

*Oficina Económica y Comercial de España en Malabo**

PETRÓLEO Y GAS EN ÁFRICA CENTRAL Y OCCIDENTAL. EL GOLFO DE GUINEA

En este artículo se analiza la extracción y procesamiento de hidrocarburos (petróleo y gas) en las regiones de África Central y Occidental en general, y del Golfo de Guinea en particular. Esta zona del mundo se está convirtiendo en estratégica para los países consumidores, entre otras razones, por su contribución a la diversificación de las fuentes tradicionales de petróleo y gas y la cercanía con Europa y Norteamérica. Tras un análisis general de la importancia geoestratégica, se lleva a cabo un análisis detallado de los países que lo componen (por orden de su producción de crudo en 2009), con especial referencia a Guinea Ecuatorial en primer lugar, por sus tan especiales lazos con España.

Palabras clave: hidrocarburos, crudo, GNL, LNG, GLP, LPG, África Central, África Occidental, África Subsahariana.

Clasificación JEL: L71, Q31.

1. Panorámica general

El África Central y Occidental en general, y el Golfo de Guinea¹, en particular, se ha consolidado como una de las zonas de especial interés geoestratégico para la seguridad energética de los países consumidores de hidrocarburos.

Entre las razones destacan: la excelente calidad del petróleo africano (entre 30-40° API² y bajo nivel

de azufre); el potencial de la incipiente industria extractiva de gas; las reservas actuales de crudo (4,3 por 100 del total mundial en 2009) y gas; la seguridad y facilidad que permite el abastecimiento *offshore*; la proximidad a los mercados occidentales sin estrechos ni otros condicionantes geográficos, su importancia como polo de producción mundial de gas natural licuado (GNL); la demostrada capacidad de incrementar la producción (un 27,7 por 100 en la última década); y la relativa seguridad y estabilidad política en la zona. Estos factores han impulsado la inversión extranjera, la cual, previsiblemente, continuará financiando nuevos descubrimientos.

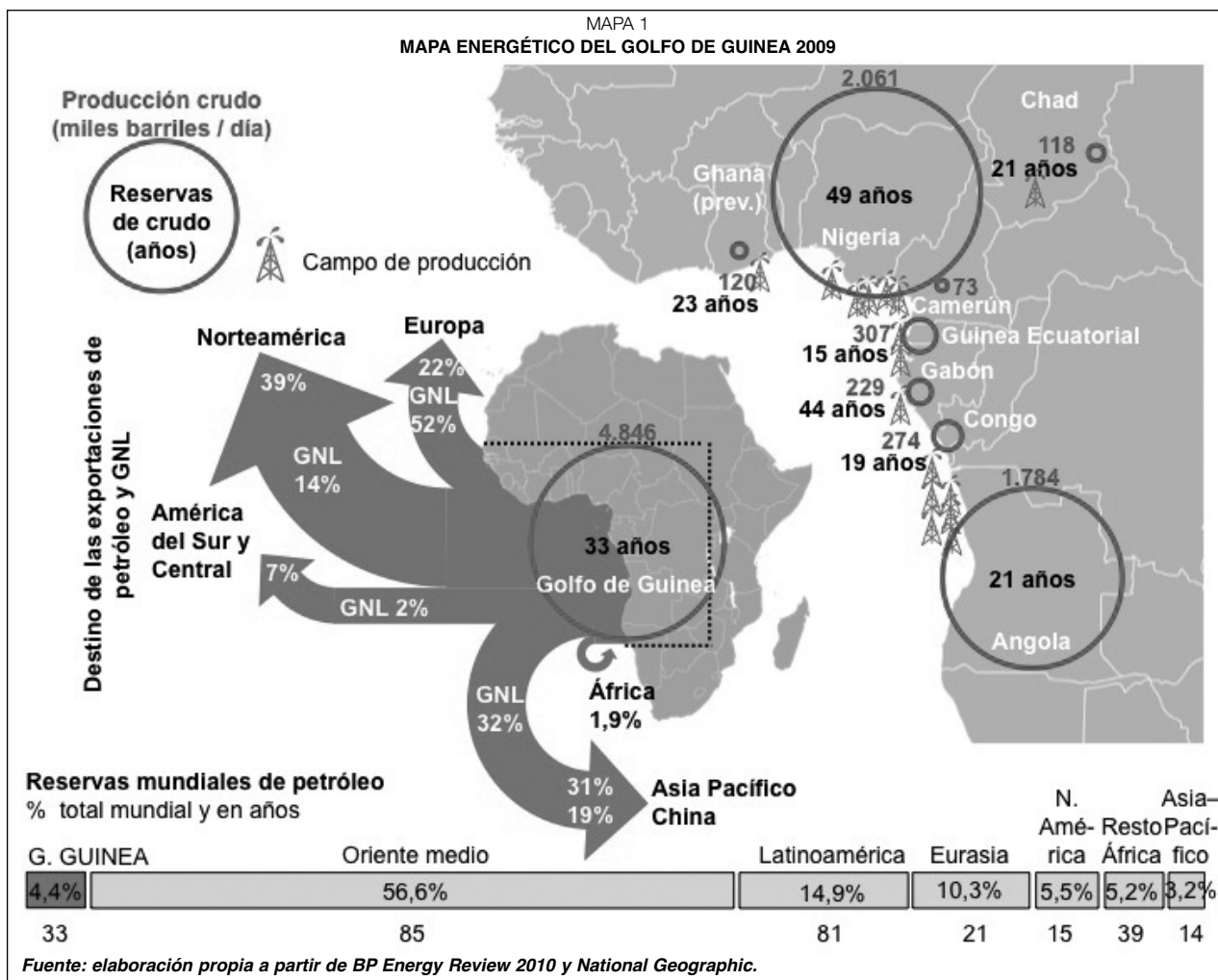
Para España, la región del Golfo de Guinea es estratégica; por su cercanía geográfica, (la dura- ▷

* Este artículo ha sido elaborado por Sergio Pérez Saiz, consejero económico y comercial jefe, en colaboración con Silvia Álvarez Rodríguez, de la Oficina Económica y Comercial de España en Malabo. Especial agradecimiento a Rocío González, Ángela Barrero, y Antonio Martínez.

¹ El Golfo de Guinea se extiende desde el Cabo Palmas, cerca de la costa occidental de Costa de Marfil hasta el Cabo López en Gabón, incluyendo como principales accidentes geográficos los ríos Volta y Níger, las bahías de Benín y Biafra, los picos Basilé (3.008 m) y Camerún (4.095 m) así como las islas de Bioko, Príncipe, Santo Tomé y Annobon.

A efectos del presente artículo; se consideran los países siguientes: Angola, Camerún, Chad, Gabón, Ghana, Guinea Ecuatorial, Nigeria, República del Congo (Brazzaville), y Santo Tomé y Príncipe.

² Se trata de un petróleo ligero, por tener una medida de densidad mayor a 31,1° API, lo que implica que la calidad y el valor comercial será mayor.



ción del trayecto en barco es alrededor de un 33 por 100 inferior a la del Golfo Pérsico)³; por ser un importante proveedor de GNL; por ser la segunda región que más ha incrementado su cuota de mercado como proveedor de hidrocarburos en la última década; y por su contribución a la diversificación de las fuentes tradicionales de suministro de América, Magreb, Oriente Medio y Europa.

La región del Golfo de Guinea alberga el 4,4 por 100 de las reservas mundiales de petróleo (Mapa 1 y Cuadro 1 para resumen de cifras), lo que supone un 46 por 100 del total de las reservas petrolíferas de África. Produce 4,8 millones de barriles al día,

lo que supone un 6,1 por 100 de la producción mundial, un 50 por 100 de la africana, y equivale a un 19,9 por 100 de la producción de Oriente Medio.

Por otro lado, el Golfo de Guinea fue la región que más incrementó la producción de petróleo en la última década (32,4 por 100) tal y como muestra la Gráfico 1 frente a un incremento de 6,9 por 100 de la producción mundial, pese a que siga siendo la penúltima región productora, después de la de Asia-Pacífico.

En cuanto al gas (GNL), los únicos productores del Golfo de Guinea son Nigeria y en mucha menor medida, Guinea Ecuatorial (un único tren de licuefacción), si bien existen diversos proyectos en diferente estado de gestación para incorporar más países productores y aumentar la capacidad de los ▷

³ De manera orientativa, la distancia entre el puerto de Algeciras y Qatar (Doha) es de 4.960 millas náuticas (tiempo de tránsito de 14 días y medio a una velocidad de 14 nudos); de Algeciras a Nigeria (Port Harcourt) es de 3.303 millas náuticas, 9 días y medio.

PETRÓLEO Y GAS EN ÁFRICA CENTRAL Y OCCIDENTAL. EL GOLFO DE GUINEA

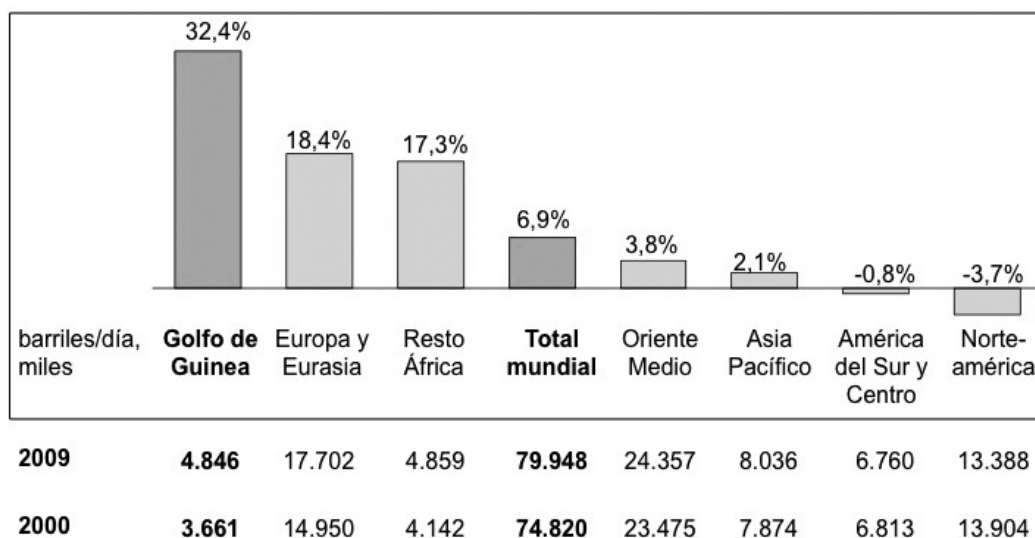
CUADRO 1
DETALLE DE LA PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN EL GOLFO DE GUINEA, 2009

Petróleo			
Reservas probadas	Miles millones barriles	Porcentaje mundial	Reservas/producción (años) ⁽¹⁾
TOTAL MUNDIAL	1.333,1	100,0	45,7
África Sub. y Magreb.....	127,7	9,6	36,0
Golfo de Guinea	58,9	4,4 (46% de África)	33,3
Chad	1,9	0,1	20,9
Nigeria	37,2	2,8	49,5
Angola.....	13,5	1,0	20,7
Guinea Ecuatorial.....	1,7	0,1	15,2
Gabón.....	3,7	0,3	44,1
Congo (Brazaville).....	1,9	0,1	19,4
Producción	Miles barriles/día (kb/d)	Porcentaje total mundial	Incremento producción 2009/2008
TOTAL MUNDIAL	79.948,0	100,0	-2,6
África Sub. y Magreb.....	9.705,0	12,0	-5
Golfo de Guinea	4.846,0	6,1 (50% de África)	-3,8
Nigeria	2.061,0	2,6	-3,6
Angola	1.784,0	2,3	-4,9
Guinea Ecuatorial.....	307,0	0,4	-12,3
República del Congo (Brazaville)	274,0	0,4	10,0
Gabón.....	229,0	0,3	-2,6
Chad.....	118,0	0,2	-7,3
Camerún.....	73,0	0,1	-12,8
Gas			
Reservas probadas	Miles de millones de m³ (bcm)	Porcentaje mundial	Reservas/producción (años) ⁽¹⁾
TOTAL MUNDIAL	187.490,0	100,0	62,8
África Sub. y Magreb.....	14.760,0	7,9	72,4
Nigeria	5.250,0	2,8	Más de 100 años
Producción	Miles de millones de m³ (bcm/año)	Porcentaje total mundial	Incremento 2009/2008
TOTAL MUNDIAL	2.987,0	100,0	-2,1
África Sub. y Magreb.....	203,8	6,8	-4,6
Nigeria.....	24,9	0,8	-28,7

(1) Equivale al número de años hasta agotar reservas con la producción actual.

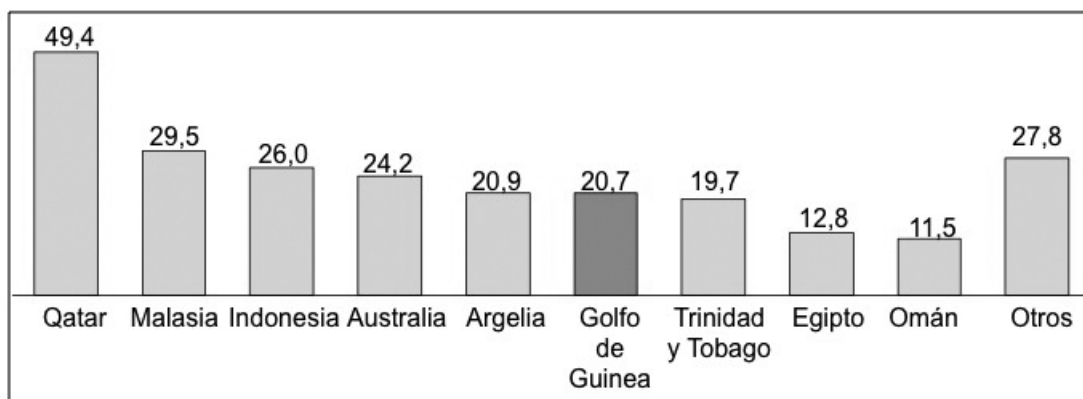
Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2010.

GRÁFICO 1
AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLÍFERA EN PORCENTAJE 2000-2009



Fuente: BP Energy 2010.

GRÁFICO 2
RANKING DE EXPORTACIONES DE GNL POR REGIÓN PRODUCTORA
 (Miles de millones de metros cúbicos, bcm)



Nota: cifras parciales para el año 2009.
 Fuente: BP Energy 2010.

existentes. En un contexto en que el gas natural se ha consolidado como una de las fuentes energéticas de más futuro, el Golfo de Guinea es ya uno de los mayores polos de producción mundial de GNL junto con Qatar, Malasia, Indonesia (Gráfico 2), aun cuando un significativo porcentaje del gas natural no es aprovechado. La región tiene un importante potencial de crecimiento futuro (más de 100 años de reservas en algunos países), muy superior al de otras zonas del mundo.

En cuanto a las exportaciones de crudo (Mapa 1), una buena parte se destina a los EEUU (42 por 100, según BP Energy Review), debido a la presencia mayoritaria de petroleras americanas en la región. A la zona Asia-Pacífico se destina un 27,7 por 100, del que China absorbe el 17 por 100 del total, convirtiéndose en el segundo comprador de petróleo. Para China, el Golfo de Guinea, además de ser un suministrador de materias primas, es un importante mercado de contratos de obra pública y construcción en general. A Europa se destina el 21,6 por 100, a Sudamérica y América Central un 6,5 por 100 y un escaso 1,9 por 100 es reabsorbido por África.

A pesar de que las importaciones españolas de hidrocarburos han caído, dado el desfavorable entorno económico, las procedentes de África en 2010 representaron casi el 40 por 100 del total, de las cuales un 40,7 por 100 procedía del Golfo de

Guinea⁴. Las importaciones de dicha región representaron un 13,6 por 100 del total mundial. Mientras que el resto de regiones productoras de hidrocarburos están perdiendo peso sobre el total, las procedentes de esta región cada vez son mayores.

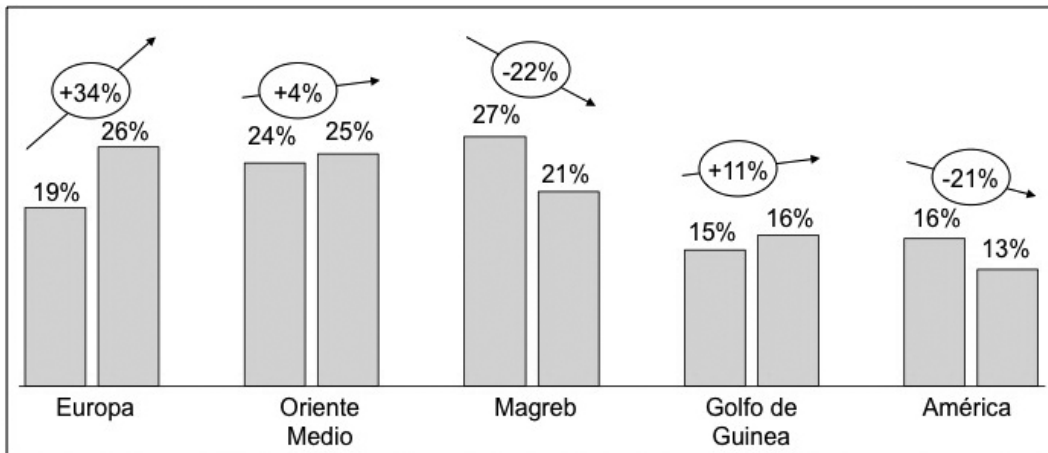
Al analizar las cuotas de mercado (Gráfico 3) se observa el incremento del peso que ha ganado la región del Golfo de Guinea como suministradora de hidrocarburos a España en el periodo 1999-2010, con el segundo mayor incremento –Europa aumentó su cuota en el mismo periodo un 34,4 por 100, debido al incremento de las importaciones de Ucrania, (1.532 por 100), Rusia, (58,3 por 100), y Noruega, (99,8 por 100)–, rebasando a América como cuarta región suministradora. En el futuro, no parece sencillo que continúe esta progresión, salvo que se produzcan nuevos descubrimientos en la zona y que el peso de la región del Magreb continúe su caída como en el periodo considerado.

2. Guinea Ecuatorial

Guinea Ecuatorial se ha convertido, en poco más de 10 años, en una de las grandes potencias regionales en extracción y procesamiento de ▷

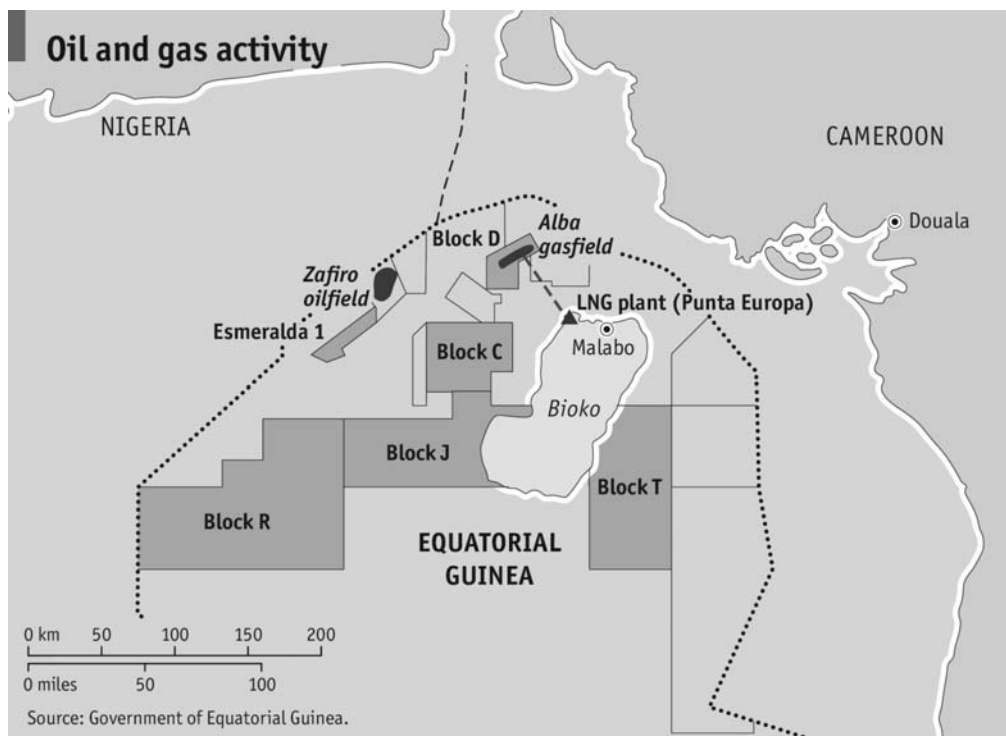
⁴ Importaciones de Guinea Ecuatorial, Congo, Camerún, Gabón, Angola, Nigeria y, en menor medida, de Ghana. Base de datos utilizada: BP Energy Review y World Economic Outlook, 2010.

GRÁFICO 3
VARIACIÓN 1999-2010 DE LAS CUOTAS DE MERCADO DE LAS REGIONES EXPORTADORAS DE HIDROCARBUROS A ESPAÑA



Fuente: elaboración propia a partir de ESTACOM.

MAPA 2
MAPA DE LOS CAMPOS ZAFIRO Y ALBA



Fuente: Gobierno de Guinea Ecuatorial y Economist Intelligence Unit.

hidrocarburos, dando lugar a un *boom* y transformación económica sin precedentes, y caso de estudio a nivel mundial. Por ello, y por la importancia para España por su condición de excolonia, es por lo que se trata ampliamente en este artículo.

Pese a que el país está muy lejos de los grandes productores como por ejemplo Rusia (diez millo-

nes de barriles diarios), ocupó el puesto 36 en el *ranking* de productores de crudo en 2009. Tiene, no obstante, una entidad relativa: en el mismo año fue el tercer productor petrolífero de África Subsahariana, el segundo de GNL de dicho continente (y uno de los tres únicos de la cuenca atlántica junto con Nigeria y Trinidad y Tobago) y además, ▷

productor de gas licuado de petróleo (en adelante GLP) y metanol.

Lo anterior es consecuencia de la importante inversión bruta acumulada hasta el año 2009, de acuerdo al Gobierno ecuatoguineano, superior a los 35.000 millones de USD, alcanzándose el pico de flujo de inversión en el año 2006, con más de 6.000 millones de USD. Según fuentes oficiales de uno de los principales países emisores, EEUU, se estima en 17.000 millones de USD el flujo acumulado de inversión 1999-2006, alcanzando el valor de los activos en 2007 en 22.000 millones de USD.

En cuanto a su impacto en las finanzas públicas, según los últimos datos del FMI, el sector de los hidrocarburos (extracción y procesamiento) representa más del 90 por 100 de los ingresos públicos y cerca del 98 por 100 de los ingresos de exportación, habiendo crecido especialmente la aportación al valor añadido bruto nacional del sector de procesamiento, pasando del 7,1 al 13,2 por 100 de la producción nacional de 2006 a 2009 en términos nominales, y a tenor de los proyectos existentes, es probable que aumente dicho peso en los próximos años.

La producción nacional representa apenas un 0,4 por 100 de la mundial, pero en términos per cápita es de las más altas del mundo (casi medio barril por persona y día), por delante de grandes productores como Arabia Saudí u Omán, consecuencia del reducido tamaño del país (entre 700.000 y 1 millón de habitantes, una superficie terrestre de apenas 28.000 km²).

2.1. Upstream

2.1.1. Situación actual

El país produjo en 2010 un total de 296 miles de barriles al día (kb/d) a través de 4 campos de producción (Zafiro, Alba, Ceiba y Okume) en dos cuencas diferenciadas (Delta del Níger, y Río Muni): 244 kb/d de crudo (en equivalente Brent, 134 kb/d en el campo Zafiro, 80 kb/d en el campo Okume, y 30 kb/d en el campo Ceiba), y 52 kb/d

de condensado en el campo Alba, siempre de acuerdo a fuentes gubernamentales.

– Campo Zafiro. Situado en el bloque B, al noroeste de Bioko, junto a aguas de Nigeria, en la cuenca del Delta del Níger. Operado por ExxonMobil (71,25 por 100) y participación de GePetrol (28,75 por 100). Comenzó su producción en 1996, siendo considerado en su día el primer yacimiento petrolífero de aguas profundas en África Occidental⁵. Devon Energy formó parte del consorcio hasta enero de 2008, fecha en que vendió sus activos a GePetrol por valor de 2.200 millones de dólares.

– Campos Ceiba y Okumé. En la costa de la región continental, cuenca del río Muni. Operados por Hess (80,75 por 100), y la participación de Tullow (14,25 por 100), y GePetrol (5 por 100). Ceiba es un campo compuesto por 10 pozos para la extracción y otros dedicados a la inyección. El complejo Okumé cubre cuatro campos petroleros (Okume, Ebano, Oveng y Elon), en el conocido como bloque G norte (frente a la costa continental)⁶.

– Campo Alba. A, a 25 km de la costa noroeste de la isla de Bioko, en la cuenca del Delta del Níger, a 76 metros de profundidad, y que fue descubierto por la empresa española Hispanoil en los años ochenta, actualmente parte de Repsol. Este campo es relevante por su producción de gases y condensados del petróleo, con reservas recuperables de gas estimadas en 125 miles de millones de metros cúbicos de gas (bcm), equivalentes a la producción de un tren de licuefacción durante 25 años) y 400 millones de barriles de condensados. Marathon Oil es el operador con una participación del 63,3 por 100, junto con Noble Energy, 33,7 por 100 y GePetrol 3 por 100. ▷

⁵ Tras el inicio de la producción petrolífera en el campo Alba, se firmó en 1993 un contrato en la producción en el bloque B con la empresa United Meridien Corporation en 1993, la cual realizó prospecciones positivas en dicho bloque y decidió vender sus intereses a Mobil en 1995, empresa que finalmente explotaría el bloque con una producción inicial aproximadamente de 54.000 barriles diarios (fuente: Ministerio de Minas de Guinea Ecuatorial).

⁶ Triton a partir de 1998 descubre los campos Okumé y Ceiba, cediendo su descubrimiento a Amerada HESS (hoy en día HESS), que los explota desde 2000-2001.

En cuanto a la producción de gas y condensados, la producción actual del campo Alba es de 870 millones de pies cúbicos de gas al día (mmcf/d) y 52 kb/d de condensado, con los que se alimentan los cuatro proyectos *midstream*, descritos en el siguiente apartado.

En cuanto a la evolución de la producción, desde sus tímidos inicios en 1992, ha aumentado de manera espectacular a partir de 1995 (siempre de acuerdo a BP), pasando de 7 kb/d en dicho año, hasta los 376 kb/d en 2005, récord de producción. Desde entonces, la producción se ha mantenido en estos niveles, cayendo en 2009 a 307 kb/d y en 2010 a los mencionados 244 kb/d. Las reservas actuales probadas a fin de 2009 son de 1.700 millones de barriles, equivalente a 15,2 años al ritmo de producción actual.

De esta producción petrolífera, según la Agencia de Energía Americana (EIA), en 2009 se destinó a EEUU un 28 por 100 del total, a España un 22 por 100, a China un 16 por 100, a Francia un 9 por 100, a Italia un 7 por 100, y a Taiwán un 6 por 100, destinándose el 12 por 100 restante a otros mercados. La cifra, naturalmente, varía año a año dependiendo de las condiciones de oferta y demanda en cada uno de las regiones que componen el mercado mundial del petróleo.

2.1.2. *Proyectos futuros. Actividad exploratoria*

En los últimos años se han realizado distintos descubrimientos de condensado y crudo en diversos bloques, de los cuales, el más concreto es el descubrimiento de Noble Energy en los bloques O e I (operados por éste, contando con la participación de GePetrol en un 28,75 por 100). De acuerdo con el Gobierno ecuatoguineano, el campo Aseng, en el bloque I, al noroeste de Bioko, comenzará a producir en 2012 en el primer cuatrimestre de 2012 con un nivel de producción de 50 kb/d, utilizando, en principio, 5 pozos de perforación a una unidad flotante de producción, almacenaje y descarga (FPSO, por sus siglas en inglés, *floating production, storage and offloading*), recuperando el nivel de producción nacional actual hasta los 300 kb/d.

Aseng tiene un potencial de reservas de crudo de 100-120 millones de barriles, y de 450-550 bcf (equivalentes a 12,6 - 15,4 bcm).

En la misma zona, en el bloque O (al norte del bloque I y lindando con Camerún, siempre de acuerdo con fuentes gubernamentales, se prevé la puesta en producción a finales del año 2013 del campo de condensado Alen con 37,5 kb/d de condensado y 440 mmcf/d de gas (gas procesado será reinyectado en el campo al menos durante tres años), como primer proyecto dentro del Proyecto de Gas Integrado de Guinea Ecuatorial, base de futuras ampliaciones del tren de licuefacción GNL existente y de otros proyectos futuros (apartados de *Midstream* y *Downstream*). Las reservas estimadas son de 100 millones de barriles en líquidos, y de 1.000 bcf en gas (equivalentes a 28 bcm). El campo Alen forma parte del Proyecto de Gas Integrado de Guinea Ecuatorial y la inversión prevista se estima en 1.650 millones de USD. A pleno rendimiento, la plataforma podrá procesar hasta 750 mmcf/d.

La planta de elaboración Alen será una plataforma fija situada aproximadamente a 85 metros del agua, que ha sido deliberadamente dimensionada para actuar como centro de recolección de gas.

En cuanto a la actividad exploratoria actual, entre las empresas que disponen de concesión se puede citar por orden alfabético: Afex (bloque V, a partir de mayo de 2010), Atlas (bloque J), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC, bloque S), Gazprom Neft (Bloques T & U, a partir de junio de 2010), GePetrol (bloque P), Noble Energy con Glencore (bloques O & I), Ophir (Bloque R), Petrosa (bloque Q), Repsol (bloque C), Roc Oil – Atlas (bloque H), Starc Limited (bloque W, a partir de julio de 2009), y Vanco (bloque K «Corisco Deep», junto a Gabón, a partir de junio de 2010). Dentro de éstas, la exploración real es muy variable y en todo caso *off shore*, pese al ánimo de las autoridades ecuatoguineanas por impulsarla e iniciar la producción en la región continental, donde según éstas se han detectado ciertos indicios de hidrocarburos a través de supuestos afloramientos o arenas bituminosas. ▷

Repsol, tras la renuncia de ExxonMobil, es el actual operador del bloque C (antes C1), junto a GePetrol. El bloque arrastra todo un historial de exploración, siendo Langosta 1 el último pozo perforado, hace algunos años. Pese a que en la actualidad no produce ni gas ni petróleo en el país, la compañía puede considerarse uno de los pioneros en la exploración petrolífera en el mismo, en los años ochenta, cuando la compañía Hispanoil (que posteriormente se convirtió en Repsol Exploración) estableció una sociedad conjuntamente con el Estado ecuatoguineano denominada Gepsa. A través de dicha compañía descubrió el campo Alba aunque el potencial gasístico, la tecnología disponible y la situación de los mercados y la inversión en aquel momento no permitió afrontar el proyecto.

El inicio de la producción se produce en 1992 con la pequeña empresa norteamericana Walter International en el campo Alba, con apenas 2 kb/d, que fue aumentando progresivamente hasta 7 kb/d en 1995, pasando la titularidad a CMS Nomeco y posteriormente a la actual operadora, Marathon.

2.2. Midstream

2.2.1. Situación actual

En este ámbito existe todo un complejo industrial en la zona de Punta Europa, Malabo, con 4 plantas de transformación de derivados de hidrocarburos: la planta Alba PSC de transformación de condensado de petróleo; la planta Alba de LPG; la planta AMPCO de metanol; y el tren de licuefacción EG-LNG.

En primer lugar, la planta Alba PSC de transformación comenzó su operación en 1991⁷, procesando unos 52 kb/d de condensado y 870 mmcf/d de gas provenientes del campo Alba, sirviendo de planta madre para las otras tres mencionadas.

⁷ Las fechas indicadas en este apartado son de inicio, habiéndose producido como es lógico importantes ampliaciones en los últimos 20 años hasta hacer de Punta Europa el complejo industrial que es hoy en día.

En segundo lugar, la planta Alba de GLP comenzó su operación en 1997, produciendo actualmente 13 kb/d de propano, 7 kb/d de butano, y 6 kb/d de condensado. Es propiedad de las multinacionales americanas Marathon Oil Company (40 por 100), Noble Energy (40 pr 100) y la sociedad guineana Sonagas (20 por 100).

En tercer lugar, AMPCO (Atlantic Methanol Production Company) es una planta con capacidad de producción de metanol de 1 millón de toneladas (MTm), lo que equivale a alrededor de un 3 por 100 de metanol consumido en el mundo. Es propiedad de las multinacionales americanas Marathon Oil Company, Noble Energy y la sociedad guineana Sonagas.

En cuarto y último lugar, EG-LNG es la sociedad gestora del primer tren de licuefacción del país, con capacidad para suministrar unos 4,5 bcm (equivalente a unos 3,4 MTm año), equivalente a alrededor de un 10 por 100 del consumo de gas natural actual español. Es propiedad de las multinacionales americanas Marathon Oil Company (60 por 100), la sociedad guineana Sonagas (25 por 100), y las japonesas Mitsui (8,5 por 100) y Marubeni (6,5 por 100).

Con su construcción, a partir de 2007 Guinea Ecuatorial pasó a ser el tercer productor de GNL de la cuenca atlántica, tras Trinidad y Tobago y Nigeria, y supuso un caso de éxito en cuanto a la rapidez en la construcción. British Gas Marketing Ltd. (BGGM), una subsidiaria del grupo inglés BG, dispone de un contrato de compra de gas a largo plazo, quien en 2009 lo vendió principalmente a Asia (89 por 100 en volumen), destacando Japón (40 por 100) y Corea (36 por 100), y el resto a Chile, Portugal y Francia.

2.2.2. Proyectos futuros

En este ámbito, el proyecto estrella es el consorcio 3G y la posibilidad de construir un segundo tren de licuefacción.

3G (Guinea Gas Gathering) es un consorcio propiedad de SONAGAS (50 por 100), Unión Fenosa Gas (una *joint venture* entre Gas Natural y ENI, ▷

20 por 100), que ejerce como líder del proyecto, y Galp (15 por 100), con la misión de poner en valor las reservas de gas existentes en el país, ahora dispersas. El Estado guineano (Ministerio de Minas, Industria y Energía) se ha reservado el 15 por 100 restante para su posterior adjudicación (con anterioridad a abril de 2011, E-On Ruhgas era el primer accionista del consorcio, con el 25 por 100, y tanto Unión Fenosa Gas como Galp disponían del 5 por 100).

La misión de 3G es recolectar el gas de los distintos campos de producción a través de una futura red de gasoductos desde los campos de producción ecuatoguineanos a Malabo en la isla Bioko, donde sería procesado. 3G es también fruto de la determinación de las autoridades por no continuar con la quema de gas en los yacimientos (que en la actualidad y según fuentes del Ministerio de Minas ecuatoguineano, se estima en 1,8 bcm/año). La red de gasoductos podría incluso llegar a ser regional, aprovechando las reservas de gas de Camerún y Nigeria y la estratégica situación geográfica de la isla junto a estos dos países. La posibilidad de que se alcance un acuerdo a este respecto es limitada, teniendo en cuenta que por el momento sólo existen dos memorandos de entendimiento con dichos países.

A corto plazo, los campos productores Zafiro, y los de los Bloques O e I, todos ellos en Guinea Ecuatorial, son los que tienen más posibilidades de suministro de recursos gasísticos (para el bloque O ver el campo de condensado de Alen, en el apartado anterior de *Upstream*, considerado primer componente del Proyecto de Gas Integrado de Guinea Ecuatorial), y entra dentro de lo posible la entrada en la participación de otros bloques, tales como el bloque R o el C.

En cuanto a las opciones de procesamiento y monetización del gas, siguiendo criterios de racionalidad económica como el tamaño del mercado, la rentabilidad o las reservas requeridas, existirían las siguientes opciones, por orden de importancia: producción de GNL, generación eléctrica a través de CCGT o turbogás, producción de metanol; y la producción de amoníaco (apartado *Downstream*). De

entre todas ellas, una de las más factibles es la creación de un nuevo y segundo tren de licuefacción (el Tren 2) en Punta Europa, Malabo, donde está actualmente el primer tren.

El Tren 2 podría producir hasta 7,3 bcm año, y si se consiguiera finalmente involucrar a los países vecinos, sería el primer proyecto de licuefacción del mundo en utilizar fuentes de varios países. La planificación que se baraja depende de la evaluación económica, principalmente de la existencia de gas suficiente para una amortización de 25 años, bien internamente, bien a través de acuerdos con terceros países, ahora mismo inciertos.

En un escenario optimista, el nuevo tren podría estar operativo en el año 2015, y para este fin, el 25 de abril de 2011 el Estado ecuatoguineano hace pública la firma del Memorandum de Entendimiento entre el Ministerio de Minas, Industria y Energía, SONAGAS y los socios de los Bloques O e I (liderados por Noble), el bloque R (Ophir Energy); 3G, y los socios del primer tren (EG LNG, Marathon, y Mitsui y Marubeni), con objeto de alinear a los productores de gas, los dueños de las infraestructuras de transporte (3G) y los propietarios del tren de licuefacción existente, y conseguir así un desarrollo e implementación integrada para el Tren 2.

3G y sus posteriores resultados en forma de segundo tren de licuefacción, centrales CCGT de producción eléctrica con destino a la exportación, u otras formas de industrialización basadas en el procesamiento de hidrocarburos, constituyen la piedra angular de la estrategia de convertir Guinea Ecuatorial en un *hub* regional de procesamiento y transporte de materias primas, bienes y personas. El principal reto es conseguir el modelo de negocio que incentive económicamente a los países vecinos y a los mercados para hacer de Bioko este punto común de procesamiento (con frecuencia las autoridades ecuatoguineanas mencionan Trinidad y Tobago como modelo de desarrollo económico). Por todo ello, el potencial vertebrador regional de la iniciativa, reforzando significativamente la interdependencia económica de países, ahora mismo ▷

vecinos sólo en lo geográfico, sería uno de los puntos más importantes del proyecto.

2.3. Downstream

En este ámbito, el país importa el 100 por 100 de sus necesidades de refinados petrolíferos, pues no cuenta con una refinería. Principalmente cuenta con dos distribuidores de dichos productos, Total y la filial de la sociedad de petróleos local GePetrol. Por último, la sociedad Geogam es la encargada del suministro de LPG para uso doméstico.

El Gobierno ecuatoguineano ha anunciado en los últimos años diversos proyectos: la nueva central de turbogás en Malabo (en construcción) y el proyecto de construcción de una central de producción eléctrica de ciclo combinado (CCGT) para exportación; la construcción de una refinería con una capacidad de 20 kb/d; y la construcción de una industria petroquímica.

En primer lugar, existen varios proyectos de aprovechamiento del gas para producir electricidad. Primero, la construcción de una central de turbogás de hasta 120 MW en la zona de Punta Europa, junto a Malabo, para satisfacer sobradamente las necesidades de consumo eléctrico de la isla para los próximos años. Dicha central amplía la ya existente, cuyos 28 MW son insuficientes para cubrir las necesidades de demanda eléctrica actual. Segundo, la posible construcción de una central de ciclo combinado de 400 MW de capacidad, con vocación de exportación a Camerún y Nigeria, en las proximidades de Punta Europa o Baney (Bioko). Este último proyecto estaría íntimamente ligado al de aprovechamiento de las reservas gasísticas regionales y, por tanto, del proyecto 3G antes descrito, para el que es clave el concepto de dependencia mutua entre el país exportador que vende sus excedentes no aprovechados de gas, y a la vez compra la energía generada a partir del anterior. Las autoridades ecuatoguineanas defienden el proyecto por su rentabilidad (con una tasa de retorno del capital cercana

al 22 por 100) y su demanda (el exceso de demanda en el mercado eléctrico en la región se estima en decenas de gigawattios), es preciso referirse a los otros proyectos similares de industrialización basados en la generación de valor añadido a partir del gas tanto en Nigeria, como en Camerún (zona de Kribi).

En segundo lugar, está prevista la construcción de una refinería al sur de la región continental, en la localidad de Mbini, con una capacidad de 20.000 barriles/día, para producir gasolina, diesel, Jet A-1, fueloil, lubricantes y asfalto, con el objetivo de cubrir sobradamente las necesidades nacionales y exportar a países vecinos. El coste estimado del proyecto es cercano a los 300 millones de euros; en los Presupuestos Generales del Estado de 2010 estaba prevista una partida presupuestaria plurianual para dicho proyecto, no descartándose la búsqueda de socios financieros. A fecha de redacción de este artículo, la ingeniería estadounidense KBR se encuentra ejecutando una ingeniería y estudio previo sobre el que se procederá a una licitación internacional.

La razón del proyecto es acabar con la dependencia total que el país tiene de importar refinado; y lo cierto es que es el único país de la región que no dispone de refinería. Según el World Bank Refinery Report 2009, la capacidad de refinado de África Central y Occidental debería aumentar entre 200.000 y 400.000 barriles/día, dependiendo de la evolución económica, lo que apoyaría la viabilidad económica del proyecto.

En tercer y último lugar, existe el proyecto de establecer una industria petroquímica en la isla de Bioko. Todavía en una fase de estudio, entre otros se utilizarían 28.000 toneladas/año de metanol como materia prima, y se calcula una capacidad máxima de 65.000 toneladas/año. Se trata de aprovechar los numerosos usos de los diferentes derivados del metanol como el formaldehído o metilamina. La lógica económica del proyecto, además de contribuir a industrializar el país, se fundamenta en el fácil acceso a la producción de metanol nacional y el acceso a un mercado mundial en expansión y cuya demanda ▷

se estima que aumente de 14 MTm por año en la actualidad, a 19 MTm en 2020.

3. Nigeria

Nigeria es, pese a los obstáculos existentes, la primera potencia petrolífera y gasística del Golfo de Guinea.

El país es el primer productor de crudo (por delante de Angola, con 2.067 kb/d en 2009, de acuerdo a BP), y entre los 15 mayores del mundo, tras Kuwait, Venezuela, y Noruega, y antes de Brasil. Dispone de una de las 10 mayores reservas petrolíferas del mundo (37.200 millones de barriles, equivalentes a 49 años al ritmo de producción actual), y las segundas del continente, tras Libia. Es además la potencia gasística del Golfo de Guinea: el primer productor de la región, y el tercero del continente (por delante de Argelia y Egipto), y el primero en reservas de la región y del continente (por delante de Argelia), siendo la novena potencia mundial (5.250 bcm, equivalentes a 210 años al ritmo de producción actual).

3.1. Situación actual

La mayoría de las reservas de petróleo de Nigeria tanto *onshore* como *offshore* y en aguas profundas, se encuentran al sureste del país, en la cuenca del Delta del Río Níger. También hay explotación en los Estados del noroeste del país, aunque con unos niveles de producción mucho menores. El principal reto para la producción es la seguridad, especialmente desde la emergencia en 2006 del Movimiento de Emancipación del Delta del Níger (MEND), que reclama para esta zona una parte de la producción, la mejora de las condiciones medioambientales, más trabajo local y la partida de las multinacionales. Debido a ésta y a otras causas, los niveles de producción actual están lejos del potencial, que según distintas fuentes podría alcanzar fácilmente los 2.700 kb/d, si bien fuentes

del Ministerio de Petróleo elevan esta cifra por encima de los 3.000 kb/d.

El 65 por 100 de la producción consiste en petróleo de alta calidad, por lo que el país se ha convertido en un foco de atracción para las petroleras internacionales, entre las que destaca Shell; Chevron, Total y Eni, que producen en colaboración con la compañía nacional, la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC).

El hallazgo de nuevos campos *offshore* ha contribuido a que los niveles de producción se mantengan. Dos de los campos más grandes son Agbami (en aguas profundas, operado por Chevron) y Akpo (operado por Total, que empezó la producción en 2009 con un rendimiento de 175 kb/d). Bonga es otro bloque *offshore* que empezó la producción en el 2005, con una capacidad de 225 kb/d. Erha fue descubierta en 2006 (operada por Exxon) produce sobre 150 kb/d.

En cuanto al gas, Nigeria es una potencia mundial de GNL, con un 10 por 100 de la producción mundial, 24,9 bcm en 2009, tras los máximos alcanzados en 2007 y 2008 de 35 bcm.

La producción de GNL se lleva a cabo a partir de la compañía Nigeria LNG (NLNG), propiedad de la NNPC (49 por 100), Shell (25,6 por 100), Total (15 por 100) y Eni (10,4 por 100), que dispone de 6 trenes de licuefacción en la zona de Bonny Island, con una capacidad de producción total de 22 millones de Tm/año de GNL (y 4 millones de Tm de LPG), y 24 buques GNL dedicados a su transporte.

Hasta 1999, el gas era un producto residual que se quemaba en los campos de extracción. A partir de esa fecha y hasta 2005 se desarrolla la actual industria de procesado de GNL con la construcción de los mencionados seis trenes. Desde entonces la quema de gas se ha reducido sustancialmente, pasando de 21,3 bcm en 2005 hasta los 14,9 bcm en 2008.

3.2. Retos actuales y proyectos futuros

Nigeria es un suministrador clave de EEUU, país que importa un 44 por 100 de las exporta- ▷

ciones totales de hidrocarburos nigerianas y, en menor medida, de Europa (20 por 100). En los últimos años Nigeria ha tratado de ampliar sus clientes hacia Asia (13 por 100), especialmente con China. De hecho, en 2009 la Corporación de Petróleo Offshore Nacional China (CNOOC) propuso tomar el control de 23 bloques para la exploración y extracción de petróleo. De cumplirse pasaría a asumir el control de una sexta parte de las reservas de petróleo de Nigeria. A cambio, China ofrecería financiación y ayuda para la construcción de infraestructuras, hospitales, etcétera. Las importaciones españolas de hidrocarburos procedentes de Nigeria se han incrementado un 37 por 100 en la última década, hecho que demuestra la mayor dependencia energética con esta región.

En cuanto a la capacidad de refino, pese a sus grandes reservas petrolíferas, el país importa la mayoría de sus necesidades (que se estiman en 286 kb/d) debido a la falta de capacidad en el país. Según Annual Statistical Bulletin 2009 de la OPEP y fuentes oficiales, el país tiene cuatro refinerías por un total de 445 kb/d (otras fuentes elevan la cifra hasta los 500 kb/d), pero sin operación o con graves deficiencias la mayoría de ellas, por lo que opera a, aproximadamente, el 25 por 100 de su capacidad.

En cuanto a los proyectos futuros, hay que destacar el desarrollo gasístico a través del Gas Master Plan, hecho público en 2008 y que plantea su desarrollo a través del aumento de la producción a través de un séptimo tren de licuefacción, la construcción de gasoductos, y proyectos de generación eléctrica.

Entre los proyectos de gasoductos hay que destacar dos: el gasoducto en África Occidental (West African Gas Pipeline, WAGP), y el proyecto de gasoducto transsahariano hasta Europa (Trans Sahara Gas Pipeline, TSGP). El WAGP consiste en un gasoducto que une Nigeria con Ghana, a través de Benín y Togo, con una capacidad variable según el tramo, pero total estimada en 5 bcm, operativo desde hace varios años.

En cuanto al TSGP, sería revolucionario en cuanto a que permitiría unir las fuentes de sumi-

nistro de gas nigeriano con Europa sin necesidad de emplear la técnica de GNL, reduciendo la dependencia del gas magrebí y ruso. Tendría un coste estimado de 12.000 millones de USD, atravesando Nigeria, Níger, Argelia.

4. Angola

Angola es, actualmente, el segundo mayor productor de petróleo del Golfo de Guinea, tras Nigeria, con un nivel de producción de 1.784 kb/d (según BP Statistical Review), con una calidad considerada excelente (entre 32° y 39° API y de 0,12 a 0,14 por 100 de nivel de azufre).

Las reservas probadas de crudo están estimadas en 13.500 millones de barriles, equivalentes a 20,7 años al ritmo de producción actual y están situadas en los yacimientos *offshore* del país (los bloques 0 y 15 son los más importantes) y los *onshore* situados en Soyo (donde existe un proyecto de GNL). Las exploraciones en curso en aguas profundas hacen previsible que las reservas y la producción aumenten en los próximos años.

Las principales petroleras que operan son Chevron, Total y BP, junto con la estatal Sonangol.

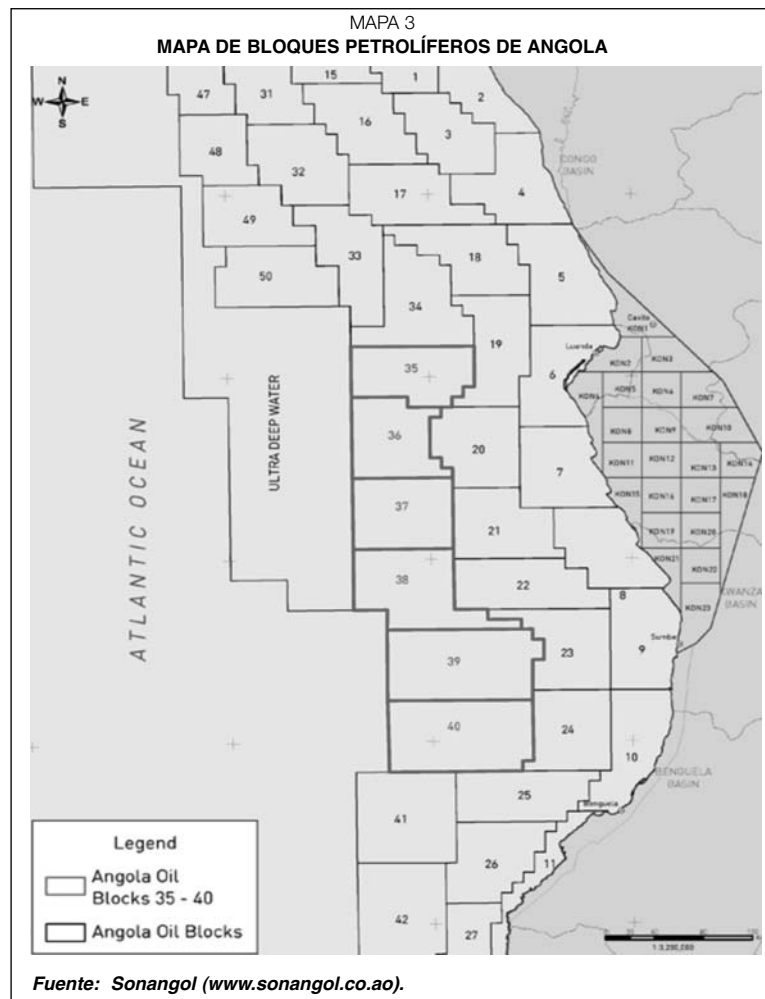
La mayor parte de las exportaciones van dirigidas a EEUU, China, Francia, Taiwán y España.

En relación al gas, distintas fuentes estiman unas reservas de entre 150 y 300 bcm, y se encuentran cerca de Cabinda y la región de Soyo. Gran parte de las zonas de Angola de aguas profundas y ultraprofundas aún no han sido exploradas.

Existe una refinería en Luanda, construida por la empresa belga Fina. Desde 2007 es propiedad de Sonangol. Su producción es insuficiente para cubrir la demanda de derivados del petróleo y debe importarlos.

En cuanto a las exportaciones (el consumo interno es muy reducido, aprox. 62 kb/d), la mayor parte se exporta a EEUU (30 por 100), China (30 por 100)⁸, Francia (10 por 100) y en menor me- ▷

⁸ Según datos de la BP Statistical Review of World Energy, junio 2010, Angola es el primer proveedor de China, por delante de Arabia Saudí.



da a Italia, Corea, España y Japón. Cada vez es mayor la financiación procedente de China lo que conlleva que las exportaciones se estén redirigiendo a los mercados asiáticos.

Está muy avanzada la construcción de la planta de licuefacción Angola LNG Limited, cuyos accionistas son Sonangol (22,8 por 100), Chevron (36,4 por 100), Total (13,6 por 100), BP (13,6 por 100), y Eni (13,6 por 100), utilizando las reservas de Cabinda Association y de los bloques 14, 15, 17 y 18 (Mapa 3), así como de los campos de gas no asociados (campos de Quiluma, Enguia North, Atum y Polvo). El primer envío de gas natural se espera para principios de 2012 y será entregado al mercado estadounidense a través de la terminal de regasificación Clean Energy, desarrollado por Gula LNG Energy LLC.

Angola está haciendo un progreso constante en la gestión de la recuperación de la caída de los precios

del petróleo que se desencadenó por la crisis económica mundial. El tipo de cambio se ha estabilizado, las reservas se están reconstruyendo y su posición fiscal se reforzó tras frenar los niveles de gasto. Las expectativas de crecimiento a medio plazo son favorables (nuevos campos petrolíferos⁹ y proyectada una nueva planta de GNL). La petrolera estatal brasileña Petrobrás anunció el hallazgo¹⁰ de una nueva reserva de petróleo en aguas del litoral de Angola (ya había anunciado el hallazgo de otras dos reservas con un potencial de extracción de 1,6 kb/d y 6,4 kb/d en ese mismo bloque). Los cálculos preliminares ▷

⁹ Según el Ministerio de Petróleo de Angola se terminó, en febrero de 2011, la perforación del Poço Castanha 3 en el Bloque Canbinda Sul y W-11 en el Bloque 15/06; ambos con resultados positivos y continúan las perforaciones de los pozos Quilume- 4 en el bloque 2 y Mos-3 en el bloque 33.

¹⁰ El hallazgo fue efectuado en un bloque que Petrobrás explora en colaboración con la firma de hidrocarburos italiana ENI (35 por 100) y la francesa Total (15 por 100), entre otras.

que maneja la compañía revelan la existencia de unos 500 millones de barriles de petróleo de alta calidad. Por otra parte, el proyecto Clov (Cravo, Lirio, Orquídea y Violeta) prevé el desarrollo de cuatro campos petrolíferos en el bloque 17.

Sonangol proyecta construir una refinería en la región de Lobito con una capacidad de 200 kb/d. Según información del Ministerio de Hidrocarburos de Angola, de octubre de 2010, la empresa sudáfricana Petrosa está estudiando una *joint venture* con la angoleña Sonangol para la construcción y gestión de refinerías de petróleo, así como la propia exploración en el país. Sudáfrica también está interesada en importar petróleo y gas natural licuado de Angola.

5. Congo (Brazzaville)

La República Democrática del Congo es el cuarto productor de crudo de África Subsahariana, con una producción estimada en 2009 y según BP, de 274 kb/d contando con unas reservas de 1.900 millones de barriles, equivalente a 19,4 años al ritmo de producción actual.

Los operadores son Total (70 por 100), Eni Zetah, CMS Nomeco y Congorep.

Las exportaciones congoleñas, compuestas en un 92 por 100 de petróleo, se han quintuplicado durante los últimos cinco años, debido al buen comportamiento del precio del crudo y al aumento de la producción. El valor de las citadas exportaciones de petróleo fueron de 12,9 millones de toneladas en 2008 (último año para el que hay datos) según el BEAC.

El país tiene una refinería situada en Pointe Noire con una capacidad de producción de 1 millón de toneladas (la producción real es una cuarta parte). La Coraf (Congolaise de Raffinage) es la única refinería operativa en Congo.

6. Gabón

Gabón ocupó en 2009 la quinta posición dentro de los productores petrolíferos en África Subsaha-

riana tras Nigeria, Angola, Guinea Ecuatorial, y Congo, con un nivel de producción de 229 kb/d. El país cuenta con unas reservas de 3.700 millones de barriles, equivalente a 44 años al ritmo de producción actual.

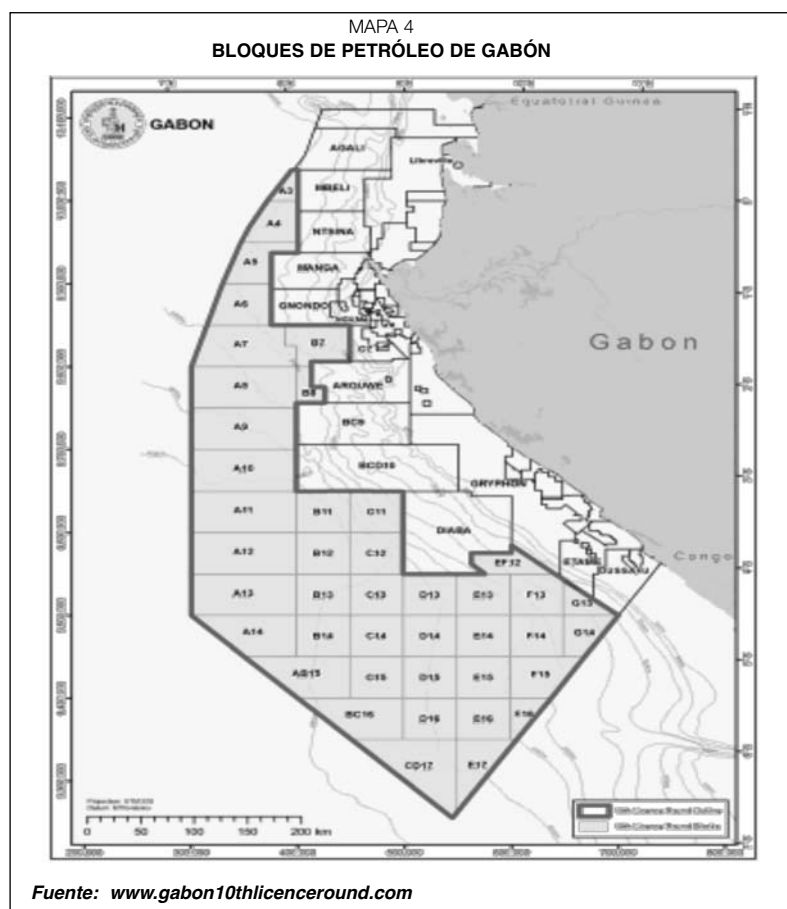
El país cuenta, actualmente, con unos 30 campos de producción, tanto *onshore* como *offshore*. Las estimaciones para los próximos años describen una estabilización de la producción en torno a los 230 kb/d puesto que algunos descubrimientos (puesta en producción de los campos Onal y Omko cuya producción diaria conjunta se cifra en torno a 15 kb/d) han compensado la decadencia de los campos históricos de Rabi y Langostino.

Gabón cuenta con siete productores de petróleo. Total Gabón (Francia, 85 kb/d) seguido de Shell (Holanda, 50 kb/d), Perenco (Francia, 47 kb/d), Marathon (EEUU, 26 kb/d), Vaalco (EEUU, 15 kb/d) y Antílope Addax (Canadá, 6 kb/d).

A principios de octubre de 2010, el grupo Total y Shell renovaron, por veinte años más, sus contratos de explotación y producción conjunta en Coucal y Avocette-Dianongo (Mapa 4).

Al mismo tiempo, se contabiliza la presencia de 11 compañías, actualmente en fase de exploración: Sino Gabon Oil and Gas y Sinopec Overseas (China); Sasol (Sudáfrica), Forest Oil (Estados Unidos), Sterling Oil (Australia). En diciembre de 2008 se asignaron al grupo Eni (Italia) nuevos bloques petrolíferos; se trata de seis contratos petrolíferos de exploración y producción, referentes a bloques con una superficie global de más 7.300 km². Por su parte, la compañía estadounidense Harvest Natural Resources va a comenzar la perforación del pozo Ruche Marín-A para continuar con la segunda fase de exploración de petróleo en Dussafu, al sureste de Gabón.

En relación a las exportaciones de petróleo, EEUU permanece como el principal destinatario absorbiendo cerca de un 63,5 por 100 del total, seguido de Asia (21 por 100) y Europa (11 por 100). España ha aumentado sus importaciones de hidrocarburos de Gabón en un 58,7 por 100 en el período 2000-2010 alcanzando éstas un valor de 433 miles de toneladas en el último año; cuestión que es ▷



importante señalar pues para el mismo período y en un contexto de crisis global las importaciones españolas han sufrido de media caídas del 40 por 100 en África.

Por otra parte, hay una refinería en Port Gentil y tiene una capacidad de producción de 1,2 millones de toneladas. El bruto tratado procede del país y es conducido por un oleoducto desde las terminales petroleras situadas en Cabo López. La empresa Sogara (Sociedad Gabonesa de Refinado) tiene el monopolio sobre la importación y exportación de productos refinados.

Existen incertidumbres para continuar con una dinámica de exploración que vaya sustituyendo los actuales campos productores a medida que se vayan agotando. La exploración *offshore* ofrece oportunidades, pero los elevados costes de explotación son un problema para que los grandes grupos adquieran la licencia para explorar dichos bloques. En el año 2010 arrancó la licitación de bloques libres

en aguas profundas y paralelamente se llevó a cabo un plan de *marketing* en París, Houston, Singapur, Londres y Calgary a fin de que los inversores valoraran las opciones de comercialización de la producción.

7. Chad

Chad es otro de los pequeños productores de petróleo del Golfo de Guinea, con 118 kb/d de acuerdo a BP en el año 2009, disponiendo de unas reservas petrolíferas de 900 millones de barriles, equivalentes 20,9 años al ritmo de producción actual. El operador es un consorcio constituido por Exxon Mobil (40 por 100), Petronas (35 por 100) y Chevron Texaco (25 por 100).

La producción es *onshore* en la cuenca del Doba, y su exportación se efectúa por medio de un oleoducto de 1.070 km que une Komé a la terminal ▷

flotante de Kribi y está gestionado por TOTCO (Tchad Oil Transportation Company) y COTCO (Camerún Oil Transportation Company).

La CPC (Corporación China de Petróleo) acaba de anunciar el hallazgo de nuevos descubrimientos de petróleo que cuentan con un potencial de producción diaria de 9.800 barriles de crudo ligero de alta calidad y 35.000 metros cúbicos de gas natural (según estimaciones de la compañía).

8. Ghana

Ghana es una de las potencias petrolíferas emergentes en la región con una producción prevista en agosto de 2011 de 120 kb/d (a fecha de redacción de artículo ascendía a 80 kb/d).

En 2007, un consorcio integrado por Cosmos, Tullow y Anadarko anunció el descubrimiento de petróleo frente a las costas del país, en West Cape Three Point. El 15 de diciembre de 2010 comenzó la producción de 55 kb/d en el campo Jubilee, *offshore*, a 65 km de la costa de Takoradi que se divide en tres bloques geográficos (Shallow Water Tano, Deep Water Tano y West Cape Three Points), operado por el consorcio Kosmos Energy (23,49 por 100, EEUU), Anadarko Petroleum (23,49 por 100, EEUU), Tullow Oil Plc. (34,7 por 100, angloirlandesa), Sabre Oil and Gas Limited (2,81 por 100, EEUU) y E.O Group (1,75 por 100, Ghana-EEUU) junto con la compañía nacional Ghana National Petroleum Corporation (13,75 por 100).

Del campo Jubilee se estima (según la GNPC, Ghana National Petroleum Corporation) que se podrán extraer entre 650 y 2.000 millones de barriles de crudo y 22,6 bcm de gas natural. El Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial proyectan unas ganancias de unos 20.000 millones de USD sobre un periodo de producción de 19 años (2011 a 2029).

La GNPC y el Gobierno han firmado acuerdos con 11 empresas para operaciones de exploración de petróleo y gas en las costas entre Kenta, Tano y Saltpong (Devon, Tullow, Gasop Oil entre otras).

Otras 40 empresas han mostrado su interés en estas operaciones.

9. Camerún

Camerún es un productor menor en comparación con Nigeria, Guinea Ecuatorial o Angola, y en relativa decadencia. Con el fin de frenar esta tendencia Camerún promulgó en 1999 un Código del Petróleo, con medidas destinadas a incentivar la llegada de empresas extranjeras para el desarrollo del sector y a flexibilizar la negociación de los tipos de contratos del sector: reparto de concesión y producción.

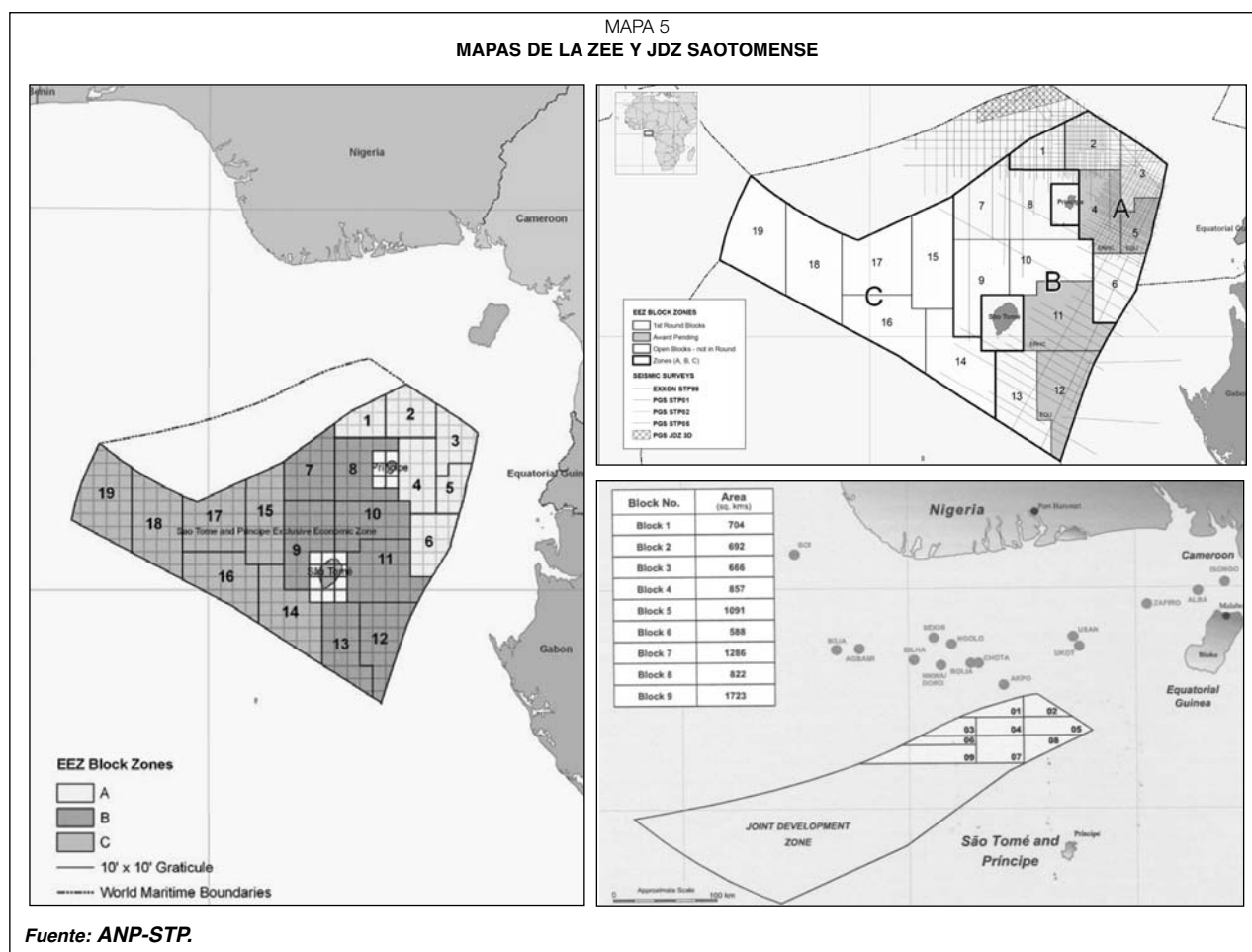
El nivel de producción es de 73 kb/d y se concentra en dos zonas: la cuenca del río Rey, que proporciona el 90 por 100 de la producción nacional a partir de 55 campos y la cuenca de Douala/Campo Kribi.

El grueso de las exportaciones de Camerún se destina a Europa, seguida de EEUU. Para España, este país es un importante proveedor de hidrocarburos por detrás de países como Guinea Ecuatorial o Nigeria. En 2010 importó 96,42 mil toneladas (Estacom, 2011).

La refinería de Limbe, al norte de Douala, tiene una capacidad de producción de 2 millones de toneladas y pertenece a la empresa estatal Sonara, participada en un 20 por 100 por Total. El 90 por 100 del crudo proviene de Nigeria, 5 por 100 de Camerún y 5 por 100 de Guinea Ecuatorial. La mitad de la producción se exporta a otros países de la CEMAC (Guinea Ecuatorial, Congo, República Centroafricana y Chad).

Por otra parte, la SNH (Sociedad Nacional de Hidrocarburos) ha firmado un contrato para suministrar e instalar en la localidad camerunesa de Kribi la planta de producción eléctrica a gas de mayor potencia de toda África. La central eléctrica suministrará energía a todo Camerún; un país con una creciente demanda energética, buena parte de la cual es insatisfecha y cubierta con centrales hidroeléctricas.

La SNH y la Caja de Estabilización de Precios de Hidrocarburos (CSPH) construirán en Kribi ▷



tres esferas de almacenamiento de gas con una capacidad acumulada de 8.000 metros cúbicos. El objetivo es aumentar la limitada capacidad de almacenamiento de la Sociedad Camerunesa de Depósitos Petroleros (SCDP). La segunda fase del proyecto será en las ciudades de Douala, Yaoundé, Ngaoundere y Maroua.

Por otra parte, la SNH se asoció con GDF Suez para desarrollar un tren de licuefacción de GNL (según US Energy, las reservas estimadas son de 140 bcm), que haría de Camerún el cuarto país exportador de dicho producto de la cuenca atlántica, tras Trinidad y Tobago, Nigeria, Guinea Ecuatorial y Angola. En 2008 se llevó a cabo un estudio de viabilidad y en diciembre de 2009 se anunció la licitación para la ingeniería. El proyecto, de confirmarse, podría estar concluido en 2016. La exportación de GNL requeriría la construcción de una unidad FPSO.

Rodeo Resources, Tradex y SNH estudian desarrollar el campo de gas de Logbaba para suministrar a las industrias implantadas en la zona de Bassa, en Douala. Victoria Oil & Gas ha informado sobre su proyecto de gas en la zona, revelando que las reservas probadas se han incrementado en casi cinco veces, hasta los 49.00 mmpc. También se contempla la producción de GLP en este campo.

10. Santo Tomé y Príncipe

La República de Santo Tomé y Príncipe es un pequeño país-isla del Golfo de Guinea, frente a la costa gabonesa. A pesar de estar rodeada de países productores y de llevar varios años de exploración petrolífera, todavía no ha conseguido descubrimientos de entidad ni existen inversiones en producción comprometidas, de manera que una eventual puesta en producción sería como mínimo en 2016. ▷

Existen dos zonas de exploración: la Zona Económica Exclusiva (en adelante ZEE) y la Zona de Desarrollo Conjunto con Nigeria (en adelante JDZ, Joint Development Zone). Esta última está desarrollada por ambos países repartiéndose las inversiones, gastos e ingresos en un 40 por 100 para Santo Tomé y un 60 por 100 para Nigeria. Dicha zona cubre un área de 35.000 Km cuadrados y se encuentra ubicada al sudeste del complejo del Delta del Níger (Mapa 5). Está dirigida por un consejo de administración formado por 2 directores de Santo Tomé y otros 2 de Nigeria, ejerciendo uno de ellos de presidente con rotación anual por país (2010 corresponde a Nigeria, 2011 a Santo Tomé).

En cuanto a la JDZ, se divide en 6 bloques de exploración, adjudicados a través de 2 licitaciones. De acuerdo a la información suministrada por la Agencia Nacional de Petróleo de Santo Tomé (ANP-STP), en la actualidad 4 bloques disponen de contrato firmado: bloque 1 para Total (antes Chevron-

Texaco); bloques 2 y 3 para Sinopec; bloque 4 para la suizo-canadiense ADDAX. Los bloques 5 y 6 no están firmados. No existen todavía resultados de la exploración en dichos bloques, por lo que todavía no se sabe si se irá a una segunda fase ni si se podrá producir comercialmente. No obstante, la cercanía con campos de producción nigerianos ofrece ciertas esperanzas de que el potencial de explotación comercial es real.

En cuanto a la ZEE, de acuerdo a la ANP-STP, el 10 de marzo de 2010 comenzó la licitación pública internacional para acceder a la explotación de los bloques. El proceso se prolongó hasta el 15 de noviembre (con 2 meses de extensión adicional). El 23 de diciembre se abrieron las ofertas con el resultado de Afex Global (bloque 2), OG Engineering, SA (bloque 3, 2, 1), Oranto Petroleum (bloques 3, 6) y Overt Energy (bloques 6, 3, 8). Para el resto de bloques no hubo oferta. A fecha de redacción de este artículo no se conoce el resultado del proceso.