

Rentismo y compañías petroleras en África

Rentier Economies and Oil National Companies in Africa

Andrés Campos Revuelta (*)

Resumen

El trabajo examina las relaciones entre el carácter rentista de cinco economías petroleras africanas y las funciones que desarrollan sus compañías nacionales. La cuestión central del análisis consiste en determinar en qué medida la tipología de compañías petroleras, elaborada según las funciones tributarias, productivas y exportadoras que ejercen, aporta respuestas satisfactorias para comprender el grado de control nacional sobre las rentas petroleras. Esta cuestión forma parte del debate sobre el funcionamiento de las economías petroleras, de modo que si bien la creación y el desenvolvimiento de las compañías públicas dependen de decisiones de los gobiernos, al mismo tiempo, la evolución de esas compañías condiciona las formas y el grado de control de los agentes nacionales en el reparto de las rentas petroleras.

Palabras clave: rentismo petrolero, economías africanas, compañías petroleras nacionales, exportaciones de petróleo y gas.

Abstract

The paper examines the relationship between the rentier character of five African oil economies and the functions of their domestic companies. The central question of the analysis is to determine how the type of oil companies, that is prepared in accordance with their tax functions, productive and export, provides satisfactory answers to understand the degree of national control over oil revenues. This is part of the debate about the functioning of the oil economies, so that while the creation and development of public companies depend on government decisions, at the same time, the evolution of these companies determines the forms and degree control of national actors in the distribution of oil revenues.

Key words: oil-based rentier, African economies, oil national companies, oil and gas exports.

JEL: F59, H20, O20, O55

(*)Universidad Complutense
Dpto Economía Aplicada I
Campus de Somosaguas 28223 Madrid
andrescamposrevuelta@gmail.com Tfno.: 91 3942473

Área Temática: Trabajo y migraciones

Comunicación

* El trabajo está elaborado en colaboración con Enrique Palazuelos.

Los países rentistas cuentan con una abundante dotación de un recurso natural cuya exportación les proporciona los ingresos¹ en los que fundamentan su economía, su organización social y su aparato estatal. Cuando el recurso abundante es el petróleo y/o el gas, utilizando su denominación en inglés nos referimos a los *Oil and Gas Resource Abundant Countries* (OGRAC), cuyas empresas petroleras de propiedad estatal son las *National Oil and Gas Companies* (NOGC).

Este trabajo formula en primer término dos premisas básicas para el análisis de las economías petro-rentistas. La primera es que los OGRAC se definen con un conjunto de características comunes, pero al mismo tiempo existen factores de cambio que dan lugar a su variedad. La segunda es que la evolución de las NOGC responde a la dinamicidad que imprimen los factores de cambio.

A partir de estas premisas, el trabajo analiza la relación que existe entre los OGRAC y las NOGC de cinco países africanos pertenecientes a tres generaciones diferentes de economías petro-rentistas: Argelia, Nigeria, Angola, Sudán y Guinea Ecuatorial. Se trata de países en los que la producción de petróleo –en algunos también de gas natural– ha crecido a buen ritmo durante la última década. Además, la fuerte elevación de los precios internacionales ha dado lugar a un fuerte incremento de los ingresos obtenidos por la exportación de ambos hidrocarburos. Siendo así, no se aprecian elementos restrictivos que afecten con notoriedad a la actividad extractiva y exportadora de los cinco países considerados.

Los interrogantes principales están situados en otras esferas distintas, una de las cuales es el reparto de las rentas, esto es, ¿quién controla los ingresos generados por la exportación? En este trabajo nos ocupamos de ese interrogante a partir de las funciones que desarrollan las NOGC. La cuestión central que abordamos es en qué medida la tipología de NOGC que surge de las funciones ejercidas por las cinco compañías aporta respuestas satisfactorias para comprender el grado de control nacional sobre las rentas petroleras.

Este análisis es relevante porque contribuye al debate sobre el rentismo desde una perspectiva con frecuencia ignorada: la actividad de las NOGC. Su creación y su desenvolvimiento dependen de decisiones políticas por parte de los gobiernos. Pero, al mismo tiempo, su evolución condiciona las formas y el grado de control de los jugadores nacionales (gobierno y NOGC) en el reparto de las rentas petroleras.

El trabajo está estructurado en cuatro apartados. En el primero se caracterizan los rasgos de las economías petro-rentistas y los factores de cambio que dan lugar a su evolución y a que exista variedad de OGRAC. El segundo establece los nexos posibles entre las funciones de las NOGC y la diversidad de países petro-rentistas. El tercero analiza ciertos rasgos de las tres generaciones de países africanos petro-rentistas y las fundiciones que ejercen sus respectivas NOGC, proponiendo una tipología de las mismas. Por último, el cuarto apartado extrae tres conclusiones que se obtienen al relacionar esa tipología con el reparto de las rentas en dichos países.

¹ En el trabajo se utiliza el término de “rentas petroleras” como se hace de forma convencional en la literatura sobre rentismo para hacer referencia a los ingresos obtenidos por la exportación de petróleo y/o gas natural. Si bien, siguiendo un criterio estricto, el concepto de renta necesita excluir los costes incurridos en la búsqueda, extracción y transporte de esos hidrocarburos. Además, cabría diferenciar si tales rentas obedecen a ventajas de producción (menores costes), de localización o de posición mono u oligopólica en el mercado.

1. CARACTERIZACIÓN DE LAS ECONOMÍAS PETRO-RENTISTAS

“Vivir por el petróleo y para el petróleo”. Esta expresión sintetiza el atributo singular de las economías petro-rentistas, algunas de las cuales también poseen una buena dotación de gas natural y/o disponen de algún otro recurso mineral importante, sea metálico o no metálico. El estudio de los OGRAC cuenta con una literatura ciertamente voluminosa, desde que en los años setenta los *shocks* de precios de 1973 y 1979 realzaron la importancia del petróleo como producto estratégico y las principales regiones petroleras –con Oriente Medio a la cabeza– acrecentaron su valor estratégico para las grandes potencias internacionales. Fue entonces cuando surgieron los primeros enfoques sobre el “rentismo” vigente en aquellos países². Aquellos trabajos seminales fueron ampliados con otros relativos a países africanos y latinoamericanos que también disponían de importantes reservas de petróleo y/o de gas. De ese modo, actualmente se cuenta con una amplia literatura académica sobre los OGRAC, con diferentes premisas, enfoques y resultados. .

Este trabajo no se ocupa de revisar esa literatura. De partida, nos limitamos a destacar el reducido interés que, en nuestra opinión, tienen las propuestas que atribuyen el rentismo a factores unicastales y construyen relaciones lineales que proporcionan una interpretación estática sobre los OGRAC. Por el contrario, consideramos que las mejores aportaciones son aquellas que, con distintos enfoques, permiten dotar al análisis de las economías petro-rentistas de dinamicidad y diversidad. De ese modo, el funcionamiento de los OGRAC comporta determinados elementos comunes y un panel de realidades diferenciadas y cambiantes.

Siendo así, en primer término resulta necesario distinguir cuáles son las características que identifican a los OGRAC como “rentistas” y cuáles son los factores que determinan sus posibilidades de cambio, dando lugar a un universo petro-rentista ciertamente heterogéneo. Un universo que integra a Arabia Saudí, Venezuela, Rusia y Guinea Ecuatorial, por citar sólo cuatro realidades netamente diferenciadas.

1.1. La historia cuenta

La explicación inicial de esas realidades remite a su punto de partida como escenarios abundantes en petróleo. Cuestión ésta (la historia) que, sin embargo, está ausente en buena parte de los estudios sobre esas economías. Con escasas excepciones³, los países que desde hace décadas concentran la exportación de petróleo y gas natural cuentan con un pasado que les asemeja en tres rasgos decisivos. En primer lugar, sus economías siempre estuvieron subdesarrolladas. En segundo lugar, han sido países estrechamente dependientes de Estados Unidos (México, Venezuela) o territorios coloniales sometidos al dominio de las potencias europeas (Oriente Medio, Indias Orientales, África). En tercer lugar, el petróleo y/o gas se convirtieron en recursos abundantes cuando estaban en manos de compañías petroleras transnacionales (*Transnational Oil Companies*, TOC) americanas y

² Stevens (2003) presenta una breve pero ilustrativa e interesante relación de los estudios sobre el rentismo con los trabajos pioneros de la literatura sobre el desarrollo (Prebisch, Singer, Hirschman, Seers), así como con la aparición posterior de las tesis sobre la “Dutch disease”, la “Resource curse” y los que se consideran como casos excepcionales, los “Usual Suspects”.

³ Excepciones son Noruega y Reino Unido, que emergen como países abundantes en petróleo y gas durante los años setenta; o bien Rusia y otros países (Kazajstán, Turkmenistán, Azerbaiyán) surgidos de la singular trayectoria de la Unión Soviética.

europeas, que fueron las que descubrieron las reservas, impulsaron la extracción y crearon la infraestructura para la exportación (Launay y Chevalier, 1985; Yergin, 1990; Tolentino, 2004; Sampson, 1975).

De ese modo, esos países y territorios coloniales –después convertidos en países independiente– hicieron su aparición como escenarios petroleros internacionales, bajo el control de los grandes poderes internacionales, tanto económicos (TOC) como políticos (gobiernos de EE.UU., Reino Unido, Holanda y Francia, principalmente).

Los tres rasgos mencionados marcaron un condicionamiento histórico que ejerció una poderosa influencia en el devenir de los países que accedieron a la independencia entre los años cincuenta y setenta y de aquellos otros cuyos gobiernos decidieron alejarse del tutelaje político de las grandes potencias. El condicionamiento histórico generó un cúmulo de consecuencias que se destacan en la Economía del Desarrollo, pero que sólo toman en consideración algunos de los estudios sobre el rentismo petrolero. Se trataba de países que:

- a) carecían de base industrial, infraestructuras, formación educativa y otros servicios básicos para asentar el desarrollo económico;
- b) disponían de ínfimas o nulas capacidades tecnológicas, financieras y organizativas para explotar el petróleo;
- c) sus aparatos político-institucionales eran precarios; en el caso de las excolonias porque hasta entonces sólo habían funcionado los aparatos de dominación colonial;
- d) sus formas de organización social se basaban en diferenciaciones de carácter étnico, religioso u otras diversidades existentes en poblaciones que generalmente eran bastante heterogéneas;
- e) su recurso abundante era un producto que las grandes fuerzas internacionales (TOC y gobiernos) pretendían mantener bajo su control, adaptando sus estrategias al nuevo contexto de los OGRAC.

Cualquier tentativa de explicar el funcionamiento de las economías petroleristas tiene que considerar los condicionantes históricos que han marcado su evolución posterior. De lo contrario, si se ignoran esos condicionantes se pretende explicar una “realidad en el aire”, ficticia, sin tener en cuenta elementos cruciales que han determinado su funcionamiento en las décadas siguientes.

1.2. Decálogo característico de los OGRAC

Siendo así, el desenvolvimiento de los países rentistas presenta una versión primitiva –en el sentido de primigenia u original– que cabe resumir en los diez puntos siguientes⁴:

1. La abundancia de recursos de petróleo y/o gas contrasta con su reducido consumo interno, debido al escaso desarrollo de la industria, las débiles condiciones de vida de los hogares, la escasez de servicios públicos, el bajo grado de electrificación y el pequeño parque de transporte. Por esa razón, la casi totalidad de la producción de petróleo y/o gas se destina a la exportación.
2. La debilidad estructural de la economía comporta que la mayoría de los OGRAC carezca de otros productos para exportar, de modo que los hidrocarburos aportan la casi totalidad de sus ingresos por exportación.

⁴ Actualmente en el grupo de Economía Política de la Energía trabajamos sobre la caracterización y las tipologías de los OGRAC. Dos avances previos se encuentran en Palazuelos y Fernández (2012) y en Goodarz y Palazuelos (2012) que también se presenta a esta Reunión de Economía Mundial.

3. Esos ingresos proceden del exterior, sobre todo de los países más desarrollados que son los mayores demandantes de los hidrocarburos. Por tanto, la magnitud y la variabilidad de las rentas petroleras dependen del comportamiento de la demanda externa.
4. El gobierno de cada OGRAC controla esas rentas, bien de forma exclusiva o bien compartiéndolas con las TOC cuando éstas extraen hidrocarburos en el país. El grado de participación de las compañías extranjeras es inversamente proporcional a las capacidades productivas, organizativas y financieras que presentan las NOGC, según se analiza más adelante.
5. Las rentas petroleras aportan la mayor parte de los ingresos presupuestarios del Estado.
6. Al margen de las actividades relacionadas con el ciclo petrolero (extracción-transporte-exportación), las únicas actividades económicas que cobran algún dinamismo son las que impulsa el gobierno a través del gasto público, es decir, utilizando una parte de las rentas petroleras.
7. El ciclo del petróleo es intensivo en capital y sólo emplea a un pequeño porcentaje de la población. Como las demás actividades apenas se desarrollan, las condiciones de vida de los grupos sociales dependen de su participación en el reparto de las rentas petroleras: bien sea a través del empleo en la administración pública, bien de las transferencias monetarias del gobierno, o bien de subvenciones indirectas que facilitan el acceso a bienes y servicios básicos con precios bajos.
8. Esos mecanismos de distribución de las rentas petroleras crean vínculos clientelares y contribuyen a reforzar las diferencias entre la población según la relación que cada etnia, grupo religioso, profesión y zona geográfica mantiene con la burocracia estatal. De ese modo, la elite dominante legitima su posición en el gobierno, refuerza su control sobre el recurso abundante y reproduce las estructuras de sociedades heterogéneas y desmembradas.
9. El control y la distribución de las rentas petroleras sustentan el poder de un oligarquía que gobierna con formas políticas autoritarias, consensuando sus decisiones con ciertos grupos sociales y reprimiendo a otros según el grado de integración o de exclusión de esos grupos en las redes clientelares.
10. Siendo el petróleo un producto deseado por los poderes internacionales, la oligarquía nacional tiende a establecer vínculos preferentes con esos poderes (TOC y gobiernos de EE.UU. y Europa) para fortalecer su posición interna. Las características de esas alianzas dependen de la magnitud de los recursos, de la localización geo-estratégica de cada país y del carácter político-ideológico de los gobiernos de los OGRAC.

1.3. Bucles reproductivos vs. factores de cambio: código común y diversidad

Las características recogidas en el decálogo anterior conforman una totalidad que se reproduce en el transcurso del tiempo y determina la línea de continuidad que presenta la trayectoria de los OGRAC. Forman un bucle que tiende a reforzar las condiciones de subdesarrollo, esto es, un conjunto de estructuras económicas, sociales y políticas incapaces de generar desarrollo, en ausencia de industrias y servicios maduros, infraestructuras adecuadas y servicios públicos básicos.

Sin embargo, en el proceso de reproducción rentista operan también factores tendentes a inducir modificaciones en esas estructuras, dando lugar a variantes de

OGRAC y a que un mismo país pueda transitar de una variante a otra de rentismo. La evidencia histórica revela la influencia de tres factores principales⁵:

- La magnitud y continuidad del flujo de rentas externas aportado por los hidrocarburos, dependiendo de la capacidad extractiva y de los precios internacionales.
- La cuantía de los ingresos captados por el gobierno mediante dos vías: *i*) su control directo sobre una parte de las rentas externas y *ii*) los tributos que aplica a las TOC que extraen hidrocarburos en el país.
- El impacto de la dinámica socio-política interna, con el posible refuerzo de alianzas externas, que consolidan la posición de la elite gobernante.

Los dos primeros factores inciden en el volumen de rentas que controla la oligarquía a través del Estado. El tercer factor se relaciona con la utilización de esas rentas estatales. Es así que la elite puede orientar sus decisiones en dos direcciones según que tienda a reproducir el decálogo que caracteriza al rentismo primitivo, o bien que tienda a modificar algunos de esos rasgos.

En el primer sentido, cuatro destinos de las rentas ahondan las condiciones creadas por el rentismo primitivo:

- 1) El gasto en bienes y servicios suntuarios, surtidos con importaciones que satisfacen la demanda de consumo de la elite y/o refuerza el aparato militar-represivo del Estado.
- 2) El despilfarro en inversiones faraónicas o simplemente mal gestionadas
- 3) La mala gestión macroeconómica durante las fases alcistas de los precios internacionales, fomentando los efectos de la “enfermedad holandesa”⁶.
- 4) Las prácticas predatoras y corruptas por parte de la elite y de la burocracia administrativa.

La habitual primacía de estos destinos provoca la dilapidación de gran parte de las rentas petroleras y la inexorable condena del país a las condiciones del rentismo primitivo, con prolongados períodos de grandes dificultades económicas cuando caen los precios internacionales del petróleo, como sucedió entre 1985 y 1998.

En el segundo sentido, cabe la posibilidad de orientar las rentas en otros seis destinos que favorecen la modificación de las condiciones originarias:

- 5) Atender a las necesidades de reinversión del ciclo petrolero para garantizar la reproducción ampliada de sus capacidades productivas y exportadoras.
- 6) Diversificar la estructura productiva de la economía con el impulso de nuevas actividades industriales y de servicios, tanto privadas como públicas.
- 7) Construir infraestructuras para mejorar las redes de transporte y comunicaciones, para mejorar el sistema educativo y para colocar los cimientos de un incipiente progreso técnico.
- 8) Atender las demandas sociales de los grupos en condiciones precarias, ampliando las transferencias que perciben y su acceso a los bienes básicos, favoreciendo con ello la cohesión social.

⁵ La variedad de casos rentistas se aprecia bien en los trabajos que ponen el acento en la importancia de las instituciones que gestionan los recursos y los gobiernos que llevan a cabo las políticas económicas. Véanse Robinson, Torvik y Verdier (206), Mehlun, Moene y Torvik (2006), Gylfason (2001), Brunnschweiler (2008), Brunnschweiler y Bulte (2008), Herbst (2000).

⁶ Expresión popularizada en 1977 por *The Economist* para referirse al contexto de desequilibrios creados en Holanda tras la puesta en marcha del gran yacimiento de gas natural descubierto en Groningen. La fuerte entrada de divisas generada por la exportación de gas derivó en una notable apreciación de la tasa de cambio que estimuló el crecimiento de las importaciones y castigó a los sectores productivos no vinculados a la exportación. Véase Corden y Neary (1982) y Corden (1984).

- 9) Fortalecer el marco institucional de la administración estatal (mayor cualificación, mejor organización, aparato recaudatorio) y de la estructura social (instrumentos de participación, formación y cohesión social).
- 10) Mejorar la política macroeconómica para gestionar de forma adecuada el impacto del aumento de liquidez proveniente del exterior en las fases alcistas de los precios internacionales.

Los dos primeros factores de cambio (volumen-continuidad de rentas y parte capta por el gobierno) influyen notoriamente en la posibilidad de hacer compatibles varios de esos destinos alternativos. No obstante, es el tercer factor, la voluntad y la capacidad del gobierno para orientar tales destinos, el principal determinante del rumbo que adquieren las variantes de rentismo.

El hecho de considerar que los recursos en manos de Estado puedan tener “destinos adecuados” requiere que se eliminen los prejuicios –latentes o explícitos– que arrastra la literatura que demoniza la intervención estatal. Se trata de un prejuicio ideológico que cuenta a su favor con las pruebas históricas que aporta el desgraciado rumbo que han tenido muchos OGRAC. Sin embargo, no ocurre lo mismo con otras experiencias de países, incluyendo las de numerosas economías desarrolladas⁷. Esos apriorismos ideológicos restringen severamente la fecundidad del análisis porque impiden comprender dos aspectos cruciales.

El primero es que, de forma casi inevitable, las condiciones inicialmente heredadas convierten al gobierno en el único promotor activo –aunque débil– de los posibles cambios que tengan lugar en los OGRAC. Así es aún a sabiendas de que el gobierno está en manos de una elite surgida de grupos que fueron favorecidos por la colonización, o bien fracciones del ejército y/o de personal perteneciente a la burocracia administrativa. Por ese motivo, incluso en el caso de que esa elite asuma las aspiraciones sociales de transformación, su actuación será dual pues, al mismo tiempo, utilizará su control del Estado como mecanismo de dominio y de acumulación privada en beneficio propio.

Esa posible dualidad de actuaciones, en distintas dosis, impone un segundo aspecto que debe considerarse en el estudio de los OGRAC: las diferencias de estrategias y políticas que llevan a cabo esos gobiernos. Sus actuaciones no implican necesariamente el reforzamiento del rentismo primitivo sino que (según predominen las orientaciones 1 a 4, o bien de la 5 a 10) pueden inducir cambios en las condiciones originales con resultados diferentes, según las situaciones vividas en Oriente Medio, América Latina, África del Norte y Subsahariana, Rusia o el mar Caspio.

El planteamiento que formulamos sostiene que los tres factores de cambio explican las gamas distintas en las que se combinan los destinos de las rentas petroleras. En un extremo está su dilapidación bajo el predominio absoluto de las actuaciones ineficientes, corruptas y cleptocráticas, que conducen a la reproducción estricta del rentismo primitivo. En el otro extremo está su plena utilización en destinos que modifican su carácter primitivo y podría alcanzar transformaciones sustanciales que apuntasen a la superación del subdesarrollo. Entre ambos extremos está la ga-

⁷ Cabe mencionar el análisis de Karl Polanyi (1957) sobre el papel de los poderes públicos en defensa del propio mercado cuando las inercias del mismo y la acción de ciertas fuerzas económico-sociales lo han conducido a situaciones críticas. En la Economía del Desarrollo destacan los trabajos centrados en los procesos seguidos por las economías de Asia Oriental, como Amsden (1989), Aoiki et al (1997), Fine (2006), Wade (1990). Stevens (2003) formula un planteamiento sobre los criterios a tener en cuenta para valorar las políticas aplicadas en los países con recursos minerales abundantes y su relación con las estrategias de los “estados desarrollistas”.

ma de rentismos evolucionados que pueden clasificarse según diferentes criterios y grados.

Desde nuestro punto de vista, un buen enfoque metodológico para establecer tipologías de OGRAC es el que venimos trabajando en el grupo de Economía Política de la Energía –sin presentar todavía resultados concluyentes para publicar– teniendo en cuenta la influencia de los tres factores de cambio sobre las diez características que componen el código del rentismo primitivo. Por tanto, la simple calificación de las políticas de los gobiernos como “rent seeking behaviour” no ayuda a comprender cómo y porqué esas políticas y sus resultados pueden provocar variantes claramente diferenciadas de rentismo.

2. COMPAÑÍAS PETROLERAS NACIONALES

2.1. Funciones

Las compañías petroleras de propiedad estatal se crearon como depositarias de los derechos jurídicos sobre los hidrocarburos existentes en el subsuelo que pertenecen al Estado. Esa potestad tiene carácter exclusivo cuando las leyes niegan a las empresas extranjeras la posibilidad de acceder a la propiedad de esos recursos⁸. A partir de esa transferencia jurídica, la diferencia entre las NOGC se deriva de sus diferentes capacidades para hacerse cargo de la explotación de esos recursos y de las funciones concretas que les atribuye el Estado.

La incapacidad inicial de los OGRAC para disponer de los equipos, las técnicas, la organización y los recursos financieros con los que explotar sus recursos hizo que la totalidad o la mayor parte del control efectivo sobre el ciclo productivo-exportador recayese en las TOC que sí tenían esas capacidades. Aquella situación inicial se ha prolongado indefinidamente en bastantes OGRAC, ya que siguen careciendo de la tecnología, la experiencia de gestión y los recursos financieros para realizar las grandes inversiones que requiere la actividad petrolero-gasífera. No obstante, aún en esa situación, en la que la actividad sigue en manos de TOC, el gobierno del país (*host*) puede influir en dos aspectos:

- la cuota de producción que las TOC deben entregar a la NOGC como tributo en especie;
- los pagos que las TOC deben abonarle a través de royalties, impuestos sobre beneficios y diversas tasas.

Desde los años setenta, han prevalecido dos tipos de acuerdos entre los gobiernos y las TOC: la formación de joint ventures y la firma de contratos para el reparto de producción⁹. Las *joint ventures* (JV) son compañías mixtas creadas entre una o varias firmas extranjeras y el gobierno-host para prospeccionar y explotar los recursos de petróleo y/o gas, donde la NOGC participa como representante de la aportación gubernamental. Las empresas integrantes comparten los costes y los riesgos, y se reparten la producción según las cuotas de propiedad.

En los *Production Sharing Contracts* (PSC) las TOC corren con todos los gastos que implica la exploración y puesta en marcha de la producción en determinados pozos o bloques, con lo cual asumen todos los riesgos que implica tal búsqueda (que puede ser infructuosa). Por ello, cuando comienza la extracción tienen derecho

⁸ Hasta entonces, el sistema de concesiones otorgaba a las TOC plenos derechos sobre los yacimientos durante muchas décadas (Parra, 2004; Yergin, 1990).

⁹ Véanse, Bindermann (1999), Hammerson (2007), Welmaker et al (2005), Leenhardt y Massuyeau (2005), Leenhardt (2004), Leenhardt (2005), Angelier (2008)

a recuperar en petróleo la parte equivalente a los gastos realizados, en plazos y proporciones recogidos en el contrato. Una vez cubiertos esos gastos, el resto de la producción se reparte según cuotas (*shares*) convenidas en el contrato¹⁰.

Consecuentemente, la negociación del gobierno con las TOC es el marco en el que se definen las rentas petroleras captadas por el Estado (según los precios internacionales), bien a través de los ingresos directos de la NOGC que exporta el *share* de petróleo entregada por las TOC, o bien mediante las tasas e impuestos que pagan las TOC. Además, el hecho de que la NOGC disponga de petróleo le otorga al gobierno-host o a la propia compañía un margen para elegir a sus socios comerciales, es decir, a los gobiernos y empresas extranjeras a las que exportar.

Por tanto, la NOGC que dispone del petróleo entregado por las TOC –según los JV y los PSA– comienza a desarrollar una actividad comercial como exportador que se deriva de su función tributaria como recaudador en especie. Sin embargo, el grueso de la actividad petrolera sigue bajo control de las TOC que exploran, extraen, transportan y exportan la mayor parte del petróleo. Se trata, pues, de esa posición todavía débil que en primera instancia está determinada por la carencia de capacidades internas para explotar los recursos.

No obstante, el gobierno puede inducir diversos cambios que no dependen directamente con su capacidad recaudatoria, aunque sí se ven favorecidos por la existencia de mejores precios internacionales y por mayor captación de rentas por parte del Estado. Esos cambios tienen como objetivo que la NOGC comience a desarrollar actividades productivas mediante tres posibles medidas complementarias:

- a) negociar su posición dentro de la JV para que la NOGC efectúe tareas extractivas que faciliten la asimilación de tecnología;
- b) adquirir equipos importados que pueda utilizar la NOGC
- c) contratar personal técnico extranjero para que trabaje en la NOGC y que facilite la formación de técnicos nacionales

Esas decisiones permiten que la NOGC inicie sus funciones productivas y refuerce su participación en las exportaciones, aumentando las rentas petroleras directas. Se amplía así la posibilidad de que –con mayores rentas– el gobierno reoriente sus destinos para modificar las condiciones iniciales y favorecer la evolución del rentismo según el grado en que la NOGC y el gobierno actúen en la dirección señalada.

Avanzando en esa dirección, el curso del tiempo puede dar lugar a que los jugadores nacionales (gobierno y NOGC) alcancen una posición de *empowerment* sobre sus recursos, esto es, el control mayoritario o total del ciclo petrolero. El requisito fundamental es la capacidad tecnológica, organizativa y financiera de que se dote la NOGC para hacerse cargo de las actividades implicadas en el ciclo petrolero. Es decir, alcanzada esa posición de *empowerment*, la NOGC ha alterado sustancialmente su función central, dejando de ser la recaudadora del *share* recibido de las TOC para convertirse en el productor y exportador mayoritario o exclusivo del petróleo extraído en el país¹¹. Igualmente, puede producir derivados de petróleo para la exportación, aumentando los ingresos procedentes del exterior.

¹⁰ A su vez, las TOC pagan un bonus inicial por la obtención de la licencia. También abona royalties por los derechos de uso del subsuelo y el impuesto sobre el beneficio obtenido. Adicionalmente, los contratos pueden incluir compromisos para contratar mano de obra local, comprar insumos nacionales o apoyar determinados programas sociales en las regiones donde extraen los recursos.

¹¹ También puede hacerse cargo de las redes de oleoductos y gasoductos y de las flotas de barcos (en el caso del LNG) para exportar, o bien éstas son gestionadas por otras empresas estatales, o siguen en manos de las TOC.

La nueva situación hace posible que la NOGC realice funciones adicionales que acrecienten la vertiente empresarial de su actividad si dispone de grados de autonomía para elegir:

- las TOC con las que asociarse para explotar los recursos internos,
- los socios comerciales a los que exportar,
- la cuantía de las rentas que se reinvierten en el ciclo petrolero,
- la proyección de su actividad productiva o comercial en el exterior

La autonomía de la NOGC puede ser motivo de fricciones con el aparato de Estado (ministerio correspondiente, cúspide de poder), debido al surgimiento de criterios diferentes sobre la estrategia petrolera o bien a divergencias entre los intereses de los directivos de la NOGC y los de la administración estatal.

2.2. Secuencia dinámica entre las NOGC y las variantes de rentismo

2.2.1 Función primitiva

El estatus inicial de una economía rentista (E_1) está determinado por la debilidad del aparato institucional del país, la escasa capacidad negociadora del gobierno (G_1) y la nula capacidad tecnológica, organizativa y financiera de la compañía estatal (N_1). Esa situación otorga una posición dominante a las firmas transnacionales (T_1) que impulsan la extracción-exportación del hidrocarburo que genera las rentas externas (R_1), según el nivel del precio internacional del crudo (P_1).

Como $(N_1+G_1) < T_1$ en términos de capacidad negociadora, la parte de R_1 que queda en manos nacionales es inferior a la que obtienen las compañías extranjeras:
 $R_{1N} < R_{1T}$

$$\begin{aligned} \text{De ese modo, } R_1 &= f \{T_1; P_1\} \\ E_1 &= f \{R_{1N}\} \end{aligned}$$

En ese estadio o etapa, N_1 puede carecer de cualquier función económica (N_{1SF}), o bien puede desarrollar una función tributario-exportadora (N_{1FT}) a través del *share* que entregan las T_1 según los acuerdos JV y PSC establecidos.

2.2.2 Funciones ampliadas

Con el paso del tiempo, la dinámica socio-política interna y las alianzas internacionales se pueden convertir en factor de cambio (F) que de lugar a que G_2 incremente su capacidad recaudatoria y sienta las bases para que N_2 desarrolle funciones productivas y amplíe sus exportaciones. De ese modo, se modifican las relaciones de G_2 y N_2 con T_2 , aunque éstas sigan manteniendo un mayor control sobre el ciclo petrolero.

Por ello, se mantiene que $R_{2N} < R_{2T}$; pero, al mismo tiempo, si $P_2 = P_1$, $R_{2N} > R_{1N}$

$$\begin{aligned} \text{De ese modo, } F \rightarrow R_2 &= f \{N_2; T_2; P\} \\ E_2 &= f \{R_{2N}\} \end{aligned}$$

En este estadio, N_2 desarrollando una función tributario-exportadora a la que suma una cierta función productiva mediante su propia extracción, en proporciones reducidas (N_{2R}) o de cierta significación (N_{2S}), incrementando con ello su margen exportador.

2.2.3 Posición de empowerment

La dinámica socio-política interna y las alianzas internacionales pueden crear las condiciones para que G_3 no sólo ensanche su capacidad recaudatoria sino que impulse las medidas suficientes para que N_3 tenga la capacidad tecnológica, organizativa y financiera que la convierta en la mayor productora del país. De ese modo, G_3 y N_3 consolidan una oposición de *empowerment* (compartido con T_3 o en exclusiva), y detentan el control sobre el ciclo petrolero y las rentas que genera.

Por tanto, $R_{3N} > R_{3T}$; o bien $R_{3N} = R_3$

De ese modo, $F \rightarrow R_3 = f \{N_3; T_3; P\}$; o bien en ausencia de T , $R_3 = f \{N_3; P\}$;

$$E_3 = f \{R_{3N}\}$$

En ese estadio, N_3 controla totalmente (N_{3T}) o de forma mayoritaria (N_{3M}) la extracción y la exportación. También puede controlar el transporte y desarrollar actividades de refino para ampliar la exportación. Además, puede compartir con G_3 , en diversos grados, las decisiones sobre la elección de los socios T_3 con los que comparte la producción, la elección de clientes a los que exportar; la proyección exterior de sus actividades y la distribución de la parte de ingresos que se dedica para garantizar la reproducción ampliada del ciclo petrolero.

2.2.4 Posibles evoluciones

La posición de *empowerment*, donde los jugadores nacionales controlan los resortes de la actividad petrolera, no constituye un punto de no-retorno, ni garantiza cambios sustanciales de las condiciones rentistas. Su evolución depende de las decisiones que adopte el gobierno y de la evolución de los precios internacionales.

- Si las capacidades de N_3 garantizan la reproducción ampliada del ciclo petrolero y si G_3 avanza en la diversificación productiva y otros cambios fundamentales, la economía podría comenzar a transformar su condición rentista. La hipotética superación del carácter rentista (a favor del desarrollo económico) sería un proceso de largo plazo en el que durante bastante tiempo seguiría dependiendo de que el precio internacional del petróleo fuese ventajoso.

- Si N_3 garantiza la reproducción ampliada del ciclo petrolero, pero N_3 no avanza en la diversificación productiva y demás requisitos transformadores, la economía seguiría reproduciendo su condición rentista, incluso si el precio internacional fuera ventajoso. Se mantendría así la posición de *empowerment*.

- Si N_3 no garantiza la reproducción ampliada del ciclo petrolero, aunque G_3 pretenda avanzar en la diversificación productiva, la economía seguirá reproduciendo su condición rentista, tanto más primitiva cuanto menos favorable fuese el precio internacional. Las dificultades para garantizar los niveles de producción y exportación pueden derivar en un desplazamiento de N_{3T} hacia N_{3M} .

Hasta el momento, la experiencia histórica no ha alumbrado ningún caso de OGRAC que haya ido en la dirección apuntada en la primera de esas tres alternativas. Los casos que se conocen se corresponden con el mantenimiento de las condiciones de empowerment, de uno u otro tipo.

3. LAS NOGC AFRICANAS: CINCO CASOS

3.1. Tres generaciones de economías petro-rentistas

Nigeria y Argelia formaron, junto a Libia¹², la primera generación de países africanos que destacó por su producción y exportación de crudos de petróleo al iniciarse los años setenta. En ambos países, los primeros descubrimientos de reservas importantes tuvieron lugar en la segunda mitad de los años cincuenta y estuvieron a cargo de compañías pertenecientes a las metrópolis que los colonizaban, las firmas francesas (CFP, Elf) en Argelia y británicas (Shell, BP) en Nigeria.

La extracción de petróleo y de gas se inició en la década siguiente, cuando los dos territorios coloniales ya eran países independientes. Inicialmente, fue más exitosa la producción argelina, pero después creció con más rapidez la nigeriana que en 1971 ascendía a 1,5 millones de barriles-día (bd) frente a 800 mil bd producidos en Argelia. Se trataba de cifras considerables que colocaban a los dos países entre los mayores exportadores del mundo en la medida en que casi toda su producción se destinaba a los mercados internacionales (cuadro 1). Por ese motivo, los dos países fueron admitidos en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹³.

¹² Libia se mantuvo como el mayor productor africano hasta mediados de los setenta. Sin embargo, después la producción se vio severamente afectada por el embargo decretado por Naciones Unidas bajo la presión de Estados Unidos. Por ese motivo, la extracción de crudos se redujo desde los 2,1 millones bd en 1979 hasta la mitad, permaneciendo estancada hasta finales de los noventa. Incluso después, una vez levantadas las sanciones y al calor del boom de precios de la última década, no ha superado 1,7 millones bd. Debido a esa situación excepcional no incluimos a la National Oil Company del país en el análisis de este trabajo.

¹³ Argelia se incorporó en julio de 1969 y Nigeria en julio de 1971.

Cuadro 1. Producción, exportación y consumo de petróleo y gas natural.

		1971	1975	1979	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Petróleo (miles de barriles-día)																			
Argelia	Producción	800	978	1.233	1.114	1.309	1.282	1.561	1.540	1.630	1.796	1.860	1.921	1.911	1.913	1.857	1.733	1.741	
	Exportación	721	854	1.040	636	732	719	867	840	929	1.094	1.227	1.307	1.274	1.247	1.158	1.006	..	
	Refino	53	119	134	417	430	416	421	438	423	435	380	374	386	409	449	470	..	
	Exp. Refino	8	59	51	317	395	384	523	543	508	504	427	431	421	441	447	441	..	
	Consumo	48	74	120	168	225	211	226	226	245	241	255	265	262	282	297	312	..	
Nigeria	Producción	1.531	1.785	2.305	1.499	1.809	2.040	2.387	2.513	2.182	2.448	2.650	2.685	2.597	2.416	2.321	2.476	2.795	
	Exportación	1.486	1.720	2.243	1.410	1.530	1.793	2.281	2.267	1.971	2.317	2.562	2.481	2.456	2.386	2.200	2.445		
	Refino	40	48	103	172	273	195	101	228	221	125	103	195	117	56	101	49		
	Consumo	36	74	152	185	163	171	208	248	282	249	237	258	222	205	259	237		
Angola	Producción	116	158	146	232	474	617	746	740	894	875	990	1.250	1.430	1.720	1.922	1.829	1.833	
	Exportación	96	142	120	198	441	570	751	698	854	829	940	1.202	1.359	1.659	1.844	1.772		
	Refino	13	14	22	29	33	38	38	38	40	35	37	37	37	38	37	38		
	Consumo	17	18	22	26	28	29	37	42	43	47	60	46	54	63	78	89		
Sudan	Producción	0	0	0	0	0	0	177	208	241	265	301	305	345	476	461	475	472	
	Exportación	0	0	0	0	0	0	132	154	179	197	224	227	251	374	367	371	..	
	Refino	14	19	20	12	16	14	40	55	60	61	69	78	95	103	98	101	..	
	Consumo	24	22	22	30	37	31	39	45	55	64	71	75	84	89	90	99	..	
Guinea	Producción	0	0	0	0	0	7	91	177	204	244	346	376	364	376	350	307		
	Exportación																		
Gas Natural (miles de millones de metros cúbicos)																			
Argelia	Producción	2,7	6,4	19,6	34,2	49,3	58,7	84,4	78,2	80,4	82,8	82,0	88,2	84,5	84,8	85,9	81,4		
	Exportación	1,4	3,9	9,8	22,6	32,8	39,7	62,2	59,9	61,3	63,8	63,2	68,6	61,6	62,3	59,4	52,7		
Nigeria	Producción	0,2	0,4	1,4	2,6	4,0	4,8	12,5	14,9	14,2	19,2	22,8	22,4	28,4	35,0	35,0	24,9		
	Exportación	-	-	-	-	-	-	5,6	9,0	8,1	12,2	13,1	12,6	17,6	22,1	20,5	16,0		

Fuente: International Energy Agency (2011), *Oil Information*; excepto los datos de petróleo de Guinea. British Petroleum (2011), *Statistical Review of World Energy*. Para los datos de gas natural.

La evolución posterior se vio afectada por los acontecimientos desencadenados en la década de los setenta (fuerte expansión de la producción estimulada por la persistente escalada de los precios internacionales), seguida en los años ochenta por una drástica caída de la producción, decidida por la OPEP para intentar (infructuosamente) mantener el alto nivel de precios alcanzado en 1982 (cuadro 1). Posteriormente, al iniciarse en siglo XXI la producción de ambos países volvió a crecer hasta alcanzar sus cotas máximas en 2005: cerca de 2,7 millones bd en Nigeria y más de 1,9 millones en Argelia; con cifras de exportación de 2,5 y 1,3 millones bd, respectivamente, complementadas en el caso argelino con la exportación de casi medio millón bd de productos refinados.

Adicionalmente, Argelia ha desarrollado una fuerte producción de gas natural cuya proyección exportadora es más importante que la de su petróleo. La producción se inició en los setenta y creció con rapidez en las décadas posteriores, pasando entre 1980 y 2000 de 14 a 84 mil millones de metros cúbicos y elevándose ligeramente hasta 2005 (cuadro 1)¹⁴. De ese modo, mientras que la producción de crudo representa el 2% mundial y las reservas probadas equivalen al 0,9% mundial, en el gas natural la producción tiene una cuota del 2,7% y las reservas suponen el 2,4% mundial. Por su parte, Nigeria impulsó su capacidad de refino, en menor escala, y su producción gasífera, pasando 1,5 a 12,5 mil millones m³ entre 1980 y 2000, pero ha sido en la última década cuando la fuerte expansión ha logrado que supere los 35 mil millones de m³; un nivel que, sin embargo, queda lejos del que registra Argelia. Actualmente, la actividad petrolera (2,6% mundial) es más importante que la gasífera (0,8%), pero a largo plazo ésta irá adquiriendo mayor relevancia ya que sus reservas probadas de gas (2,8% mundial) son incluso superiores a las argelinas.

En los años ochenta cobró empuje una segunda generación de países petroleros africanos cuyos primeros descubrimientos surgieron al calor del *boom* de los setenta, pero su extracción comenzó en pleno descenso de los precios internacionales. Entre aquellos países estaba Egipto, con una producción superior a 900 mil bd en la segunda mitad de los ochenta; pero después la extracción entró en franco declive a la vez crecía su consumo de productos refinados, de manera que sólo una parte reducida del crudo se destina a la exportación y generaba rentas petroleras. Otros países como República del Congo, Gabón, Túnez y Camerún nunca han llegado a superar el umbral de los 250 mil bd –algunos ni siquiera 100 mil bd–. Gabón sí lo hizo en los años noventa, acercándose a 400 mil bd, pero en la última década ha vuelto a reducir su producción por debajo de aquel umbral (IEA, 2011). En consecuencia, la capacidad exportadora de estos países sigue siendo modesta.

En esa segunda generación solamente Angola tuvo un fuerte lanzamiento productivo que se aceleró aún más en el curso de las siguientes décadas. Así, los modestos 146 mil bd de 1980 pasaron a 474 mil en 1990 y 746 mil en 2000, cobrando mayor vigor hasta alcanzar 1,9 millones en 2008. Como el consumo interno es muy reducido, la exportación de crudos ha crecido desde 120 mil hasta 1,8 millones bd entre 1980 y 2008, superando las cifras de Libia y Argelia, y colocándose como segundo exportador africano, detrás de Nigeria. Ese ascenso hizo posible su ingreso en la OPEP en enero de 2007, reforzado por un incremento de las reservas probadas que equivale al 1% mundial (BP, 2011).

Finalmente, a mediados de los años noventa entró en escena una tercera generación, en la que destacan Sudán y Guinea Ecuatorial. También cabe considerar a Chad, pero su producción se inició más tarde, en 2003, y todavía no alcanza 200 mil

¹⁴ Entre 1980 y 2000 la exportación creció desde menos de 7 a 65 mil millones de metros cúbicos; el aumento posterior la acerca a 70 mil millones m³.

bd. En cambio Sudan inició la extracción en 1996, superó ese umbral en 2001 y ha seguido creciendo hasta alcanzar 475 mil bd en 2009. Guinea Ecuatorial superó dicho umbral en 2002 para después superar los 375 bd y estancarse en ese nivel en los últimos años. Las reservas probadas de Sudán equivalen al 0,5% mundial y las mas modestas de Guinea al 0,1%, si bien hay que tener en cuenta que se trata de un pequeño país, tanto en extensión como en población, que resulta casi diminuto comparado con los otros cuatro países aquí analizados.

Se trata, pues, de cinco países cuya dotación natural les permite ser notables exportadores de hidrocarburos y, gracias a ello, obtener unos ingresos externos en los que sustentan el carácter rentista de sus economías. Tres datos concluyentes sirven para constatar su condición rentista, utilizando datos los promedios anuales de los últimos años, según se indica en el cuadro 2:

- Las ventas de petróleo y gas natural suponen la casi totalidad de las exportaciones, con cuotas que oscilan entre el 94% de Sudán y el 99% de Guinea.
- Los ingresos por las exportaciones de petróleo y gas representan una alta proporción del Producto Interior Bruto, salvo en Sudán donde sólo equivalen al 17%. En Argelia y Nigeria se sitúan en el 38-40% del PIB, mientras que en Angola es el 62% y en Guinea el 78%.
- Los ingresos que el gobierno recauda de las actividades petroleras y gasíferas suponen entre el 60% y el 75% de sus ingresos totales del Estado, si bien la contabilización íntegra de los “oil revenues” resulta compleja ya que la información de cada país difiere en cuanto a las figuras fiscales y a los órganos estatales (gobierno central y territoriales) que intervienen en la recaudación¹⁵.

Por último, cabe dejar constancia en este apunte somero de la desoladora trayectoria político-militar vivida por estos países desde su acceso a la independencia¹⁶. Una trayectoria plagada de guerras civiles, golpes de estado, tensiones separatistas –en los territorios donde se ubican los recursos petroleros– y demás signos de inestabilidad que sistemáticamente debilitan el precario marco institucional y lastran la posibilidad de que los gobiernos tengan estrategias a largo plazo¹⁷. Un contexto cuyas incertidumbres se convierten en factor de riesgo para las TOC, pero que al mismo tiempo favorecen sus posiciones negociadoras frente a gobiernos débiles, corruptos y siempre urgidos por obtener ingresos a corto plazo.

¹⁵ Según los *Country Reports* del MMF, en Argelia y en Nigeria los *oil revenues* representan el 73-75%. En Guinea Ecuatorial los ingresos no tributarios (royalties y otras tasas) suponen el 69,5%, pero otro 22% procede del impuesto sobre el beneficio de las empresas, donde una parte considerable corresponde a las TOC. En Angola, los impuestos vinculados al petróleo son el 41% de los ingresos totales del gobierno, pero a ellos cabe agregar una parte significativa de los “non-tax” que suponen otro 19%. Por último en Sudán los impuestos sobre las exportaciones de petróleo suponen el 43% de la recaudación estatal y a la vez hay otras “taxes” -en buena parte vinculados a la actividad petrolera- suman otro 15% de los ingresos totales.

¹⁶ La excepción reside en Guinea Ecuatorial, donde la dictadura impuesta por su primer presidente, Macías, fue aún más férreamente impuesta por su sobrino Obiang –que le derrocó con un golpe militar–. El poder absoluto de la elite impide cualquier signo desestabilizador, gracias a la abrumadora superioridad de los medios represivos con los que cuenta para someter a una escasa población que apenas supera el medio millón de habitantes.

¹⁷ El extremo contrario a Guinea está representado por Sudán, donde la última guerra desatada, precisamente en torno a los yacimientos de petróleo, ha dado como resultado la partición del país en 2011 creándose dos nuevos países.

Cuadro 2. Importancia relativa del petróleo y el gas natural en la economía durante los últimos años*.

	Argelia	Nigeria	Angola	Sudán	Guinea Ec.
Exportaciones petróleo ¹ / totales (%)	98,2	97,3	97,6	93,8	99,0
Exportaciones petróleo ¹ / PIB (%)	40,2	37,7	62,2	17,1	78,4
Ingresos por petróleo / Ingresos totales del Estado (%)	72,7	75,3	40,9 / 60,0 ₂	42,7 / 50,1 ₃	69,5 / 92,3 ₂

* Argelia 2006-2010; Nigeria y Sudán 2007-2009; Angola 2008-2010; Guinea 2006-2009.

¹ En Argelia: exportaciones de petróleo (crudos y refinados) y gas natural. En Nigeria: crudos y gas.

² En Angola y Guinea: sólo oil-tax o sumando la totalidad recaudada de non-tax.

³ En Sudán: sólo impuestos por exportación de petróleo o sumando parte de otros impuestos que parecen afectar a la actividad petrolera interna.

Fuente: International Monetary Fund (2010, 2011), *Country Report* de cada país

3.2. Variantes de NOGC africanas

El análisis expuesto en el segundo apartado detecta cuatro variables que permiten diferenciar la posición de cada NOGC: *i)* la capacidad para desarrollar funciones extractivas que aporten contenido nacional a la producción de petróleo; *ii)* la presencia en otras actividades del ciclo petrolero y/o en la producción de gas natural; *iii)* los acuerdos con las TOC; y *iv)* el grado de control sobre las exportaciones y sus destinos. Estas cuatro variables delimitan en qué medida cada NOGC desarrolla funciones que la alejan o la acercan de ser un organismo administrativo dedicado a la gestión tributario más básica de las economías rentistas primitivas.

3.2.1 Capacidad productiva para extraer petróleo.

En este primer elemento, la compañía argelina, Sonatrach, está muy por encima de las otras cuatro NOGC¹⁸. Formada en 1963 como empresa pública minoritaria, fue adquiriendo protagonismo años después cuando empezó a participar en la prospección y extracción de campos en los que el gobierno redujo las concesiones a las compañías francesas y otras extranjeras. El gobierno constituido tras la independencia convirtió el control de los hidrocarburos en el principal resorte económico para superar los obstáculos al desarrollo. En esa medida, la adquisición de equipos y la formación de personal cualificado facilitaron el funcionamiento de Sonatrach cuando en 1971 el gobierno decretó la nacionalización de los recursos petroleros.

Aquella decisión colocó en manos de Sonatrach la totalidad de la actividad productiva y la responsabilidad de seguir ampliando las reservas mediante la búsqueda de nuevos campos petrolíferos. Esa exclusividad se mantuvo hasta que a mediados de los años noventa se hicieron evidentes las dificultades técnicas¹⁹ y, sobre todo, financieras que forzaron entonces al gobierno a tomar las primeras medidas de apertura a las compañías extranjeras. Conforme arreciaron esas dificultades

¹⁸ Materiales referidos a los cinco países son: Hebst (2000), Leenhardt (2004, 2005), Broadman (2007), ESMAP (2005), Hammerson (2007), Jakobsson (2007), Rosellini (2005), Percival et al (2009), CEPAf (2011) y Ngodi (2005). Materiales específicos sobre Argelia: Chevalier (1973), Benderra (2005), García-Luengos (2008), Aissaoui (2001), Anderson (1987), Lowy (2004), EIA (2012), IMF (2012), Álvarez (2010), Mañé (2008), Fattouh (2010), Sonatrach (2011).

¹⁹ Cabe recordar el impacto de la decisión adoptada en 1978 por el Presidente Chadli Benjedid, cuando destituyó a la cúpula directiva y a parte de los técnicos especializados, para acabar con las discrepancias entre las posiciones e intereses de los directivos de Sonatrach y el gobierno.

des, una segunda reforma, en 2005, amplió dicha apertura, orientada fundamentalmente a favorecer la entrada de TOC que aporten financiación y ciertas tecnologías para extraer petróleo en zonas más alejadas de los lugares tradicionales donde se localizan los principales campos. La apertura ha dado lugar a que Sonatrach reduzca hasta el 60% su control sobre la extracción de hidrocarburos líquidos (incluyendo crudos, condensados y gases líquidos). Por tanto, su capacidad tecnológica, organizativa y financiera sigue siendo importante pero está sometida a restricciones, que son las que han inducido a autorizar de nuevo la presencia de las TOC.

La compañía pública nigeriana, NNPC, se creó en 1977, en plena expansión productiva alentada por el alza de los precios internacionales y, sintomáticamente, sin que el gobierno tuviera ninguna pretensión de nacionalizar la actividad petrolera, al contrario de lo que hicieron los gobernantes de casi todos los países de la OPEP. Un hecho que revela con nitidez la correlación de fuerzas existente en una actividad petrolera absolutamente controlada por las TOC. El control absoluto ha continuado con posterioridad, de modo que NNPC apenas extrae una cifra testimonial de crudos (15 mil bd), lo que ni siquiera representa el 1% de la producción nigeriana, poniendo de manifiesto que carece de capacidades para desarrollar una función productiva²⁰.

La compañía angoleña, Sonangol, presenta una situación similar, si bien con un matiz de cierta relevancia²¹. Formada en 1976 tras la creación del primer gobierno nacional, su actividad estuvo largo tiempo inerte hasta que la presencia de las TOC hizo posible el lanzamiento de la producción petrolera en los años ochenta. Desde entonces, Sonangol ha adquirido una pequeña participación en la extracción de crudos (90 mil bd), que en la actualidad solo representan el 5%, es decir algo más que NNPC en Nigeria. El matiz consiste en que ciertos datos apuntan a que es voluntad del gobierno sentar la bases (a través de acuerdos con las TOC) para que crezca dicho porcentaje de forma significativa. De hecho, un indicio en esa dirección es que Sonangol ya participa en algunas actividades de exploración y se involucra en la asimilación de tecnologías de perforación en aguas profundas, que es donde se encuentra la mayor parte de los recursos petroleros.

No es el caso de Sudapet y Gepetrole, las compañías públicas de Sudán y Guinea²². Constituidas más tarde, en 1997 y 2002, respectivamente, sólo se ocupan de actividades las tributarias que delegan sus gobiernos a través de los acuerdos con las TOC que más adelante se exponen. Su capacidad productiva es nula.

3.2.2 Otras actividades en el ciclo petróleo y en el gas natural.

De nuevo, la posición de Sonatrach es singular con relación a las otras cuatro compañías estatales. Dispone de cierta capacidad de refino, si bien se mantiene estancada desde hace una década en torno a medio millón bd. Igualmente, desarrolla producción petroquímica con *feedstocks* de sus refinerías e importados. Mayor es la importancia en lo que respecta al gas natural donde, como ha quedado reflejado, su capacidad productiva y exportadora es más destacada desde la perspectiva internacional. Como en el petróleo, en 1971 la nacionalización puso en manos de Sonatrach la totalidad de los recursos gasíferos. Pero, por idénticos motivos técnicos y

²⁰ Además de la bibliografía común mencionada en la nota 18, sobre Nigeria: Shaxson (2008, 2009), Sébille-Lopez (2005), Obi (2004), Bach (2006), Omeh (2005), EIA (2011), IFM (2011) y NNPC (2010).

²¹ Además de la bibliografía común, sobre Angola: Gottschalk y Martins (2008), Hodges (2004), Morrison y O'Rourke (2006), IEA (2006) EIA (2011), IMF (2011) y Sonangol (2011).

²² Además de la bibliografía común, sobre Sudán: EIA (2011), FMI (2011) y Sudapet (2011); y sobre Guinea Ecuatorial: Frynas (2004), EIA (2012) y FMI (2010).

financieros, en la última década se ha vuelto a permitir la entrada de capital extranjero, si bien en la actualidad Sonatrach extrae más del 80% de la producción. Por último, Sonatrach controla la red de transporte interna y participa en la propiedad de los gasoductos y los barcos que transportan LNG hacia los mercados de exportación.

El contraste es radical en la posición de NNPC, pues ni siquiera es propietaria de la débil capacidad nigeriana de refino que está a cargo de otra compañía pública. La creciente producción de gas natural corre a cargo de una TOC (ExxonMobil), que también licua el gas para exportarlo. Las redes de transporte de los crudos y del gas natural también están en manos extranjeras.

La situación se repite en el caso de Sudapet y Gepetrole: no refino de crudos (en Sudán lo hacen compañías extranjeras), ni controlan las redes de exportación. Sudán carece de producción de gas natural y la naciente extracción guineana está en manos extranjeras. Otro tanto sucede con Sonangol, si bien existen indicios de cambio, tanto en la construcción de refinerías con compañías chinas y sudafricanas, como en el avance de las gestiones para instalar una planta de LNG que estimule la producción de gas natural para la exportación.

3.2.3 Acuerdos con compañías extranjeras.

La presencia dominante de las TOC en muchos países es la mayor evidencia de las limitadas, exiguas o nulas capacidades de las NOGC para desarrollar la producción. Al mismo tiempo, los acuerdos con las TOC tienen una decisiva importancia para la recaudación fiscal de los gobiernos y para que las NOGC dispongan de crudos entregados como *share* por las TOC..

En Argelia, está elevado a principio constitucional el requisito de que como mínimo el 51% de la propiedad de las JV y del reparto acordado en los PSA pertenezca a Sonatrach. Además, los campos designados para que las TOC busquen y extraigan petróleo y gas son nuevos y, por tanto, suponen una ampliación de las capacidades productivas, que se suman a las que Sonatrach sigue explotando. En el petróleo, esta compañía suma un 20% del *share* aportado por las TOC al 60% de extracción propia, de modo que controla el 80% de la producción; en el gas natural suma un *share* del 10% al 80% de extracción propia, controlando el 90% de la producción. La principal compañía extranjera que opera es la americana Anadarko, que dispone de la mayor parte de los 370 mil bd pertenecientes a las TOC. A continuación figuran Eni, Total y British Petroleum, con una presencia menor de Gazprom, Conoco-Phillips, Ruhrgaz, Statoil, Cepsa y las chinas Sinopec y CNPC.

Los acuerdos son decisivos en Nigeria ya que la casi totalidad de la producción está en manos de TOC, destacando los Joint Operating Agreements con la gran compañía allí instalada Shell²³ y con otras. De los seis JV que actualmente funcionan, en cinco NNPC tiene una participación del 60% (con ExxonMobil, Eni-ConocoPhillips, Total y dos con Chevron); la sexta es la de mayor capacidad productiva (900 mil bd), donde NNPC dispone del 55% y Shell-Total-Eni tienen el otro 45%. Las seis JV extraen alrededor de 2,2 millones bd, de los que aproximadamente 1,3 pertenecen a NNPC. Para desarrollar la producción en aguas profundas del golfo, con mayores exigencias tecnológicas y financieras, y expuesto a mayores riesgos, el gobierno impulsó desde finales de los noventa diversos PSC con las TOC, aunque la producción en esas zonas todavía supone una reducida parte, en torno a 300 mil bd.

²³ La explotación inicial recaía sobre una alianza entre Shell y British Petroleum, pero en 1978 el gobierno nigeriano expulsó a BP, cuando todavía era una compañía pública británica, por discrepancias de política exterior con el gobierno británico.

Sumando sus participaciones, NNPC controla 1,4 millones bd por 1,2 millones de las TOC merced a su participación en las JV (0,9 millones) y en los PSA (0,3 millones). Shell ha reducido su primerísima importancia de antaño, a la vez que Exxon Mobil la ha ido elevando; les siguen en importancia Chevron, Total y Eni. Excepto una pequeña cantidad de crudos en manos de pequeñas compañías regionales y de NNPC que se destina a las refinerías internas, la casi totalidad de los crudos de NNPC y de las TOC se exporta. En el gas natural, la mayor parte de la extracción corre a cargo de una JV de NNPC con ExxonMobil al 51-49%, el resto corresponde a PSC con compañías asiáticas de China, India, Indonesia y Corea del Sur.

El gobierno de Angola aplicó un procedimiento similar al nigeriano. En una primera etapa impulsó JV con la participación de Sonangol para explotar los campos onshore, atrayendo a Texaco (ahora Chevron), Fina (Total), Shell y Mobil (ExxonMobil). Después, cuando quiso desarrollar la extracción en aguas profundas optó por la firma de PSC con BP, Chevron, Total, ExxonMobil, Petrobras y Sinopec. Esta segunda opción es la que está dando lugar al *boom* angoleño que ha elevado la producción por encima de 1,9 millones bd. Sonagol controla menos de 800 mil (casi 100 mil de extracción propia y el resto como *shares*), lo que supone algo más del 40% de la producción frente a casi el 60% de las TOC entre las que destacan Total, Chevron, ExxonMobil, BP y Eni.

En Sudán, fueron empresas que luego se integraron en Chevron las que descubrieron petróleo a finales de los años setenta, pero los problemas de seguridad les hicieron desistir de comenzar a explotarlos. Casi dos décadas después la extracción llegó de la mano de una JV (Nile Petroleum Operating Company), compuesta por la china CNPC, la malasia Petronas y la india IOC, con cuotas del 40-30-25%, además de un 5% de Sudapet. El resto de la producción se efectúa por PSC con esas mismas empresas y otras como Talisman y Petrobras. Sudapest dispone de 12 mil bd, lo que representa en torno al 2% de la producción..

Similar es la situación de Gepetrol, aunque en este caso el gobierno guineano impone en las JV un porcentaje del 35% para su compañía. Sin embargo, gran parte de los acuerdos son PSC que proporcionan ingresos fiscales, pero no otorgan *share* de producción. Las principales TOC que explotan los recursos son Exxon Mobil y varias otras americanas de tamaño medio como Marathon, Hess y Noble.

3.2.4 Control de la exportación y mercados de destino.

Sonatrach vuelve a mostrar su posición ventajosa ya que su control sobre la mayor parte de la extracción de petróleo y de gas hace que sea también quien exporta aproximadamente la mitad de los crudos y la casi totalidad del gas. La notable presencia de Anadarko, además del interés del propio gobierno argelino, explican que casi la mitad de las ventas de crudos se dirija a Estados Unidos, además de otra séptima parte a Canadá, mientras que sólo la tercera parte se destina a Europa Occidental y una pequeña parte va a países africanos y asiáticos. En el gas natural, los mayores mercados son Italia y España, seguidos de Francia y Turquía.

En Nigeria, NNPC y las TOC exportan cantidades similares (1,2 millones bd) y entre éstas la creciente importancia de firmas americanas incide en el aumento de las ventas destinadas a Estados Unidos (40%), frente a una cuarta parte dirigida a Europa y otra tercera parte repartida entre varios mercados en ascenso (India, China, Brasil) y otros. La exportación de gas natural se reparte entre una parte minoritaria bajo control de NNPC y otra mayoritaria de las TOC, con ExxonMobil a la cabeza.

Se dirige sobre todo a España, Francia, Portugal, junto con cifras menores hacia México y EE.UU.

En Angola, tanto la estrategia del gobierno y de Sonagol –en cuyas manos está ya más del 30% de la producción– como la incorporación de firmas chinas, están haciendo que una proporción creciente de las ventas se destine a China, superando ya el 45%, y a otros países asiáticos (India y Taiwan), en detrimento de la cuota –no de las cifras absolutas– de crudos orientados hacia EE.UU. y Europa. El mismo hecho se detecta en Sudán, con porcentajes ostensiblemente mayores, ya que dos terceras partes de los crudos exportados se destinan a China y el resto va a Malasia, Japón, India y otros países de aquella región. En este caso, esa orientación obedece a la decisión de las firmas extranjeras (asiáticas) que son las que controlan la producción, de modo que Sudapet y el gobierno apenas ejercen influencia.

La situación se altera en parte en Guinea, donde las exportaciones también se hallan mayoritariamente en manos de TOC. Alrededor de un tercio de las ventas se destina a Estados Unidos y el resto se reparte entre diversos países europeos y asiáticos, entre los que destaca la creciente presencia de China, con una cuota que ya se acerca al 15%.

3.3. Categorías de NOGC y control de las rentas petroleras

3.3.1 Tipología

Según la clasificación que se propone en 2.2 y conforme a las funciones que ejercen las cinco NOGC, se infiere que únicamente Sonatrach pertenece al tipo N_3 , propia de la posición de *empowerment*. Así es debido a su predominio en el *upstream* (extracción) y el *downstream* (transporte-exportación de crudos-refino) petrolero y más aún en el ciclo gasífero. A la vez, sus debilidades –particularmente financieras– han dado lugar a que dentro de la categoría N_3 Sonatrach se haya trasladado de N_{3T} a N_{3M} propia del desarrollo de funciones extractivas y exportadoras mayoritarias pero no absolutas.

Al mismo tiempo, esas reformas han quitado a Sonatrach los derechos jurídicos sobre la propiedad de los recursos del subsuelo, cediéndolos a otras agencias estatales. Ese hecho supone una restricción en la toma de ciertas decisiones importantes, como es la elección de las TOC a las que se permite extraer recursos argelinos. Tal decisión corresponde a esas agencias, que son las que licitan dónde y cómo pueden actuar las TOC que formaran con Sonatrach las JV. Es así que Sonatrach sigue siendo la mayor empresa del continente africano, pero carece de ciertas funciones gestoras sobre asuntos que son propios de una empresa, a la vez que por su posición en el entramado estatal argelino se ocupa de tareas administrativo-políticas (internas e internacionales) que no son propias de una empresa mercantil.

NNPC y Sonangol son compañías de tipo N_2 con amplias funciones tributario-exportadoras y una mínima actividad productiva, lo que las sitúa en la categoría N_{2R} . NNPC controla la mitad de la producción y la exportación de petróleo –merced a los *share* de las TOC– y cerca de la tercera parte de las ventas de gas natural. Sonangol controla porcentajes algo inferiores en la producción-exportación de petróleo y no tiene actividad gasífera. Sin embargo, en un horizonte de medio plazo, mientras que NNPC no ofrece novedades que auguren un cambio de categoría, Sonangol sí podría aumentar sus funciones productivas y elevar el grado de control sobre la extracción y la exportación de crudos, con cierta capacidad de refino y de gas natural. Si

así fuera, en el futuro podría desplazarse de N_{2R} a N_{2S} , convirtiéndose en una compañía con capacidad productiva de cierta significación.

Sudapet y Gepetrol son compañías de tipo N_1 , esto es, estrictamente dedicadas a la función tributaria más básica de obtener los *share* de los acuerdos de sus gobiernos con las TOC. El predominio de los PSC y la posición minoritaria de Sudapet en la JV-NPOC dan lugar a que esas cuotas sean minoritarias respecto de las cifras de petróleo extraído. Por tanto, ocupan una posición netamente marginal en el conjunto del ciclo petrolero que se desarrolla en ambos países.

3.3.2 Control de las rentas petroleras

La información disponible sólo permite un cálculo aproximativo de la distribución de las rentas obtenidas por el petróleo y el gas natural. El procedimiento que hemos utilizado consiste en tomar como referencia la cifra de las exportaciones y relacionarla, en primera instancia, con los ingresos presupuestarios procedentes de la actividad petro-gasífera. Se dispone también de información sobre la salida de rentas en concepto de beneficios repatriados por las TOC y, para Sonatrach y Sonangol hay datos sobre los ingresos que, tras el pago de impuestos, quedan en sus manos.

Se trata de un ensayo aproximativo si se tienen en cuenta las dificultades metodológicas e informativas que comporta el cruce de esos datos. Por un lado, las cifras de las exportaciones de hidrocarburos que figuran en las balanzas de pago están expresadas en dólares, mientras que la información sobre los ingresos fiscales está en moneda nacional. Conociendo también el PIB en dólares, para relacionar la recaudación con las exportaciones se utiliza el dato de la proporción de los ingresos fiscales en el PIB. A su vez, como la información sobre los ingresos fiscales procedentes del petróleo no es homogénea²⁴, se requiere de ciertas estimaciones. Lo mismo que sucede con la salida de rentas recogida en la balanza de pagos²⁵. No obstante, las diferencias cuantitativas no son importantes en ninguno de los casos.

Finalmente, la relación entre las exportaciones, la recaudación fiscal y la salida de rentas de las TOC arroja un “resto” que incluye conceptos diversos entre los que están los ingresos de las TOC computados (según los PSC) como recuperación de inversiones previas, otros costes y gastos de las NOGC y de las TOC, posibles beneficios de las TOC (no repatriados ni reinvertidos) y los beneficios de la NOGC que quedan en sus manos en los países donde ese dato no se puede desglosar.

Teniendo en cuenta tales dificultades, se obtienen los siguientes resultados²⁶: En Argelia, el Estado recauda cerca del 70% del ingreso medio (58 mil millones de

²⁴ Como informa el cuadro 2, en Argelia y Nigeria se dispone del dato de los “oil revenues”; en Angola y Guinea la información se refiere a ingresos “oil-tax”, mientras que en Sudán se refiere a los impuestos sobre exportación. Por eso, en aquellos países hemos estimado el incremento que suponen los ingresos “non-tax” vinculados al petróleo y en Sudán los otros tributos sobre la actividad petrolera.

²⁵ Sudán ofrece específicamente el dato de “oil-related payments” y Nigeria el de “income net of oil and gas”, mientras que en Argelia se refiere al conjunto de “profit repatriation”, Angola a “income net: payment” y Guinea a “income net”. No obstante, en estos casos hay que tener en cuenta que en Argelia apenas hay empresas extranjeras de entidad que no sean las petroleras; en Angola apenas hay otros pagos de rentas que no sean petroleras y en Guinea hay pocos ingresos reseñables por rentas, de modo que los datos de los cinco países se pueden considerar homologables. Fuente: IFM, *Country Reports*.

²⁶ El cálculo de todas las variables está expresado como promedio anual de varios años entre 2006-2010 según la información disponible. En Argelia se refiere a los cinco años, en Nigeria y Sudán a 2007-2009, en Angola a 2008-2010 y en Guinea a 2006-2009. Por tanto, en todos los casos se inclu-

dólares) generado por la exportación de hidrocarburos, el beneficio repatriado por las TOC equivale al 9,5% del ingreso, Sonatrach retiene otro 12%²⁷ y el resto suma menos de la décima parte.

En Nigeria, el ingreso medio petrolero (68 mil millones de dólares) se reparte entre el 54% que recauda el Estado (21% el gobierno federal y 33% los gobiernos territoriales), 17% de beneficio repatriado por las TOC y un resto del 29% que incluye recuperación de costes de las TOC, beneficios no repatriados ni reinvertidos, costes de explotación y alguna pequeña parte en manos de la NNPC.

En Angola, el ingreso petrolero (50 mil millones de dólares) se distribuye entre el 65% que recauda el Estado²⁸, el 15% de beneficio repatriado por las TOC y un resto del 20% restante entre las demás partidas correspondientes al beneficio de las TOC, de Sonagol y los costes.

El nivel del ingreso petrolero desciende considerablemente en Guinea Ecuatorial y Sudán, con 10,3 y 9,1 mil millones de dólares respectivamente y en su distribución se aprecia el dominio de las compañías extranjeras. En ambos países, el beneficio repatriado supone el 45-50%, mientras que la parte recaudada por el Estado se sitúa por encima del 40%, quedando un pequeño resto con otras partidas menores.

4. TRES CONCLUSIONES

Los datos anteriores muestran que la posición de *empowerment*, es decir, el dominio mayoritario de Sonatrach sobre la producción y exportación de los hidrocarburos garantiza una mayor proporción de rentas petroleras en manos del Estado argelino que en los restantes países. En ese sentido, cabe considerar una escala de referencia que permite sintetizar una primera conclusión que responde al interrogante planteado al inicio del trabajo: existe una relación directa entre el tipo de NOGC ($N_{3M} - N_{2R} - N_1$) y el tamaño relativo de la renta petrolera que controla el Estado. El matiz surge en Angola y Nigeria, pues con NOGC de tipos similares (N_{2R}) la proporción de rentas captada por el Estado es significativamente más alta en el primero.

Al mismo tiempo, los datos básicos relativos a la elevadísima participación de las rentas petroleras en las exportaciones totales, su aportación mayoritaria a la hacienda estatal y su fuerte peso en el PIB, revela que –con cierta salvedad en el caso de Sudán en el PIB– estos países responden al lema de que “viven del petróleo y para el petróleo”, característico de las economías petro-rentistas, más allá de que sus NOGC pertenezcan a categorías distintas. Por tanto, la segunda conclusión es que el tipo de NOGC no es una garantía para que se alteren las condiciones rentistas del país. Así, la posición de *empowerment* de Sonatrach no garantiza el cambio de la condición rentista de Argelia. Ciertamente, un análisis en profundidad desvelaría ciertas diferencias económicas entre ese país y los demás, pero sin alterar el hecho principal de la extrema dependencia argelina respecto de los hidrocarburos. Por tanto, su gobierno ha garantizado la reproducción ampliada de los ciclos del petróleo y el gas (con las debilidades señaladas), pero medio siglo después de la independencia no se ha producido una modificación sustantiva del “código genético” que caracteriza a Argelia como OGRAC.

ye algún/os año/s de la bonanza de precios registrada entre 2006 y 2008, junto con algún/os año/s de la caída posterior de los precios en 2009 y 2010.

²⁷ Según Álvarez (2010), Sonatrach retiene la cuarta parte del beneficio que obtiene; el otro 75% lo entrega al Estado como impuestos..

²⁸ El 52% por “oil tax” y cabe estimar un 15-20% por “non-tax” vinculados al petróleo.

En este sentido, el requisito decisivo es la utilización de las rentas petroleras, según el planteamiento propuesto en el trabajo acerca de la tensión entre los bucles reproductivos y los factores de cambio del rentismo. Por tanto, la tercera conclusión es que la magnitud y la continuidad de las rentas petroleras y el grado de control nacional son condiciones necesarias pero no suficientes para impulsar cambios sustantivos. En ausencia de modificaciones estratégicas que re-orienten el destino de esas rentas, se siguen imponiendo los mecanismos que la literatura denomina “rent seeking behaviour”.

BIBLIOGRAFÍA

- AÏSSAOUI, A. (2001): *Algeria: The political economy of oil and gas*, Oxford University Press, Oxford..
- ÁLVAREZ, A. (2010): “Rentierism in the Algerian Economy Based on Oil and Natural Gas”, *Energy Policy*, 38 (10); 6338-48.
- AMSDEN, A. (1989): *Asia’s Next Giant: South Korea and Late Industrialization*, Oxford University Press, Nueva York.
- ANGELIER, J-P. (2008): “ L’évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier“, *Note de Travail* 11/2008, Laboratoire d’économie de la production et de l’integration internationale, CNRS, Grenoble.
- AOKI, M.; KIM, H-K.; OKUNO-FUJIWARA, M. (1997): *The Role of Government in East Asian Economic Development: Comparative Institutional Analysis*, Clarendon Press, Oxford.
- BACH, D. (2006): “Nigeria : paradoxes de l’abondance et démocratisation en trompe-l’œil“, *Afrique contemporaine*, 219 (3), 119-35..
- BENDERRA, O. (2005) : “Pétrole et pouvoir en Algérie : les avatars de la gestion de la rente“, *Confluences Méditerranées*, 53, 51-58..
- BINDERMAN, K. (1999): “Production-Shraring Agreements: An Economic Analysis”, *WPM* 25, Oxford Institute for Energy Studies, october, Oxford.
- BROADMAN, H. (2007): *Africa’s Silk Road: China and India’s New Economic Frontier*, World Bank, Washington.
- BRUNNSCHWEILER, CH. (2008): “Cursing the Blessings? Natural Resource Abundance, Institutions, and Economic Growth”, *World Development*, 2008, vol. 36, issue 3, pages 399-419
- BRUNNSCHWEILER, CH. ; BULTE, E. (2008) : “The resource curse revisited and revised : A tale of paradoxes and red herrings”, *Journal of Environmental Economics and Management*, 55, 248-64.
- CHEVALIER, J-M (1973) : *Le nouveau enjeu pétrolier*, Calman-Levy, Paris.

- CORDEN, M. (1984): "Booming Sector and 'Dutch Disease' Economics: Survey and Consolidation", *Oxford Economic Papers*, 36, issue 3, pages 359-80.
- CORDEN, W. Y NEARY, J. (1982): "Booming sector and Dutch disease economics: a survey", *Economic Journal*, 92, páginas
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2010): *Sudan, Country Analysis Brief*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SU> www.eia.doe.gov.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011): *Angola, Country Analysis Brief*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AO>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011): *Nigeria, Country Analysis Brief*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=NI>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2012): *Algeria, Country Analysis Brief*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AG>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2012): *Equatorial Guinea, Country Analysis Brief*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=EK>.
- ESMAP (2005): *The vulnerability of African Countries to Oil Price Shocks: Major Factors and Policy Options*, World Bank, Washington.
- FATTOUH (2010) *North African oil and foreign investment in changing market conditions*, *Energy Policy* 38, pag. 1119-1129
- FINE, B. (2006): "The Developmental State and the Political Economy of Development", Jomo K y Fine B., *The New Development Economics: After the Washington Consensus*, Zed Books, Londres.
- FRYNAS, G. (2004): "The oil booms in Equatorial Guinea", *African Affairs*, 103, 527-46.
- GARCÍA-LUENGOS, J. (2008): "Las rentas de hidrocarburos en Argelia" en Campos Serrano, A. y Carrillo, M., *El precio oculto de la tierra: impactos económicos, sociales y políticos de las industrias extractivas*, Icaria, Barcelona.
- GOODARZ A. Y PALAZUELOS E. (2012): Arabia Saudi: cambios en la base energética del modelo petrolero-rentista, Comunicación presentada a la XIX Reunión de Economía Mundial, SEM, mayo, Jaén.
- GOTTSCHALK, R.; MARTINS, P. (2008): "Angola Growth Policy Study", *Report to UNDP*, Institute of Development Studies, Angola.
- GYLFASON, T. (2001): "Nature, Power, and Growth", *Scottish Journal of Political Economy*, 48 (5), 558-88.

- HAMMERSON, M. (2007): "Production sharing contracts: an analysis of comparative practice in certain African jurisdictions" United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD, 11 th Africa Oil & gas, Trade & Finance Conference, Nairobi 23-25 may.
- HERADSTVEIT, D.; HVEEM, H. (2004): *Oil in the Gulf. Obstacles to Democracy and Development*, Ashgate, Aldershot.
- HERBST, J. (2000): *States and Power in Africa*, Princeton, Princeton University Press, New Jersey.
- HODGES, T. (2004): *Angola: anatomy of an Oil State*, Fridjof Nansen Institute, Ly-saker.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2005): "Middle East and North Africa Insights", *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2006a): "Prospects in Oil and gas exporting Sub-saharan African Countries", *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2006b): *Angola: towards an Energy Strategy*, IEA/OECD, Paris.
- INTERNATIONAL MONETARY FOND (2010): *Equatorial Guinea, Country Report*, [http:// www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2010/cr10103.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2010/cr10103.pdf), IMF, Washington
- INTERNATIONAL MONETARY FOND (2011): *Angola, Country Report*, [http://www.imf.org/external /pubs/ft/scr/2011/cr11346.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2011/cr11346.pdf), IMF, Washington
- INTERNATIONAL MONETARY FOND (2011): *Nigeria, Country Report*, [http://www.imf.org/external /pubs/ft/scr/2011/cr1157.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2011/cr1157.pdf), IMF, Washington
- INTERNATIONAL MONETARY FOND (2011): *Sudan, Country Report*, [http://www.imf.org/external /pubs/ft/scr/2011/cr1186.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2011/cr1186.pdf), IMF, Washington
- INTERNATIONAL MONETARY FOND (2012): *Algeria, Country Report*, [http://www.imf.org/external /pubs/ft/scr/2012/cr1220.pdf](http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2012/cr1220.pdf), IMF, Washington
- JAKOBSSON, K. (2007): *Oil Use and Economic Development in Sub-Saharan Africa*, Uppsala Universitet, Uppsala.
- LAUNAY, J. ; CHEVALIER, J-M. (1985): *Histoire secrète du petrole 1859-1984*, Presses de la Cité, Paris.
- LEENHARDT, B. (2004): *Production, fiscalité, transparence et gestion des revenus pétroliers en Afrique Subsaharienne et en zone franc : la chance des Africains ?*, Department de la Recherche, Agence Française de Développement, Paris

- LEENHARDT, B. (2005) : “Fiscalité pétrolière et dynamiques du Sahara : la repartition des rentes“, *Afrique contemporaine*, 216 (4), 65-86.
- LEENHARDT, B. ; MASSUYEAU, B. (2005): “Le pétrole en Afrique : perspectives, déterminants et gestion des recettes pétrolières“, *La lettre des économistes de l’AFD*, Agence française de développement, 8, mars.
- Lowy, M. (2004): “Oil rents and political breakdown in patrimonial states: Algeria in comparative perspective”, *The Journal of North African Studies*, vol 9 issue 3: 83-102
- MAÑÉ, A. (2006): “Argelia ¿retorno al nacionalismo energético?”, *ARI* 102, Rel Instituto Elcano, Madrid.
- MAÑÉ A. (2008): “¿Qué política de seguridad energética para el mediterráneo occidental? Enseñanzas de las relaciones energéticas argelino-europeas”, *ICE Economía de la energía Mayo-Junio 2008*. N.º 842 pag. 125-140
- MEHLUN, H.; MOENE, K.; TORVIK, R. (2006): “Cursed by Resources or Institutions?”, *The World Economy*, Vol 29 issue 8 pages 1117-1131
- MOMMER, B. (2002): *Global Oil and the Nation State*, Oxford University Press, Oxford.
- NGODI, E. (2005) : “Gestion des ressources pétrolières et développement en Afrique“, *Communication à la 11^e Assemblée Générale du CODESRIA*, 6-10 décembre, Maputo, Mozambique.
- NNPC (2011) <http://www.nnpcgroup.com/>
- OBI, D. (2004): “The Oil Paradox: Reflections on the Violent Dynamics of Petro-Politics and (mis)Governance in Nigeria’s Niger Delta”, *Papers on Africa*, University of Leipzig, Leipzig.
- OMEH, M. (2005): “The Nigerian Oil and Gas Industry: from joint ventures to production sharing contract”, *African Renaissance Journal*, nov-dic., www.hollerafrica.com/show Article.php?artId=858&carId=28page=2
- ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (2011): *Annual Statistical Bulletin*, OPEC, Viena.
- PALAZUELOS, E.; FERNÁNDEZ, R. (2012): “Kazakhstan: oil endowment and oil empowerment”, *Communist and Post-Communist Studies*, aprobada su publicación, pendiente de DOI.
- PARRA, F. (2004): *Oil Politics. A modern history of petroleum*, Tauris, Londres.
- PERCIVAL, B.; VALK, B.; VAN GEUNS, L. (2009): *Gambling in Sub-Saharan Africa: Energy Security through the Prism of Sino-African Relations*, Clingendael International Energy Programme, The Hague, Netherlands.

- POLANYI, K. (1957): *The Great Transformation: The Political and Economic Origins of Our Time*, Beacon Press, Mass.
- ROBINSON, J.; TORVIK, R.; VERDIER T. (2006): "Political foundations of the resource curse", *Journal of Development Economics*, 79, 447-68.
- ROSELLINI, CH. (2005): "La répartition de la rente pétrolière en Afrique", *Afrique contemporaine*, 216 (4), 125-38.
- SAMPSON, A. (1975): *The Seven Sisters*, Hodder & Stoughton, Londres.
- SEBILLE-LOPEZ, P. (2005) : "Les hydrocarbures au Nigeria et la redistribution de la rente pétrolière", *Afrique contemporaine*, 216 (4), 157-181.
- SHAXSON, N. (2009): *Nigeria's Implementation of the Extractive Industries Transparency Initiative*, Chatam House, Londres
- SHAXSON, N. (2008): *Poisoned wells. The Dirty Policies to African Oil*, Palgrave Macmillan, London.
- STEVENS, P. (2003): "Resource impact- A curse or a blessing?", *Draft Working Paper*, 22 april, University of Dundee, Uk.
- SONATRACH (2011) "Rapport annual 2010"
- SUDAPET (2011) www.sudapet.sd/
- TOLENTINO, E. (2001): *Multinational Corporation. Emergence and evolution*, Routledge. Londres.
- WADE R. (1990): *Governing the Market: Economic Theory and the Role of Government in East Asian Industrialization*, Princeton University Press, Princeton.
- WELMAKER B. ET AL (2005): *Production Sharingf Contracts: Implications for Pre-Salt Development in Brazil*, Baker & McKenzie.
- YERGIN D. (1990): *The Prize*, Simon & Schuster, New York.