

**DOCUMENTS DE TREBALL
DE LA FACULTAT DE CIÈNCIES
ECONÒMIQUES I EMPRESARIALS**

Col·lecció d'Economia

E08/198

Petróleo y gas en África: viejas realidades, nuevos escenarios

Aurèlia Mañé Estrada (G.A.T.E.)

Adreça correspondència:

Departament de Política Econòmica i Estructura Econòmica Mundial
Facultat de Ciències Econòmiques i Empresarials
Universitat de Barcelona
Avda. Diagonal, 690
08034 Barcelona

La descripción de actores energéticos que se presenta en este texto forma parte de un proyecto de investigación más amplio financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia (SEJ2005-08867-C03-03)

Abstract: This year a lot has been said about the new role of the hydrocarbons of Africa. The mainstream discourse talks about an oil rush or an African oil scramble, which will unavoidably lead to a bipolar confrontation between China and the United States, for the control of the oil's resources in the African subsoil continent. Thus, the purpose of this text is, in first place, to carry out a descriptive analysis that will help to test the hypothesis of this African oil scramble. Secondly, with the obtained results, the text will show the pros and the cons for this phenomenon leading to a Chinese- American confrontation. Finally, this speculation will lead us to conclude that there is enough evidence to argue that the African hydrocarbons' game might take place in a scenario featured by the multilateralism.

JEL Classification: F23, F59, Q34, Q33

Keywords: african oil scramble, oil and gas majors, geo-energy

Resum: En els últims temps es parla molt del nou paper dels hidrocarburs d'Àfrica, fins i tot s'al·ludeix a un oil rush o a un african oil scramble , que inevitablement desembocarà en una confrontació bipolar entre la Xina i els Estats Units, pel control de les reserves de petroli del subsòl del continent africà. Així, el propòsit d'aquest text és, en primer lloc, realitzar una anàlisi descriptiva que ajudi a valorar la hipòtesi d'aquest african oil scramble. A continuació, amb les dades obtingudes, es discutirà sobre la possibilitat de que aquest fenomen desemboqui en un escenari de confrontació chinoamericana. Aquesta especulació ens durà a concloure que hi ha suficients indicis per a argumentar que el joc petrolífer africà podria desenvolupar-se en un escenari marcat per la multilateralitat.

1. Análisis descriptivo

En este primer apartado nos proponemos analizar cómo han evolucionado las cifras básicas de producción, reservas y exportaciones de petróleo africanas. Para ello el análisis descriptivo parte, cuando es posible, de la década de los ochenta. Se ha escogido este periodo de casi treinta 30 años porque permitirá mostrar que el protagonismo del petróleo africano no es un fenómeno nuevo. Sin embargo, el olvido de ese hecho se debe a que, al igual que en los años “duros” de auge de la globalización África fue la gran olvidada, se otorgó un mayor protagonismo al petróleo de otros territorios que se integraban en el mundo de la acumulación capitalista, ignorando así el petróleo africano. De hecho hay autores, que siguiendo a Castells, argumentan que el efecto del *scramble* reconfigura el espacio africano en el contexto de la globalización, después de que se le hubiera excluido (Carmody y Owusu, 2007).

1.1. Producción, reservas y exportaciones

Los cuadros 1 y 2 muestran cómo ha evolucionado en términos absolutos la cantidad de petróleo producida y las reservas probadas. Salvo la producción de Libia, cuya reducción se debe al bloqueo que experimentó este país a raíz del caso *Lockerbie*, y el caso de Túnez, que de productor menor se ha convertido en importador neto, los dos cuadros muestran que se ha producido un significativo incremento tanto de la producción como de las reservas probadas de crudo.

Como media, desde 1980 la producción de petróleo del subsuelo africano se ha incrementado un 56%, mientras que las reservas casi se han duplicado. Por países, esta evolución es irregular. Mientras el primer productor de petróleo del continente, Nigeria, ha incrementado su producción en un 18.7%, Angola,

actualmente el cuarto productor, ha multiplicado por más de ocho la extracción de crudo. Cuando nos referimos a las reservas, los incrementos parecen más espectaculares, pero hay que tener en cuenta que en los pequeños productores los niveles de partida eran realmente bajos; no así en los casos de Libia, Nigeria y Argelia.

A pesar del aumento de las cifras absolutas que reflejan los cuadros cabe decir, que el fenómeno petrolífero en África es viejo, ya que en el periodo colonial, *Shell-BP*, en 1914, obtuvo las primeras licencias en Nigeria. Más tarde, la Compañía Francesa de Petróleos logró el control sobre los yacimientos de hidrocarburos del Gabón y Argelia. Esa actividad llevó a que en 1950 los yacimientos africanos produjeran el 0,5% del total mundial. Más tarde, a finales de los sesenta el porcentaje se situó entre el 9-11%, siendo la cuota que se ha mantenido hasta mediados de la década actual, aunque en los últimos años tiende a situarse por encima del 12%. En 2006, sobre un total de 3.914 millones de toneladas que se produjeron en el mundo, el 12,1% tenía su origen en el subsuelo africano (BP, 2007). Por esta razón Frynas y Paulo (2007), argumentan que el verdadero cambio en la “carrera” petrolífera africana se produjo en los años sesenta y no tanto en la actualidad.

Ante esta afirmación, en las páginas que siguen presentamos otras variables que muestran los cambios se han producido en el espacio *geo-energético* africano y cuáles de esos cambios autorizan a argumentar que en África se está produciendo un nuevo *oil scramble*.

Cuadro 1: Evolución de la producción de petróleo en África (millones de toneladas)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	(%) Variación 1980-2006
Nigeria	102,3	74,5	90,1	99,2	107,8	130,8	121,5	18,7
Argelia	55,1	51,6	58,5	59,8	62,4	89,5	90,3	64,0
Libia	89,0	52,7	68,5	69,2	70,2	81,3	83,7	-5,9
Angola	7,5	11,5	23,7	32,2	37,2	62,3	70,4	842,0
Egipto	29,6	44,2	43,5	45,8	38,3	32,8	31,8	7,4
Sudán	-	-	-	-	9,3	17,4	18,8	
Guinea Ecuatorial	-	-	-	0,2	8,3	19,1	18,2	
Congo	3,2	6,0	8,2	9,4	13,9	11,4	12,0	271,7
Gabón	8,7	8,6	13,4	18,2	15,7	13,3	11,8	35,5
Chad	-	-	-	-	-	8,8	7,9	
Camerún	2,9	9,2	8,0	5,5	4,2	4,1	4,3	49,0
Túnez	5,5	5,7	4,6	4,4	3,9	3,7	3,8	-30,5

Fuente: EIA, *Country Energy Profiles*.

Cuadro 2: Evolución de las reservas probadas de petróleo en África (mil millones Tm)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007	(%) Variación 1980-2006
Libia	3,20	2,87	3,11	3,11	4,02	5,31	5,33	5,65	76,6
Nigeria	2,37	2,28	2,18	2,44	3,07	4,81	4,89	4,93	108,0
Argelia	1,14	1,23	1,25	1,25	1,25	1,61	1,55	1,68	46,4
Angola	0,16	0,25	0,27	0,74	0,74	0,74	0,74	1,09	566,7
Egipto	0,42	0,44	0,61	0,45	0,40	0,50	0,50	0,50	19,3
Gabón	0,07	0,07	0,10	0,18	0,34	0,34	0,34	0,27	300,0
Chad	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	
Congo	0,05	0,07	0,11	0,11	0,20	0,20	0,20	0,22	300,0
Sudán	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,08	0,08	0,68	1566,7
Camerún	0,01	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	300,0
Túnez	0,31	0,20	0,25	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	-82,6

Fuente: EIA, *Country Energy Profiles*

a) Aumento de las regiones con yacimientos

Un cambio importante que se observa en los dos primeros cuadros es el surgimiento de *nuevos productores*¹, de modo que en los últimos años se han ido añadiendo países a la lista de los países petroleros africanos. El cuadro 3 muestra cómo ha aumentado la dispersión geográfica de la producción en el continente. Este ha sido un cambio importante, ya que como se observa en el

¹ Empleamos este término porque existe cierto acuerdo sobre su uso. A pesar de ello, creemos que lo correcto es emplear la expresión países con territorios ricos en hidrocarburos, o bien el término países extractores.

cuadro 1, en los últimos años, se han incorporado a la lista de productores africanos, Sudán, Guinea Ecuatorial y el Chad. Por ello, la evolución de los coeficientes de Herfindal² indica que su valor ha ido disminuyendo, a pesar de que la variación en esta dispersión geográfica no es espectacular, lo cual se explica porque los nuevos *productores* todavía son pequeños. De hecho, la producción de Nigeria, Libia, Argelia y Angola, es decir, los cuatro países africanos que pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), representa más de las tres cuartas partes del actual petróleo africano, más de las tres cuartas partes de las exportaciones hacia los países de la OCDE (IEA, 2008) y casi el 90% de las reservas probadas de 2007.

Esa relativa mayor dispersión geográfica constituye un hecho significativo, aunque coexista con una fortísima concentración de la producción. De hecho, lo que se trasluce en textos como Carmody y Owusu (2007) y Yi-Chong (2008) es que es la expectativa que genera el hecho de que aparezcan nuevos productores en la zona del Golfo de Guinea, lo que representa un cambio en el papel del África en la escena energética internacional. Además, se especula con el futuro peso relativo de la producción africana en la escena petrolífera mundial. De hecho, es previsible que, de mantenerse la tendencia del último lustro -con incrementos anuales de la producción y de las exportaciones de petróleo, del 4,9% y del 4,7%, respectivamente- la cuota mundial del crudo africano en el mundo rebase el 12,1% actual. Esta idea, que posteriormente se desarrolla con mayor detalle, queda contrastada con los datos del número de proyectos previstos entre 2007 y 2011. Se estima que el Golfo de Guinea se convertirá en el *mayor mercado offshore del mundo* Maksoud (2007a).

² Este coeficiente mide el grado de concentración o dispersión de una determinada variable. Su valor va de 1 a 0. Siendo 1 el máximo grado de concentración y 0 el de dispersión. Es la suma de los cuadrados de peso del valor de la variable X_i / valor total.

Cuadro 3: Evolución de los coeficientes de Herfindal de África

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006
Herfindal producción crudo	0.244	0.192	0.189	0.187	0.175	0.169	0.165
Herfindal X netas crudo	0.262	0.199	0.198	0.193	0.190	0.189	0.186
Herfindal reservas petróleo	0.291	0.270	0.260	0.253	0.272	0.293	0.287
Herfindal producción Gas	0.436	0.560	0.553	0.522	0.497	0.357	0.323
Herfindal X netas gas			0.923	0.926	0.827	0.543	n.d.
Herfindal reservas gas	0.447	0.406	0.333	0.311	0.303	0.292	0.295

Fuente: EIA, *Country Energy Profiles* y elaboración propia

Esas expectativas optimistas hacen que las estimaciones del International Energy Outlook (IEA, 2007) indiquen que se espera que, al final del periodo de proyección, la producción *offshore* de África Occidental aumente su producto en 1,1 millones de barriles al día, es decir, en unos 55 millones de toneladas. Este optimismo se está traduciendo en la proliferación de nuevos contratos que se extienden desde África Occidental hasta Kenia, Tanzania y Mozambique (Maksoud, 2007b). Por todo ello, los analistas creen que, cuando se mejoren las técnicas prospectivas y se explore en el conjunto del continente africano, sus territorios se convertirán en los primeros en incrementos de reservas y producción; sólo por detrás de Oriente Medio.

El corolario del surgimiento de estos nuevos productores es que se ha producido una modificación conceptual de lo que los analistas entienden por “África” en términos energéticos. Hasta hace relativamente poco se consideraba que en el continente existían dos regiones petroleras: el Norte, sobre todo los países de la OPEP (Argelia y Libia), que geo-energéticamente pertenecía o era una extensión de Oriente Medio; y Nigeria, país africano “de pura cepa” (también miembro de la OPEP) cuyo funcionamiento no era el propio de una *economía petrolera* (Mañé i Borrás, 2000), sino que era más acorde al de una *república petrolera* transnacionalizada (Mañé, 2003).

Hoy en día, con el ascenso a la escena petrolífera mundial de cualquier productor –pequeño o grande- y con unos precios del crudo en constante aumento, el espacio geo-energético africano está en transformación. Todavía no está claro cuál será su composición definitiva, pero dos impulsos operan en

sentido contrario, planteando dos posibles modelos de organización institucional del petróleo africano. Por una parte, parece haber una cierta reorganización en torno de la OPEP, puesto que en 2007 Angola entró en ella como *miembro pleno*, un hecho que no ocurría desde hacía tres décadas, mientras que Sudán solicitó el estatus de observador en 2001. Pero, por otra parte, los análisis hablan de un espacio energético propio en África occidental, que también englobaría a Nigeria y Angola. En este caso -al contrario del marco institucional de los países de la OPEP- cabría referirse a una baja estatalización, con escasa regulación energética, exigua fiscalidad y voluntad creciente de atraer inversión extranjera; a pesar de que existen algunas dudas sobre la seguridad legal y física de las inversiones (Feller, 2007). Esta es una de las grandes incógnitas de la zona, puesto que parte de esta inseguridad está vinculada a unos Estados débiles que, igual que hoy favorecen a los inversores extranjeros, en caso de una crisis de legitimidad, pueden modificar el rumbo de la política energética del país.

Por todo ello, una primera conclusión es que el significativo incremento de la producción y de la estimación de las reservas probadas en términos absolutos tiene una escasa relevancia en términos relativos. Hoy por hoy, el grueso de la producción y de las importaciones sigue concentrado en los cuatro países africanos que son miembros de la OPEP. No obstante, en un contexto de profusión de potenciales regiones productoras, ello podría indicar un cambio en el papel que África podrá jugar en la escena energética mundial, aunque para que este cambio se materialice es necesario que dos de las mayores incertidumbres de la zona se clarifiquen. Éstas son dos, las capacidades reales de producción y de exportación, y el marco de organización institucional del sector petrolero africano.

b) Mayor importancia del gas

El cuadro 3 incluye también datos de dispersión de la producción, exportación y reservas de gas. En este caso los cambios son más pronunciados; lo que cabe interpretar como que se ha diversificado el origen de la producción africana; especialmente para el caso de las exportaciones. De hecho, los cuadros 4 y 5 ayudan a comprender que los cambios en el ámbito del gas son mayores que en el petróleo, a pesar de que la producción todavía esté más concentrada que en el caso de los crudos. Como se desprende del cuadro 4, los primeros cuatro países representan el 97% del gas africano.

El peso de esa producción de gas africano en el total mundial ha pasado del 0,3% en 1980 a casi el 6,2% en 2006 (BP, 2007). Este cambio se traduce en aumentos muy significativos de la producción de gas en todos los países (cuadro 4), aunque por su volumen absoluto hay que resaltar el crecimiento de Argelia, Egipto y Nigeria. En conjunto, según las estimaciones del International Energy Outlook (EIA, 2007) la proyección para 2030 es que la producción de gas natural supere en unos 280 mil millones de metros cúbicos la registrada en 2004.

La concentración de la producción que refleja dicho cuadro tiene su traducción en la fortísima concentración de reservas en Nigeria, Argelia, Egipto y Libia; siendo realmente significativo el peso de las reservas de los dos primeros países. De hecho, en el resto de territorios o bien las reservas de gas son escasas o no se conocen porque no se han llevado a cabo las prospecciones adecuadas; incluso en algunos territorios, como los de Camerún y Túnez, se están acabando.

Así, los datos de los cuadros 4 y 5 señalan el fuerte crecimiento de la producción y las reservas de gas en la región. Incluso, en dos de los países del norte, Argelia y Egipto, el auge gasístico ha sido mucho mayor que el petrolífero. De hecho, en la actualidad la relevancia de Argelia y Egipto en la

escena energética internacional se debe fundamentalmente a su papel como exportadores de gas (Mañé, 2008). También Nigeria puede adquirir relevancia en este ámbito si los actuales proyectos de gasoducto se acaban concretando, mientras que en Libia están pendientes nuevas prospecciones.

Resumiendo, la conclusión de este apartado es que en la actualidad el papel que los territorios africanos jugaran en el futuro gasístico mundial no acaba de estar claro. De hecho, llama la atención que, emulando lo que ocurre con el petróleo, no se hable de la *gas scramble*, si se tiene en cuenta el crecimiento relativo –respecto al petróleo- del consumo mundial de gas y la relevancia que han adquirido como productores de gas Argelia y Egipto. Probablemente, se deba a que las características de transporte y almacenamiento del gas dificultan la creación de mercados mundiales y potencian los intercambios regionales (Mañé, 2006). Desde este punto de vista, geo-energéticamente, el gas africano está vinculado fundamentalmente a Europa.

Este último hecho, junto con el indicado en el epígrafe anterior sobre el petróleo, será un elemento adicional a tener en cuenta cuando en el segundo apartado se valoren los escenarios de futuro de los territorios africanos en el concierto energético mundial.

Cuadro 4: Evolución de la producción de gas natural en África (miles de millones de m³)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	(%) Variación 1980-2006
Argelia	11,6	38,5	50,5	58,0	83,1	87,9	86,9	647,5
Egipto	0,8	4,9	8,1	12,4	18,3	42,4	52,7	6.115,3
Nigeria	1,1	3,1	3,7	5,2	12,4	22,4	28,2	2.534,7
Libia	5,1	5,1	6,2	6,3	6,0	11,3	14,8	190,4
Túnez	0,4	0,4	0,3	0,3	1,9	2,5	2,7	651,2
Guinea Ecuatorial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3	
Angola	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	207,6
Congo	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	740,0
Gabón	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	40,0

Fuente: EIA, *Country Energy Profiles*.

Cuadro 5: Evolución de las reservas probadas de gas en África (miles de millones de m³)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007	(%) Variación 1980-2006
Nigeria	1.171	1.007	2.472	3.394	3.507	4.977	5.222	5.144	339,4
Argelia	3.730	3.085	3.224	3.620	4.516	4.540	4.540	4.574	22,5
Egipto	85	198	331	545	995	1.654	1.654	1.654	1850,0
Libia	679	599	721	1.295	1.312	1.470	1.489	1.489	119,4
Camerún	-	117	110	110	110	110	110	110	-6,0
Congo	62	60	73	76	90	90	90	90	45,4
Sudán	-	-	85	85	85	85	85	85	
Túnez	170	63	88	30	78	78	78	65	-61,7
Angola	33	47	59	51	46	46	46	57	70,2
Guinea Ec.	-	-	-	37	37	37	37	37	
Gabón	14,1	15,6	15,8	14,1	33,9	33,9	33,9	28,3	100,0

Fuente: EIA, *Country Energy Profiles*

c) El destino de las exportaciones

La coexistencia de un mayor número de actores con un alto grado de concentración de la producción y de las reservas se refleja también en el comportamiento de los flujos de importaciones y exportaciones de crudos de petróleo y gas natural. El cuadro 5 muestra el origen de las importaciones de los compradores “tradicionales” de energía primaria, es decir, los países industrializados de la OCDE, El cuadro recoge dos cuestiones relevantes para el análisis. En primer lugar, aumenta la presencia de los países OPEP-África, frente a los *nuevos productores*, en la composición de esas importaciones, En segundo lugar, llama poderosamente la atención el creciente peso que esas importaciones tienen en América del Norte, junto con la pérdida de relevancia en Europa occidental. Por lo que se refiere a Corea del Sur o Japón los cambios parecen menores.

Así, los datos disponibles apuntan hacia una recomposición interna de las exportaciones africanas de petróleo, Una hipótesis plausible de esta reorganización es pensar que Nigeria y Angola pesan cada vez más en las exportaciones petrolíferas mundiales, mientras Argelia y Libia pierden importancia.

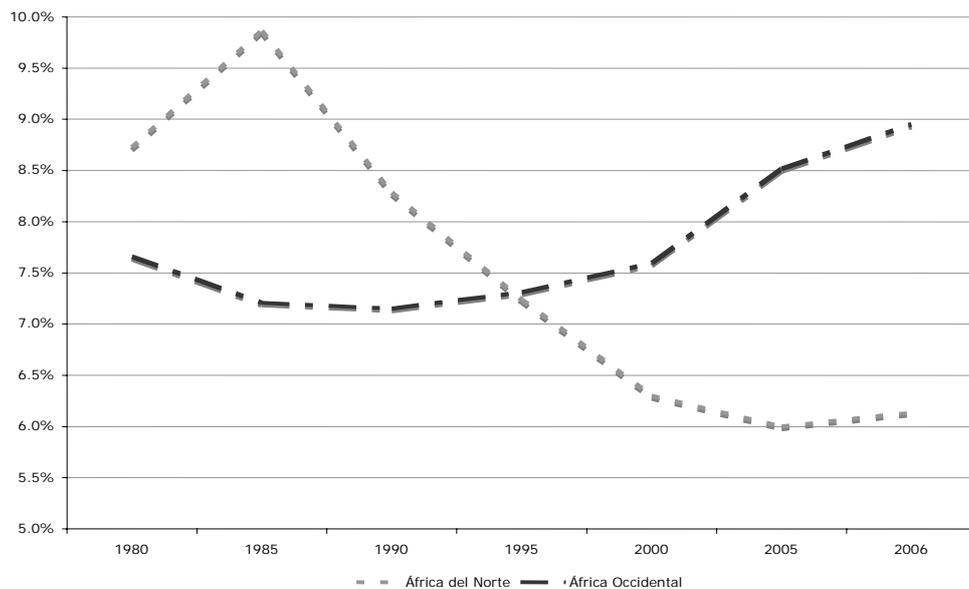
Según la información de la IEA (2008), la participación de África como origen de las importaciones conjuntas de petróleo y gas realizadas por los países de la OCDE parece que tiende a reducirse en los últimos años, aunque todavía es pronto para determinar si esta reducción es un hecho coyuntural o tendencial.

En el caso de las ventas a América del Norte, efectuadas en su mayor parte a Estados Unidos, la cuota que representan en las exportaciones de África se elevó entre 2000 y 2005 hasta el 25,4% para caer después al 12-13% en el último bienio. Al mismo tiempo, las compras realizadas a los cuatro países africanos pertenecientes a la OPEP han incrementado su participación hasta superar el 70%, en detrimento de las que se llevan a cabo en otros países del continente africano. En el caso de las ventas a Europa Occidental, su proporción aumentó levemente en 2005 hasta el 11% para descender después con brusquedad al 4-5%. En este caso, los más afectados han sido los países miembros de la OPEP, ya que antes representaban más de las tres cuartas partes de las compras europeas en el continente y en los últimos años suponen entre el 40-50%. Las ventas a Japón y Corea del Sur reflejan también una caída paulatina de su participación en las exportaciones de África hasta suponer el 20%, manteniéndose que la mayor parte de esas compras siguen realizándose en los cuatro países de la OPEP.

Simultáneamente el gráfico 1 permite observar que el peso de las exportaciones de petróleo africanas en el mundo ha disminuido ligeramente, tras alcanzar su máximo en 1985 con una cuota del 17,1% mundial, mientras que en 2006 su porcentaje era del 15,1%. Este dato es otro de los elementos que ayuda a matizar la idea del “creciente” peso de África en la escena energética mundial, siendo más fecunda la hipótesis de que lo relevante son las expectativas sobre el futuro papel de África. A la vez, el gráfico confirma el cambio que se ha producido en el origen de las exportaciones africanas merced al creciente peso de los países de la región occidental. Si bien, hablando con propiedad, habría

que decir que lo significativo es el descenso del peso relativo de los países de África del Norte, ya que mientras la cuota de la región occidental se ha incrementado levemente del 7,7% al 8,3%, la cuota correspondiente a los países de la región septentrional ha descendido desde su máximo de 9,9% en 1985 hasta el 6,1% en 2006.

Gráfico 1: Evolución del peso de las exportaciones africanas de petróleo en el mundo



Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*

Posiblemente, la conjunción de tres elementos explican ese proceso: el bloqueo de Estados Unidos contra Libia, el creciente peso importador de EE.UU. y China frente a de Europa y la ya apuntada especialización del Norte de África hacia el gas natural.

La modificación de la importancia relativa de las distintas regiones importadoras en las ventas de petróleo africano se presenta en el cuadro 6, referida al destino de las exportaciones efectuadas por los cuatro mayores exportadores africanos que son los pertenecientes a la OPEP. Considerando los datos agregados de los cuatro países se observa cómo la posición comercial de Estados Unidos se redujo durante los años ochenta, pero de nuevo está

volviendo a crecer en la década actual, representando, sucesivamente, el 34 % y 48% de las ventas de esos cuatro países en 2005 y 2006. Esa relevancia de Estados Unidos como destino creciente de las exportaciones de África-OPEP de debe a que: *i)* recupera su papel de socio principal en Argelia, perdido desde los años ochenta; *ii)* re-inicia las compras en Libia, después de que desaparecieron en los años ochenta; *iii)* emergen con fuerza las compras en Angola; *iv)* continúa siendo el mayor comprador del petróleo nigeriano.

La otra región que consolida sus relaciones comerciales es la de Asia, debido tanto a la cuota que ostentan los dos países desarrollados que son miembros de la OCDE (Japón y Corea del Sur), como al ascenso de otros –principalmente China– que en el cuadro 6 se incluyen dentro de “otras regiones”. Desde mediados de los años noventa, Japón y Corea han ido elevando su cuota en las ventas de petróleo de África-OPEP hasta representar el 9-10%, gracias sobre todo a las compras efectuadas en Nigeria, mientras que las importaciones chinas se han centrado en Angola y Sudán.

Por su parte, Europa Occidental se mantiene como un comprador relevante de petróleo africano, pero su importancia relativa es sensiblemente menor que en las décadas anteriores cuando estuvo representando el 60-70% de las exportaciones de África-OPEP, mientras que en los últimos años su cuota es inferior al 40%. En aquel tiempo, Europa fue el socio casi exclusivo de Argelia y de Libia, pero después ha perdido esa posición en las ventas argelinas, a la vez que sigue siendo un socio menor de Nigeria y son reducidas las compras que realiza en Angola.

Cuadro 6. Distribución geográfica de las exportaciones de petróleo de los cuatro países africanos pertenecientes a la OPEP: (%)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006
Argelia							
Total (millones Tm)	715	272	281	333	461	970	947
América del Norte	57,9	8,8	1,9	12,8	13,0	40,2	53,8
Europa Occidental	37,9	82,9	93,5	82,2	76,7	44,8	30,6
Asia-Pacífico	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	2,2
Otras regiones	4,0	8,3	4,6	5,0	10,3	10,6	13,4
Angola							
Total (millones Tm)	333	363	439	567	749	947	1.010
América del Norte	1,5	1,4	1,2	7,5	42,9	50,2	53,2
Europa Occidental	78,7	72,1	59,8	48,2	9,7	13,9	8,8
Asia-Pacífico	0,2	0,1	0,0	0,0	7,0	0,3	3,9
Otras regiones	19,7	26,4	39,0	44,2	40,4	35,7	34,1
Libia							
Total (millones Tm)	1.693	895	1.090	1.120	1.005	1.306	1.426
América del Norte	35,4	0,6	0,0	0,0	0,0	5,0	5,4
Europa Occidental	48,3	88,0	91,2	94,8	98,2	86,9	85,3
Asia-Pacífico	1,5	2,1	0,6	1,8	0,0	6,3	6,8
Otras regiones	14,9	9,3	8,3	3,4	1,8	1,9	2,5
Nigeria							
Total (millones Tm)	1.960	1.333	1.550	1.665	1.986	2.326	2.248
América del Norte	28,2	18,0	53,9	43,5	46,9	42,4	69,9
Europa Occidental	45,6	62,4	39,5	33,0	22,0	21,4	27,3
Asia-Pacífico	1,0	0,1	0,1	9,6	19,1	16,4	2,8
Otras regiones	25,2	19,5	6,5	13,8	12,0	19,8	0,0
Cuatro África-OPEP							
Total (millones Tm)	4.702	2.863	3.360	3.685	4.201	5.550	5.632
América del Norte	33,4	9,6	25,2	22,0	31,2	34,5	47,9
Europa Occidental	47,7	73,6	63,5	58,6	44,1	39,7	39,2
Asia-Pacífico	1,0	0,7	0,2	4,9	10,3	9,1	3,9
Otras regiones	17,9	16,1	11,1	14,5	14,4	16,7	9,0

Elaborado a partir de: OPEP, *OPEC Member Countries' Crude Oil Exports by Destination, 1980-2006*, cuadro 5.

El último elemento que falta por analizar es el de las exportaciones de gas natural. El cuadro 7 confirma el sesgo europeo de esas exportaciones africanas, que se ha mencionado anteriormente, así como el hecho de que los principales vendedores son los países del norte del continente. Esta situación se debe dos factores: la importancia de la distancia en el coste del gas, que convierte a esos países del norte en la mejor opción para Europa, y las escasas infraestructuras de transporte, liquefacción y almacenamiento del gas por parte de los demás países africanos. Si exceptuamos a Argelia y a Egipto, las infraestructuras necesarias para la exportación de los hidrocarburos africanos son extremadamente precarias

y, aunque en los últimos años se han diseñado nuevos proyectos, éstos siguen siendo claramente insuficientes.

Por todo ello, la conclusión de este epígrafe es que, la participación de las exportaciones africanas de petróleo en el total mundial no han progresado desde mediados de los ochenta, pero desde mediados de los noventa sí que se han producido dos cambios significativos. El primero es el mayor peso que adquieren los exportadores de las zonas occidentales frente a los del norte del continente. El segundo es el peso creciente de Estados Unidos y Asia en el comercio de petróleo africano, lo que supone una pérdida de la relevancia que tuvo Europa occidental. Junto a ello, se constata una creciente especialización hacia el gas natural y una mayor relación entre la producción gasífera africana y los países consumidores de Europa, aunque el mantenimiento futuro de esta relación dependerá de las infraestructuras de transporte, licuefacción, regasificación y almacenamiento que se acaben construyendo.

Cuadro 7. Distribución geográfica de las exportaciones de gas natural de África, 2006 (Miles de millones de m³)

Hacia:	Desde						
	GNL				Gasoductos		
	Argelia	Egipto	Libia	Nigeria	Argelia	Egipto	Libia
América del Norte							
Estados Unidos	0,49	3,60		1,62			
México		0,16		0,54			
Europa							
Bélgica	3,35	0,25		0,16			
Francia	7,35	2,30		4,23			
Grecia	0,45	0,04					
Italia	3,00	0,10			24,46		7,69
Portugal				1,97	2,10		
España	2,80	4,80	0,72	7,10	8,62		
Eslovenia					0,44		
Turquía	4,60			1,12			
Reino Unido	2,00	0,96					
Asia-Pacífico							
China							
India	0,08	0,55		0,08			
Japón	0,24	0,80		0,22			
Corea del Sur	0,32	1,25		0,16			
Taiwan		0,16		0,38			

Fuente: BP (2007). *Statistical Review of World Energy*

1.2. Compañías petrolíferas

En el segundo apartado descriptivo se analiza la composición empresarial de los hidrocarburos africanos sobre la que cuadro 8 proporciona una primera aproximación. Los datos del cuadro se refieren a las 100 mayores compañías energéticas del mundo, según la clasificación de la *Energy Intelligence*, que declaran tener producción en África. Esa información es incompleta, puesto que no incluye la producción que se obtiene a través de consorcios o de acuerdos de producción y tampoco recoge a las compañías que están presentes en África aunque sin producción propia. Sin embargo, se trata de una información relevante porque aporta una buena aproximación a la actividad de las principales compañías petroleras que operaban en África en 2006.

Según el cuadro, 19 de las 100 mayores compañías energéticas del mundo declaran producir en África. Así pues, un primer aspecto digno de atención es que prácticamente el 20% de las grandes empresas certifican su presencia productiva en suelo africano. Esas compañías extranjeras generan en dicho continente, el 29,5%, como media de su producción total y, como se viene observando a lo largo del texto, hay una diferencia significativa entre la producción de petróleo y la de gas. Aunque en la actividad global de África el peso del gas es menor que el del petróleo, esa diferencia es muy significativa: el hecho de que el gas producido en la zona occidental por las compañías extranjeras sea del 43,3%, podría indicar que se trata de una apuesta a largo plazo hecha por las principales compañías privadas del mundo, especialmente las europeas, por el gas existente en el África subsahariana.

El segundo aspecto a subrayar es la tipología empresarial que perfila según el cuadro 8. Entre las compañías petroleras mostradas hay tres grupos de actores: las mayores privadas del mundo, las compañías petroleras nacionales (CPN) africanas y algunas empresas energéticas nacionales o públicas de países “emergentes. Según su clasificación mundial (primera columna 1), las compañías privadas transnacionales son mayores que las grandes CPNs africanas (por orden, la argelina Sonatrach, la nigeriana NNPC, la Libia NOC, la egipcia EGPC y Sonagol de Angola); mientras que las posiciones de los países emergentes, se entremezclan con las CPNs y la “segunda división” de las privadas transnacionales.

Otra posible caracterización de esas empresas es la que se deduce de su ratio de integración (segunda columna 2), que expresa la relación entre el porcentaje de actividad que la empresa destina a las actividades relacionadas con el *upstream* y el que destina a las actividades *downstream*. Aparecen fundamentalmente dos tipos de empresas: unas claramente sesgadas hacia la extracción y la exportación de crudo y gas (la mayoría de CPN africanas , la

ONGC de India y Eni) y las orientadas hacia el refino y la producción de derivados (compañías privadas y de las economías emergentes). Las excepciones son la egipcia EGPC y la española CEPSA, si bien dada la escasa producción africana, este segundo caso no aporta información relevante.

Cuadro 8. Principales indicadores de las grandes empresas petrolíferas con producción propia en África, 2006.

Clasificación 2007	Ratio de integración	Compañía	Petróleo Millones de Tm.		Gas Natural Millones de m ³		África en % de producción de la Cia, extranjera
			África del Norte	Africa Occidental	África del Norte	Africa Occidental	
2	39,7	ExxonMobil		33,2			26,0
5	90,5	BP		6,4			5,0
6	52	Shell		18,6		10,7	17,4
8	59,9	Total	6,2	27,4	4,0	7,8	50,2
9	77,5	Chevron		15,6		3,3	19,8
11	429,8	Sonatrach	96,3		230,5		
18	158,5	ENI	10,9	15,4	8,5	5,6	60,8
19	194,8	Petronas	7,0		18,8		32,7
20	352,6	NNPC		774,3		35,8	
22	380,8	Libia NOC	72,1		27,2		
24	55,6	EGPC	17,3		47,5		
30	329,6	ONGC	3,7				11,6
31	19,6	Marathon		2,6			27,2
41	86,6	PetroCanada	2,5				22,6
42	97,6	Hess		2,1			17,2
44	n.d.	Andarako	3,3				33,5
49	n.d.	BG	0,3		5,0		11,8
63	1274,4	Sonagol		24,7			
98	14,6	Cepsa	1,8				100
Total TOP 100			221,2	920,3	341,5	63,1	
Producción de las Compañías extranjeras en África (%)			16,0	13,2	10,8	43,3	29,5

Fuente: Energy Intelligence, *TOP 100 Ranking of the World's oil Companies*

Así pues, la información de las dos primeras columnas revela la existencia de tres tipos de empresa, aunque esta tipología sea imperfecta.

1) La “primera división” de empresas privadas, integradas y transnacionales del mundo que –aunque su principal fuente de actividad sea el *downstream*– desde finales de los noventa han ido requilibrando el peso de las actividades de

su cadena de valor con estrategias de reverticalización productiva y de diversificación geográfica (Mañé, 2001), Desde este punto de vista, el petróleo africano es una fuente más –significativa, sobre todo para ENI (60%), Total (50%) y ExxonMobil (25%)– de esa estrategia de diversificación.

2) Las CPNs africanas en las actividades *upstream* que desarrollan en territorio africano es su principal, por no decir única, fuente de actividad. Ello las convierte en “gigantes con pies de barro”, puesto tienen una gran hipertrofia regional y productiva, ya que son empresas débilmente integradas que no están diversificadas ni productivamente ni territorialmente.

3) Las grandes empresas de las economías emergentes, que en su mayoría presentan rasgos de los dos tipos anteriores, Por una parte, como las privadas extranjeras, los hidrocarburos africanos forman parte de sus estrategias de diversificación de suministro, aunque en ellas sea más difícil de discernir la diferencia entre estrategia empresarial y de consumo nacional; y, por otra parte, son empresas cuyas actividades están más sesgadas hacia el *upstream*.

El panorama descrito se puede complementar con la información del cuadro 9 que muestra –sin detalles de producción o acuerdos– a todas las empresas incluidas en la lista de las 100 mayores empresas del mundo³ de la *Energy Intelligence* presentes en África. Por tanto se refiere a empresas dedicadas a actividades distintas que pueden extraer petróleo o gas mediante sus filiales en África (como en el caso anterior) o bien tener acuerdos de todo tipo (*joint ventures*, acuerdos de producción compartida u otros) para adquisición, exploración, desarrollo o transporte. Por ello, la lista anterior se amplía y permite matizar la tipología de empresas establecida anteriormente, con el fin de

³ Este listado es incompleto. Entre todo tipo de compañías vinculadas al “negocio” petrolero, a partir de los *Country Analysis Brief* de la EIA y de la información que proporciona la WEB africanoiljournal.com, se han detectado 49 empresas en Angola; 15 en Camerún; 6 en Chad; 15 en Congo; 21 en Guinea, 18 en Gabón, 62 en Nigeria,; 31 en Argelia, 42 en Egipto; 39 en Libia; 18 en Sudán y 27 en Túnez.

reflexionar sobre las estrategias “nacionales” derivadas de esta presencia empresarial.

El cuadro 9 clasifica a las empresas extranjeras que operan en África según la región de origen. En una primera aproximación se aprecia que:

a) Las empresas de “primera división” estadounidenses están presentes sobre todo en la zona de África occidental. Esto es particularmente cierto en las dos grandes (ChevronTexaco y ExxonMobil), que sólo en fechas recientes ha acudido a las subastas libias. Guinea Ecuatorial y Camerún son destinos de todas las empresas estadounidenses, aunque el grueso de su producción se concentra en Nigeria y Angola. Un caso atípico es Perenco, formada por Tullow, Sasol, Amerada Hess y MPDC, que es una de las primeras productoras africanas y, en este sentido, tiene un comportamiento similar a las “grandes”. En cambio, las empresas estadounidenses de “segunda división”, sí apuestan por zonas que hasta fechas bien recientes habían sido consideradas periféricas –en términos energéticos– como Sudán. En la mayoría de los casos, esta presencia se produce mediante la firma de acuerdos de producción compartida (ACP).

b) La clasificación de las empresas de Europa continental no es tan evidente, surgiendo dos tipologías de forma clara pero que no incluye a la totalidad. El primer grupo incluye a las empresas de pasado colonial y que, por otra parte, forman parte del selecto club de las cinco mayores del mundo (Total y Shell), además de ENI que otra vez es una excepción. Esas tres compañías están presentes en el conjunto del territorio africano. El segundo grupo de empresas europeas centra básicamente su actividad en la región del norte. Por último, entre los inclasificables estarían los casos de la noruega Statoil-Norsk, que probablemente por las estrategias separadas que llevaban a cabo de ambas resulta difícil catalogarla en un grupo concreto, así como BP, cuya reducida presencia –en África, comparada con su presencia mundial, se puede explicar por las alianzas históricas con la compañía Shell. Entre ese conjunto de

empresas europeas, Argelia es el destino preferido de todas ellas, seguido de Libia y Egipto. Al mismo tiempo, la larga historia de las relaciones petroleras europeo-africanas explica la diversidad de acuerdos y alianzas empresariales.

c) Las empresas rusas y chinas están mucho más presentes en la región del norte que en la región occidental, puesto que en ésta su presencia se limita a Gabón y Nigeria. Coinciden también en el hecho de que esas empresas son el brazo exterior de la política energética de sus respectivos gobiernos. Por último, concuerdan también en sus acuerdos de *petróleo-trueque*⁴ o de *ayuda por petróleo*. Sin embargo, el motivo de presencia de las empresas de ambos países en África es distinto. Las compañías rusas parecen buscar alianzas empresariales estratégicas tendentes a reforzar su capacidad de influencia en los mercados mundiales, sobre todo el europeo. Un ejemplo de esas alianzas estratégicas es la firma, a principios de agosto de 2006, de un protocolo de colaboración no sólo entre Gazprom y Sonatrach, sino también entre Lukoil y esa empresa petrolera argelina. Gazprom ha declarado su intención de participar en la construcción del *Trans Saharian Gas Pipeline* (TSGP) que, de llevarse a cabo, unirá el gas nigeriano con Europa⁵. Si se lleva a cabo, será el mayor gasoducto del mundo, y sus promotores (Argelia y Nigeria) quieren que desemboque en España. Los ministros de Energía de Argelia, Nigeria y Níger presentaron este proyecto, que será la mayor obra de infraestructura energética de África. El TSGP, a lo largo de 4.128 kilómetros, costará unos 10.000 millones de dólares (unos 8 mil millones de euros) y tendrá una capacidad de bombeo de hasta 25.000 millones de metros cúbicos al año. Por el contrario, las empresas energéticas chinas, hoy por hoy, parecen ser unos de los instrumentos que el gobierno de su país emplea para asegurarse el suministro de recursos que son necesarios para abastecer su proceso intensivo de crecimiento.

⁴ La denominación en inglés es *Oil and Bartering*. Véase, *How the Russians Operate in Africa*, Africa, 350, 16 julio 2003.

⁵ Le Quotidien d'Oran, 19 de abril 2008.

d) En cuarto lugar hay un ecléctico grupo de otros “emergentes”, que parecen compartir estrategias y objetivos con las empresas rusas y chinas. Son los casos de la brasileña Petrobrás, las indias ONGC e IOC y de la malasia Petronas, En los tres casos está clara la búsqueda de suministro “nacional”, pero en Petrobrás y Petronas no cabría descartar las alianzas empresariales estratégicas.

Por último, aunque no aparezcan en el cuadro, se constata un escasa presencia de participaciones cruzadas entre las CPNs de los países africanos, si bien ese fenómeno parece que comienza a despegar en los últimos años mediante la transafricanización de las empresas del norte, básicamente Sonatrach y Libya NOC. Esta transafricanización se realiza de modo distinto al del resto de actores extranjeros en África, aunque muestra algunos puntos de intersección. En el caso de Argelia, su forma predominante es la misma que ha venido primando su estrategia de internacionalización, es decir, los acuerdos en el *midstream*. Un excelente ejemplo de ello es el citado proyecto de gasoducto, que también podría dar lugar a otras alianzas estratégicas como la de Gazprom (Sánchez Andrés, 2006).

El caso de Libia es distinto porque su estrategia africana pasa por el uso Tamoil, un fondo de inversión controlado por la Compañía Árabe Libia de Inversión Extranjera (Lafico), que en 2007 parece haber apostado por una mayor africanización de sus inversiones, en la medida en que ha iniciado la venta de activos en Europa y la compra de otros en Africa⁶. Esa transformación está siendo muy visible y se concreta en dos aspectos: a) una mayor compra de activos de refino y transporte en África, por medio de la *African Investment Corporation* (AAIC), fundada en 2004; concretada, por ejemplo, en la reciente adquisición de Petrozim (filial de la Compañía de petróleos de

⁶ Para una mayor explicación de esta estrategia véase, *Tamoil the Vanguard of Libyan's Africa Policy*, Africa Intelligency, 2 de febrero 2007.

Zimbaue, que gestiona el oleoducto Mutare-Harare) y la compra en 2004 de la red de distribución y transporte que la Royal Dutch/Shell tenía en Eritrea; y b) la creación de alianzas con agentes rusos, chinos y occidentales a través de fondos como *Africa Portfolio for Investment* y *Lybian African Investment Co*, que previsiblemente desembocará en la creación de consorcios que pugnen por lograr derechos de adquisición conjuntos.

Cuadro 9: Presencia de las principales compañías petroleras extranjeras en África (Producción propia o acuerdos), 2008

	Chad	Camerún	Angola	Congo	Guinea	Nigeria	Gabón	Argelia	Egipto	Libia	Sudán	Túnez
Amerada Hess												
Apache Corp,												
ChevronTexaco												
ConocoPhillips												
Devon												
ExxonMobil												
Marathon												
Noble												
Pioneer												
Talisman												
Woodside Petroleum												
Perenco												
Encana												
PetroCanada												
Petrobras												
BG												
BP												
Pecten/Shell												
Cepsa												
RepsolYPF												
ENI												
Gaz de France												
TotalFinaElf												
Statoil&Norsk												
OMV												
CNOOC												
PetroChina												
Sinopec												
Indian Oil Company												
ONGC												
Pertamina												
Petronas												
Gazprom												
Lukoil												
Tatneft												

Fuente: EIA, Country Analysis Brief, African Oil Journal, Energy Intelligent y elaboración propia.

La descripción que acabamos de presentar sobre el tipo de empresas que operan en África indica, en primer lugar, que en este continente hay un gran número de empresas de todo tipo (privadas, CPNs y públicas), con distintos intereses y pertenecientes a casi todas las grandes zonas consumidoras y productoras del mundo. Aunque no se ha expuesto un análisis cronológico, cabe destacar que tanto el número de empresas como el de zonas que muestran interés en los hidrocarburos de África es creciente. Es lo que conlleva la creciente aparición de artículos que tratan sobre el *oil rush* o el *african oil scramble*⁷.

En el primer apartado ha quedado claro que ese *rush* no se debe intrínsecamente a la existencia de un auge petrolero africano. Pero tanto la modificación de la composición de las exportaciones que se viene operando desde mediados de los años noventa, como la fuerte y creciente presencia en la zona de empresas extranjeras con estrategias distintas, sí apoyan la hipótesis del *african oil scramble*, es decir, la configuración de un escenario de conflicto. Según muchos analistas, el intento de asegurarse el control de los hidrocarburos africanos conduce a una confrontación bipolar entre EE.UU. y China. A partir de las conclusiones obtenidas en esta primera parte, dedicada al análisis descriptivo, en la segunda parte del texto discutimos sobre la posibilidad de que esa confrontación sea bipolar o vendría condicionada por un juego de poder multilateral.

⁷ Muestra de ello son Watts (2006), Ganesan (2007), Drezen (2007), Thompson (2007), Van De Walle (2007), Klare (2006)

2. África: ¿ un escenario de confrontación?

De lo descrito en el apartado anterior, se deduce que el escenario actual viene condicionado por un conjunto de elementos entre los que destacan:

1. La importancia de las expectativas de que África se convierta, después de la región del Golfo Pérsico, en la principal fuente de nuevos yacimientos de petróleo y gas.

2. La incertidumbre sobre la futura organización institucional del sector de los hidrocarburos de los países africanos.

3. El rápido crecimiento de la producción de gas, frente al petróleo, que podría propiciar alianzas distintas de los países de África del Norte y de África occidental,

4. El cambio en la composición y el destino de las exportaciones, de modo que África occidental orienta sus exportaciones de crudo hacia a EE.UU. y China, mientras que África del Norte dirige sus exportaciones de gas hacia el continente europeo,

5. La creciente presencia de empresas extranjeras de distintas zonas del mundo, que coinciden en su apuesta por los hidrocarburos africanos, pero no necesariamente en sus objetivos, acuerdos y estrategias,

De hecho, buena parte de los análisis existentes se centran en tres de esos elementos: las buenas expectativas sobre las reservas existentes en África, el aumento de las exportaciones de África occidental hacia EE,UU, y China, y la creciente presencia de empresas no occidentales –especialmente Chinas– en la zona. En un contexto de creciente presión de la demanda de energía mundial – como ilustrativamente indican artículos titulados como *Competing hegemons? Chinese versus American geo-economic strategies in Africa* o *China and United States in Africa: Coomming conflict or commercial coexistence?*–, el escenario

actual de los hidrocarburos de África se presenta como un escenario marcado por el conflicto y la confrontación entre dos “potencias” que pugnan por asegurarse el control futuro del petróleo africano,

Los autores analizados⁸ coinciden en señalar que los hidrocarburos africanos han cobrado una importancia creciente en las políticas energéticas de EE,UU, y China. En el caso estadounidense, el cambio se establece a partir de dos hechos contemporáneos, como son la consolidación de la línea dura de la “Guerra contra el terror”, surgida a raíz de los atentados del 11 de Septiembre de 2001 y la definición de la *Nueva Política Energética* definida por D, Cheney en la que, por primera vez, se enfatiza la importancia del petróleo africano en la estrategia de seguridad energética. Esta prioridad se traduce, en 2002, en el symposium sobre *African Oil: A priority for US Nacional Security and African Development*; y culmina, en 2003, con la creación de un grupo de trabajo específico en el marco global del *Centre for Strategic and Internacional Studies* (CSIS), cuyo núcleo de actividad son los retos de la política estadounidense en África. La síntesis de todo ello es que el Golfo de Guinea es una pieza de vital importancia en las prioridades de la política exterior de EE,UU,

En el caso de China, el cambio se asocia a los límites de su política de crecimiento intensivo y a la voluntad de sus dirigentes de que este país tenga una creciente presencia en la arena política internacional, acorde a su pujante peso económico, De esa forma, África es vista como un espacio económico-estratégico, Por esta razón, en los últimos años, China ha desarrollado una *diplomacia petrolera*, que ha culminado en la institucionalización de un *partenariado* chino-africano, a través de la creación en 2000 del Forum de cooperación sino-africano (CACF), que seis años después presentó en Beijing una estrategia energética conjunta para el desarrollo recíproco y común,

⁸ En nuestra exposición de argumentos nos basaremos en los expuestos por Carmody y Owusu (2007), Yi-Choung, (2008), Frynas y Paulo (2006), Lai (2008) y Zafar (2007), Klare&Volman (2006),

Así, ante la hipótesis de que se tiende a una confrontación bipolar por el petróleo de África, en las páginas que siguen mostraremos elementos que matizarán la posibilidad de que tal escenario catastrofista se produzca,

2.1. Confrontación bipolar

a) Causas por las que EE.UU. y China compiten por los hidrocarburos africanos

El hecho de que África tenga un peso creciente en la estrategia energética estadounidense, hasta convertirse en una de sus áreas de intervención prioritarias, tiene que ver con cuatro elementos:

i) La creciente dependencia de las importaciones de hidrocarburos da lugar a que intente acceder al petróleo y gas de cualquier zona que disponga de petróleo, De ese modo, África es una región más -con buenas expectativas- para su estrategia de diversificación y control de reservas energéticas.

ii) El hecho de que la mayoría de estimaciones indique que el grueso de las reservas del petróleo africano son reservas *off-shore* que se hallan en el Golfo de Guinea, Esto ofrece varias ventajas: excelente calidad, menor riesgo de conflictos con las sociedades locales por ser yacimientos marinos no ubicados en tierra firme, menor distancia que desde el Golfo Pérsico o el mar Caspio, y ausencia de *choke-points* en el trayecto desde el Golfo de Guinea hasta territorio de EE.UU.

iii) Una legislación petrolera extremadamente permisiva con las inversiones extranjeras y con una de las menores fiscalidades petroleras del mundo, lo que unido a lo anterior hacen que los costes del petróleo africano sean muy competitivos para los importadores estadounidenses.

iv) El vínculo discursivo ideológico entre inversión extranjera, riqueza, crecimiento, *good governance* y democracia. A ello se une la opción estratégica de que una mayor presencia estadounidense en una zona permitiría un mayor control militar, justificado en nombre de la salvaguarda de los intereses estadounidenses en la zona.

En el caso de China, tres son los elementos que apoyan su interés creciente en África:

i) Como en el caso anterior, China tiene una creciente dependencia de las importaciones de recursos para continuar con su estrategia de crecimiento y desarrollo económico. De ese modo, el interés por África no se limita al petróleo y el gas, sino que se refiere al conjunto de las riquezas naturales del continente.

ii) En el contexto de esa estrategia de expansión económica, China contempla también a África como un mercado para sus productos y como una zona hacia donde deslocalizar algunas de sus actividades productivas, Aunque esa deslocalización sea incipiente, ya se reseñan casos de producción de bicicletas y de manufacturas textiles (Zafar, 2007),

iii) La estrategia de *ayuda por petróleo* que vincula la política petrolífera china con el logro de apoyos regionales, con el fin de que su creciente función de potencia mundial sea reconocida. Esto último es otro argumento que algunos autores reseñan como elemento para explicar el interés de su supuesto competidor en la zona, EE.UU.

Por ello, cabe plantear que si bien es cierto que tanto Estados Unidos como China tienen interés en acceder a esos recursos, las causas secundarias son distintas. El principal interés estadounidense es el petróleo en si mismo, adicionalmente vinculado en un discurso confuso con democracia, seguridad y terrorismo. China, a la vez que se asegura el suministro futuro de petróleo, define su estrategia global, geo-estratégica y económica, para África. Como escribe Yi-Chong (2008) *China y EE,UU están buscando cosas distintas en*

distintos lugares del continente, por ello se cuidan de no molestar al otro, En función de esta diferencia, sus instrumentos de intervención tienen significados distintos.

b) ¿Es la presencia empresarial el pilar de las estrategias nacionales?

Una diferencia fundamental entre China y EE.UU. es que mientras las empresas chinas son el instrumento de intervención de su gobierno en el exterior y éstas siguen una estrategia de política nacional, en el caso estadounidense eso no es tan claro. Greg Palast (2006) analizó hace ya tiempo, los intereses distintos de los grupos energéticos estadounidenses, pero más allá de esas diferencias es claro que el objetivo de maximizar beneficios de las empresas capitalistas no coincide necesariamente ni con los intereses de los consumidores estadounidenses ni con los objetivos estratégicos a largo plazo de la política energética nacional.

Es cierto que desde 1997 las empresas estadounidenses han incrementado sustancialmente sus gastos en exploración y desarrollo en África, en un 227%, hasta alcanzar los 11.000 millones de dólares en 2006; y que es en este continente donde más ha aumentado la adquisición de derechos sobre reservas, en un 79%, lo que en actualidad equivale al control sobre 782.500 toneladas de petróleo⁹. Pero también es cierto que sus gastos en nueva inversión directa son prácticamente los mismos que hace un cuarto de siglo: 213 millones de dólares en 2006 frente a 217 en 1981, Ello podría indicar una toma de posiciones de bajo riesgo y bajo coste, a la espera de ver qué ocurre, Por otra parte, después del *fiasco* de Irak, en términos de inversiones y acceso a los recursos energéticos

⁹ Fuente: EIA, Financial Reporting System Public Data, *Consolidated Company Operations & Petroleum Operations* y elaboración propia.

existe una cierta desconfianza hacia la política energética estadounidense que deberían acompañar a “sus” inversiones en extranjero.

Este es otro elemento importante a tener presente, puesto que la coincidencia coyuntural del discurso político y de la mayor presencia empresarial no indica necesariamente que esa conjunción de intereses entre la Administración estadounidense y *sus* empresas transnacionales se mantendrá a largo plazo.

Por el contrario, hoy por hoy, es evidente que las empresas energéticas chinas son un instrumento de la política energética del Gobierno chino y, por ello, su actuación se basa en la decisión de Beijing de lograr el máximo posible de contratos al precio que sea. Ejemplos de ello son los 2 mil millones de dólares de crédito blando otorgados a Angola a cambio de concesiones en petróleo, los 15 mil millones de dólares invertidos por la Compañía Nacional de Petróleos China en Sudán y los 2,3 mil millones de dólares para la compra del 45% de un yacimiento *off shore* en Nigeria (Zafar, 2007). Por ello, mientras que la vinculación entre el interés nacional chino y la presencia de sus empresas es claro, ese vínculo no es tan inmediato entre los intereses de las empresas estadounidenses y los de *su* Administración.

Estas observaciones apoyan la formulación de la hipótesis de que si bien la creciente presencia de empresas chinas constituye un instrumento importante para asegurar el abastecimiento del futuro consumo energético chino, no es tan evidente que la creciente presencia de empresas estadounidenses –privadas transnacionales– sea un instrumento orientado a ese mismo propósito en Estados Unidos.

c) ¿Los recursos de Washington y Beijing son adecuados a sus estrategias energéticas nacionales?

Una vez más, también en esta cuestión se aprecia que las diferencias son fundamentales. En primer lugar, China es una economía que, desde una perspectiva macroeconómica, necesita reciclar su creciente superávit comercial. Ello le da una capacidad excedentaria de financiación que está empleando simultáneamente para dos propósitos: adquirir reservas de recursos naturales y expandir su influencia por medio de la fórmula de *petróleo por ayuda*. En términos relativos, en África esos objetivos están teniendo un gran impacto. Algunas muestra de ello son el programa de infraestructuras que ha financiado en Angola, la construcción del proyecto TanZam (infraestructuras ferroviarias entre Tanzania y Zambia), el apoyo al Gobierno de Sudán en el conflicto de Darfur, o el crédito del Eximbank chino al gobierno nigeriano, avalado por CNOOC después de lograr una concesión. Esta política muestra con claridad cuáles son los objetivos chinos y ante los gobiernos africanos presenta dos ventajas: no va asociada a ningún tipo de condicionalidad, ni económica ni política, y va acompañada por una discurso *filo - no alineado* que parece hacer mella en los dirigentes africanos. De hecho, los préstamos *chinos han abierto nuevas opciones políticas a los líderes africanos; Dos Santos en Angola o Obiang en Guinea han dejado de depender de los gobiernos occidentales o de Bretton Woods*, (Frynas y Paulo, 2006)

Esos cuatro elementos –financiación, claridad de objetivos, ayuda sin condicionalidad, alianza tiermundista– están en las antípodas de la política de Washington, como explican Cormody y Owusu (2007), pues ésta está marcada por la falta de coherencia, ya que mezcla objetivos e impone condicionalidad. Por otra parte, sus estructurales problemas de financiación llevan a que sean los organismos de Bretton Woods los que promuevan las inversiones de “sus”

empresas en la zona. Un buen ejemplo es el proyecto *Chad-Cameroon pipeline*¹⁰ impulsado por el Banco Mundial, diseñado como un proyecto de desarrollado integral y enmarcado en la *Extractive Industry Transparency Initiative*, El proyecto tenía un triple objetivo¹¹: extraer los hidrocarburos del Chad, desarrollar su economía gracias a una *buena y transparente* gestión de los ingresos de los hidrocarburos y ser un catalizador de la inversión privada para la construcción de infraestructuras petroleras en esa zona “de riesgo”, A pesar de todo, *no ha habido una diferencia significativa en la forma en que las corporaciones multinacionales explotan las zonas rurales del Chad* (Jakson, 2008)

Por ello, respondiendo a la pregunta formulada al inicio de este apartado, cabe concluir que si bien los recursos de Beijing son adecuados y coherentes con sus objetivos, ése no es el caso de la política estadounidense.

Los tres elementos descritos hasta el momento apuntan hacia un escenario en el que China podría alcanzar la hegemonía en el control de los recursos africanos frente a Estados Unidos, basándose en tres factores: su estrategia energética integral, la actuación uniforme de sus actores –empresas y gobierno– y su capacidad de financiación sin ningún tipo de condicionalidad. Ese creciente papel de China en el continente es el que hace que ciertos autores, como Klare (2006), planteen escenarios más catastrofistas, creyendo que esa confrontación puede acabar desembocando en una confrontación (¿militar?) por los recursos. Siguiendo la lógica de nuestra argumentación, esta hipotética confrontación se produciría porque ante la coherencia de la política china, la incoherencia de la política estadounidense sólo podría ser salvada mediante su hegemonía militar, Sin embargo, nos parece que se trata de un escenario poco probable, ya que en el

¹⁰ El objetivo del proyecto es desarrollar los yacimientos de Doba en el sur del Chad y construir un oléoducto hacia la costa de Camerún. El principal operador es ExxonMobil (40%). Véase www.worldbank.org/afr/ccproj

¹¹ Véase el *Concept Paper* del Banco Mundial en www.worldbank.org/afr/ccproj

juego del petróleo africano juegan también otros factores. No cabe olvidar las fuertes diferencias que existen entre Estados Unidos y China en lo referente a sus respectivos niveles tecnológicos y empresariales y a sus posibles alianzas energéticas. De hecho, autores como Frynas y Paulo (2006) argumentan que el *know how* petrolífero chino no es suficiente para acometer las inversiones necesarias para extraer y comercializar el petróleo *offshore* del Golfo de Guinea. Ello, así como posibles políticas de diversificación energética que ambos actores pudieran emprender en el futuro, suaviza la hipótesis de confrontación por el petróleo africano. En las páginas que siguen todavía rebajaremos más esa hipótesis.

2.2. ¿Hacia un mayor multilateralismo?

El escenario de confrontación planteado no incorpora algunos de los elementos que hemos hallado en nuestro análisis descriptivo. Esos elementos contribuyen a diseñar un escenario menos bipolar y permite apuntar la hipótesis de que se trata de juego más multilateral en torno a los hidrocarburos de África. En las conclusiones del primer apartado figuran tres factores que prácticamente no se mencionan en el análisis del escenario de confrontación sinoamericano, a saber: la incertidumbre sobre la organización institucional de los hidrocarburos africanos, la regionalización del gas africano y la existencia de actores de países distintos a Estados Unidos y China en el juego energético africano.

a) Incertidumbre sobre la organización institucional

Como se ha descrito, en 2007 ocurrió un hecho inaudito: Angola fue admitido como miembro pleno de la OPEP, mientras proliferaba el desembarco

de empresas extranjeras en la zona. El reciente escenario global transnacionalizado impide la reconstrucción de la OPEP, tal como era en los inicios de los años setenta, pero, como explica Mabro (2007), el nacionalismo petrolero, aunque sea descafeinado, resurge cuando se dan dos condiciones. Una es el incremento de los precios del petróleo que permite mostrar cómo el reparto de la renta del petróleo entre gobiernos y compañías petroleras internacionales estaba excesivamente sesgado hacia estas últimas. La otra condición es el comportamiento de las empresas con reminiscencias imperialistas/colonialistas. Ambos factores está presentes en África en este momento.

Además de ser un elemento que devuelve África al mundo globalizado, esas condiciones están ocasionando un cambio de actitud en algunos gobiernos africanos, No sólo los mencionados casos de Sudán y Angola, sino también el de Chad, cuyo gobierno ha obligado a reformar el acuerdo de reparto de renta al que se había llegado en el primer *Chad Cameroon Pipeline Project*, En otro ámbito, también Argelia parece estar modificando su política de concesiones, de manera que su Ministro de Energía y Minas, Chakib Khelil, ha declarado que en la nueva ronda de *appel d'offres* que ahora se inicia las concesiones se otorgarán a cambio de acuerdos en el *downstream*,

Estos hechos parecen indicar que se está llevando a cabo una modificación de la estructura organizativa e institucional del sector energético africano. Si es cierto que, como opina Baghat (2007), esa reconstrucción se produce también en el seno de la OPEP, entonces tendrá lugar mayor inserción del petróleo africano en el “mundo” OPEP, que reforzará el componente multilateral del petróleo africano.

b) El papel del gas africano

En el momento presente el gas africano está ligado fundamentalmente a Europa, Como se deduce del cuadro 7, el 89% de los 101 mil millones de metros cúbicos que África exporta se dirigen hacia Europa. La situación de las infraestructuras y las alianzas actuales, con el mencionado proyecto *GTSP*, indican que la regionalización euroafricana seguirá aumentando, al menos en el medio plazo. Lo cual abre un juego de alianzas mucho mayor que el que se deduce de un simple escenario de confrontación sinoafricana, porque si el gas africano entra en el juego de alianzas gasísticas a escala mundial, ello supone que también entran nuevos actores, De hecho, el gas de África otorga un mayor papel a actores de los que prácticamente nada se ha dicho, aunque se actuación se deduzca de la enumeración de empresas de los cuadros 8 y 9.

c) Existencia de otros actores

La Unión Europea. Como tal es un actor menor en los hidrocarburos africanos, aunque en 2005 acordó una nueva estrategia titulada “The EU and Africa: Towards a Strategic Partnership” y 2007 la Comisión Europea enfatiza el papel energético de África en “An Energy Policy for Europe”. Sin embargo, hoy por hoy existe una tupida red de alianzas empresariales entre las empresas del sur de Europa y las africanas que obligan a hablar de un espacio común, gasístico integrado, que como he reivindicado repetidamente puede ser parte de un bloque *geoenergético* paneuropeo que se convierta en un instrumento para relacionarse e integrarse mejor en la nueva escena energética internacional; además de ser un instrumento que permita que Europa juegue un papel significativo en el debate energético (Mañé, 2006)

Actores ex-coloniales. El cuadro 9 muestra que en África no sólo hay empresas estadounidenses o chinas. De hecho, el grupo europeo de “primera división” tiene un peso histórico muy relevante en África: Total es la primera productora en la región occidental (11% del total de la producción), BP (8%), Shell (6%) y ENI (5%); mientras que en el cuadro 8 figura lo que el conjunto de los hidrocarburos africanos representan en su producción total. Aunque es cierto que su política de alianzas está bastante sesgada hacia el lado americano, no es probable que esos actores vayan a ceder el “pastel” africano a unos *parvenus* en África como son las empresas chinas y las “menores” americanas. Desde este punto de vista, la propuesta de Unión Mediterránea esbozada en Tánger el pasado mes de Octubre de 2007 por el Presidente Sarkozy, es un proyecto que puede reforzar el papel de ciertos actores –Estados y empresas- europeos en África.

El proyecto de Unión Mediterránea es una iniciativa que compatibiliza dos viejas ideas. Por un lado, la idea de que es posible una integración económica y política a partir de la integración meso-económica de proyectos concretos (caso de la CECA en Europa); y por otro lado, la idea de que África y Europa se integrarán por medio de la integración de las cadenas de producción de recursos energéticos. De ahí el uso del término *Eurafrique*. Esa propuesta puede acabar implicando el fin de la más que incipiente política energética Europea, pero refuerza el papel de los actores nacionales europeos. El caso de Francia es claro, puesto que: a) recobra protagonismo en sus relaciones energéticas en la región, modificando la nacionalidad de los actores y la base de los intercambios energéticos b) rearticula política y económica la zona del norte de África a con Francia, c) favorece una mayor integración vertical de sus gigantes energéticos, especialmente Total, para convertirlos en la tercera pata del un posible conglomerado de empresas energéticas a escala mundial, Desde este punto de vista, el Reino Unido, Holanda y Italia, países con reminiscencias energéticas coloniales y con empresas integradas, aunque tengan un perfil nacional no

siempre evidente, como BP, Shell y ENI, podrían tener intereses convergentes con el proyecto *Euroafricano* de Sarkozy.

Actores emergentes en África. Entre las empresas de los cuadros 8 y 9, otros dos grupos de compañías extranjeras, nacionales y estatales, son relevantes. Por una parte están las empresas nacionales de la India (ONGC e IOC) con una presencia creciente en África, así como, tal vez, la brasileña Petrobrás. Sus objetivos podrían ser similares a los de China, es decir, lograr suministros para sus procesos de crecimiento nacional y que sus países pesen más en la arena internacional, por lo que podrían actuar como contrapeso a la presencia China o bien aliarse con ella. De hecho, Lai (2008) argumenta que en el caso de India esto último es lo más probable, puesto que la diplomacia petrolera China está cooperando con India y las economías del Sudeste asiático, salvo con Japón, al menos hasta el momento actual. Por ello, se podría perfilar un bloque multilateral asiático, en el que confluirían más intereses que los chinos hacia África, incluyendo a Pertamina (Indonesia), Petronas (Malasia) y las empresas indias.

Por otro lado está el grupo de empresas rusas que, como se ha explicado, actúan con procedimientos similares a los chinos, pero con un objetivo distinto. La preocupación de Rusia no es asegurarse suministro, sino ganar peso como actor energético mundial y lograr contratos para sus empresas. Desde este punto de vista, sus alianzas pueden venir más del lado de los *países productores* que del lado de *los países consumidores*, aunque los vínculos podrían resultar más complejos.

Grandes compañías norafricanas. Por último, cabe recordar que tanto Argelia como Libia se están erigiéndose en actores muy activos que –a través de acuerdos y de fondos de inversión como Tamoil– están forjando alianzas que podrían apuntar hacia un panafricanismo, que a su vez estaría en consonancia con algunos aspectos de nueva organización institucional antes mencionada. En

el caso libio, así lo apunta la reciente recomposición de activos y en el caso de Argelia es posible que se acentúe ese repliegue africano si continúan produciéndose los desplantes de los países europeos hacia a sus demandas de internacionalización en el *midstream* y *downstream*.

En resumen, la posibilidad de nuevas alianzas entre países productores (OPEP, panafricanismo y alianzas con Rusia), y de otras alianzas en torno al gas (Unión Europea, Gazprom-Rusia), así como la existencia de otros actores empresariales-nacionales (grupos ex-coloniales, economías emergentes) muestran que en África cabe la opción de un juego energético multilateral, en el que la confrontación bipolar se vería constreñida, o incluso modificada, por la actuación de otros actores con distintos objetivos y estrategias.

En última instancia este juego será más o menos conflictivo en función de dos factores adicionales. Por una parte, la ya mencionada debilidad estatal que podría acabar desembocando en graves conflictos internos que imposibilitaran cualquier forma de explotación –nacional o transnacional– concertada, de los hidrocarburos africanos. Y, por otra, que las otras zonas productoras del planeta, especialmente Oriente Medio, presentan dificultades para incrementar significativamente sus exportaciones. El peor de los escenarios posibles es que ello ocurra y que las buenas expectativas sobre las reservas de hidrocarburos africanas no se materialicen. En este caso, el conflicto por el control de los hidrocarburos del continente africano se recrudecería considerablemente.

Bibliografía

- Bahgat, G, (2007), “Africa's oil: Potential and implications”, *OPEC Review*, 31(2), 91,
- Carmody, P, (2007), “Competing hegemony? Chinese versus American geo-economic strategies in Africa”, *Political Geography*, 26(5), 504,
- Drezen, R, (2007), “Untapped: The scramble for Africa's Oil/Poisoned wells: The dirty politics of African oil”, *Library Journal*, 132(8), 88,

- Feller, G, (2007), “West Africa continues to draw investors despite security concerns”, *Offshore*, 67(10), 36,
- Frynas, J,G, (1998), “Political instability and business: focus on Shell in Nigeria”, *Third World Quarterly*, 19 (3),457-478
- Frynas, J, (2001), “Corporate and state responses to anti-oil protests in the Niger delta”, *African Affairs*, 100(398), 27,
- Frynas, J, (2007), “A new scramble for African oil? historical, political, and business perspectives”, *African Affairs*, 106(423), 229,
- Ganesan, A, (2007), “Untapped: The scramble for Africa’s oil”, *International Affairs*, 83(6), 1225,
- Izundu, U, (2008), “OWA: Africa is strategic for global crude oil supplies”, *Oil Gas Journal*, 106(5), 31,
- Jakson, N, (2008), “Chad-Cameroon Petroleum DEvelopment and Pipeline Project: “A New model for development”, Memoria de master GSIS, University of Denver (inèdito)
- Klare, M, (2006a), “The African 'oil rush' and US national security”, *Third World Quarterly*, 27(4), 609,
- Klare, M, (2006b), “America, china the scramble for Africa’s oil”, *Review of African Political Economy*, 33(108), 297,
- Maksoud, J, (2005), “West Africa leads deepwater growth”, *Offshore*, 65(5), 30,
- Maksoud, J, (2007), “Africa”, *Offshore*, 67(5), 16,
- Maksoud, J, (2007b), “International investment pours into Africa”, *Offshore*, 67(5), 42,
- Maksoud, J, (2007a), “West Africa operations venture into new depths”, *Offshore*, 67(2), 56,
- Mañé i Borrás, E,, (2000), “Auge petrolero y estancamiento agrícola en Nigeria Síndrome Holandés y análisis estructural”, Memoria Postgrado Societats Africanes, Universidad de Barcelona,
- Mañé Estrada, A, (2001), “La industria petrolera: Transnacionalización y concentración”, *Papeles de Cuestiones Internacionales*,
- Mane-Estrada, A, (2006), “European energy security: Towards the creation of the geo-energy space”, *Energy Policy*, 34(18), 3773,
- Mañé-Estrada, A, (2008) « Sécurité énergétique en Méditerranée occidentale : nouveaux facteurs, nouvelles politiques », Notes de l’IFRI (à paraître)
- Palast, G, (2006), “La OPEP y la conquista económica de Irak”, *Mientras Tanto*, (98), 137,
- Sánchez Andrés, a, (2006), “Relaciones político-económicas entre Rusia y los Países del Norte de África”, DT N° 22/2006 – Documentos del RIE

- Taylor, I, (2006), "China's oil diplomacy in Africa", *International Affairs*, 82(5), 937,
- Thompson, C, (2007), "The scramble for Africa's oil", *New Statesman*, 136(4849), 24,
- Van De Walle, N, (2007), "Untapped: The scramble for Africa's Oil/Oil and terrorism in the new gulf: Framing U,S, energy and security policies for the gulf of guinea", *Foreign Affairs*, 86(5)
- Watts, M, (2006), "Empire of oil - capitalist dispossession and the scramble for Africa", *Monthly Review*, 58(4), 1,