

# La actualidad de los hidrocarburos en el Magreb

Carlos Echeverría

Argelia: la nueva ley de hidrocarburos que restringe la participación extranjera y la alianza con la rusa Gazprom son motivo de preocupación para las empresas europeas

Libia: octavo en el ranking mundial de reservas de crudo probadas, y el segundo mayor productor de crudo de África, sigue abriendo el sector a compañías occidentales

Mauritania: con unas reservas de 1.000 millones de barriles de crudo y de 30.000 millones de metros cúbicos de gas natural, ha entrado en el club de los países productores

Con dos productores tradicionales de hidrocarburos, Argelia y Libia, un recién llegado al club de los productores energéticos, Mauritania, uno modesto, Túnez, y un país fuertemente deficitario en fuentes energéticas y en especial en petróleo y gas, Marruecos, los Estados del Magreb ven reflejadas también en este capítulo las profundas diferencias que les separan.

## Argelia

En agosto de 2006 la producción de crudo en Argelia alcanzaba los 1,38 millones de barriles diarios haciendo de éste el noveno mayor productor dentro de la OPEP. En cuanto al gas natural, del que Argelia es el sexto país en el ranking mundial según las reservas probadas, su producción se sitúa actualmente en 62.000 millones de metros cúbicos. Las petroleras extranjeras ganaron en 2005 en Argelia, según fuentes del país, entre 3.500 y 4.000 millones de dólares, mientras que la compañía estatal obtuvo 10 veces más. Las previsiones para 2006 son 6.000 millones de dólares para las primeras y 53.000 millones para Sonatrach. Argelia mantiene como objetivos de producción en el horizonte de 2010 dos millones de barriles diarios y 85.000 millones de metros cúbicos de gas frente a los 62.000 millones de ahora. Argelia tiene, gracias a los hidrocarburos, unas reservas de divisas de 53.600 millones de dólares.

La aprobación en julio de 2005 de una Ley de Hidrocarburos “despolitizada” abrió por su carácter liberal –la anterior exigía siempre una presencia mayoritaria de Sonatrach en todo contrato– nuevas expectativas a las 39 compañías extranjeras, la mayoría de ellas occidentales, entre las que destacan las españolas junto a British Petroleum y Total que ya llevaban años de actividad en el gigante magrebí. Pero el 9 de septiembre de 2006 el gobierno argelino publicaba 19 enmiendas a dicha ley que la harán más restrictiva en cuanto se aprueben sus reglamentos de aplicación. A partir de ahora aumenta hasta el 51% como mínimo –hasta ahora oscilaba entre el 20% y el 30%– la participación de Sonatrach en los nuevos contratos de exploración y de explotación que se firmen. Además, Sonatrach dispondrá de al menos el 51% en las concesiones para el transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos nacionales. Aunque España solo importa de Argelia el 2,6% del petróleo que consume, es importante destacar el papel de las empresas españolas en el sector petrolero aún cuando su fuerte sea el gas natural. Cepsa explota dos yacimientos de petróleo en la zona oriental de Argelia: el primero, desde 1996, y el segundo desde 1999. En 2005 Cepsa produjo más de 80 millones de barriles de crudo en Argelia. En cuanto al gas natural, el país es un abastecedor fundamental para España: en marzo de 2006 Gas Natural y Repsol-YPF firmaban un acuerdo para construir una planta de gas natural li-

cuado en la que Sonatrach participa con un 20%, porcentajes que en los nuevos acuerdos ya no volverán a repetirse. La otra disposición también nacionalista es la instauración de una tasa de entre el 5% y el 50% de los beneficios excepcionales que genera el crudo para las petroleras cuando el precio del Brent –referencia en Europa– rebasa los 30 dólares, en vigor desde el 1 de agosto de 2006. El día que el precio del barril cayera por debajo de esta cifra, este impuesto desaparecería, pero tal escenario no parece, hoy por hoy, ni a medio plazo probable. Por otro lado, la presión fiscal variará en función del nivel de extracción de petróleo de cada compañía.

Siendo su fuerte y la gran opción de futuro el gas natural, cabe recordar que el gasoducto Magreb-Europa, inaugurado en 1996, transporta anualmente hasta 8.000 millones de metros cúbicos de gas. Éste se añade al ya en servicio desde 1984 entre Argelia e Italia a través de Túnez y a partir 2009 habrá un tercero, el Medgaz, conectando Beni Saf, cerca de Orán, y Almería, y de cuyo consorcio forman parte Sonatrach, Cepsa, GDF, Endesa, Iberdrola, Total y BP. El Medgaz, de 1.200 kilómetros de longitud, transportará inicialmente 8.000 millones de metros cúbicos al año y su construcción se ha visto agilizada tras la decisión del Consejo de ministros español de 24 de junio de 2005 que lo calificó proyecto prioritario. Con el Medgaz, Cepsa refuerza su posición en Argelia donde ya explota dos yacimientos de crudo –el Ourhoud y el RKF– y explora

junto con Total otros dos bloques de gas: el Timimoun y el Bechar. El Ourhoud comenzó a explotarse en 2003 y ya en 2004 produjo 82 millones de barriles. Por otro lado, el presidente de Cepsa, Carlos Pérez de Brício, y el de Sonatrach, Mohamed Meziane, firmaban en Argel el 17 de diciembre de 2005 el mayor contrato suscrito hasta entonces por Argel: un acuerdo de 20 años para la compra anual por parte de Cepsa de 1.600 millones de metros cúbicos de gas natural.

En lo que respecta a Repsol-YPF ésta formaba en 2004 un consorcio con Gas Natural al que el gobierno argelino le adjudicaba un bloque de exploración de hidrocarburos de una extensión de 4.831 kilómetros cuadrados en el este del país, en Gassi Chergui Ouest: Repsol-YPF ya poseía en ese momento derechos mineros sobre tres bloques exploratorios y dos campos de producción. Durante 2003 la producción neta de Repsol-YPF en Argelia fue de 10,1 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) y sus reservas probadas netas de líquidos y gas natural se estimaban en 82,7 millones de BEP. En abril de 2006, Repsol-YPF descubría una bolsa de gas en la región de Reggane Nord, en el Sáhara argelino, que le va a permitir una producción de unos 736.000 metros cúbicos de gas natural al día. Por otro lado, al proyecto Medgaz y a las actividades de las compañías españolas deben unirse, en el sector del gas natural, los dos programas de exploración y de explotación de GDF en Sbaa y Ahnet, en la región de In Salah.

Junto al impacto de la nueva Ley de Hidrocarburos, en lo que al gas natural respecta preocupa en Europa el acuerdo entre Sonatrach y Gazprom el 4 de agosto de 2006, un acuerdo que según el ministro italiano de Industria, Pierluigi Bersani, podría incrementar los precios del gas en el continente, en un momento en que la UE está negociando tanto con Argel como con Moscú nuevos marcos jurídicos para la relación energética. Según Gazprom lo único que han hecho ha sido comprometerse a cooperar en la distribución del gas natural en países terceros, para lo que se han dotado de un centro conjunto de coordinación energética y grupos de trabajo regulares. Hay que destacar, como datos indicativos, que ambas compañías

suministran a Europa el 40% del gas que consume la UE y que Argelia suministra a España el 52% del gas natural que consume y el 37% a Italia.

## Libia

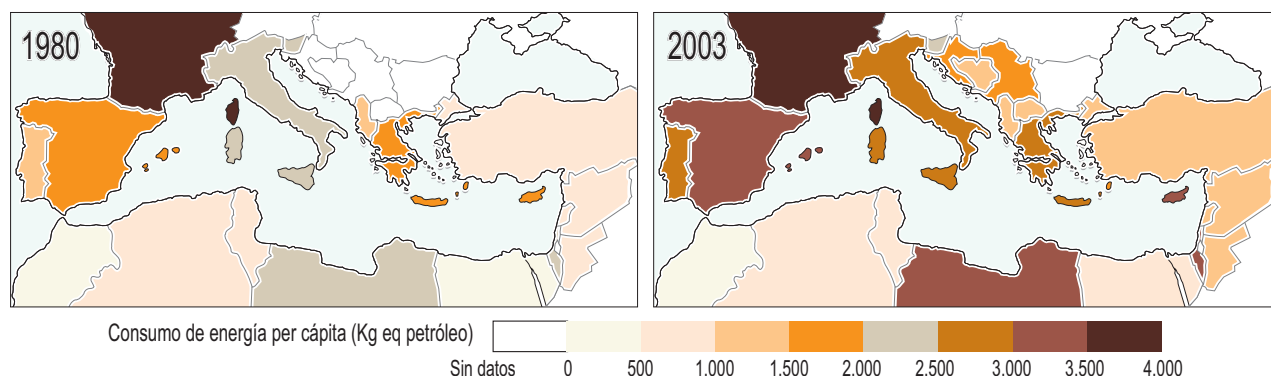
Libia, octavo en el ranking mundial de reservas de crudo probadas, es el segundo mayor productor de crudo de África en la actualidad y posee las mayores reservas probadas de crudo del continente africano –39.000 millones de barriles, el 40% de las reservas probadas a escala continental– y sigue abriendo el sector a compañías occidentales en el contexto de su normalización con la comunidad internacional. Junto a la gran calidad de sus hidrocarburos y su cercanía geográfica a los mercados europeos, Libia juega con la ventaja de su solvencia económica, definida por la ausencia de deuda externa y por unas reservas de divisas importantes que a mediados de 2005 estaban estimadas en más de 20.000 millones de dólares. Libia pretende alcanzar en 2015 una producción de tres millones de barriles de crudo día que es lo que producía en 1970, doblando así los 1,6 millones actuales, y aspira a incrementar su producción de gas natural.

La normalización de las relaciones del régimen libio con Occidente en los últimos años ha permitido a las petroleras americanas volver al país magrebí a partir de abril de 2004. El 29 de enero de 2005 Muammar el Gaddafi anunciaba ante los representantes de 60 compañías petroleras internacionales la adjudicación de 11 de los primeros 15 permisos de exploración abiertos a concurso a compañías americanas como Chevron Texaco, Amerada Hess y, en especial, Occidental Petroleum, que lideraba nueve de ellas, cinco en solitario y cuatro en asociación con otras compañías como la australiana Woodside o Liwa de los Emiratos Árabes Unidos para operar en las riquísimas zonas de Sirte, Murzuk y Cirenaica. El 29 de diciembre de 2005 las tres compañías americanas que conforman el grupo Oasis (ConocoPhillips, Marathon Oil y Amerada Hess) anun-

ciaban un acuerdo con la Corporación Nacional de Petróleo libia (NOC, en sus siglas en inglés) para retomar sus actividades. El gobierno libio firma con operadores extranjeros de diversos orígenes –compañías occidentales, de India, Indonesia, Japón o la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)– los denominados *Exploration and Production Sharing Agreements o EPSA*.

Repsol-YPF, que tiene previsto duplicar su producción en Libia en un lustro, sigue siendo en 2006 la principal compañía extranjera operando en el país –con una producción de 250.000 barriles día que espera incrementar hasta los 400.000 gracias a los 21 nuevos pozos descubiertos en los últimos tres años– y en 2005 participaba, en lo que al gas natural respecta, con un 35% en un consorcio formado junto con la australiana Woodside Energy Limited (45%), la griega Hellenic Petroleum (20%), Royal Dutch Shell y la NOC para explotar gas natural en un periodo de 30 años. En 2004 Repsol-YPF había alcanzado una producción neta de 7,8 millones de barriles y era y es el operador principal del campo de El Shara en la cuenca de Murzuq, cerca de Argelia, donde en noviembre de 2005 se descubrieron nuevos yacimientos. En el terreno del gas natural, Repsol-YPF vio estimulado su activismo en Libia por la ausencia americana, pero también por la competencia de otras compañías occidentales: así, el acuerdo anunciado el 3 de mayo de 2005 entre la anglo-holandesa Royal Dutch-Shell, que con una inversión de 105 millones de dólares destinados a la renovación de la central de Marsa el-Burayqah, unido a su obtención de una licencia de exploración gasística en cinco zonas de la cuenca de Sirte en compañía de la italiana ENI-Agip, llevó a la compañía española a intentar reforzar sus posiciones ya afianzadas con sus contratos de exploración de gas y crudo en el Golfo de Sirte. Finalmente, Enagás importa gas natural licuado (GNL) de la planta de Marsa el Brega, cuya capacidad de producción se va a incrementar según los planes del ministro libio de Petróleo y presidente de la NOC, Shukri Ghanem. España es el segundo cliente de Libia, tras Italia, con

## Evolución del consumo energético



Fuente: Med.2006. El año 2005 en el espacio euromediterráneo. IEMed, Fundación Cidob. Barcelona 2006.

compras anuales de unos 1.200 millones de dólares en crudo.

## Mauritania

Incorporado desde 2006 al club de Estados africanos que como Nigeria, Angola o la vecina Argelia tienen en los hidrocarburos su principal partida exportadora en la balanza comercial, se estima que Mauritania cuenta con unas reservas de 1.000 millones de barriles de crudo y de 30.000 millones de metros cúbicos de gas natural. Se prevé que en 2006, primer año como productor de crudo, Mauritania podría obtener hasta 100 millones de dólares de ingresos y los más optimistas en el país calculan que en pocos años y al ritmo actual podría llegar a exportar más de 300.000 barriles diarios de crudo.

Woodside Petroleum, la segunda petrolera australiana, ha comenzado a extraer petróleo con una producción de 75.000 barriles diarios en Chinguetti, a unos 90 kilómetros al suroeste de Nuakchott en pleno Atlántico. A unos 25 kilómetros de este yacimiento otra compañía australiana, Fusion Oil, anunciaba en 2005 el descubrimiento de petróleo y de gas natural en Tiof, un yacimiento que podría albergar hasta 200 millones de barriles. Otra compañía australiana, Baraka Petroleum, coexiste con sus hermanas antes citadas y con clásicas en el Magreb como Total, Repsol-YPF, la británica Premier Petroleum, Petrobas o la china CNOOC. El 26 de julio de 2005, po-

cos días antes del golpe de Estado dado el 3 de agosto por el Coronel Ely Uld Mohamed Vall, Repsol-YPF firmaba dos contratos petrolíferos en tierra firme con el gobierno de Nuakchott. Haciendo historia, el último lustro es el marco temporal en el que un país con una economía muy débil como es Mauritania ha entrado rápidamente en el club de los países productores y ello desde que en 2001 fuera descubierto el campo de Chinguetti y en 2003 el de Tiof. En diciembre de 2003 se descubría el yacimiento Pelican, con unas reservas estimadas de 200 millones de barriles, y en febrero de 2004 la británica British Gas y la alemana Wintershall AG, filial del grupo BASF emprendían la exploración y explotación del yacimiento.

## Marruecos y Túnez

Marruecos debe ser considerado en esta descripción porque aún no siendo país productor de crudo –de hecho su factura por la importación de hidrocarburos se ha incrementado en un 51% el primer trimestre de 2006– las iniciativas tanto de Rabat como del Frente Polisario otorgando concesiones de prospección a petroleras extranjeras en aguas del Sáhara Occidental obligan a ello. Desde que Marruecos otorgara en octubre de 2001 concesiones de prospección a la americana Kerr-McGee en dichas aguas, a la que días después le siguió la francesa Total, y que ello llevara a los servicios jurí-

dicos del Consejo de Seguridad de la ONU a emitir un dictamen contrario a dichas actividades, la situación no ha dejado de crear polémica hasta hoy. Total se retiraba en 2004 y en enero de 2005 lo hacía la australiana Baraka Petroleum dejando así sola a la americana Kerr-McGee. Por su parte, el Frente Polisario ha abierto dos procesos simbólicos de concesión de licencias para la exploración de hidrocarburos en aguas del Sáhara Occidental, una en 2004 y otra en 2005, a la que han acudido modestas petroleras británicas que no han podido hasta la fecha iniciar actividad alguna. Según un estudio realizado en 2000 por el Servicio Geológico de EE UU las aguas marroquíes en la fachada atlántica y las del Sáhara Occidental podrían albergar hasta 14 millones de barriles de petróleo y 2.150 millones de metros cúbicos de gas natural pero la no resolución del conflicto en la zona impide iniciar cualquier actividad estable.

Finalmente, Túnez se mantiene dentro del Magreb como un productor poco relevante comparado con Argelia, Libia y desde ahora incluso Mauritania, pero hay que destacar que British Gas ha invertido en el último año 1.000 millones de dólares destinados a las plataformas *offshore* en Hasdrubal y Miskar, donde la compañía británica ya había invertido anteriormente otros 900 millones de dólares. Este hecho unido a las potencialidades de cooperación con la vecina Libia son factores que podrían incrementar el interés por este país magrebí en términos energéticos en los próximos años. ■