores IOCs sólo tienen un 10% de la producción mundial, y escasamente un 3% de sus reservas.

Entonces, ¿cuál es el rol actual de las compañías internacionales? ¿Necesitan ahora las NOCs su ayuda, cooperación o asociación? ¿No podrían prescindir las petroleras nacionales de la tradicional colaboración de las IOCs, que han estado en sus países durante muchos años, desarrollando y explotando sus recursos? Afortunadamente, tampoco se trata de confrontarlas. Se necesitan unas a otras, aunque han de buscar la fórmula "win-win" que les permita llevar a cabo, conjunta y solidariamente, las actividades. Anteriormente, en que la oferta de crudo superaba ampliamente a la oferta, los precios eran bajos a moderados, y muchos de los países productores no disponían de tecnología ni recursos -humanos y económicos- necesarios para explotar eficientemente sus reservas, estaban prácticamente condenados a echarse en brazos de las multinacionales. Éstas les aportaban lo que les faltaba y, mediante los correspondientes contratos y convenios, invertían para descubrir, desarrollar y producir sus hidrocarburos. Normalmente, las compañías nacionales -los países anfitriones- percibían los ingresos correspondientes por la vía fiscal o mediante participación directa en los proyectos.

¿Nacionalismo o cooperación?

Han cambiado las reglas del juego. Ahora, oferta y demanda están muy ajustadas, y los precios del petróleo y, aunque en menor medida también del gas, se han disparado. La tentación de retener los países productores un gran porcentaje de los

ingresos ha sido irrefrenable. También lógica. Los nuevos contratos son notablemente más exigentes que antes, para los inversores extranjeros. Incluso, en muchos de los países se han revisado -endurecido- los anteriormente vigentes. En ocasiones, quebrantando totalmente el derecho internacional. También se ha desencadenado una especie de fiebre nacionalista que, en algunos países -particularmente en Sudamérica-, casi ha supuesto una expropiación de los activos petroleros y gasistas. O, cuanto menos, una toma de control de las operaciones por las compañías nacionales respectivas.

Ahora las NOCs (sus países productores) tienen, sobre todo, ingentes recursos económicos. A tan sólo -o nada menos que- cien dólares por barril, incluso notablemente inferior al precio actual del crudo, Rusia ingresa por sus exportaciones de petróleo casi medio millón de dólares ¡por minuto! Y a un país como Ecuador, que vende al exterior poco más de 300.000 barriles diarios, teóricamente le corresponderían a cada uno de sus ciudadanos unos 80 dólares mensuales de ingresos, casi un tercio de su renta *per cápita*. Pero la actual envidiable posición de las NOCs sólo puede proyectarse a futuro si van reponiendo las ingentes reservas que han ido produciendo, prácticamente extraídas de campos gigantes y fáciles de explotar. Sus recursos remanentes, ya detectados o potenciales, cada vez son más costosos y difíciles de desarrollar y explotar. Ahí, el papel de las IOCs competentes puede ser fundamental. Aunque las NOCs se reserven aún, y probablemente por muchos años aún, sus mejores yacimientos, necesitan la ayuda exterior.

Si las condiciones contractuales son aceptables, las IOCs, ansiosas de encontrar nuevos proyectos, nuevas reservas y producción fresca, acudirán, estableciendo sociedades mixtas o acuerdos estratégicos con las sociedades de los países anfitriones. A su vez, las NOCs también quieren expandir el ámbito regional de su actuación, invirtiendo parte de sus ingentes recursos económicos en otros países. Las compañías nacionales de China, India, Malasia, Rusia, Argelia, Brasil, en fin, casi todas, se han lanzado a su expansión exterior, en África, Hispanoamérica, y hasta el mismísimo Golfo de México norteamericano. Ir de la mano de otras compañías nacionales y de IOCs bien posicionadas en otros países, refuerza la posibilidad de alianzas entre ellas. Ya apenas se ven NOCs puras, sino que podríamos llamarlas INOCs, esto es, compañías nacionales con proyección internacional. Si las IOCs, además, aportan a sus países proyectos de desarrollo adicionales a los puramente petroleros o gasistas, como pudieren ser energéticos, de infraestructuras, incluso de cooperación cultural y desarrollo profesional del personal local, con plena integración de un alto porcentaje del mismo en la propia gestión de las sociedades mixtas, la antigua separación entre una IOC y una NOC irá quedando poco a poco diluyéndose, al integrarse ambos tipos de compañías en proyectos conjuntos. Pero sólo las IOCs que aporten lo que las NOCs necesiten, y

las NOCs que permitan a las IOCS trabajar con ellas, serán las vencedoras. Para el bien de la sociedad, a la que llegarán los hidrocarburos necesarios para sostener la economía y mejorar la calidad de vida.

¿Quién manda en las petroleras?

Está claro que las compañías nacionales, controladas total o mayoritariamente por sus estados o gobiernos respectivos, tienen un propietario perfectamente definido. Pero, ¿qué sucede con las petroleras internacionales o multinacionales? Históricamente, y después de los balbuceos iniciales de esta industria, comenzaron siendo propiedad de algunos inversores privados, con frecuencia pertenecientes al sector petrolero y, muchas veces, profesionales especializados en ese negocio, con el conocimiento y experiencia necesarios. Arriesgaban su capital en la búsqueda del petróleo (más tarde, del gas) y, si encontraban un yacimiento comercial, invertían en su desarrollo y comercialización, inicialmente solos, y después con créditos externos o asociándose con otros inversores.

Desde que el coronel Edwin Drake descubrió petróleo en Oil Creek (Pensilvania) en 1859, hasta ahora, ha pasado mucho tiempo. Entonces, él era el dueño, el gerente y el técnico de su compañía. Desde entonces, la industria petrolera ha crecido enormemente y muchas de las petroleras han adquirido un tamaño gigantesco. Necesario para poder invertir las grandes sumas que sus proyectos requieren, tener la suficiente ubicuidad para desarrollarlos en todo el mundo, más gestionar un complejo negocio que, además, debe ser siempre -siempre que se lleve bien- orientado al largo plazo, obligado por el tiempo de maduración de sus proyectos. Aun cuando sus empleados y muchos de sus directivos sean específicamente petroleros, en algunos casos hasta llegar a sus máximos niveles gerenciales, los propietarios son otros. Con lo cual se puede producir, con cierta frecuencia, un posible cisma en los objetivos empresariales. Antes, y sobre todo en las petroleras de pequeño tamaño, los accionistas eran los propios empleados. Ahora no, pues son una ínfima minoría, tanto menos significativa cuanto más grande es la compañía.

Un informe publicado recientemente por el Instituto Americano del Petróleo (API) sobre todas las petroleras norteamericanas (desde las mayores, ExxonMobil, Chevron o ConocoPhillips, hasta las más pequeñas independientes) indica que tan sólo el 1,5% de las acciones de esas sociedades están en manos de sus ejecutivos, que son los más directamente implicados en el funcionamiento de sus compañías, frente a un 70% que poseen los fondos de inversión (2/3) y los fondos de pensiones (1/3).

En el caso de las petroleras europeas, como Shell, BP o Total, no hay mucha diferencia con sus rivales o colegas estadounidenses,

dada la globalización del negocio petrolero y que éstas, además de cotizar sus acciones en las Bolsas europeas, lo hacen también en el mercado de Nueva York. Compartiendo, incluso, muchos de sus accionistas importantes con las compañías norteamericanas. Así, los inversores institucionales poseen un 78% de las acciones de BP, ó un 88% en el caso de Total (donde sus empleados tienen un 4% del capital, por cierto). En España es un poco diferente, como sucede a todo nuestro sector energético, pues las firmas constructoras han entrado con gran fuerza en algunas de sus compañías, lo que no sucede fuera.

El hecho de que sólo una minúscula proporción de los accionistas de las petroleras pertenezcan y conozcan específicamente el sector; obliga a sus órganos gestores a una presentación nítida, coherente y atractiva, de sus planes de negocio. Con la dificultad añadida de justificar que, por definición, los proyectos petroleros -especialmente los de la actividad upstream- exigen una estrategia clara y mantenida a largo plazo, más un paciente periodo de maduración e implementación, lo que en ocasiones puede estar reñido con los objetivos de algunos de sus accionistas.

Algunos son mucho más "cortoplacistas" que lo que pide la esencia misma del negocio petrolero. Además, y como consecuencia de la crisis de las *subprime*, muchos de los fondos inversores, en lugar de aprovechar el momento para incrementar su posición en las compañías petroleras (en su caso), han preferido entrar impetuosamente en los futuros de las *commodities*, crudo incluido, y con mucha mayor flexibilidad, contribuyendo a distorsionar el mercado. Se da la paradoja de que, habiendo mejorado notablemente sus resultados muchas de las compañías petroleras, por la fuerte subida del precio del crudo, su cotización bursátil ha descendido o, en el mejor de los casos, no refleja más que muy débilmente el éxito de su estrategia y su crecimiento de beneficios.

¿Riesgos actuales para el negocio petrolero?

Este sector es, por definición, un negocio de riesgo, y el inversor que no lo admita y lo acepte, es mejor que aplique sus fondos a otros segmentos de actividad industrial o económica, de los que hay infinidad. Los dos riesgos más claros que tiene son el mercado y la disponibilidad de la materia prima. En cuanto al primero, ahora mismo es sustancialmente mejor que antaño, pues con una oferta ajustada, enfrentada a una demanda global (que no regional, en algunos casos, ahora mismo) creciente, el crudo y sus productos derivados constituyen una *commodity* óptima. Con la ayuda inestimable de unos precios de venta mucho más altos que hace unos pocos años. Distinto es el problema de encontrar el petróleo que necesitan las compañías para, al menos, reponer su producción.

El riesgo exploratorio es el tradicional y más específico que siempre afrontaron las petroleras. Pese a las grandes mejoras tecnológicas, siempre tendrán que convivir con él. Pero ahora mismo, los gestores de estas compañías tienen que enfrentarse a otras modalidades de riesgo, antes menores, más manejables o, incluso, casi inexistentes. El problema de una compañía petrolera, y cuanto mejor esté dirigida, más asumible, es que se pueden controlar y administrar una serie más o menos limitada de diferentes tipos de riesgos. A los dos más significativos, antes indicados, ahora se unen la presión nacionalizadora de algunos países, la restricción al acceso a proyectos potencialmente atractivos y, consecuentemente, la necesidad de buscar nuevas áreas geográficas mucho más difíciles (logística y ambientalmente), el endurecimiento de muchos de los nuevos contratos e incluso la revocación de los antiguos, el encarecimiento de los costes, la falta de personal especializado y experimentado (y no sólo a nivel gerencial, sino también de operación directa), la inestabilidad política de amplias zonas petroleras, agravada en ocasiones por actos directos de terrorismo e, incluso, hasta los fenómenos naturales como los terribles huracanes que asolaron el Golfo de México en 2004-2005.

Solamente el efecto de Katrina y Rita fue tan devastador como para ocasionar una caída brutal de la producción de crudo y gas en el Golfo de México, la mayor zona productora de Norteamérica, con unas pérdidas valoradas en 15.000 millones de dólares. Casi un 80% de ellas en las actividades *upstream*, con 115 plataformas o estructuras destrozadas en tan sólo unos días. Algunas de ellas aún no se han sustituido o recuperado. Teniendo en cuenta que la actividad *offshore* se está incrementando espectacularmente en todo el mundo, fenómenos meteorológicos como aquéllos constituyen un riesgo creciente. Prevenir y mitigar su efecto supone, en el mejor de los casos, un encarecimiento sensible de los proyectos.

En cuanto al terrorismo, ahora nos puede parecer un fenómeno reciente, cuando conocemos los últimos ataques a instalaciones de compañías petroleras en Nigeria, o atentados a los oleoductos iraquíes. Pero resulta más que preocupante constatar que, en los últimos cuarenta años han tenido lugar más de 34.000 actos terroristas que han afectado al sector (*Memorial Institute for the Prevention of Terrorism*), desde ataques con explosivos o con armas, hasta secuestros y asesinatos de personal de las compañías petroleras. Además de los daños directos acusados, la interrupción de la producción (Nigeria produjo en abril pasado once millones menos de barriles que su cuota asignada por la OPEP, perdiendo algún día hasta 700.000 barriles) contribuye a inestabilizar aún más los precios del crudo en los mercados mundiales. Y obliga también a las compañías y los gobiernos a afrontar cuantiosos gastos para prevenirlos o mitigar su impacto.

Los riesgos de índole política son más sutiles, pero no por ello menos nocivos para la industria petrolera y la disponibilidad del crudo que el mundo necesita. Están recientes las fotografías de militares irrumpiendo en los campos bolivianos cuando el presidente Morales decretó su nacionalización. O las cada vez más exigentes condiciones contractuales que, progresivamente, ha ido exigiendo el gobierno venezolano a las compañías internacionales. Algunas las asumieron, pese al grave impacto negativo en sus resultados económicos y en producción y reservas que contabilizaban, pero otras, como ExxonMobil, la mayor IOC mundial, simplemente se negó a aceptarlas y ha dejado de invertir en el país, que ha abandonado.

Otro impacto negativo -también para el estado anfitrión- en la producción, que tardará en recuperarse. Pero, sin llegar a los extremos del país caribeño, otros gobiernos presionan y hostigan a las petroleras internacionales. Tanto en Argentina (control o congelación de las tarifas, tratamientos fiscales discriminatorios, y hasta presiones para asignar participaciones accionariales a grupos afines al Gobierno... actual, por supuesto, pero ¿y el próximo?), como en Ecuador (donde se prevé una radical modificación contractual), en Rusia (donde las mayores IOCs, antes calorosamente bienvenidas, están siendo forzadas ahora a aceptar peores condiciones económicas o fiscales, que las inicialmente acordadas), en Argelia, y hasta en Estados Unidos, Canadá o el Reino Unido, donde las cargas fiscales a las petroleras se han incrementado.

A todo ello sumemos la escasez actual de personal competente, más el encarecimiento de las materias primas, que también inciden en los servicios de ingeniería y de construcción, y conlleven al retraso de muchos proyectos, en ambos sectores, *upstream* y *downstream*. Definitivamente, el temple de las mejores petroleras, capaces de seguir y crecer en este difícil negocio, es digno de admiración.

¿Crudo caro o barato?

Sólo la expectativa de una remuneración adecuada o, al menos suficiente, a las compañías que invierten en este sector, permite que aún tengamos el petróleo y gas que el mundo necesita. El petróleo está hoy caro, no hay duda. En ello hay total unanimidad, pues lo reconocen tanto los productores (incluso la OPEP), como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) que, en cierta manera, es el defensor oficial de los países consumidores. Por supuesto los usuarios lo tenemos clarísimo. Pagar un 40% más que a primeros de año, casi el doble que hace un año, o el cuádruplo de lo que nos costaba cuatro años atrás, supone un tremendo esfuerzo económico. O quizás no.

Recordemos cuando, en 2005, se saltó la barrera de los 50 dólares por barril. Pareció que llegaba el Apocalipsis (energético).

Pues no pasó nada, salvo que la economía mundial asumió dicho precio, todos lo pagamos, y el mundo siguió girando. Y muy importante, la economía y el PIB creciendo. La siguiente barrera mítica se estableció (?) en los cien dólares por barril y, a medida que el precio del crudo se iba aproximando a esa cota, sonaban todas las trompetas de alarma. Pues bien, el 2 de enero de este año, un *trader*, con un destacable sentido comercial, fue capaz de ofrecer nueve centavos de dólar por encima del temido listón, que sobrepasó limpiamente, pasando a la historia. Hoy, los 100,09 dólares que dicho avisado *trader* ofreció, nos parecen una ganga, cuando el 22 de mayo se superaron incluso los 135 dólares por barril (por cierto, también en nueve centavos). Ya se habla de alcanzar los 150 ó, incluso, los 250 dólares por barril. Pudiera ser, pero creo que sólo si surge alguna circunstancia realmente extraordinaria. Nunca sabremos el por qué, pero esa cifra de 135 podría acuñarse finalmente como ciertamente mítica. Puede ser un tema muy interesante para analizar y debatir en este Congreso Mundial del Petróleo.

¿Por qué el precio del crudo llegó a este nivel? Indudablemente, porque se pagaba. Que haya o no causas fundamentales para valorarlo tan alto, es otro tema. Muy probablemente, las razones son múltiples. Ninguna de ellas, por separado, suficiente. Es indudable que la demanda de crudo ha subido, sigue subiendo y, muy previsiblemente, lo seguirá haciendo a corto y medio plazo. Pero también lo es que las estimaciones de crecimiento se corrigen a la baja, periódicamente. China e India siguen consumiendo más y más... pero en Estados Unidos y en Europa (España incluida) ha bajado, en los últimos meses. Últimamente, cada vez que la AIE emite un informe sobre su previsión de consumo de crudo para el año 2008, la baja un poco, dejándola ahora en los 86,8 millones de barriles diarios, un millón menos que su previsión de enero.

También influye en el precio actual del petróleo la sensación de que va a faltar crudo en los mercados. La realidad -y ello es visible por todo el mundo- es que no hay colas en las estaciones de servicio, pues no falta. Tampoco hay buques petroleros esperando en las terminales de Ras Tanura o de Kharg para cargar crudo de Oriente Medio, el mayor productor. Incluso, Arabia Saudita ha estado ofreciendo crudo pesado con descuento, para poderlo vender. Pese a lo que algunos pudieran decir (políticos, fundamentalmente) hoy hay unanimidad por parte de entidades con intereses hipotéticamente contrapuestos, como la OPEP (su secretario general, El Badri), la AIE (su Economista Jefe, Birol), y las mayores petroleras (el CEO de Shell), al afirmar que la oferta actual está ajustada a la demanda real. Otro tema distinto puede ser el futuro pero, ahora mismo, no hay ninguna restricción. Como tampoco la hubo en el pasado, excepto en el embargo intencionado y subsiguiente a la guerra del Yom Kippur (1973).

Con dificultades, algunas veces, pero no faltó crudo en los mercados internacionales. Aunque Venezuela ahora no llegue a cubrir su cuota de producción como miembro de la OPEP, Indonesia ya prácticamente no exporta ni una gota de crudo, o los antes mencionados problemas en Nigeria han recortado su producción actual, el cártel exportador produjo en mayo unos 700.000 barriles diarios más que en el mes anterior, ajustando oferta y demanda. Hay temores de que se desencadene una crisis política, de consecuencias imprevisibles, en Oriente Medio. Derivada de las tensiones entre Estados Unidos (principalmente) e Irán, pero hace ya muchos meses de ello y no ha sucedido nada irremediable. También Venezuela amenaza periódicamente con cortar sus exportaciones de petróleo a Estados Unidos, su principal cliente, pero tampoco se materializan dichos amagos. Hoy en día, no falta petróleo.

La debilidad del dólar frente a otras monedas sí que ha debido incidir directamente en los altos precios actuales, nominados en dicha moneda. Seguirá siendo por ahora, y probablemente durante un futuro amplio, la divisa de referencia en el mercado petrolero. Los países productores quieren, al menos, mantener sus ingresos en su propia moneda y también en las divisas más fuertes. Bajadas del dólar se han aparejado con subidas del crudo. Pero tampoco es un dogma, ni la única razón de los altos precios. Hemos comprobado, tan recientemente como en mayo, que ha llegado a coincidir, durante varios días, una subida del precio del crudo con una apreciación de la moneda estadounidense.

También se achaca el encarecimiento del petróleo con lo que algunos califican de especulación, y otros como una simple modalidad de inversión agresiva. Es indudable que muchos fondos están invirtiendo, tras la crisis hipotecaria norteamericana y la debilidad del dólar, en activos considerados como refugio, como el tradicional oro, las materias primas (metálicas y alimenticias)... y el crudo. Las opciones de compra de futuros son baratas y, cuando se acumulan como ha estado sucediendo en los últimos meses, llegan a distorsionar el valor real de los activos. El volumen de petróleo electrónico intercambiado, muchos días, ha superado ampliamente al del crudo físico.

Quizás haya habido una cierta especulación por parte de algunos fondos. Pudiera ser coincidencia, pero en cuanto los organismos reguladores de los mercados de futuros en Nueva York (75% del mercado de futuros) y Londres anunciaron, el pasado día 29, que se habían iniciado investigaciones sobre las transacciones realizadas en las últimas semanas, el precio de los futuros de crudo cayó, pasando de la anterior *backwardation* a un claro *contango*, arrastrando también a la baja a la cotización diaria del petróleo físico.

Quizás todas las circunstancias han coincidido ahora, pero pareciera que los 135 dólares por barril han actuado como un detonador. En cuanto se alcanzó dicha cota, ha habido movilizaciones simultáneas, aunque no pueda hablarse de conexión organizada entre ellas, en muchas partes del mundo. En Europa, ha habido bloqueos y amenazas de huelgas en España, Francia y Gran Bretaña, mientras que el presidente francés y el primer ministro británico han manifestado públicamente su preocupación, exigiendo medidas comunitarias que mitiguen el impacto negativo del crudo caro, en las economías nacionales.

En Estados Unidos, y precisamente en su *punto* más señalado, el del 26 de mayo, que se caracterizó siempre por un gran movimiento automovilístico, cayó el consumo de gasolina un 5,5%. Y en Lejano Oriente, donde en muchos de sus países los combustibles y carburantes gozaban de importantes subvenciones, ha sonado la alarma y varios de sus gobiernos (India, Indonesia, China, Taiwan, Sri Lanka) han advertido ya que se suprimirán, o se reducirán. Con el objetivo doble de no fomentar su consumo, y de no seguir erosionando (y cada vez más, si seguía subiendo el precio internacional del petróleo) sus arcas estatales. Sus economías no pueden absorber indefinidamente las subidas del crudo. Aunque se hayan desencadenado disturbios, incluso, como en Indonesia.

La pregunta ahora es si ya se alcanzó el tope con esos 135 dólares por barril, o no. Los signos actuales podrían indicar que bajará a niveles más ¿razonables?. Pero nunca -incluso a muy largo plazo- volverá el crudo a los precios que tenía hace tan sólo cuatro años. La demanda va a seguir subiendo aún, aunque más lentamente, y una parte cada vez más importante de la oferta provendrá de crudos caros de extraer o de obtener, que necesitan umbrales de hasta 60 dólares por barril para comenzar a ser rentables.

¿Petróleo convencional o no convencional?

Cuando el petróleo convencional ha escalado hasta precios tan altos, es lógico plantearse si existen alternativas. No sólo desde el punto de vista económico sino, también, del estratégico para intentar disminuir la dependencia exterior de esa energía importada, para muchos países. La diferencia entre el crudo tradicional y lo que ahora se viene llamando no convencional, es un tanto indefinida. Está claro que un petróleo ligero de Oriente Medio se califica como convencional. Pero uno que se extrae de las arenas bituminosas de Canadá, de la regasificación del carbón sudafricano, o un bioetanol que se obtiene de la caña de azúcar brasileña, son claramente no convencionales.

Entre los dos grupos, un petróleo extrapesado venezolano o los hidrocarburos líquidos obtenidos del gas natural, parte espontáneamente y parte mediante procesados más o menos comple-

jos, podrían encuadrarse en cualquiera de las dos categorías. En el fondo, todos ellos cumplen el mismo objetivo, distinguiéndose simplemente por su proceso de obtención (más su coste final y su rendimiento, también).

Lo cierto es que casi todos estaban inventados o anticipados desde hace años. El mismísimo Otto Diesel, a comienzos del siglo pasado, ya preveía que sus motores podrían funcionar algún día con combustibles procedentes de productos agrícolas. Y los también alemanes Fischer y Tropsch, en 1925, ya inventaron el proceso de gasificación del carbón y posterior hidrogenación para obtener gasolinas sintéticas. Los ejércitos nazis se movían (y volaban), utilizándolas con gran eficiencia. Ahora se podrán llamar CTL (*Coal-To-Liquids*) o GTL (*Gas-To-Liquids*) pero el proceso estaba, esencialmente, inventado hace casi un siglo. Y lo mismo sucede con la explotación de las arenas, arcillas y esquistos bituminosos. En España, sin ir más lejos, hace décadas que se extraía petróleo de las pizarras de Puertollano o de las arenas del Valle de Zamanzas.

El problema fundamental que paralizó la explotación de esos tipos de recursos, a nivel mundial, fue su alto coste de extracción y obtención, que imposibilitaba su competencia con el crudo tradicional, por décadas muy barato, y muy abundante comparado con la demanda existente. Ahora el escenario ha cambiado. Por encima de los 100 dólares por barril, prácticamente todos son rentables, y muchos de ellos incluso a la mitad de precio. Aunque, en muchas ocasiones, su obtención lleve implícito un sobrecosto importante de energía adicional, ingentes volúmenes de agua, y costosas medidas que limiten un posible impacto medioambiental negativo.

En cualquier caso, nunca podrán sustituir totalmente al crudo tradicional, pero sí pueden ser buenos complementos, si se implementan racionalmente. Podrían cubrir parte de la demanda adicional prevista para los próximos años, cuando pasaremos progresivamente de los aproximadamente 87 millones de barriles diarios de petróleo que consumimos ahora, hasta los 116 millones que se prevén actualmente que serán necesarios en el año 2030.

¿Sostenibilidad o racionalidad?

Como todo concepto que se implementa en un momento dado, y goza repentinamente de su general aceptación, la palabra *sostenibilidad* se ha convertido en un vocablo de moda. Que se aplica a casi todo, además. Se busca la sostenibilidad en la agricultura, en las fuentes de energía, y hasta en el uso del agua y otros recursos. Siendo algunos de ellos infinitos, como la energía solar, la eólica o las materias primas alimenticias, o enormemente grandes, como las reservas de carbón e, incluso, las de petróleo o gas, pareciera que su aprovechamiento debería regir-

se más por una *racionalidad*, en su obtención y utilización, que por su sostenibilidad.

Para poder disponer de todos ellos en el momento necesario, sin desequilibrar la economía global. Por supuesto que, a largo plazo, podríamos prescindir totalmente del crudo, si sustituyéramos los carburantes por biocombustibles, y otros productos derivados del petróleo se obtuvieran del gas natural o del carbón. Pero no tiene sentido, y no sólo por razones económicas pues, siendo caros de fabricar, no sería competitivo sustituir todos los procesos petroquímicos actuales para obtener sus productos renunciando al petróleo. Incluso desde el punto de vista de conservación del medio ambiente, sería enormemente caro. No digamos desde la óptica de las prioridades de algunas materias primas.

Un *mix* energético que incluyera una amplia panoplia de posibilidades, en función de las posibilidades de los países, sería lo más acertado. Fabricar masivamente biocombustibles en Arabia Saudita, probablemente no tendría dificultades técnicas insalvables. Pero sería carísimo e irracional teniendo en el subsuelo ingentes reservas de crudo y gas, a bajo coste, además, y con una infraestructura ya implementada y operativa. Por el contrario, sustituir las compras exteriores de petróleo por Estados Unidos, el mayor consumidor e importador mundial (57,9% de sus necesidades, en el primer trimestre de 2008, que le han costado unos 250.000 millones de dólares), por biocombustibles alternativos, tendría su lógica, en principio. Pero sólo parcialmente, pues aunque la extensión del país es inmensa y se dedicase toda su cosecha actual de maíz a fabricar bioetanol, sólo conseguirían sustituir un tercio de la gasolina que consumen actualmente. Impracticable, simplemente.

En el caso de la Unión Europea, su actual objetivo de pasar del actual 8,5% de energías renovables al 20% en el año 2020, incluyendo el uso de los *bios*, parece más razonable. Pero ya se oyen voces discrepantes, por el inmenso esfuerzo económico que requeriría. Casi 40.000 millones de euros anuales hasta dicho año, para construir las plantas de fabricación, más la infraestructura necesaria, para su almacenamiento, transporte y distribución. Si a ello sumamos las cada más vez más insistentes protestas contra el uso masivo de los *bios* obtenidos de productos agrícolas alimenticios, hoy por hoy aún su principal materia prima, se comprende que el problema es complejo de resolver. En paralelo con la subida del precio del petróleo -que ha hecho ser más competitivas la producción y utilización de los *bios*- ha habido un importante encarecimiento de muchos productos agrícolas, como el maíz, el trigo, los aceites vegetales y las semillas oleaginosas. Todos ellos susceptibles de ser utilizados (y aprovechados, realmente) en la obtención de biocombustibles. No es ésta la única razón, pues hay mayor población y demanda de alimentos, y las cosechas no fueron buenas, pero sí han contribuido a su

carestía. Y las previsiones para el futuro tampoco son esperanzadoras, si crece imparablemente el consumo de los *bios*.

Ahora, algunos organismos pretenden que se trata de una elección entre combustibles o alimentos. Energía o hambre. Falta racionalidad, también. Lo más sensato es un desarrollo equilibrado de todas las energías respetuosas con el ambiente, abundantes y competitivas económicamente, sin necesidad de perpetuos subsidios que las pretendan rentabilizar. Y, por supuesto, la energía y los combustibles más baratos serán siempre los que no se consuman. El ahorro de energía, junto con la optimización de su consumo, es lo más racional. Incluso... hasta sostenible.

¿El futuro de la industria petrolera?

Simplemente, y si se pudiera resumir en una palabra, es brillante. El mundo no puede pararse, y sus ciudadanos no deben renunciar a mejorar su calidad de vida, aunque la población siga creciendo. Para ello, el petróleo -y el gas natural- es aún insustituible, y aún quedan reservas ingentes. En el *mix* energético, y por muchas décadas aún, seguirá siendo el predominante. Las compañías petroleras tienen la responsabilidad de hacer llegar, a los consumidores y a la industria, los productos petrolíferos que necesiten, aunque la demanda siga subiendo. Y en el momento requerido.

No podrán hacerlo solas, pues necesitarán la colaboración y complicidad de los países productores y sus compañías nacionales. Se necesitará un constante y fluido diálogo entre la OPEP (clave para equilibrar oferta y demanda, ahora y aún por muchos años), la AIE (preocupada del tema desde la visión de los consumidores), todas las compañías involucradas (NOCs, IOCs, de servicios, contratistas, etc.), los entes reguladores energéticos (a nivel nacional y supranacional), más los centros investigadores y de formación (vitales para desarrollar tecnologías mejores y aportar los necesarios recursos humanos), e incluso la colaboración de las asociaciones medioambientales.

A ello habrá que añadir el aporte de los ingentes recursos económicos que posibilitarán acometer los nuevos proyectos, garantizándose a los inversores unos claros marcos jurídicos y fiscales, previsibles y estables. Habrán de aplicarse tanto a las actividades *upstream*, de exploración y producción, como a las *downstream*, de refinado, petroquímica y comercialización. Se extenderán tanto a los hidrocarburos clásicos, como a los alternativos y a los nuevos, más difíciles, costosos e incluso en lugares cada vez más remotos e inhóspitos.

De momento, en el año en curso, se invertirán más de 400.000 millones de dólares, fundamentalmente en *upstream*, donde ya se han lanzado grandes proyectos, importantes descubrimientos pendientes de evaluar y desarrollar, más planes para continuar

incrementando el factor de recuperación del petróleo existente en los yacimientos, antiguos, nuevos y futuros. También hay ya en marcha un ambicioso plan de inversiones en refino, ahora mismo un posible cuello de botella para disponer de los productos requeridos cuando se necesitan. Dicho plan permitirá subir la actual capacidad en otros 11 millones diarios de barriles adicionales, desde ahora hasta el año 2012.

La propia OPEP ya ha declarado que intensificará sus planes inversores para asegurar atender el previsto aumento de demanda, probablemente del 1,4% anual hasta el año 2030. Solamente para el próximo trienio ya ha previsto que invertirá 160.000 millones de dólares, para incrementar su actual capacidad productora en un 15% y, a medio plazo, otros 230.000 a medio billón de dólares, si la demanda lo requiriese, hasta el año 2020. Además, y adicionalmente a los nuevos proyectos de refino en los países pertenecientes a la OCDE, la OPEP ha lanzado

un ambicioso plan de construcción en Oriente Medio (Arabia Saudita y Kuwait, principalmente).

Con él, y además de asegurar su creciente consumo interno sin necesidad de importar productos del exterior; exportará derivados integrándose más en la cadena completa, desde la extracción de la materia prima hasta la exportación de los productos refinados. Si los planes previstos se van cumpliendo, seguirán sin faltarnos el petróleo requerido y sus derivados, en los próximos años.

Y, por supuesto, sin riesgo a equivocarme, podremos celebrar el 100º aniversario del Congreso Mundial del Petróleo, de aquí a tan sólo cinco lustros. Recordemos aquel dicho de que la Edad de Piedra no terminó precisamente por la falta de materia prima. La era del petróleo terminará antes que éste se agote. No hay duda. Felicidades, mientras tanto. ■

El petróleo en el mercado europeo: perspectivas, futuro y retos

Isabelle Muller

Secretaria General

Europa

Asociación Europea de la Industria del Petróleo

Desde hace algunos años, energía y cambio climático ocupan lugares destacados en la agenda política europea e internacional. Lograr un equilibrio entre los objetivos de la lucha contra el cambio climático y la seguridad del suministro en un entorno de constante subida del precio de la energía, asegurando al mismo tiempo la competitividad de la Unión Europea, es todo un reto. Y este reto está teniendo inevitables consecuencias en el segmento downstream -refinado y comercialización- europeo de la industria del gas y el petróleo.

La UE ha respondido a este reto desarrollando la primera política global sobre energía y cambio climático, a la que siguió una serie de propuestas legislativas concretas. El sector de refinado ha recibido de muy buen grado este proyecto de consolidación y armonización de iniciativas en materia energética y climática, pero la proliferación de objetivos a los que ha dado lugar y de contradicciones dentro de los propios instrumentos legislativos no deja de ser motivo de preocupación. Los objetivos obligatorios, por ejemplo, del 20% de energías renovables y el 10% de biocombustibles, resultan problemáticos y son fuente de un importante debate, en especial en torno a lo que supone la obtención de biocombustibles sostenibles.

Como contribución al importante y permanente debate público suscitado en torno a la política energética de la UE, EUROPIA, que representa a la industria del refinado y la comercialización de Europa, continúa llamando la atención sobre la importancia de un planteamiento equilibrado de los tres pilares fundamentales de la política energética: la competitividad, la sostenibilidad y la garantía del suministro.

Es de suma importancia reconocer que, en el actual contexto geopolítico y económico, la actividad del refinado en Europa se enfrenta a un número de retos significativos. Los intercambios comerciales siguen creciendo, con la importación de diesel a Europa y la exportación de gasolina a Estados Unidos, con una tendencia cada vez más patente de alza continua de la demanda europea de diesel frente a la caída de la demanda de gasolina. Las políticas comunitarias siguen introduciendo medidas restrictivas, en pos de combustibles más limpios y con el ánimo de dar respuesta a la creciente preocupación por las emisiones de CO₂. Pese a los continuos avances en eficiencia energética logra-

dos en el sector del refinado, es muy probable que sigan aumentando las emisiones de CO₂.

Para atender la demanda en aumento de diesel y las normas cada vez más estrictas para la producción de combustible, la industria petrolífera ha invertido entre 5.000 y 6.000 millones de dólares estadounidenses al año en los últimos 15 años. Por ello es fundamental un marco legislativo a largo plazo que no cree desventajas competitivas para la industria europea, con el fin de garantizar futuras inversiones esenciales en Europa y garantizar el suministro europeo.

La competencia internacional está ganando terreno. La nueva capacidad productiva de Oriente Medio e India, por ejemplo, podría superar la demanda en 2012 y el exceso de capacidad competirá con Europa por las exportaciones a EE.UU., además de inyectar más combustible para aviones y diesel en Europa. Por otra parte, el marco de la industria europea está también en transformación como resultado del cambio de manos de la propiedad de los medios de producción y la aparición de nuevos participantes en el mercado. Un sector de refinado fuerte es vital para el suministro seguro de derivados del petróleo a los usuarios industriales y domésticos europeos, aunque, al igual que otros sectores industriales, el del refinado está expuesto a una importante competencia global. Es fundamental que este hecho quede reflejado en un marco regulador equilibrado que mantenga la competitividad y asegure la necesaria inversión en Europa.

A este fin, se ha elaborado un paquete de medidas europeas para la energía y el clima estrechamente relacionadas con los objetivos del segmento de refinado y comercialización: contribuir a la lucha contra el cambio climático, garantizar el suministro de energía a los ciudadanos de la UE y promover la eficiencia energética.

La eficiencia energética es considerada por una gran mayoría como la forma más eficaz a menor coste de reducir las emisiones de gas de efecto invernadero y la dependencia energética de la UE. Nuestra industria contribuye a este objetivo mejorando la eficiencia energética en sus actividades, trabajando con los fabricantes de vehículos en nuevas tecnologías y sensibilizando a los consumidores a través de campañas específicas sobre el uso eficiente de los combustibles para el transporte. Por ejemplo, tomando la industria en general, nuestras actividades han adquirido un 13% más de eficiencia energética en los últimos años 15 años como resultado de la introducción de medidas a tal fin en nuestras operaciones. Pese a la presión creciente en el uso de la energía producida en refinerías, atribuible en gran medida a procesos de refinado más intensos para producir combustibles más limpios, el sector quiere seguir dedicando sus esfuerzos a la realización de mejoras en la eficiencia energética. La aplicación de nuevas tecnologías, como el sistema de cogeneración, en el que el calor residual producido en la generación de electricidad es capturado y utilizado en otras partes del proceso industrial, es uno de los ejemplos de medidas concretas emprendidas por el sector:

De igual modo, en mayo de 2008 EUROPIA, apoyando plenamente los esfuerzos de la Comisión Europea por mejorar la eficiencia energética, puso en marcha una campaña dirigida a todo el sector para promocionar un comportamiento eficiente. Esta campaña engloba 45.000 estaciones de servicio de 29 países europeos y más de 40 compañías petroleras de Europa, no todas ellas miembros de EUROPIA. Se han distribuido folletos con 10 consejos para una conducción eficiente a conductores

usuarios de las estaciones de servicio y se ha creado una página web www.savemorethanfuel.eu especialmente dedicada a promover la eficiencia energética en la conducción. El objetivo último de la campaña es conseguir un cambio de conducta para lograr no sólo un ahorro de combustible. Una de las propuestas legislativas concretas sobre energía y cambio climático presentadas por la Comisión Europea en 2008 fue la revisión del mercado de derechos de emisión, iniciativa fundamental para la consecución de los objetivos de la UE sobre cambio climático, seguridad del suministro y competitividad. Para crear un entorno de certidumbre adecuado para atraer la inversión es esencial finalizar la revisión de la Directiva sobre el mercado de derechos de emisión en 2008. Dentro de la revisión, el tratamiento de la actividad de refinado como industria de consumo intensivo de energía, a falta de un acuerdo internacional, sigue siendo motivo de preocupación para nosotros. El precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono, resultante del proceso de subasta, incrementará la carga económica para el refino europeo frente a otros operadores internacionales. Por ello, un reto será conseguir un acuerdo político que no sólo proporcione un entorno estable donde puedan darse las inversiones necesarias para garantizar el suministro de energía en Europa, sino también que evite la pérdida de competitividad de la industria europea.

Otro aspecto importante en la lucha contra el cambio climático es la reducción de la huella de dióxido de carbono del transporte. EUROPIA apoya los esfuerzos que realiza la Comisión para conseguir este objetivo. Sin embargo, las medidas legislativas propuestas para los combustibles empleados en el transporte son confusas y contradictorias. El reto será alinear los distintos objetivos y normas, es decir, el objetivo de empleo del 10% de biocombustibles fijado en la Directiva sobre energías renovables, el objetivo de reducción del 10% de los gases de efecto invernadero en la Directiva sobre calidad del combustible y la reducción de emisiones de combustibles fósiles a través del mercado de derechos de emisión de la UE. Deben tenerse en cuenta otros aspectos importantes, como el uso limitado de biomasa para generación de calor y electricidad, que es más efectivo para la reducción de emisiones de efecto invernadero que su uso para transporte; y un programa paneuropeo de objetivos y criterios sobre biocombustibles, esencial para su sostenibilidad.

EUROPIA cree que en el actual contexto geopolítico, la presencia de una industria europea fuerte y saludable de refinado es un elemento fundamental para garantizar el suministro de energía y la prosperidad de Europa. EUROPIA confía en que este hecho se tendrá en cuenta a la hora de configurar el marco regulador sobre energía y cambio climático en los próximos meses. ■

La industria de petróleo y gas en América Latina y el Caribe. La convivencia entre NOC'S e IOC'S^(*)

José Félix García García

Secretario Ejecutivo de ARPEL

Para el análisis de la evolución de la industria de petróleo y gas en América Latina y el Caribe (ALC), hemos considerado el período 1998 - 2006 para el que contamos con datos firmes. El agregado de estimaciones para el año 2007 no cambiaría las tendencias.

Petróleo

Las reservas probadas de petróleo en América Latina y el Caribe se han mantenido en un nivel de 117.000 millones de barriles en el período. El comportamiento no ha sido el mismo a en todos los países. Hay una significativa caída en México, de 21 a 13, compensada principalmente por un incremento en Brasil de 5 y en Venezuela de 3. Se observan caídas en Argentina y Colombia que se compensan con incrementos en Ecuador, Perú y Trinidad y Tobago.

La evaluación final de los nuevos descubrimientos en aguas ultra profundas en Brasil, es el principal potencial para el incremento de reservas en la Región, así como también las certificaciones de reservas que se están haciendo en la cuenca del Orinoco.

La evolución de la producción de petróleo (106 Bbls/d) en el mismo período, se mantiene constante a un nivel de 10 millones

de barriles / día. Existe una compensación entre incrementos y caídas de producción. Brasil casi duplica su producción pasando de 1 a 1.8 y México tiene un incremento de 0.2. Estos incrementos se compensan con las caídas de Venezuela, Argentina y Colombia de 1. Colombia está revirtiendo la caída en el último año, no por nuevos descubrimientos, sino por recuperación secundaria en yacimientos existentes. En Venezuela, los nuevos volúmenes del petróleo deberán venir de la cuenca del Orinoco, lo que requiere inversión intensiva para su desarrollo y explotación. Argentina, después de duplicar la producción de la década del 90 por una mayor eficiencia en la recuperación de petróleo de los yacimientos existentes, depende cada vez más de nuevos descubrimientos, especialmente offshore.

México está mostrando caídas de producción en los últimos años, así como también reducción en sus reservas. La reversión de esta tendencia dependerá de la transformación y fortalecimiento de la gestión de PEMEX para acceder a la exploración y

^(*) NOC's: Compañías Nacionales de Petróleo.
IOC's: Compañías Internacionales de Petróleo

producción de las reservas offshore en el Golfo de México. Colombia y Perú están con un programa intensivo de exploración, con más de cincuenta contratos en ejecución. En Ecuador el desarrollo de su potencial está centrado en la transformación de PETROECUADOR y la negociación de contratos con las empresas privadas.

En los países pequeños, Surinam, Chile, Jamaica, Paraguay y Uruguay, existen oportunidades para exploración offshore y onshore. Cuba merece una especial mención, en los últimos quince años han multiplicado por diez su producción, cubriendo actualmente el 50% de sus requerimientos de petróleo y ya existen empresas explorando en bloques offshore ofrecidos por el gobierno Cubano.

Gas

Las reservas probadas de gas han permanecido constantes en un nivel de 195 billones de pies cúbicos. Las reservas de México se han reducido en 11, las de Argentina en 8, las de Colombia en 3 y las de Trinidad y Tobago en 3, totalizando una caída de 25. Perú se ha mantenido en 8, mientras que han crecido Brasil 6, Venezuela 5 y Bolivia 14, totalizando un crecimiento de 25.

Cuando observamos la producción de gas, vemos que se ha incrementado en un 53%, pasando de 9.000 a 14.000 millones de pies cúbicos por día. Los incrementos mayores se observan en México, Argentina, Brasil, Bolivia y Trinidad y Tobago que totalizan 5. El resto de los países no muestran cambios significativos.

Este aumento de producción, en un período en que se han mantenido las reservas totales, provoca una disminución en la relación reservas probadas/producción de 50 a 30 años en el período, siendo los países más afectados Argentina y México, que pasaron a ser importadores.

El desarrollo del gas en el Cono Sur alcanzó su máximo nivel en el año 2002, llegando el total de gas exportado a casi 60 Mm³/día desde Argentina y Bolivia. El potencial adicional de demanda desde Chile, Brasil y Argentina, sería de aproximadamente 100 Mm³/día. Los cambios de reglas en Bolivia y Argentina están demorando la nueva infraestructura. Están en desarrollo Plantas de Gasificación de GNL, dos en Brasil, una en Uruguay, una en Chile y en este invierno, barcos de GNL están en operación en Argentina. Estas plantas, establecerán referencias de precios para el Cono Sur. Los precios de estas importaciones de GNL están por encima de los 10 U\$/Millón de BTU, más altos que los contratos en el Cono Sur. En el Cono Sur todos pierden, los países consumidores y los proveedores.

El desarrollo del gas en Trinidad y Tobago, continúa a buen ritmo y se ha transformado en un caso a imitar por otros países de la Región. Lo mismo en el caso de Perú, el gas está penetrando en

la matriz energética a precios competitivos y está a punto de completarse la planta de licuación de gas natural (GNL) para exportar GNL a México y existen proyectos para desarrollos petroquímicos de gas. Colombia está intensificando la actividad exploratoria "onshore" y "offshore" de gas. Desde enero del 2008 Colombia está suministrando gas a Venezuela por un gasoducto construido por ambos países. En el futuro se revertiría el flujo desde Venezuela a Colombia y puede ser el camino de gasificar Panamá y Centro América.

Cooperación entre gobiernos y empresas y entre NOC's e IOC's

Se puede establecer, basándonos en la experiencia, que la cooperación entre gobiernos y empresas y entre NOC's e IOC's es la mejor práctica para el desarrollo de los recursos energéticos y la integración energética entre países. La inversión en infraestructura para facilitar el comercio de energéticos entre países, preferentemente cercanos, y el manejo del riesgo de exploración y producción a través de reglas claras más que una ciencia es un arte.

La transformación de las NOC's es clave para facilitar el relacionamiento con las IOC's y así poder incorporar a los proyectos la tecnología, el conocimiento y el gerenciamiento necesario. Esta transformación debe reflejarse en un fortalecimiento de la gestión de las empresas estatales, de sus procesos, de su autonomía financiera, de sus sistemas de gestión orientados a los resultados y los sistemas de desarrollo de los recursos humanos. Además de la gestión de las empresas, se debe actuar sobre los marcos legales para facilitar las asociaciones requeridas para ejecutar los proyectos. No es relevante en este proceso el grado de privatización o el cómo de la privatización, esto es una decisión política de los estados. Existen excelentes casos de transformación de empresas estatales en ALC (PETROBRAS, ECOPETROL, ENAP). El contrato de exploración en Cuba, así como la asociación de CUPET con una empresa canadiense para la producción de petróleo en áreas existentes es otro caso a considerar.

También se están realizando inversiones muy importantes en LAC en refinerías, alcanzando los 3000 US\$/año. Una nueva en Brasil, ya en construcción, dos en México y una en Ecuador, en etapa de diseño. Así como también expansiones de refinerías existentes en Ecuador, Perú, Colombia, Brasil, Venezuela, Uruguay, Paraguay, Jamaica y Trinidad y Tobago.

La industria tiene una deuda muy importante a saldar con la sociedad civil y todos sus públicos objetivos. Debemos realizar un esfuerzo para educar en la naturaleza de esta industria, su caracterización, la problemática de acceso a los recursos, los temas ambientales, el cambio climático, los contratos, el relacionamiento público-privado, las asociaciones, etc. ■

Extender la posición del Sahara Blend en los mercados emergentes

Mohamed Meziane

Presidente

Sonatrach

Creada en 1963, poco después de la independencia de Argelia, Sonatrach es hoy un grupo petrolero y gasístico que ocupa un destacado lugar en el ámbito internacional.

El área de comercialización, junto al transporte por gasoducto, constituyen ahora una de las dos principales misiones de Sonatrach.

Desde el comienzo de la década de 1970 Sonatrach, en ejercicio de la soberanía que le corresponde en el ámbito de la minería argelina, está ampliando su actividad Upstream para convertirse en una compañía petrolífera integrada.

El volumen de nuestras exportaciones de hidrocarburos líquidos está aumentando significativamente, a lo que contribuye la exportación de crudo que representa el 97%.

Desde ese momento, los grandes avances conseguidos por Sonatrach a lo largo de la cadena de los hidrocarburos, a través del extraordinario lanzamiento de proyectos industriales de gas natural y refinerías, han contribuido a un considerable aumento y diversificación de nuestras ventas en el mercado internacional.

Los excelentes resultados de nuestras actividades, asociados al éxito de nuestra estrategia de alianzas nos han ayudado a alcanzar, entre 1996 y 2006, una tasa media anual de crecimiento de la producción de crudo de más del 7%.

El 85% de nuestras exportaciones líquidas están constituidas por petróleo crudo y condensado y el 15% por productos refinados.

El volumen de exportación de condensados, 13,4 millones de toneladas, refuerza la posición de primacía de Sonatrach en el mercado. El 52% de esta producción, muy demandada por la industria petroquímica, se envía al continente americano y el 48% a Europa.

Las exportaciones de productos refinados alcanzaron los 9,6 millones de toneladas, de los cuales, el 53% corresponde a fueloil bajo en azufre y el 32% a nafta.

Más de dos tercios de los suministros de fueloil están destinados al mercado de craqueado de EE.UU. y el resto se distribuye entre Asia (16%) y Europa (14%).

La nafta que se obtiene en nuestra refinería de Skikda, en la costa oriental, es considerado un producto de referencia en toda la cuenca mediterránea.

Previsiones a corto plazo para el mercado de Sahara Blend

En 2006, las exportaciones de Sonatrach de petróleo Sahara Blend estaban destinadas básicamente a los mercados americano (60%), europeo (34%) y asiático (6%).

La demanda del mercado asiático es cada vez mayor: En China, país que está experimentando una enorme expansión económica, la evolución de la demanda de crudo es especialmente significativa.

Junto con India, ambos países representan actualmente, con más de 10 millones de barriles al día, el 12% del consumo mundial de crudo. Asia está desarrollando un mercado de crudo realmente dinámico.

Sonatrach sigue con gran interés esta evolución y tiene previsto en particular extender la posición comercial de su Sahara Blend en esta parte del mundo.

Este enfoque tendrá, evidentemente, en cuenta nuestros objetivos de desarrollo en el campo del refinado y la petroquímica en Argelia, así como las prioridades de la estrategia Downstream con respecto a la transformación de Sonatrach.

De hecho, el proyecto de condensados de Skikda, con una capacidad de procesamiento de 5 millones de toneladas al año, está previsto que se ponga en marcha en 2008.

Esta nueva refinería podrá suministrar productos además de cumplir las nuevas normativas europeas que entrarán en vigor en 2010.

Por otra parte, el proyecto Centre de refinería, de tipo complejo, prevé el procesamiento a partir de 2013/2014, de un volumen de 15 millones de toneladas de crudo.

Un programa permanente de rehabilitación de las unidades aromáticas ayudará a Sonatrach a volver a posicionarse en el mercado global. Finalizará en 2010 e incluye objetivos de producción de 180.000 toneladas al año de benzeno y 220.000 toneladas al año de paraxileno.

En el campo de los productos petroquímicos, están en proceso de formalización varios proyectos de colaboración, en particular el proyecto de construcción de una unidad de craqueado de fueloil de 4,5 MT en Skikda.

Al mismo tiempo, con respecto a nuestro despliegue internacional, estamos utilizando todos los medios necesarios para asegurar una presencia efectiva de Sonatrach en Asia.

Después de aumentar nuestras capacidades de transporte de crudo a las zonas de exportación y la puesta en servicio de infraestructuras de carga para buques de alto tonelaje en mayo de 2005, contamos ahora con capacidad de almacenamiento de petróleo en Corea del Sur.

Con ello, mediante el transporte en superpetroleros (buques VLCC) y la reapertura de sus oficinas en Singapur, Sonatrach podrá desplegar progresivamente parte de sus exportaciones de Sahara Blend a Asia.

Pero aún hay más y en los próximos años buscaremos nuevas oportunidades en los mercados americanos y asiáticos y maximizaremos el uso de la flota para reforzar las ventas con entrega para poder crear de esta forma una cartera de clientes interesados por este tipo de suministros. ■

El refino en la comercialización del petróleo

Dominique Riberolles

Consejero Delegado de CEPSA

Presidente de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)

La capacidad actual del refino en España es de 1.3 millones de barriles /día (67 millones de toneladas) para una demanda que en 2007, a pesar de una desaceleración reciente respecto a años anteriores, aumentó un 1,3%, lo que elevó el consumo total de productos petrolíferos a 75 millones de toneladas.

Teniendo en cuenta la indisponibilidad por paradas de mantenimiento, el autoconsumo y las mermas resulta una aportación neta de las refinerías españolas a su mercado de 55 millones de toneladas. Por lo tanto, los operadores se ven obligados a realizar unas importaciones netas de 20 Millones de toneladas de productos petrolíferos refinados que representan del orden de 27% del consumo nacional. En particular, importamos casi 16 millones de toneladas de destilados medios (gasóleos y querosenos), el 37% del consumo nacional. Esta necesidad de importación no es un problema mayor considerando la flexibilidad y globalidad de los mercados de los derivados del refino.

Sin embargo, la Comisión Europea ha manifestado su preocupación por el contexto de precios altos del crudo y la creciente dependencia de la UE de las importaciones para satisfacer la demanda del mercado. Conviene analizar las causas que nos han llevado a esta situación y explicar las orientaciones estratégicas adoptadas por la industria española del reino en España.

El difícil ajuste de las sobrecapacidades a partir de los 80

Los que se apresuran en culpar a la industria del refino de una falta de anticipación se olvidan del contexto histórico que ha conocido nuestra industria durante cerca de 25 años de 1980 hasta 2004.

Hay que recordar que la misma Comisión Europea encargó en 1997 a la consultora Roland Berger un informe en el que se recomendaba el cierre de entre 9 y 13 refinerías.

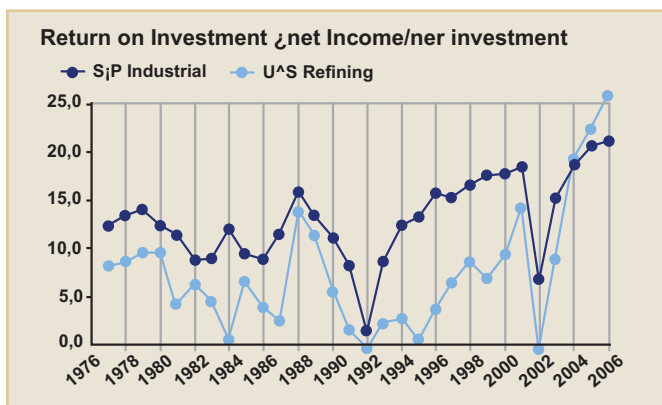
Hoy, diez años después, nos movemos en un escenario completamente diferente pero hay que tener en cuenta que cualquier

proyecto de construcción de nuevas infraestructuras no suele completarse en un plazo inferior a 3-5 años para ver las considerables dificultades que plantea pronosticar el rumbo a tomar por la industria del refino en Europa.

La industria del refino a nivel mundial ha conocido en los años 80 una sobrecapacidad y un largo periodo de muy baja rentabilidad que condujo a una dedicación prioritaria de las inversiones, tanto en el refino europeo como en el americano, a mejoras de eficiencia y cumplimiento de las obligaciones legales en materia de calidad de los productos y de las emisiones en los procesos de producción, en lugar de crear nuevas capacidades.

La rentabilidad de la industria del refino ha sido históricamente menor que la del resto de actividades industriales. Se ve en el gráfico siguiente que desde 1978 hasta 2004 el retorno medio sobre la inversión en la industria del refino estadounidense fue siempre menor al de la media del resto de sectores del país y con un retorno medio sobre la inversión inferior al 5% desde 1980 hasta 1995, que es menos de la mitad del obtenido por las empresas industriales que cotizaban en el Standard & Poor's durante ese mismo período. La rentabilidad en Europa ha conocido la misma tendencia con rentabilidades aún más bajas.

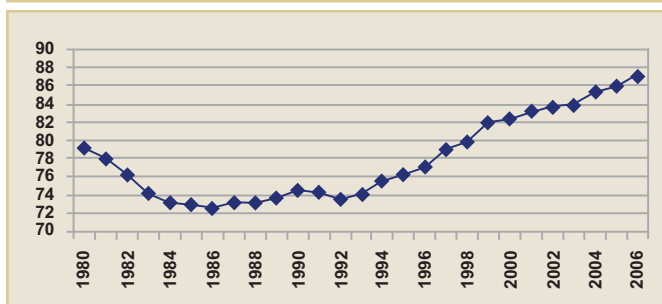
Gráfico 1. Retorno sobre la inversión en el negocio del refino/distribución y en otras líneas de negocio en EE.UU. (%)



Fuente: Energy Information Administrator (EIA).

La consecuencia se observa en el gráfico siguiente, donde vemos que la capacidad de refino mundial, ha sufrido un ajuste importante durante los años 80 para volver a crecer a partir de 1993 de 74 millones de barriles /día hasta 87,2 millones en 2006. El 90% de dicha capacidad estaba situada fuera de los países de la OPEP y el 40% se encontraba en Estados Unidos y en la Unión Europea.

Gráfico 2. Capacidad mundial de refino (en millones de barriles/día)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

Así, si en 1981 había en Estados Unidos 324 refineras con una capacidad de refino de 18,6 millones de barriles/día, a finales de 2004 quedaban menos de 150 en funcionamiento que refinaban una cantidad de petróleo muy similar; 17 millones de barriles/día. La similitud de la capacidad de refino en ambas épocas se explica por tanto por las importantes transformaciones y mejoras de procesos que ha experimentado esta industria durante las últimas décadas.

Este proceso de consolidación del negocio del refino se llevó también a cabo en Europa. La última refinería construida en la EU 15 a principios de los 90, la refinería de Leuna cerca de Leipzig en Alemania, vino en realidad a sustituir 3 antiguas refineras obsoletas pero con la misma capacidad global.

Las refineras españolas no se han visto tan afectadas como las del resto de Europa durante esta crisis de los años 1980. De sus 10 refineras ninguna se cerró y se redujo únicamente la capacidad total de las de Cartagena y Tenerife. En consecuencia, mientras que en Europa tuvo lugar una reducción del 36% de la capacidad de refino, en España se quedó en una reducción nominal del 15%.

A partir de la mitad de los años 90 el esfuerzo inversor de la industria ha tenido como objetivo esencial adaptar las instalaciones a la producción de combustibles con bajo contenido de azufre, gasolinas sin aromáticos y eliminar gradualmente el plomo con un octanaje superior. Estas inversiones obligatorias han absorbido la mayor parte de los recursos sin ningún impacto positivo sobre los márgenes, y en consecuencia, sin incentivo para aumentar la capacidad de refino.

En este sentido, el esfuerzo que ha realizado la industria del refino ha sido extraordinario. Después de años de sucesivas mejoras, que se iniciaron con la normativa de 1996, en 2009 el nivel de azufre para gasolinas y gasóleos quedará fijado definitivamente en un límite máximo de 10 partes por millón. Esto situará a los combustibles europeos a la cabeza de los combustibles mundiales.

Pese a este fuerte proceso de concentración, a una difícil coyuntura de rentabilidad y a las importantes inversiones requeridas para satisfacer las exigencias medioambientales, el negocio del refino ha experimentado constantes mejoras del rendimiento, especialmente debido a lo que se conoce como deslizamiento de la capacidad o "capacity creep", mediante el cual algunas refineras incrementan su capacidad con inversiones modestas o simplemente con mejoras operativas.

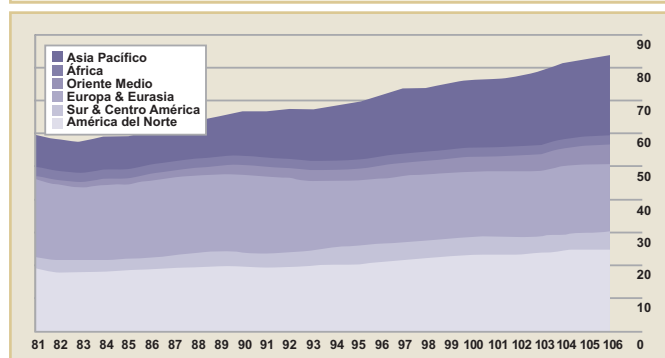
Con el crecimiento de la demanda, esta racionalización de las capacidades de producción ha derivado en un equilibrio cada

vez más apretado entre capacidad de refino y demanda de productos refinados.

Una evolución de la demanda empujada por el transporte

Si en los últimos 50 años el consumo se ha multiplicado por tres, es gracias al fuerte crecimiento del sector del transporte, que ha pasado de representar la mitad del consumo en 1950 a algo más de dos tercios del total de la demanda en la actualidad. Con la difusión del gas natural, en un futuro próximo los derivados del petróleo se destinarán exclusivamente al transporte y la petroquímica. En 2004 la demanda mundial de derivados del petróleo experimentó un crecimiento excepcional del 3,4% respecto al año anterior; la tasa más alta de incremento del consumo desde 1978 y lo que equivale a unos 3 millones de barriles/día. El grueso del crecimiento hay que atribuírselo al apetito energético de China, cuyo consumo de petróleo aumentó en 2004 un 15,8% respecto al año anterior; en parte por constitución de stocks estratégicos. Como se muestra en el siguiente gráfico, son precisamente Asia y Estados Unidos las regiones que han acumulado un mayor crecimiento en los últimos años. Desde 2005 este crecimiento se ha moderado, fundamentalmente en EEUU y la UE, pero sigue aumentando en China e India donde además el consumo interno no esta frenado por el incremento de precios al estar estos subvencionados.

Gráfico 3. Consumo de petróleo por área (millones de barriles/día)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

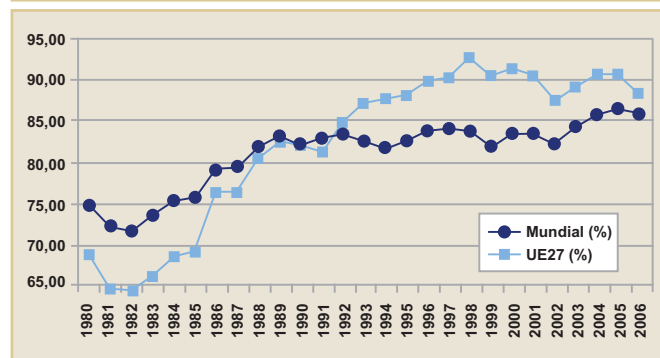
El crecimiento del consumo en Europa se sitúa, en este sentido, muy por debajo del consumo estadounidense y asiático.

Para 2010, según la Agencia Internacional de la Energía, la demanda de petróleo podría alcanzar los 90 millones de barriles diarios, 5 más que el año pasado. Si nos fijamos sin embargo en las previsiones de crecimiento para 2008 y para 2009, se prevé una ralentización del crecimiento de la demanda, debido a la subida de los precios del crudo de petróleo.

A medida que ha ido creciendo la demanda de petróleo, también lo ha hecho la producción mundial de refino.

Como podemos observar en el gráfico adjunto, en sólo diez años, se ha pasado de un porcentaje mundial de utilización del 81% a uno de más del 87%, que se aproxima a la capacidad máxima si tenemos en cuenta que un entre un 5% y un 10% de la capacidad teórica del refino no suele estar disponible por razones de paradas por mantenimiento y/o bajas cargas técnicas.

Gráfico 4. Utilización de la capacidad de refino (en porcentaje)

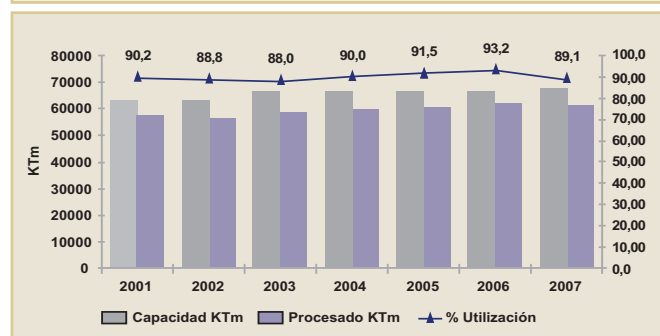


Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

En España el movimiento ha sido más acentuado por el mayor crecimiento de la demanda que luego comentaremos.

El grado de utilización de las refinерías ya desde 2001 se sitúa en torno o por encima del 90%, que es técnicamente el máximo operativo, a pesar del "capacity creep" que ha permitido al refino español aumentar su capacidad de producción en más de 4 millones de toneladas en los 10 últimos años, cantidad no obstante insuficiente puesto que el déficit de producción alcanza los 20 millones de toneladas antes mencionado.

Gráfico 5. Capacidad y grado de utilización de las refinерías españolas



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

El hecho diferencial ha sido que el mercado español ha tenido entre 1995 y 2005 un crecimiento del 39% cuando en los países del UE 14 el aumento en este mismo periodo ha sido ligeramente inferior al 3%.

España ha pasado de tener un consumo neto de productos petrolíferos de 53,9 millones de toneladas en 1995 a 74,8 millones en 2005. Este aumento de 20,9 millones de toneladas ha representado más de 58% del aumento de consumo de la UE 15 en ese periodo.

Así España ha pasado a tener un peso de 12% en el mercado de productos petrolíferos frente a 9 % en 1995.

Este crecimiento, muy fuerte en España en comparación con lo observado en el resto del UE 15, se explica por una serie de factores ligados

- Al mayor crecimiento económico español a lo largo de este periodo
- A los menores impuestos especiales sobre los carburantes
- A la orografía del país y a inversiones que han favorecido hasta ahora el transporte por carretera.
- A una situación en Europa favorable a un crecimiento muy fuerte del transporte internacional ^(*)

Resulta que más de la mitad del aumento del consumo español ha tenido su origen en los carburantes (gasolina y gasóleo de automoción) con una variación de 10,7 millones de toneladas que representa cerca de 31% de la variación total de la UE 15.

El ritmo de crecimiento anual del consumo de carburantes ha sido en España del +5,1% en la primera mitad de la década y del +3,8% en la segunda frente a tasas en la UE 14 del +1,5% y del +0,8% respectivamente.

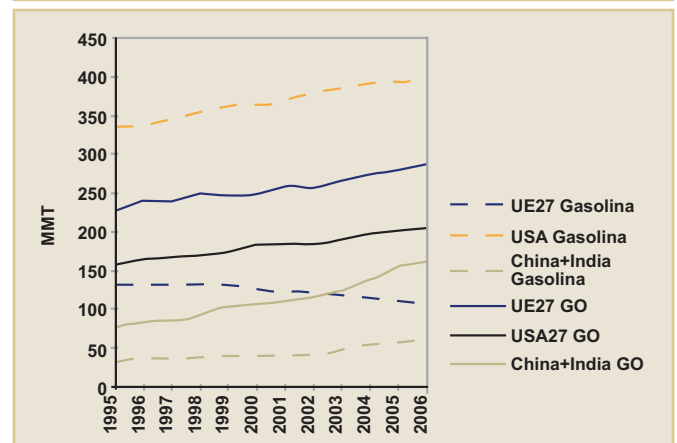
Impacto de la estructura de la demanda por productos

A la hora de evaluar los riesgos a los que puede conducirnos la disminución de la capacidad ociosa de refino, hay que examinar no sólo el crecimiento de la demanda en términos absolutos, sino también los desequilibrios estructurales que puedan producirse en el consumo por productos y en la distribución de este consumo entre las distintas zonas geográficas.

La evolución no ha sido la misma para todos los productos. Los destilados medios (gasóleos y querosenos) son los productos que hoy más se consumen en el mundo. Esto se debe especialmente al empuje del sector del transporte profesional favorecido además por nuevas modalidades de gestión en flujos tendidos la famosa globalización de las relaciones económicas.

La estructura de consumo es también muy distinta entre los, hasta ahora, principales mercados, el norteamericano y el europeo. Las diferentes tendencias pueden verse muy claramente en el siguiente gráfico:

Gráfico 6. Tendencias de la demanda de gasolina y gasóleo en EE.UU., Europa y China + India



Fuente: P&G Nov. 2007.

En él observamos cómo en Europa las curvas de consumo de gasóleo y gasolina van separándose a medida que pasan los años, mientras que en el mercado asiático y estadounidense las curvas se mueven de forma más o menos paralela.

El mercado norteamericano, que sigue representando cerca de 30% del mercado mundial, consume más de 445 millones de toneladas de gasolinas, 45% de las producidas en el mundo y e importa 40 millones de toneladas de gasolinas. En 2005 Europa suministró el 60% de esta importación.

En Europa, especialmente pero no exclusivamente, debido a los distintos gravámenes impositivos que se aplican a cada uno de los productos, se está produciendo un elevado crecimiento de la demanda de gasóleo de automoción y una reducción del consumo de gasolinas. En 1990 la matriculación de coches de diesel

^(*) Según EUROSTAT entre 1997 y 2004 el número de camiones que cruzaron los Pirineos aumentó en un + 65%, el número de coches particulares en un + 52% y el transporte ferroviario de mercancías en solo un + 10%.

que en Europa alcanzaba solo un 14%, ha pasado a un nivel medio de 50% en 2005.

Países como Alemania, Reino Unido e Italia que por varias razones han arrancado más tarde en el movimiento de "dieselización", representan a partir de 2006 las mayores contribuciones al descenso del consumo de gasolinas y a la generación de excedentes de este producto por el refino europeo.

Incluso si esta tendencia empieza a ralentizarse, el porcentaje de participación de vehículos diesel en el total del parque automovilístico seguirá creciendo debido al ciclo largo (15 años) de reposición de los coches.

No hay nada que permita anticipar una ralentización de esta tendencia a nivel europeo considerando que el compromiso del sector de los fabricantes de automóviles de reducir las emisiones del parque comercializado debería llevar el nivel de matriculación de coches nuevos diesel hasta el 60% en 2010, con el resultado de tener en 2015 a nivel europeo un ratio de demanda de gasóleo sobre gasolina de 2,74 contra 1,6 hoy en día.

El mercado europeo, que representa un poco menos del 20% de la demanda mundial, consume del orden de 315 millones de toneladas de gasóleos, un 27% de la producción mundial. El mercado europeo importa más de 33 millones de toneladas de gasóleos, principalmente suplido por exportaciones desde Rusia y exporta más de 32 millones de toneladas de gasolinas, esencialmente hacia el mercado norteamericano.

La demanda global en Europa esta cayendo desde 2006. Los únicos productos que han experimentado un incremento en la demanda son los destilados medios empleados en el transporte, la aviación y el gasóleo. La demanda de todos los otros productos ha ido cayendo de forma regular:

Este desequilibrio creciente en un contexto de demanda que se está contrayendo va a constituir en breve uno de los mayores problemas del refino europeo. La estructura de su producción va a seguir generando excedentes crecientes de gasolinas, que podrían alcanzar más de 55 millones de toneladas en 2015.

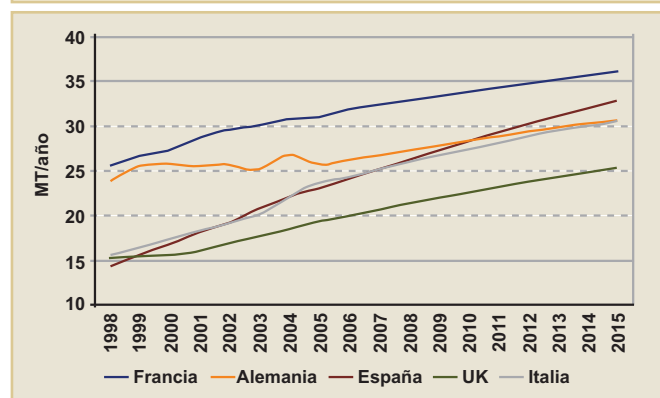
Una caída acelerada de la demanda de gasolina en Estados Unidos, estimada ya para 2008 en más de 14 millones TM (del orden de 1/3 de la importación de 2007), que sea como ahora por modificaciones de comportamiento ligadas al nivel de precios y por el aumento creciente de la incorporación de bioetanol o a medio plazo por el programa de mejora de la eficiencia del parque automovilístico, tendrá importantes repercusiones sobre la industria europea.

Los excedentes crecientes europeos de gasolina además de superar en breve las necesidades reducidas de importación del mercado norteamericano, tendrán que competir con las nuevas macro refinerías del Oriente Medio.

Tampoco se pueden reducir los excedentes de gasolina en la situación actual de tensión sobre la oferta global de productos refinados sin aumentar en mayor proporción el déficit de destilados medios.

Una vez más, lo observado a nivel europeo se da en España de manera acentuada. Hemos asistido a una "dieselización" del parque automovilístico en una medida muy superior a la media de la UE (en 2006 alcanza el 71%).

Gráfico 7. España ha sido el país de Europa donde la dieselización ha conocido el crecimiento mayor



En España el impuesto especial sobre el gasóleo de automoción es inferior a la media de la UE 14 en 88,8 €/m³ y esta diferencia negativa ha ido aumentando en 55 € en el periodo 1991 - 2007.

Las diferencias con Portugal y Francia en el impuesto especial de gasóleo A, antes de IVA, son de -62,4 € y -123,8 € y en los 10 últimos años han aumentado de 58,5 y 25 € respectivamente.

De esta forma, el consumo del conjunto de gasóleos alcanza en 2007 casi un 50% del total e importamos el 37% del consumo nacional mientras que las gasolinas, en clara disminución, representa menos del 9% del consumo global y exportamos 2,4 millones de toneladas, equivalentes al 27% de la producción nacional.

La consecuencia es que en 2007 el ratio de demanda de gasóleo de automoción sobre gasolina, factor clave para determinar las adaptaciones necesarias de las refinerías alcanza ya en España 4,8 cuando hemos visto que esta previsto que alcance a nivel europeo 2,7 en 2015.

En España, otros factores han llevado a esta situación de mayor desequilibrio. En un contexto de aumento muy notable del transporte aéreo, el crecimiento de la demanda de keroseno entre 1995 y 2005 ha superado el 68% frente a menos del 40% en la UE 14) principalmente por el aumento del tráfico Europa-Sudamérica vía España.

Partiendo de refinerías concebidas, como en el resto de Europa, principalmente en los años 60 y 70, cuando la gasolina era el carburante dominante y en fuerte crecimiento, la estructura de la demanda en España, que en pocos años ha pasado a necesitar menos gasolina, un 9% de la demanda (frente a un 15% en la UE), más destilados medios, un 53% (frente a un 47% en la UE), pero sigue requiriendo una proporción elevada de fuel 18% (frente a un 13% en la UE) en consideración de la importancia de su mercado de bunker, se ha alejado rápidamente de la estructura habitual de producción de una refinería media europea, creando una cierta disfunción difícil de remediar únicamente del lado de la producción.

España ha anticipado el movimiento de mayor conversión con el hydrocracker de Tarragona de REPSOL YPF, que se puso en marcha a principios de 2002, a pesar de no haber tenido con anterioridad a los años 2003-2004 las condiciones mínimas de rentabilidad para proyectos de conversión de fracciones pesadas a destilados medios, al tener que procesar crudos más pesados y más ácidos que el resto del refino europeo.

Actualmente, en un contexto internacional de costes de inversión multiplicados por más de 2 en los últimos 4 años, los únicos proyectos "grass roots" que parecen viables se están realizando o han sido anunciados en países productores o en los países emergentes (India-China) con refinerías de 400 a 600.000 barriles/día.

El refino español ha decidido adaptar varias refinerías a la evolución del mercado y a la mayor competencia internacional, aprovechando, al menor coste, sus infraestructuras ya existentes para aumentar la producción de destilados medios en 9 millones de TM: dos hydrocrackers (Huelva y Cartagena) y un Mild Hydrocracker (San Roque); tres unidades de conversión de Fuel oil pesado (Castellón, Bilbao, Cartagena); dos nuevas unidades de destilación atmosférica (Huelva, Cartagena) y tres a vacío para disponer localmente de la carga necesaria para estas nuevas unidades de conversión (Huelva, Cartagena, San Roque), plantas de

hidrógeno y hidrodesulfuración, planta de isomerización (Cartagena) y nuevas cogeneraciones (Bilbao, Castellón, Huelva).

En consideración de las necesidades de su mercado, el refino español ha optado igualmente por una política racional de biocarburantes, siendo precursor en Europea en incorporación de bioetanol vía ETBE cuando se trató de sustituir al plomo, apostando ahora por la incorporación de FAME al gasóleo de automoción, dentro de los límites comunes permitidos por las especificaciones europeas de carburantes para conseguir la mejor aceptación, al menor coste, por los usuarios y contribuir de manera sostenible a reducir la dependencia energética del mercado español.

Una incorporación superior de bioetanol al pool de gasolinas, fuera de consideraciones sobre la mejor o peor sostenibilidad de este biocomponente, tendría por consecuencia un aumento de los excedentes de gasolinas y un sensible encarecimiento para el mercado, como se observó en Estados Unidos por su logística particular y por la necesidad de modificar la composición de sus bases de gasolina para acomodar la mayor presión de vapor del etanol.

La propuesta de endurecer las especificaciones para los combustibles marinos que ya es un asunto crítico para todos los refineradores lo va a ser aún en una mayor proporción en España por la importancia de este mercado ligada a su posición geográfica en las rutas de salida del Mediterráneo y Europa o América hacia África (Canarias).

La industria del refino está expuesta a la competencia internacional y en una situación de tensiones sobre la oferta de crudo, van a sobrevivir las refinerías que puedan, al menor coste de capital y de operación, valorar mejor los crudos disponibles en consideración de una demanda creciente de productos cada vez más ligeros.

Este contexto pone en evidencia la necesidad de un poco más de prudencia y coherencia en la revisión de las Directivas europeas (Comercio de emisiones, Calidad de los carburantes, Promoción de energías renovables, Calidad de los fueles marinos,..) y en las medidas adoptadas a nivel nacional, para evitar poner en peligro la competitividad y viabilidad de la industria europea de refino. ■

Los fondos soberanos y el sector energético

Jorge Segrelles

Presidente

Comité Organizador del XIX Congreso Mundial del Petróleo

En los últimos meses, los Fondos Soberanos están teniendo un especial protagonismo en los mercados financieros.

Con una gran liquidez, y sin una especial aversión al riesgo, acuden al rescate de empresas afectadas por la crisis, como ha sido, entre otros, el caso de la aportación de capital de un 4,9% de Citigroup por un fondo de Abu Dhabi, o la compra directa en bolsa de una cantidad de acciones entre el 1% y el 2% de Credit Suisse por el Fondo Soberano de Qatar, QIA.

Una parte importante de los Fondos Soberanos está asociada a los países exportadores de petróleo y gas. Con la reciente escalada de precios y el nuevo "nacionalismo energético", el poder de estos fondos, y la cada vez mayor frecuencia con la que irrumpen en entidades financieras u otro tipo de empresas occidentales, empieza a despertar suspicacias. ¿Pueden llegar a ser controladas estas empresas por gobiernos extranjeros? ¿Debe restringirse la libre circulación de capitales? ¿Es necesaria una regulación específica para este tipo de fondos?

Algunos Fondos Soberanos como GIC (Singapur) se apresuran a subrayar que son "Inversores financieros pasivos a largo plazo", poco tiempo después de haber inyectado 6.000 millones de euros en UBS y 7.000 millones de dólares en Citigroup¹.

Dimitri Medvedev, sucesor de Putin en Rusia, anima a utilizar el recientemente creado fondo soberano ruso de 32.000 millones de dólares en la compra de empresas extranjeras, imitando a China, para reducir la dependencia tecnológica².

Pasemos a analizar estos temas intentando buscar respuestas, o al menos tener más elementos de juicio sobre ellos.

¿Qué son los Fondos Soberanos?

Los Fondos Soberanos (Sovereign Wealth Funds) nacen en los años 50 del siglo pasado, en países con altos ingresos procedentes de la exportación de recursos naturales como el petróleo (caso de Kuwait) con el objeto de diversificar el riesgo ante una eventual bajada de precios y garantizar la continuidad de ingresos para su país. En realidad, los Fondos Soberanos surgen en países con un alto nivel de reservas en divisa extranjera, debido a un superávit de su balanza comercial independientemente de su origen (exportación de commodities, productos tecnológicos, manufacturados etc.) y siempre que ese superávit no sea necesario para un uso inmediato.

¹ "Singapore wealth fund takes long view". P.T. Larsen y M. Dickson, Financial Times, 3 Febrero 2008.

² "Copy China and invest abroad, says Medvedev". C. Belton, Financial Times, 31 Enero 2008.

La inversión soberana (controlada por un Estado), puede clasificarse en cuatro diferentes tipos⁴: Reservas internacionales, Fondos de pensión públicos, Empresas estatales y Fondos Soberanos.

Según la definición del Departamento del Tesoro de Estados Unidos, un Fondo Soberano es “Un Vehículo de Inversión de un Gobierno con activos en divisas extranjeras, que gestiona estos activos de forma separada de las reservas oficiales de la Autoridad Monetaria”.

El número de Fondos Soberanos y su tamaño total ha crecido de forma espectacular en los últimos 15 años. A final de 2006 se estimaba el volumen total de los Fondos Soberanos en 2,1 billones de dólares⁵. Según Morgan Stanley, a final de 2007 alcanzaban los 3 billones de dólares, y se prevé un crecimiento sostenido hasta llegar a los 12 billones de dólares en 2015, con un papel cada vez más importante de los países asiáticos no exportadores de petróleo⁶, debido a la política cambiaria que subvalora su divisa, actuando a la vez como un arancel a la importación y como una subvención a la exportación con un previsible gran incremento de su superávit comercial.

La estimación del valor de los Fondos Soberanos es difícil dada la opacidad que existe en muchos de ellos, y el valor cambiante de sus activos. Si hacemos una lista de los mayores Fondos Soberanos, los que según los distintos analistas financieros tienen

un valor superior a 100.000 millones de dólares, vemos que seis países poseen Fondos Soberanos que representan el 70% del total. Excepto Noruega, el resto son países Asiáticos o de Oriente Medio. Siguen a continuación, con fondos valorados entre 30 y 60 miles de millones de dólares, países como Libia, Qatar, Argelia, Estados Unidos(Alaska), Brunei y Rusia, que ha creado en Febrero de este año su fondo National Wealth Fund con 32 miles de millones de dólares como una escisión de su fondo de estabilización (Tabla 1).

Desde el punto de vista de la economía occidental, o de los países de la OCDE, no resulta igual de comfortable estar participando por un fondo de pensiones estatal de Noruega, con unas normas de gobierno y transparencia ejemplares, o de Oriente Medio, como Arabia Saudí o los Emiratos, con una larga tradición de inversiones en países de la OCDE, que por un Fondo Soberano de Libia, Rusia o China, a los que se mira con recelo por su aún corto recorrido en la economía de mercado.

El objetivo general de los Fondos Soberanos es su rentabilidad y generalmente no acuden a inversiones de alto riesgo, aunque ya empiezan a hacer algunas incursiones en el capital-riesgo, probablemente por la gran liquidez de que disfrutaban, y con la intención de aprender; pero, en economías cerradas y no claramente capitalistas, pueden convertirse en instrumentos de un gobierno para fines distintos.

Tabla 1. Los seis países con mayores Fondos Soberanos

País	Fondo	Valor activos. Millones de dólares
Emiratos Árabes Unidos	Abu Dhabi Investment Auth.	875.000
Noruega	Government Pension Fund	330.000
Singapur	GIC	330.000
	Temasek Holding	108.000
Arabia Saudita	Varios fondos	300.000
Kuwait	Reserve Fund Future Generations	213.000
China	China Investment Corporation	200.000
Total		2.146.000

Fuente: Morgan Stanley y Breakingviews.com

³ “The rise of Sovereign Wealth Funds” S. Johnson IMF, Septiembre 2007.

⁴ “Public Footprints in Private Markets” R.M. Kimmitt, U.S. Department of the Treasury, Foreign Affairs, Enero 2008.

⁵ “A Scoreboard for Sovereign Wealth Funds”. E.M. Truman, Peterson Institute for International Economics, 19 Octubre 2007.

⁶ “How Big Could Sovereign Wealth Funds Be by 2015”. S. Jen, Morgan Stanley Research, 3 Mayo 2007.

Legislación internacional: Libre circulación de capitales, excepciones

Veamos a continuación cómo contempla la legislación y los Acuerdos y Tratados internacionales la libre circulación de capitales, y también algunos ejemplos de cómo se han aplicado limitaciones por motivos de seguridad nacional a la entrada de capital extranjero en empresas consideradas estratégicas.

Tanto la OCDE como la Unión Europea han sido paladines de la libre circulación de capitales.

El Convenio de la OCDE de 1960, en su artículo 2 (d) indica que sus miembros “continuarán sus esfuerzos para reducir o eliminar obstáculos al intercambio de bienes y servicios y pagos corrientes, y mantener y extender la liberalización de movimiento de capitales”. Este artículo se plasmó en el “Código sobre liberalización de movimientos de capital” en 1961. Los acuerdos de la OMC también consagran el libre comercio y la libre circulación de capitales (GATS).

No obstante, estos códigos y convenios no tienen fuerza legislativa, y los estados miembros pueden imponer limitaciones a las inversiones extranjeras que posibiliten el control de determinadas empresas en sectores estratégicos y/o de seguridad nacional.

En el caso de empresas petroleras, hay ejemplos de dos casos de intento de adquisición, bien por una empresa estatal (N.O.C.) o por un Fondo Soberano. Independientemente del vehículo utilizado, la respuesta fue la misma en ambos casos.

A final de la década de los 80 del pasado siglo, durante la privatización de BP, KIO (Kuwait Investment Office), controlada por KIA (Kuwait Investment Authority) adquirió un 21,6% de las acciones de BP, convirtiéndose en su mayor accionista. La Monopolies and Mergers Commission Británica (hoy Competition Commission) alertó del peligro de fusión “en contra del interés público”, aconsejando al Gobierno Británico que limitara la participación de KIO en BP al 9,9%. El Gobierno recompró en 1989 un 11,7 % de las acciones.

En el año 2005, CNOOC, empresa estatal china de petróleo, lanzó una OPA sobre la petrolera estadounidense UNOCAL. El CFIUS (Committee on Foreign Investment in the United States), dependiente del Departamento del Tesoro, que se encarga de analizar y aprobar aquellas inversiones extranjeras que puedan

afectar a la seguridad nacional, analizó la OPA de CNOOC sobre UNOCAL en 2005 (retirada finalmente por CNOOC).

En 2006, el CFIUS analizó la compra de P&O, operadora de puertos británica, en 2006 por Dubai Ports. Aunque en este último caso el CFIUS aprobó la compra, se desató una fuerte polémica en la cámara baja de Estados Unidos que finalmente llevó a Dubai Ports a deshacerse de la gestión de los seis puertos estadounidenses que operaba P&O.

Últimamente, ha sorprendido también el rechazo de la Comisión de Servicios Públicos del Estado de Nueva York a la adquisición de Energy East por Iberdrola ante los rumores de la posible entrada de EDF en el capital de ésta última. El nacionalismo energético no es patrimonio exclusivo de determinados países.

Con motivo de la crisis financiera muchos Fondos Soberanos han acudido a invertir en acciones ordinarias o preferentes de grandes entidades del Sector Financiero Internacional (Tabla 2).

Esta situación, en el caso de Estados Unidos, ha empezado a preocupar a la opinión pública, hasta tal punto que el Consejero General de la Reserva Federal (FED), Scott Álvarez, ha acudido a una comisión del Congreso para explicar que la legislación existente⁷ en el sector financiero es suficiente para evitar posiciones de control sin previa autorización, ya que la Bank Company Act (BHC Act) y la Change in Bank Control Act (CIBC Act) exigen autorización previa para participaciones en empresas del sector financiero mayores del 10%, que hasta la fecha no ha superado ningún Fondo Soberano. Si un banco extranjero controlado por un Fondo Soberano quiere abrir sucursales en EEUU, la International Banking Act (IBA) permite a la FED analizar la operación antes de conceder el permiso. En definitiva, el entramado legal permite controlar la situación.

En Australia, el FIRB (Foreign Investment Review Board) es un órgano consultivo que examina las propuestas de inversiones extranjeras en Australia y asesora al Gobierno Australiano. La compra de un 9% de Río Tinto grupo minero, que cotiza en el Reino Unido y en Australia por la compañía estatal china Chinalco, recientemente anunciada⁸, está siendo revisada por el FIRB. El gobierno australiano⁹ ha publicado los seis principios que revisará para determinar si una inversión extranjera es consistente con el interés nacional australiano. Además de los habituales, sobre competencia, impacto en la economía del país o en la seguridad, hay dos que difícilmente cumplen algunos Fondos Soberanos, como son actuar independientemente de su gobier-

⁷ “EEUU blindo legalmente a los bancos ante el avance de los fondos soberanos”, G. Velasco, La Gaceta de los Negocios, 11 de marzo de 2008.

⁸ “Rio deal could be investigated”, P. Smith y R. Bream, Financial Times, 5 de febrero de 2008.

⁹ “Government improves transparency of foreign investment screening process” Hon Wayne Swan, Treasurer of The Commonwealth of Australia, Press release 2008/009, 17 de febrero de 2008.

Tabla 2. Principales inversiones de los Fondos Soberanos en el Sector Financiero Internacional

Fondo	País	Tamaño millones \$	Principales Inversiones	(Mill. \$)
Abu Dhabi Inv.A.	E. A. U.	875.000	Citigroup	4,9%
G.I.C.	Singapur	330.000	UBS Citigroup	11.000
				7.000
Kuwait Inv.A.	Kuwait	213.000	Citigroup	5.000
			Merril Lynch	5.000
C.I.C.	China	200.000	Morgan Stanley	10%
			Blackstone	10%
Temasek Holdings	Singapur	108.000	Merril Lynch	10%
			Standard Chartered	17%
Qatar Inv.A.	Qatar	60.000	London Stock Exchange	20%
Dubai Internat. Cap.	Dubai	12.000	Och-Ziff	10%
			HSBC	1%
Istithmar	Dubai	8.000	Standard Chartered	3%

Fuente: Breakingviews.com

no o estar sujeto a regulación y supervisión transparente y “adecuada” en otras jurisdicciones.

En el caso de la Unión Europea, la libre circulación de capitales es un pilar fundamental desde su constitución en el Tratado de Maastricht (art. 73b) y después en el de Amsterdam (art.56) que le sustituyó. Aunque para el caso de las inversiones entre estados miembros es muy difícil imponer restricciones, en el caso de inversiones entre terceros y estados miembros, los artículos 57 y 59 del Tratado de Amsterdam permiten al Consejo Europeo imponer restricciones en determinados casos.

Así, por ejemplo, la propuesta de la Comisión Europea de 19 de septiembre de 2007¹⁰, conocida como “tercer paquete legislativo”, sobre mercado interno y regulación de electricidad y gas natural, establece una limitación, conocida popularmente en los medios de comunicación como “Cláusula anti-GAZPROM”, a las empresas de estados no miembros de la Unión Europea sobre la propiedad de una participación de control en las redes de transmisión de gas y electricidad en la UE, a menos que exista un acuerdo internacional que lo permita expresamente, y deben demostrar que cumplen en su país con las mismas reglas de

separación de propiedad (unbundling) de las actividades de producción- generación y de las redes de transmisión que se exigen en la UE.

Empresas energéticas

Como es sabido, en Europa se debate desde hace tiempo sobre los “Campeones Nacionales” del sector energético, y la falta de reciprocidad existente, que permite que una empresa participada por un Estado, como por ejemplo ENEL, EDF o Gaz de France, pueda adquirir una empresa de otro Estado cotizada en bolsa y sin participación estatal, mientras que lo contrario es imposible (Tabla 3).

En una reciente sentencia, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea rechaza las restricciones que impuso España a los derechos de voto de las empresas extranjeras con participación estatal que sean accionistas de empresas del sector energético¹¹. Las reacciones en España no se han hecho esperar: Desde el Presidente del Consejo de Administración de Iberdrola, que habla de “regulación asimétrica” y ha presentado una queja¹² al Departamento de Mercado Interior de la UE por lo que consi-

¹⁰ Propuestas de la Comisión Europea COM(2007) 528 y COM(2007) 529 de 19 de septiembre de 2007.

¹¹ “UE condena a España por limitar los derechos de voto en empresas energéticas” EFE, 14 de febrero de 2008.

¹² “Iberdrola lleva a Bruselas su batalla contra EDF y ACS”. B. de Miguel y C. Monforte, Cinco Días, 28 de febrero de 2008.

Tabla 3. Presencia estatal en compañías europeas del sector energético

Compañía	País	Participación Pública %
ENEL	Italia	31,2
ENI	Italia	20,2
EDF	Francia	84,9
Gaz de France	Francia	79,8
Suez	Francia	0,4
Areva	Francia	87,0
Statoil Norsk Hydro	Noruega	62,5

dera un blindaje ilegal de EDF, hasta el Vicepresidente Económico del Gobierno, que dijo “que una empresa sea de propiedad pública no es una ayuda pública, pero es peor que una ayuda pública.”¹³

Según el último ranking de empresas del sector de la Energía cotizadas en bolsa, publicado por PFC Energy¹⁴ el pasado mes de enero, la mayor empresa del sector por capitalización bursátil es Petrochina, empresa estatal, por encima de las grandes empresas integradas como Exxon Mobil o Shell, y entre las diez mayores hay otras tres empresas estatales: la rusa Gazprom, la china Sinopec y la brasileña Petrobras. Si se incluyeran las empresas petroleras estatales (National Oil Companies o NOC), no cotizadas en bolsa, como Saudi Aramco, National Iranian Oil Company, Abu Dhabi National Oil Company, PDVSA, Petronas y otras, sin duda ocuparían los primeros puestos del ranking.

Por analogía con las “siete hermanas”, compañías anglosajonas que dominaban el sector del petróleo en los años 50 del pasado siglo, la comentarista de energía del Financial Times¹⁵ identificaba a las “nuevas siete hermanas” entre las empresas nacionales.

Estas siete empresas, Aramco, Gazprom, Petrochina, NIOC, PDVSA, Petrobras y Petronas, y en un futuro la iraquí INOC, controlan cerca de un tercio de la producción mundial de crudo y gas, y más de un tercio de las reservas totales (Tabla 4).

Con la actual tendencia de los precios del petróleo, los excedentes de reservas en divisas de los principales países productores de petróleo, con empresas estatales, pasarán a engrosar el tamaño de sus Fondos Soberanos, que pueden invertir en los países de economía libre, con más facilidad y despertando menos suspicacias que si lo hicieran directamente las NOC.

Los Fondos Soberanos, que hasta ahora han invertido en entidades financieras (Citigroup, UBS, Merrill Lynch, Morgan Stanley, Credit Suisse y otros), empiezan a tener como objetivo fondos de capital-riesgo, como ha sido el caso reciente¹⁶ del acuerdo del fondo China Investment Corporation con la firma J.C. Flowers para crear un fondo de 4.000 millones de dólares que invertirá en instituciones financieras que estén en situación débil. También el fondo de Singapur GIC (Government Investment Corporation) va a ser el principal inversor en un fondo de capital riesgo de 6.000 millones de dólares creado por TPG (Texas Pacific Group)¹⁷. Las firmas de capital-riesgo por su parte se acercan¹⁸ a los Fondos Soberanos en busca de financiación para sus operaciones de LBO (compra financiada con deuda). Esto puede significar un cambio en la actitud de los Fondos Soberanos, que ya no estarían dispuestos a aportar más capital a los grandes bancos¹⁹, después de los recientes recortes de tipos de la Reserva Federal de Estados Unidos, y buscan una mayor rentabilidad a sus inversiones.

¹³ “La ley del más fuerte” S. Carcar, El País, 16 de febrero de 2008.

¹⁴ “PFC Energy 50, The Definitive Annual Ranking of the World's Largest Listed Energy Firms”, enero 2008, www.pfcenergy.com/pfc50.

¹⁵ HOYOS C. “The new seven sisters: oil and gas giants dwarf western rivals”, Financial Times 12 marzo 2007.

¹⁶ “CIC close to fund deal with JC Flowers”, H. Sender, Financial Times 8 de febrero de 2008

¹⁷ “Singapore at head of TPG's \$6bn fund”. H. Sender, Financial Times, 14 de febrero de 2008

¹⁸ “Private equity turns to sovereign funds”. M. Arnold, Financial Times, 27 de febrero de 2008

¹⁹ “Western banks face backlash as they hand out begging bowl.” G. Tett, Financial Times 8 de febrero de 2008

Tabla 4. Las nuevas “Siete Hermanas”

	Producción		Reservas		Ingresos	Ratio Reserv./Produc.	
	Líquidos miles Bbl/d	Gas millones cf/d	Líquidos millones Bbl/d	Gas Bcf	Millones US\$	Crudo Años	Gas Años
Saudi Aramco (Arabia Saudí)	11.035	6.721	264.200	243.600	180.000	66	99
NIOC (Irán)	4.409	8.414	137.500	943.900	45.500	85	307
PDVSA (Venezuela)	2.650	2.795	79.700	152.300	85.700	82	149
Petrochina (China)	2.270	3.681	11.962	48.225	67.427	14	36
Gazprom (Rusia)	811	53.135	9.829	732.806	63.824	33	38
Petrobras (Brasil)	1.847	2.220	9.716	11.757	59.150	14	15
Petronas (Malasia)	715	5.113	7.599	105.867	44.282	29	57
INOC (Irak)	1.820	256	115.000	111.900	15.700	173	1.198
Exxon Mobil	2.523	9.251	11.229	66.907	338.992	12	20
BP	2.562	8.424	9.565	48.304	251.003	10	16
Royal Dutch Shell	2.093	8.263	5.382	39.616	306.731	7	13
Chevron	1.701	4.233	8.146	23.434	189.481	13	15

Fuente PIW 2006

Según T. Barker, editor de la columna LEX del Financial Times, el próximo paso podría ser la inversión directa en empresas cotizadas del sector energético²⁰, con una gran liquidez y de un tamaño que permitiría a los Fondos Soberanos invertir importantes cantidades de dólares sin alcanzar participaciones significativas. Esta previsión parece confirmarse con las recientes compras por parte de un fondo chino (Safe) de una participación del 1,6% en TOTAL²¹, y por un fondo chino cuya identidad no se ha confirmado de una participación del 1% en BP²².

Posiciones de USA y la UE

Nos encontramos inmersos en una economía global. La economía occidental requiere en momentos como el actual el flujo de capitales desde los países exportadores de petróleo y otros bienes para darle estabilidad. Por su naturaleza, los Fondos Soberanos son inversores a largo plazo, sin endeudamiento (a diferencia de los hedge funds) y por tanto aportan estabilidad al

sistema. Pero, por otra parte, son pocos los Fondos Soberanos que tienen que rendir cuentas a los ciudadanos y por lo tanto tienen que ser transparentes. Este sería el caso de los fondos de Noruega o Alaska, con unas reglas de gobierno claramente definidas y una gran transparencia en su gestión. Cualquiera puede consultar en su página web sus normas de comportamiento, el valor y la distribución de sus activos. La opacidad de la mayor parte de los Fondos Soberanos hace desconfiar de sus intenciones últimas. Sin tener que entrar en un proteccionismo excesivo que impida la libre circulación de capitales, como apunta Robert Kimmitt⁴, Secretario Adjunto del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, probablemente la mejor solución es pactar con los países propietarios de los Fondos Soberanos unas reglas o principios de “best practices” que incluyan aspectos como:

- Basar decisiones de inversión en factores económicos y no políticos.

²⁰ “Liquid Assets” Lex Column, Financial Times, 3 de febrero de 2008

²¹ “China buys 1,6% stake in Total”. R. McGregor, Financial Times, 3 de abril de 2008

²² “Chinese sovereign wealth fund buys 1 bn stake in BP”. G. Wearden, Guardian, 15 de abril de 2008.

- Transparencia en su política inversora, control interno, gestión de riesgo.
- Competencia leal con el sector privado.
- Promover la estabilidad financiera internacional.
- Respetar las reglas del país en que invierten.
- Entorno abierto a las inversiones, tanto en la UE como en otros lugares.
- Respaldo de organizaciones Internacionales como FMI y OCDE.
- Uso de los instrumentos existentes en la UE y sus miembros.
- Respeto del Tratado de la CE y de los compromisos internacionales (OMC).
- Proporcionalidad y transparencia.

Estas “best practices” deberían ser fijadas con la cooperación de la OCDE, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. Ya en octubre de 2007, Henry M. Paulson, Secretario del Departamento del Tesoro, mantuvo conversaciones con los ministros de economía del G-7 y de ocho países con Fondos Soberanos así como con altos representantes del FMI, de la OCDE y del Banco Mundial para impulsar la identificación y definición de las “mejores prácticas” que deberían seguir los Fondos Soberanos.

En las reuniones del Foro Económico Mundial de Davos del pasado mes de enero se han mantenido conversaciones²³ para convencer a los representantes de los Fondos Soberanos de la necesidad de cumplir este código de buenas prácticas, cuyo primer borrador debería estar listo en el mes de abril. Los Fondos Soberanos se defienden²⁴, sintiéndose condenados de antemano sin presunción de inocencia, y piden que no se ponga como modelo al fondo de Noruega, cuyas exigencias de transparencia sólo pueden entenderse en el contexto de dicho país.

En marzo el Departamento del Tesoro de Estados Unidos anunció un acuerdo²⁵ con Abu Dhabi y Singapur sobre un conjunto de principios para las inversiones de sus Fondos Soberanos. Este acuerdo servirá de base para un acuerdo más amplio a desarrollar por el FMI y la OCDE.

También la Comisión Europea ha manifestado recientemente²⁶ su deseo de mantener un entorno abierto a la inversión y de poder llegar a un acuerdo, en línea con los trabajos del Fondo Monetario Internacional, sobre las reglas de transparencia y gobierno de los Fondos Soberanos. Si tal acuerdo no fuera posible no descarta establecer una normativa europea que evite la opacidad de algunos Fondos Soberanos. En una comunicación de la Comisión Europea al Parlamento y al Consejo Europeos²⁷, se propone una posición común europea, que será discutida en el Consejo de Primavera. La propuesta común final debe estar basada en los siguientes principios:

Consistiría en un código deontológico voluntario para los Fondos Soberanos sobre la base de los trabajos del FMI, que debe recoger principios de buen gobierno y transparencia, entre los que se incluirían los siguientes:

- Definir y separar responsabilidades en la estructura interna de gobierno de un Fondo Soberano.
- Definir política inversora y objetivos globales de la inversión de un Fondo Soberano.
- Autonomía de la entidad para conseguir sus objetivos.
- Revelar los principios generales de buen gobierno.
- Desarrollar políticas de gestión del riesgo.
- Revelar anualmente las posiciones de inversión, en particular para aquellas en las que hay propiedad mayoritaria de un Fondo Soberano.
- Revelar el endeudamiento y el tipo de divisa.
- Tamaño y origen de los recursos.
- Revelar la regulación en el país de origen que afecta a un Fondo Soberano.

Con esta propuesta se pretende también evitar actuaciones nacionales descoordinadas que fragmentarían el mercado interior y podrían suponer (por reciprocidad) un freno de las inversiones de los miembros de la UE en países terceros.

²³ “Sovereign funds Face growing US pressure to address market fears”. G.Tett, Financial Times, 24 enero 2008.

²⁴ “Sovereign funds on the defensive”. C. Dougherty y K.Bennhold, International Herald Tribune, 25 Enero 2008.

²⁵ “US agrees on principles for wealth funds”, D. Dombey, Financial Times, 20 de marzo de 2008.

²⁶ “On Sovereign Wealth Funds” Statement by José Manuel Barroso, President of the European Commission, Oslo, 25/02/2008.

²⁷ “A common European approach to Sovereign Wealth Funds”. COM (2008) 115 provisional, 27 de febrero de 2008.

En un reciente trabajo publicado por el Instituto Peterson para la Economía Internacional, A. Matoo y A. Subramanian proponen que las negociaciones multilaterales sobre las reglas de gobierno y transparencia de los Fondos Soberanos tengan lugar en el seno de la OMC, desarrollando algunos de los principios ya existentes en el GATS y en el GPA.

Es importante por tanto llegar a un consenso de mínimas exigencias que permitan mantener el flujo de capitales y reducir los temores a intenciones políticas ocultas. Por otra parte, el control interno y la gestión del riesgo en los Fondos Soberanos evitarían volatilidad en las posiciones de los Fondos Soberanos, ayudando así a la estabilidad del sistema financiero.

En cualquier caso, cada país, siempre dentro de las normas de las organizaciones internacionales a que pertenece (OCDE, UE), puede en determinados sectores estratégicos o de seguridad nacional imponer limitaciones específicas, pero sólo en casos excepcionales.

Conclusiones

Como conclusión, podemos decir que las inversiones de los Fondos Soberanos, cuyo volumen en el futuro llegará a ser muy importante (superior a las reservas mundiales oficiales de divisas), dentro de una economía globalizada, pueden ser un factor de estabilidad para los mercados financieros internacionales, siempre que respeten unas mínimas reglas (que por otra parte hasta ahora respetan en su mayoría).

Hasta ahora las empresas en las que han invertido los Fondos Soberanos han resultado beneficiadas, pero la falta de transparencia y estructuras de control despierta inquietud. Si, como hace Australia, se dictan reglas individuales, se corre el riesgo de que las inversiones vayan a otros países menos proteccionistas. Lo más conveniente es profundizar en el estudio dirigido por el Fondo Monetario Internacional, e identificar las reglas mínimas a cumplir por los Fondos Soberanos con el objetivo de acercarse en la medida de lo posible a las reglas del Fondo Noruego.

Pero quedan aún abiertas varias incógnitas. Cuando la crisis financiera actual quede superada, ¿se verán con buenos ojos las crecientes inversiones de los Fondos Soberanos en el sector financiero? ¿Qué sucedería si un Fondo Soberano tomase hoy

una participación significativa en una gran empresa energética europea o americana, como en el caso de BP en 1988?

En España tenemos el caso de la participación de IPIC (International Petroleum Investment Company), sociedad estatal de inversión de Abu Dhabi, en un 10% de CEPSA desde hace 10 años de forma satisfactoria.

En la situación actual, parece lógico esperar que un Fondo Soberano no se atrevería a tomar el control de una empresa energética, por las previsibles resistencias y por su carácter hasta ahora discreto. Pero ¿Y si varios Fondos Soberanos de distintos países, sin concertación entre ellos y sin vulnerar las leyes de OPA, adquiriesen cada uno de ellos participación significativa pudiendo controlar el Consejo de administración? (¿Sería igual la respuesta para un fondo ruso o chino que para un fondo del golfo pérsico?).

Habría que esperar aún algún tiempo para tener todas las respuestas, aunque los mensajes lanzados hasta ahora por los Fondos Soberanos no hacen suponer que su objetivo sea tomar el control de empresas, no obstante, no resultaría extraño que la irrupción de los Fondos Soberanos en el sector energético acelerara el esperado proceso de consolidación.

Por otra parte, el sector energético va a tener en los próximos años unas fuertes necesidades de inversión. Según la Agencia Internacional de la Energía¹, la inversión mundial en el sector energético en el período 2006-2030 alcanzará los 22 billones de dólares, de los cuales 8,1 corresponden a la OCDE y 11,3 a los países en desarrollo. El sector de Petróleo y Gas requerirá 9,5 billones de dólares de inversión en el mismo período, de los cuales 3,1 corresponden a la OCDE y 4,6 a los países en desarrollo.

La participación de Fondos Soberanos en grandes empresas petroleras (IOC) puede ser una forma natural de reciclar los petrodólares (y la tecnología), ya que a su vez las petroleras invierten en países productores de petróleo y gas en Joint Venture con las empresas estatales (NOC). ■

Petróleo y sostenibilidad

Antonio Baena

Socio de Garrigues Medio Ambiente

Hubo un tiempo en el que el petróleo era conocido como el oro negro. Y no se trata de una expresión vacua. El valor del oro viene de una época en la que un metal resistente, estable e inalterable ante agresiones ambientales era algo muypreciado. Tras la revolución industrial, la sociedad del siglo XX se fue haciendo progresivamente más dependiente de la variable energética, en realidad enormemente dependiente, y, por esta razón, cuando surge el petróleo como fuente de energía abundante y concentrada se convierte en una materia valiosa.

El petróleo es un producto con un alto contenido energético específico que además ofrece facilidades para ser almacenado y transportado a larga distancia. De las distintas fracciones del petróleo se obtiene una amplia variedad de combustibles que son hoy en día fuentes energéticas básicas para prácticamente todos los sectores: desde el transporte a la producción de electricidad y desde los usos industriales a los domésticos. Además, los derivados del petróleo se utilizan hoy en día en multitud de procesos para fabricar infinidad de productos. Todo ello lo convierte en lo que es hoy en día: una pieza esencial del desarrollo económico y social de cualquier país del mundo.

Pero como casi todo en esta vida, cada cara lleva en el reverso su cruz. El petróleo ha sido también el causante de grandes catástrofes ambientales, cuando los naufragios de superpetroleros han provocado vertidos de miles de toneladas de crudo, contaminando extensas áreas de costa y afectando a la fauna y

flora costeras con secuelas que tardarán decenios en desaparecer.

Por otra parte, la aceptación generalizada del fenómeno del cambio climático ha puesto al petróleo bajo sospecha, al ser uno de los principales causantes de las emisiones de CO₂ y, por tanto, del cambio climático. Todo ello ha convertido en los últimos tiempos a petróleo y sostenibilidad en conceptos aparentemente casi antagónicos. Pero para poder juzgar con cierta equidad al crudo es necesario completar el análisis en las tres facetas clásicas de la sostenibilidad: desarrollo económico, bienestar social y respeto ambiental.

Y, sobre todo, hay que huir de los prejuicios. Solo hay una cosa peor que un juicio equivocado: un prejuicio; porque al menos con el primero habremos ejercitado la mente y le habremos concedido la libertad de acertar o errar.

En los años 70 del siglo pasado se produce la primera crisis importante del petróleo. Se trata quizás de la primera toma de conciencia de la dependencia global de esta fuente energética y de las enormes repercusiones socioeconómicas que tiene el precio del crudo en el planeta. El petróleo se disparó en la década de los 70 y afectó a toda la economía mundial. Pero posteriormente, en un proceso de acción-reacción controlado por los principales países productores de petróleo, el crudo

redujo su precio progresivamente y se instaló durante décadas en una cómoda banda de entre 15 y 25 \$/barril, precios en realidad asequibles para un recurso energético tan valioso.

La consecuencia de esta permanencia del precio del petróleo en niveles relativamente bajos durante un periodo prolongado ha conducido a un consumo poco eficiente del mismo. En economía las señales de precio son fundamentales para regular los equilibrios y el precio bajo del crudo desincentivó conceptos fundamentales como son el ahorro y la eficiencia energética. En nuestro país, durante las últimas décadas se han construido viviendas y edificios con aislamientos térmicos insuficientes, el modelo urbano ha tendido a diseminarse por el territorio y el uso intensivo y abusivo de automóviles cada vez más grandes y pesados ha disparado el consumo de combustibles fósiles en el transporte.

Aún así la cuestión del precio no es baladí, porque si bien un precio alto del petróleo puede evitar el malgasto energético de las opulentas economías desarrolladas, puede también conllevar un encarecimiento general de productos inaceptable para los países menos desarrollados. A nivel mundial, el desarrollo económico de potencias emergentes, como China e India, con ritmos de consumo que aspiran a homologarse en el medio plazo a los de los países desarrollados, está ejerciendo sobre el precio del crudo una presión al alza. El nivel psicológico de los 100 \$/barril, que antes parecía un techo natural para el precio del petróleo ha sido ampliamente superado, actualmente estamos por encima de los 120 \$/barril, y ha pasado en poco tiempo de ser un techo a parecer un suelo. Con todo, el desarrollo económico es una aspiración legítima de estos países emergentes: no sería justo negarles la oportunidad de alcanzar el nivel de vida que otros disfrutamos hace décadas.

Es cierto que el efecto favorable del cambio dólar-euro ha amortiguado para Europa los incrementos de precio que ha experimentado el petróleo en el último trienio, pero mientras que esto ocurrió claramente entre 2006 y 2007, el precio medio del petróleo en euros ha aumentado entorno a un 25% en 2008 respecto del 2007. Y esto lo notamos todos los días en los precios de los carburantes, ya que las limitaciones en la capacidad mundial de refino y el encarecimiento de los fletes hacen que el incremento del coste del crudo se vea amplificado en su traslado al precio final de los combustibles.

Pero, ¿cuál es el modelo energético que cabe esperar a futuro? ¿Cuáles son las alternativas reales al petróleo? Todas las proyecciones y prospectivas de futuro coinciden en este punto: el *mix* energético en el año 2030 no variará sustancialmente del actual y seguiremos siendo absolutamente dependientes de los combustibles fósiles en general y del petróleo en particular. La Agencia Internacional de la Energía, en su reciente informe World

Energy Outlook 2007, la última entrega de la serie que iniciara hace más de una década, pronostica que, de acuerdo a su Escenario de Referencia, las necesidades energéticas básicas del mundo aumentarán en un 55% entre 2005 y 2030, a razón de una tasa media anual del 1,8%. Los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente predominante de energía, llegando a abarcar un 84% del aumento total de la demanda entre 2005 y 2030. El petróleo se mantendrá como combustible principal, fundamentalmente por su uso en el transporte, y su fracción de la demanda total tan sólo disminuirá del 35% al 32%. En el escenario de aplicación de políticas favorables alternativas por parte de los distintos países, la situación mejora algo, pero tasa media anual de crecimiento entre 2005 y 2030 sólo decrece medio punto porcentual para situarse en el 1,3%.

Los países en vías de desarrollo serán los que más contribuirán al aumento del consumo energético. China e India constituirán por sí solas un 45% de este incremento. Desde el punto de vista de la capacidad de suministro, no es descartable que se produzcan períodos de escasez entorno a 2015 que conlleven subidas bruscas de los precios. Y esto nos lleva a otra pregunta crucial con una respuesta hasta ahora móvil en la escala del tiempo: ¿cuántos años de petróleo nos quedan? Según los expertos, las reservas probadas de petróleo a día de hoy permiten asegurar que por encima de los cincuenta años, al actual ritmo de producción. Por otra parte, según se encarece el crudo, se convierten en viables explotaciones petrolíferas que antes no lo eran; lo que en la práctica se traduce en un incremento de las reservas disponibles de crudo.

Todas las proyecciones de los costes de exploración, extracción y refino muestran sendas alcistas. En definitiva, debemos acostumbrarnos a vivir en un mundo con un precio de la energía significativamente más elevado del que hemos disfrutado en las últimas dos décadas. La subida del precio del petróleo parece estructural, y no meramente coyuntural. ¿Es esto negativo? Aunque suene a paradoja, yo me atrevería a decir que no necesariamente. Precios más altos del petróleo nos deben conducir a una mayor eficiencia energética y nos incentivará para buscar fuentes energéticas alternativas.

Y esta otra de las asignaturas que nos quedó pendientes en la última crisis energética. Vivimos en una sociedad que sólo sabe aprovechar la energía cuando está concentrada (carbón, petróleo, uranio), pero que es incapaz de aprovechar de forma eficiente grandes cantidades de energía difusa (solar, mareomotriz, la energía de las olas o de las corrientes marinas). Asistimos a derroches diarios de energía sin inmutarnos: un uso intensivo y exclusivo de coches cada vez más pesados, una iluminación y una climatización muchas veces ineficientes, una transformación de la energía sin aprovechamiento de calores residuales y, por tanto, con rendimientos bajos. Y presenciamos todo ello de

forma cotidiana, sin que nos parezca extraño aún siendo conscientes de que sería absolutamente insostenible que todos los habitantes del planeta consumieran los recursos energéticos al mismo nivel que lo hace el primer mundo.

Por otra parte, no aparecen alternativas al suministro energético actual basado en combustibles fósiles. Las distintas proyecciones disponibles se muestran bastante coincidentes en este punto. En el horizonte 2030, las únicas vías para disminuir el consumo de combustibles fósiles y, por ende, reducir las emisiones se basan en el ahorro y la eficiencia energética, el mayor peso de la energía nuclear, el desarrollo paulatino de las renovables y la consolidación de lo que hoy es solo una promesa: la captura y almacenamiento de CO₂.

Si tratamos de comparar cada una de estas alternativas en términos de sostenibilidad, veremos que el petróleo no sale tan mal parado. La energía nuclear arrastra inconvenientes que pesan como losas: el problema no resuelto de los residuos radiactivos y el riesgo inherente del uso no pacífico de la misma. Las energías renovables parecen ganar la partida de calle en el terreno ambiental, pero también tienen todavía aspectos por mejorar en el campo económico que las impiden aspirar a sustituir de momento a los combustibles fósiles. Los costes asociados a las renovables constituyen todavía una seria barrera que sólo las hace viables como complemento de otras formas clásicas de energía en las sociedades más desarrolladas que pueden permitirse el lujo del extra coste de inversión.

La energía eólica se aproxima ya a niveles cercanos a convertirse en competitiva con los combustibles fósiles, pero por el contrario la energía solar todavía necesita remuneraciones superiores entre tres y cinco veces al precio del kWh doméstico. Los biocombustibles, que tanto auge han tenido y que tanta controversia han despertado recientemente, no parecen que puedan ser de momento algo más que un complemento que alivie o diversifique ligeramente, según el caso, la dependencia energética externa.

En cuanto a la captura y almacenamiento de CO₂, personalmente soy escéptico al respecto. No digo que no pueda ser técnica y económicamente viable a futuro, pero personalmente creo que tiene el inconveniente innato de las soluciones fin de línea.

Y hace ya más de quince años que la prevención y la minimización empezaron a desplazar a las soluciones de fin de línea a su lugar natural: allí donde de momento no es viable la prevención. Es por ello que, a pesar del empuje que parece que va tomando, la captura y almacenamiento de carbono se me antoja una opción que nace anticuada. Creo que la línea de investigación debe ir más por la generación limpia de energía que por el almacenamiento de CO₂, por más que en algunos sitios este pueda llegar a ser una opción temporal.

Lo que está claro es que si realmente queremos cambiar el modelo energético mundial hay que empezar ya. Los pasos que vayamos dando ahora marcarán las directrices de los próximos cincuenta años. La experiencia nos demuestra que modificar los esquemas energéticos lleva tiempo. Es necesaria una mayor inversión en I+D enfocada hacia las energías renovables y alternativas, una inversión que sea comparable en cuanto a orden de magnitud con el esfuerzo que se ha hecho en el pasado con la energía nuclear; con el fin de corregir la incapacidad demostrada hasta la fecha para aprovechar de forma eficiente la energía difusa. Pero, como hemos comprobado a lo largo de este artículo, el camino a recorrer es largo y de momento sólo tenemos un puente frente a nosotros: el que nos tiende el petróleo hacia el futuro.

El petróleo es un recurso natural más, como el viento, el agua o el sol, con claras desventajas ambientales frente a estos, pero también con una cualidad que lo hace esencial hoy en día: su capacidad energética.

A lo largo del artículo hemos visto que nos aguardan décadas de convivencia con una economía basada en el petróleo. De hecho, es algo demasiado valioso para despreciarlo o derrocharlo, porque nos debe permitir recorrer el camino que nos conduce hacia nuevos modelos energéticos.

El uso adecuado y eficiente del crudo es hoy en día imprescindible para proporcionarnos el tiempo que necesitamos para encontrar formas de energía segura más limpias. Utilicemos sólo el petróleo que estrictamente necesitemos, aplicando políticas y medidas de ahorro y eficiencia energética, porque no sabemos cuánto nos va a durar ni cuándo seremos capaces de reemplazarlo. Por eso, el petróleo no es el problema, es en realidad parte de la solución. ■

El petróleo en la sociedad

Salvador Font Estrany

Director General de la Energía

SACYR VALLEHERMOSO

¿Está usted dispuesto a contribuir a no despilfarrar energía en los años venideros -y si es preciso pagar más- usando carburantes y combustibles cada vez más limpios y coches más eficientes energéticamente? Si la respuesta es sí, el horizonte de sostenibilidad en el uso y consumo de energía, y más concretamente del petróleo, está asegurado. Si la respuesta es no, el futuro será más complicado.

Los hidrocarburos han sido, son y serán al menos en los próximos 20 años muy importantes como fuentes de energía primaria. Son básicos para satisfacer algunas de nuestras necesidades como el transporte. Más del 60% de la energía que se consume en el mundo utiliza como fuente primaria los hidrocarburos. Y de todo el petróleo que se consume, casi dos terceras partes se destinan a impulsar coches, camiones y aviones, es decir, al transporte.

A principios del siglo XX, el consumo de energía primaria en el mundo se situaba en torno a los 600 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) y el consumo por habitante en 0,37 toneladas. En el año 2000, el consumo mundial superó los 9.900 millones de tep, mientras que el consumo per cápita alcanzó las 1,6 toneladas. También se ha producido una drástica variación de su estructura. Así, mientras que en el año 1900 la mayor parte de la energía primaria procedía del carbón, de la biomasa (madera) y de la energía hidráulica, representando los hidrocarburos apenas un 4% de la energía primaria total, cien años después, los hidrocarburos (petróleo y gas natural, funda-

mentalmente) pasaron a ser la fuente energética dominante, representando más del 60% del consumo mundial. Hoy en día, con un 35% de peso en la matriz mundial de energía primaria, el petróleo es la fuente energética más utilizada en el mundo.

Respecto de la utilización del petróleo, ha habido una clara transformación: en 1973 el 45% de la matriz de consumo final de petróleo en el mundo se destinaba al transporte pero en el año 2005 ya llegaba al 60%, y la tendencia se mantiene. En lo que a generación eléctrica se refiere, la participación del consumo de petróleo ha disminuido significativamente al ser desplazado por otras fuentes como el gas natural, la energía nuclear y las renovables. El carbón se mantiene en la misma posición relevante con un 25%.

Según el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía recogido en su *World Energy Outlook 2007*, el petróleo seguirá siendo la fuente de energía primaria más demandada en el año 2030 (32% de la energía primaria total mundial), a pesar de que el consumo de otras fuentes como el gas natural o el carbón crecerá más. En concreto, según la Agencia, la demanda de petróleo en forma de energía primaria se incrementará a un ritmo del 1,3% anual hasta el año 2030, cuando alcanzaría cerca de 115 millones de bbl/día, frente al más del 2% de crecimiento interanual del gas natural y del carbón. Parece que la hegemonía de los hidrocarburos dentro del sector energético, con el petróleo a la cabeza, va a mantenerse, al menos durante los próximos 20 años.

Las reservas probadas de petróleo a nivel mundial¹ son de 1.208 millones de barriles (bbl), más de lo que el mundo ha consumido hasta ahora y al ritmo de consumo actual representan existencias para 40 años. La multinacional Exxon estima incluso que existiría todavía al menos una cantidad similar por descubrir; lo cual nos da tranquilidad, aunque cada vez sea más costoso llegar a él, extraerlo y ponerlo a disposición del consumidor. Por situación geográfica, estas reservas se encuentran muy concentradas en Oriente Medio (61,5%), sobre todo en Arabia Saudí (22%) e Irán (11,4%). Después se localizan en los países de la Antigua Unión Soviética (Rusia y Kazajistán, principalmente) con un 10,6%, África (9,7%, fundamentalmente en Nigeria y Libia) y Centro y Sur de América (8,6%, fundamentalmente Venezuela y Brasil).

Por el contrario, los mayores países consumidores de petróleo se concentran en Norteamérica (Estados Unidos a la cabeza, con más del 24% del consumo mundial), en Asia (fundamentalmente China, Japón, India y Corea del Sur, que totalizan cerca del 21% del consumo total) y Europa (19%).

Este fuerte desequilibrio geográfico motivado por la gran concentración regional de las reservas y la producción de petróleo, por un lado, y del consumo por otro es el que hace posible la gestión del precio del petróleo a partir del control de la producción realizado por los países con grandes reservas (países OPEP), y el que ha originado también un debate que está en todas las agendas políticas, el de la seguridad de suministro.

Según la AIE, en 2007, la producción fue de 85,6 millones de bbl/día y el consumo de 85,8 millones de bbl/día. En términos económicos esto supone transacciones diarias de 10.000 millones de dólares a los precios actuales. Estas ingentes cantidades de dinero que mueve la industria, la ubicación de las reservas con la problemática geoestratégica, la producción cada vez más compleja política y técnicamente (hoy se descubren hidrocarburos off-shore a cientos de kilómetros de la costa con más de 2.000 metros de lámina de agua y perforaciones de varios miles de metros por debajo del fondo marino) y unos costes de exploración y producción que en el caso de algunos campos pueden ser de más de 20.000 millones de dólares anuales y del orden de 10 años para su puesta en servicio son factores que contribuyen al elevado precio de un crudo al que, hoy por hoy, no podemos renunciar.

La cotización actual del petróleo por encima de los 120 dólares/barril, más del doble que el de hace un año, es un récord histórico y compromete a las economías de los países importa-

dores de crudo. Cinco factores son los determinantes en este espectacular incremento de precio: la depreciación del dólar; el aumento del consumo, especialmente en países fuera de la OCDE como por ejemplo China que ha duplicado el consumo en diez años; razones estratégicas como la tensión armada en Irak e Irán donde se encuentran el 60% de las reservas; la especulación de las commodities ante la falta de inversiones rentables alternativas; y el sentimiento equivocado pero generalizado de que el petróleo se acaba. Algunos especialistas (Strategic Energy and Economic Research y otros) opinan que el juego del mercado oferta/demanda situaría el precio objetivo del crudo alrededor de los 50 dólares/barril, la tensión geoestratégica añadiría otros 40-50 dólares al precio y la especulación otros 30 dólares para llegar a explicar el nivel actual.

Hace apenas un año, muchos agoreros vaticinaban una gran recesión internacional si el crudo llegaba a 100 dólares/barril. Esto no ha pasado y Deutsche Bank lo explica porque los habitantes de los países desarrollados han aumentado su capacidad de compra en un porcentaje mayor de lo que lo ha hecho el precio del petróleo.

Estas circunstancias reales del sector petrolero hacen necesaria la formación de verdaderos gigantes empresariales del sector con presencia mundial y que destinan sus grandes beneficios a una alta inversión en I+D+i, imprescindible para mantener el ritmo de crecimiento en el mundo. Además, las compañías petroleras han ganado gran presencia en la sociedad ya que sus marcas forman parte del paisaje urbano. En los países desarrollados existe una estación de servicio cada 2.500 habitantes que la visitan al menos una vez a la semana para repostar combustible en sus automóviles y hacer cada vez más compras de productos de conveniencia, por no hablar de los patrocinios deportivos y proyectos sociales, culturales y solidarios.

Un estudio reciente sobre energía y sociedad² en España apunta que los niveles de información sobre energía con que cuentan los ciudadanos son, en general, bajos. Los principales errores de percepción se dan en cuestiones de producción de electricidad, señalando mayoritariamente a la energía hidráulica y al petróleo como las dos fuentes principales de generación y a la energía solar y la eólica como las fuentes más baratas, cuando son justamente las más caras.

En cuanto a las soluciones a retos energéticos tales como dependencia energética, seguridad de suministro, eficiencia, conservación, etc., la postura de la mayoría de los españoles se ajusta bastante a los postulados del movimiento ecologista. Sin

¹ Datos del año 2006.

² Energía y Sociedad: actitudes de los españoles ante los problemas de la energía y del medio ambiente (Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez, noviembre 2007)

embargo, aparecen inconsistencias como, por ejemplo, una reducida disposición a aceptar los sacrificios que implican estos postulados.

Por otro lado, la mayoría cree que hay que proteger el medio ambiente independientemente de los costes de hacerlo, y casi la mitad cree que la ciencia no resolverá los problemas medioambientales si no se producen grandes cambios en nuestro estilo de vida. Sin embargo, son pocos los que apoyarían una subida de los impuestos de la gasolina con fines ecológicos y, en general los conductores están muy poco dispuestos a dejar el coche por razones medioambientales.

De forma que se pone de manifiesto una controversia social en cuanto a la postura teórica de la población frente a los problemas medioambientales que plantea la energía, y su actitud práctica. Se necesita pues una mayor coherencia social en materia energética y medioambiental para el desarrollo y prosperidad de políticas energéticas sostenibles.

De aquí a 2030 la demanda de energía primaria crecerá del orden del 50%, y se puede afirmar que del orden de la mitad de este incremento se lo llevarán los países como China e India y algunos otros países emergentes. Se estima también que una tercera parte de este crecimiento se deberá al aumento de poblaciones y dos terceras partes a la legítima aspiración de

mejora de los estándares de vida de la población mundial (hoy un norteamericano consume 3.000 kilos de petróleo al año, un sudamericano 500 kilos y un africano apenas 150 kilos). Conviene recordar que crecimientos anuales de la población mundial en el entorno del 1% (cifra que se considera realista para los próximos 20 años) no parecen mucho, pero podríamos visualizarlo con que cada día nace una población equivalente a la ciudad de Santander (preciosa ciudad por cierto donde estudié mi carrera de ingeniero).

El uso de combustibles más eficientes desde el punto de vista ecológico es la única vía para hacer más sostenible el futuro y debemos volcarnos en él para incorporarlos progresivamente. Hay que avanzar en el uso de biocombustibles (evidentemente sin comprometer el suministro de alimentos básicos como los cereales a la población, a través de bios de segunda generación) y también en la eficiencia de los motores mediante el desarrollo de las últimas tecnologías.

A nadie se le escapa que para poder suministrar la ingente cantidad de energía que es necesaria para mover el mundo será preciso emplear todo el talento y todos los recursos a nuestro alcance, tanto para utilizar todas las fuentes de energía disponibles como para mejorar muy sustancialmente la eficiencia y el ahorro energético. ■

El papel de la tecnología en el futuro de la energía

Fernando Temprano Posada

Director de Tecnología de Repsol YPF

La energía juega y seguirá jugando un papel clave en el desarrollo social. En el futuro, el mayor desafío será conseguir un suministro energético suficiente y sostenible. Suficiente para atender un gran incremento de la demanda, consecuencia del crecimiento demográfico y económico, y sostenible para no comprometer el bienestar de las generaciones futuras que podrían verse afectadas por el efecto que las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), procedente de la aplicación de fuentes de energía fósiles, puedan producir sobre el clima.

Según la Agencia Internacional de la Energía, el crecimiento mundial de la demanda de energía se situaría en una tasa anual media del 1,8 % entre ahora y 2030. Las previsiones de incremento son de tal calibre que no existe una única alternativa que permita afrontar por sí sola un suministro energético suficiente y sostenible. De hecho, las fuentes fósiles que hoy juegan un papel fundamental en la cesta energética, seguirán representando una proporción muy importante en los próximos años.

Este papel que necesariamente tendrán las energías fósiles, particularmente en el caso del petróleo y el gas, no está ausente de retos tecnológicos incluso en el corto plazo. La aplicación y mejora de las tecnologías denominadas de "recuperación mejorada", dirigidas a extraer más petróleo y gas de los yacimientos, supone una de las principales líneas de desarrollo. Además, la extracción de hidrocarburos más difíciles de explotar que los convencionales, como son los crudos pesados o el llamado "tight gas", cuyos recursos a escala mundial se estiman superiores a los

explotados hasta ahora de hidrocarburos convencionales, requieren aún del desarrollo y aplicación de tecnologías específicas. Estos desafíos, sin duda no son menores a los que el uso del carbón se enfrenta en la actualidad. Y con respecto a todos ellos, las tecnologías para la captura y almacenamiento de CO₂ y la eficiencia energética jugarán un papel fundamental.

Por otro lado, el desarrollo y mayor uso de las energías renovables, en particular de los biocombustibles y la biomasa, así como la hidráulica, eólica, y solar merecerán una atención especial en su contribución a los retos planteados. Particularmente los biocombustibles, cuando se produzcan a partir de recursos que no compitan con la alimentación humana, pueden jugar un papel complementario con los de origen fósil, tanto para reducir la dependencia del petróleo en el sector del transporte como para reducir las emisiones de CO₂ al representar una de las alternativas más realistas a corto plazo. Aunque los costes de producción de las energías renovables son todavía altos, éstas tendrán un papel importante en la Unión Europea tal como se ha expresado desde el Consejo Europeo, lo que pone de manifiesto el necesario impulso a través de las políticas.

La historia muestra cómo los descubrimientos científicos y tecnológicos han sido los motores del predominio de una fuente de energía sobre otra. La máquina de vapor alimentada por carbón, que dio lugar a la revolución industrial, dio paso al motor de combustión interna que necesitó del suministro de productos derivados del petróleo en cantidades crecientes, lo que tam-

bién permitió su introducción para otras aplicaciones como la generación de calor y electricidad. Posteriormente, factores económicos y de mercado impulsaron el desarrollo y aplicación de otras fuentes primarias como el gas natural y la energía nuclear. En todos los casos, la disponibilidad, desarrollo y selección de las tecnologías jugaron un papel fundamental en el recorrido hacia nuevas fuentes de energía.

En este sentido, no podemos renunciar a ningún recurso energético sin valorar con profundidad su oportunidad y analizando sus implicaciones. Dada la incertidumbre inherente al recorrido para desarrollar y disponer con éxito de nuevas tecnologías que permitan acometer los citados retos, será necesario prestar atención a todas las alternativas sin descartar a priori ninguna de

ellas. Este desafío se traslada de manera muy especial a las empresas energéticas, a sus estrategias de negocio y a sus compromisos de responsabilidad social, y en el que el desarrollo y aplicación de las tecnologías más adecuadas tendrán una contribución fundamental.

Finalmente, es muy difícil que de forma aislada se puedan desarrollar todas las tecnologías que se requieren para afrontar los citados retos. La complejidad, los costes y la urgencia de algunos desarrollos tecnológicos son tan altos que será necesario compartirlos. Por eso, la capacidad que los diferentes agentes tengan para interactuar, por ejemplo a través de la colaboración entre empresas, universidades y centros tecnológicos, será clave para alcanzar el éxito. ■