

**A ÁFRICA
SUB-SAHARIANA
E
A ECONOMIA DOS
HIDROCARBONETOS**



Carlos Costa Nunes

**OBSERVATÓRIO
DE RELAÇÕES EXTERIORES**



UAL
UNIVERSIDADE
AUTÓNOMA
DE LISBOA

1. Introdução

Este artigo* procura sistematizar um conjunto de elementos relativos à disponibilidade e exploração de hidrocarbonetos convencionais (*crude* e gás natural), na África Sub-Sahariana**, questão tanto mais relevante quanto se recorde o clima de escassez crescente destas matérias-primas e o acréscimo da turbulência nos mercados correspondentes cuja resultante mais imediata tem sido o continuado crescimento dos preços.

O indicador que, de forma mais sintética e imediata, permitirá aferir da crescente importância desta grande região nos domínios em análise é, sem dúvida, a evolução recente das reservas provadas daqueles *inputs* energéticos.

Assim considerando apenas o caso do *crude*, temos que, entre finais de 1996 e de 2006, esta variável reportada à região especificamente em estudo cresceu ao ritmo de 7,7% ao ano, isto enquanto a correspondente média mundial se limitava a um reduzido incremento anual de 1,4%.

É, em boa medida, nesta disparidade que radica quer o crescente interesse por parte de *players* nacionais e empresariais quer o adensamento das elaborações teóricas de estrategos e economistas.

É pois no intuito de procurar compreender o papel actual e futuro da SSA no âmbito em referência, que iremos considerar os tópicos seguintes:

* O manuscrito foi terminado em finais de 2007.

** Doravante designada pelo acrónimo SSA.

- Uma análise introdutória de carácter agregado abordando, em separado, cada um dos dois hidrocarbonetos convencionais e considerando, relativamente a cada um deles, as vertentes reservas e produção;
- A abordagem segmentada dos produtores regionais, procurando salientar as particularidades mais significativas inerentes a estes distintos mercados de oferta e tendo a preocupação de não omitir a emergência de novos centros de produção nacionais;
- Os posicionamentos e operatórias dos grandes países consumidores, dando maior ênfase, por razões facilmente entendíveis, aos EUA e à China;
- O papel dos principais *players* empresariais presentes procurando, na medida do possível, articular as suas tipologias (“grandes operadores integrados”, “companhias nacionais” e “produtores independentes”), ao seu desempenho no presente contexto geográfico;
- Uma última área de abordagem, a anteceder a apresentação duma síntese conclusiva, corresponde à retoma, numa óptica prospectiva, da matéria abordada no capítulo inicial, i.é., das reservas e dos *outputs* regionais procurando inseri-las no seu contexto geral.

2. A crescente importância da África Sub-Sahariana no domínio dos combustíveis fósseis

A África Sub-Sahariana abrange uma área que corresponde a cerca de dois terços do Continente em que se localiza e integra 42 países, sendo esta região evidenciada no mapa 1 da página seguinte.

Em termos demográficos, é de referir que os cerca de 722,7 milhões de habitantes que nela habitavam, dados de 2005, viviam de acordo com padrões de desenvolvimento sócio-económico abaixo da média mundial como o atesta, em termos sintéticos, o “*Human Development Index*” elaborado pela UNDP e relativo àquele mesmo ano que se cifrava em 0,493, valor que, inclusivé, é um pouco inferior ao apurado para o grupo dos “Países Menos Desenvolvidos”.

Por outro lado constata-se a existência duma grande riqueza quer no plano da biodiversidade (fauna, flora, dotação em florestas húmidas) quer no que respeita a recursos fluviais e minerais com destaque para o ouro e diamantes, isto sem esquecer as potencialidades referentes ao domínio central da nossa abordagem, os hidrocarbonetos.

2.1. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO DE *CRUDE*

Começando por considerar os indicadores de natureza estrutural ou de *stock*, temos que o quadro n.º 1 apresenta a evolução histórica de longo prazo referente à óptica mais comumente analisada, a das reservas provadas.

Mapa 1 – Os limites da África Sub-sahariana



Fonte: <http://wikipedia.org>

Temos assim, a fazer fé na fonte que passaremos a seguir de forma sistemática (“BP Statistical Review of World Energy”), e no que respeita ao petróleo, o seguinte panorama: (ver quadro 1 na página seguinte).

Constata-se, de acordo com os elementos apresentados, que as reservas provadas correspondentes a esta grande região estão distribuídas pelos 7 países especificados no quadro n.º 1, maioritariamente localizados no Golfo da Guiné ou na periferia deste, “fatalidade” geográfica a que apenas o Sudão se parece eximir.

Assiste-se, por outro lado, a uma elevada concentração desta categoria de recursos entre um número muito limitado dos países mencionados já que, em finais de 2006, apenas dois deles (Nigéria e Angola), detinham o equivalente a 77,5% do total regional, com o primeiro destes países a fechar o grupo dos dez maiores à escala mundial.

Quadro 1: SSA/Evolução e peso das reservas provadas de crude (10⁹ b)

Países/Regiões	31.12.1986	31.12.1996	31.12.2006
Angola	1,4	3,7	9,0
Chade	0,0	0,0	0,9
Congo Brazaville	0,7	1,6	1,9
Guiné Equatorial	0,0	0,6	1,8
Gabão	0,6	2,8	2,1
Nigéria	16,1	20,8	36,2
Sudão	0,3	0,3	6,4
Sub-soma = "SSA" (1)	19,1	29,8	58,3
África total (2)	58,0	74,9	117,2
Total geral (3)	877,4	1.049,0	1.208,2
Peso "SSA" na África (1)/(2)*100	32,9	39,8	49,7
Peso "SSA" no total (1)/(3)*100	2,2	2,8	4,8
Peso África no total (2)/(3)*100	6,6	7,1	9,7

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Oil*.

Aliás, se alargarmos um pouco, o campo de análise, considerando o terceiro elemento deste *ranking*, o Sudão, temos que o montante absoluto assim apurado corresponde a um total de 51,6*10⁹ b, i. é., o equivalente a 88,5% das reservas da SSA.

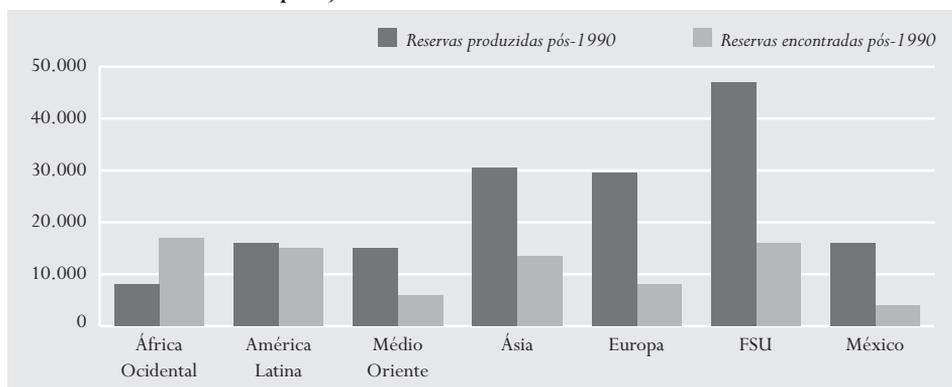
Importa, no entanto, ter presente que as próprias estimativas apresentadas apontam, de forma implícita, para uma situação de não consolidação do indicador em análise neste quadro regional, questão a que se pode associar a recente entrada neste “clube” de novos membros (Guiné Equatorial e mesmo do Sudão), situação que decorre, sobretudo, do facto da prospecção de extensas áreas ter sido particularmente tardia e incompleta.

Esta realidade pode ser captada, numa óptica muito mais lata, considerando as dinâmicas muito distintas que, no longo prazo, o indicador vem evidenciando às escalas global e regional o que, na última década se traduziu, conforme referido na introdução deste trabalho, por um ritmo de crescimento quántuplo da componente em consideração face ao todo, ou seja das reservas da SSA face ao correspondente total mundial.

Sem invalidar a manutenção de uma posição de subalternidade regional no contexto em consideração, a compreensão desta situação pode, entretanto, ser enriquecida mediante a introdução do gráfico n.º 1, para o que passaremos

a assumir, ainda que de forma aproximada, que as variáveis aí consideradas como reportadas à “África Ocidental” tiveram, no mesmo período, uma evolução idêntica à da região centralmente em análise.

Gráfico 1 – Comparação das reservas descobertas e utilizadas desde 1990



Fonte: PFC Energy, “The Geopolitics of Energy: The New Competition for Resources”, PPI 2005 Summer Roundtable”, Julho de 2005.

Dos elementos anteriores, que introduzem e confrontam duas novas nomenclaturas (as reservas “utilizadas” e as “descobertas”) conclui-se que, não só, a segunda tipologia conheceu, na Região, dos mais elevados níveis de sucesso à escala global quanto, e ainda mais significativo, o saldo líquido das duas variáveis, i.é., o incremento efectivo das disponibilidades é aqui, e de longe, o mais favorável, conclusão que acaba por justificar o referido incremento do protagonismo da SSA.

Uma óptica adicional relevante na avaliação da matéria em análise passa por considerar as estimativas apuradas no âmbito do “USGS-2000”, cujo cenário médio estima que os recursos globais em *crude*, incluindo os já utilizados, correspondam a $3 \cdot 10^{12}$ b, de que se infere que as “Reservas não Descobertas” a nível mundial, não atinjam sequer o volume das actuais “Reservas Provadas”; ora, de acordo com a mesma fonte, este rácio é, para a SSA, bem mais favorável, da ordem dos 150%.

Passando a considerar a óptica dos fluxos, ou seja, da evolução da produção, tomando como referência um dado período de tempo, na circunstância, o ano, começaremos por reproduzir o quadro seguinte que especifica o contributo recente de cada um dos *players* nacionais que vimos considerando.

Quadro 2: Evolução e peso da produção de *crude* na SSA (10⁹ b/d)

Países/Regiões	1996	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Angola	716	742	905	862	976	1.233	1.409
Camarões	110	81	75	68	62	58	63
Chade	0	0	0	24	168	173	153
Rep. Congo (Brazaville)	200	234	231	215	216	246	262
Guiné Equatorial	17	173	215	247	343	356	358
Gabão	365	301	295	240	235	234	232
Nigéria	2.145	2.274	2.103	2.263	2.502	2.580	2.460
Sudão	5	211	233	255	325	355	397
Sub-soma (1)	3.548	4.016	4.057	4.174	4.827	5.235	5.334
Total África(2)	7.441	7.887	8.001	8.398	9.263	9.846	9.990
Total geral (3)	69.931	47.932	74.496	77.056	80.244	81.250	81.663
SSA/África (1)/(2)*100	47,7	50,9	50,7	49,7	52,1	53,2	53,9
África/total (2)/(3)*100	10,6	10,5	10,7	10,9	11,5	12,1	12,2
SSA/total (1)/(3)*100	5,1	5,4	5,4	5,4	6,0	6,4	6,5

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Oil*.

Na nossa óptica, os elementos anteriores suportam uma conclusão que é o facto de, nos anos mais recentes, a SSA ter apresentado uma oferta dinâmica ao invés do resto do Continente, já que neste se verificou uma evolução análoga à do mercado global, o que é corroborado pelo facto de nos anos extremos acima considerados a quota-parte da primeira daquelas macro regiões ter passado de 5,1 para 6,5%, enquanto a da segunda ter permanecido praticamente inalterada em torno dos 5,6%.

Acresce àquele considerando o reconhecimento da existência de sub-grupos de países em distintas fases do ciclo produtivo, pese embora a subalternidade dos estratos mais envelhecidos, importando discriminar as seguintes situações-tipo:

- Em primeiro lugar, haverá que relevar um conjunto de produtores na fase inicial daquele ciclo sendo que, neste plano, alguns deles se encontram numa situação de quase “virgindade”, o que parece enquadrar os casos do Sudão, da Guiné Equatorial e, sobretudo, do Chade ainda que o potencial deste último país pareça ser reduzido;
- Em segundo lugar, surgem a Nigéria, Angola e a República do Congo, que aparentam ter atingido a fase da maturidade, ainda que situados em patamares absolutos muito distintos.

Assim, o primeiro daqueles países, que dispõe de reservas que correspondem a 40 anos da sua produção actual e que, em 2006, foi responsável por cerca de 46% do petróleo originado na “SSA”, contrasta com o último, que não se afigura capaz de superar o nível de um pequeno produtor, enquanto o país de expressão lusófona se enquadrará, pese embora o seu potencial, numa situação intermédia;

- Finalmente importa frisar dois exemplos claros de “decadência” que são o Gabão e os Camarões, correspondendo o primeiro a uma evolução que se perspectiva amortecida, enquanto o segundo nem sequer foi incluído na desagregação do volume das reservas (vidé quadro n.º 1).

Mesmo que nos limitemos a uma fundamentação não muito aprofundada, a verdade é que se impõe estabelecer alguns nexos de causalidade que permitam compreender as grandes tendências evolutivas atrás referidas onde avultarão as razões que conduziram ao crescente enfoque da exploração de petróleo na Região, questões que procuraremos desenvolver mediante a consideração de dois níveis explicativos, revestindo, o primeiro, natureza empírica enquanto, o segundo, é mais elaborado.

Começando, então, pelo plano empírico da explicação, temos que se encontram em causa diferentes ordens de argumentos não hierarquizados que, no entanto, não podem escamotear um facto essencial, a escassez de produto no mercado, onde se incluem:

- A melhor qualidade da matéria-prima nos domínios do conteúdo em enxofre e da gravidade medida pelo índice API face, designadamente, às suas homólogas oriundas do Médio Oriente e da América Latina, aspecto que reveste grande interesse na óptica da refinação;
- O recurso alargado e crescente às explorações *offshore*, menos susceptíveis de serem atingidas pela instabilidade generalizada que caracteriza os tempos actuais e que atinge com mais facilidade o *onshore*;
- As vantagens associadas a estas localizações produtivas em termos de custos, de condições de segurança de transporte (marítimo) e, ainda, ambientais;
- A forte presença americana nesta grande Região, em especial, nos países de maioria muçulmana, que corresponde a um elemento fortemente dissuasor do terrorismo, a grande ameaça global que, no presente, se abate, também e de forma particularmente incisiva, sobre esta indústria.

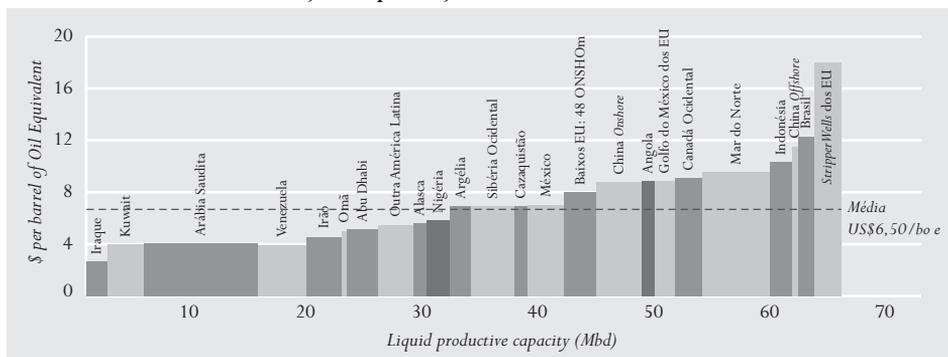
Porém, nem tudo são vantagens já que no próprio domínio da segurança, onde se poderão assinalar os tão comuns e prolongados conflitos étnicos e tribais, por vezes, em relação directa com esta indústria, se constata não existirem

forças de segurança eficazes, constituindo parte destes países uma base potencial de apoio ao terrorismo internacional, isto sem esquecer a falta de transparência e de *accountability* dos respectivos Governos.

Do quadro atrás esboçado ressalta a necessidade de introduzir um nível integrado de explicação para a decisão de investir nas actividades em causa tanto mais que se trata duma opção cada vez mais onerosa e, também, com elevados e crescentes níveis de risco.

Ora, o gráfico seguinte estruturado, por um lado, em torno das evoluções registadas quanto às capacidades produtivas à escala planetária, especificando-as por grandes regiões/países produtores e, por outro, pelos custos unitários de exploração correspondentes, parece indicar pistas explicativas muito ricas.

Gráfico 2 – Evolução da produção de *crude* e dos seus custos unitários



Fonte: E. Velins, “Global Oil: A Black Future?”, AIE, Maio de 2005, tendo como fonte “Upstream Cost - Why the gap will widen”, CERA, Julho de 1999.

Assim, pese embora algum grau de vetustez inerente à data de apuramento dos dados constantes dos eixos explicativos acima retidos, a verdade é que à medida que é necessário expandir a produção, os correspondentes limiares de custos vão aumentando, pelo que condições de exploração mais penalizantes vão sendo aceites pelos operadores, facto em que assenta, também, a dinamização da actividade na SSA.

Com efeito, para além de conferir uma lógica de “racionalidade perfeita” à indústria, o gráfico atribui o êxito precoce da Nigéria face a Angola, os dois únicos casos regionais contemplados, aos seus custos de exploração mais reduzidos e situados cerca de 15% abaixo da média geral então estimada, isto enquanto a mesma variável reportada à ex-colónia portuguesa, excedia este limiar numa percentagem da ordem dos 30%.

2.2. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

Antes de entrarmos na abordagem da matéria em epígrafe importa ter presente os seguintes aspectos que, em muito, têm condicionado o aproveitamento do gás e que contribuíram, de forma poderosa, para estruturar o sub-desenvolvimento relativo dos respectivos mercados face aos do *crude*. Temos assim que:

- Historicamente, o *input* em análise tem vivido numa situação de relativa subalternidade já que, ainda em 2005, e segundo o “World Energy Outlook 2007” da IEA, lhe correspondia um peso de 20,6 p.p. na estrutura daquelas fontes, isto enquanto ao petróleo cabiam 35,0%;
- A indústria vem, porém, registando um dinamismo considerável que pode ser captada no próprio plano acima referido já que, no período compreendido entre 1980 e 2005 e de acordo com a mesma fonte, ela registou uma t.m.c.a. de 2,6%, bem superior à da correspondente procura total de energia que, então, se cingiu a 1,8% perspectivando-se, no longo prazo a continuação desta tendência, ainda que este diferencial deva registar redução (1);
- Esta aceleração é um fenómeno recente que decorreu da difusão das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCCGNs) e do advento, quase simultâneo, do processo de liberalização dos mercados energéticos, em especial, da electricidade já que esta solução tecnológica, ao reduzir enormemente os custos fixos da produção eléctrica, veio responder às necessidades de flexibilização, imperativas no novo contexto.

Para aquela evolução positiva viria também a contribuir, e em muito, o reforço do gás liquefeito (*LNG*), o segmento dinâmico desta indústria, resultado que se pode atribuir a sucessivas melhorias complementares que tornaram concorrencial o transporte da matéria-prima em longas distâncias;

- Os factores acima mencionados seriam reforçados ulteriormente pela crescente escassez energética e, ainda, por razões do foro ambiental, estas últimas devido à menor nocividade do uso do gás face ao dos restantes combustíveis fósseis, aspecto que viria a viabilizar a crescente implementação duma estratégia *win-win* associada ao uso da matéria-prima em referência.

Com efeito esta, que surge muitas vezes associada ao *crude* era, pura e simplesmente queimada, originando um fenómeno vulgar, altamente nocivo, e com particular incidência na SSA, o designado *gas flaring*;

- Para concluir a presente introdução, importa salientar que o nível de *comodi-*

tização do gás, conquanto se encontre em fase de notável aceleração, é ainda muito relativo, como o atestam os dois indicadores seguintes:

- De acordo com J. T. Jensen, em 2005, 37% do gás produzido foi transaccionado internacionalmente, isto enquanto o *crude* atingia os 87% (2);
- Em muitos mercados geográficos relevantes, como no Japão e na maior parte da UE, as cotações permaneciam ligadas às de produtos petrolíferos, situação que, no futuro, tenderá a amenizar-se mas que, ainda assim, se de deverá arrastar durante muito tempo.

Passando à análise da situação na SSA temos, quanto à óptica das reservas, que as estatísticas mais recentes reflectem uma tendência acentuada de crescimento, pese embora o facto desta região ocupar uma posição de menor destaque do que no caso do *crude*, a que acresce uma muito maior concentração de recursos num único país, questões que o quadro seguinte evidencia.

Quadro 3: Evolução e peso das reservas provadas de gás natural na SSA (10¹² m³)

Países/Regiões	31.12.1986	31.12.1996	31.12.2006
Nigéria (1)	2,40	3,48	5,21
África total (2)	7,40	10,17	14,18
Total (3)	107,67	147,89	181,46
(1)/(2)*100	32,4	34,2	36,7
(1)/(3)*100	2,2	2,4	2,9
(2)/(3)*100	6,9	6,9	7,8

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Natural Gas*.

A posição ímpar que a Nigéria ocupa neste plano onde, inclusivé, ocupa o 1.º lugar no *ranking* africano, tem relação directa com dois aspectos atrás mencionados que são, a maior dimensão e avanço da sua indústria petrolífera e, logo, da prospecção dos recursos em causa que, de resto, aparecem muitas vezes associados ao gás natural.

No entanto, é bom ter presente que o facto deste país ser o único a merecer referência individualizada nas estatísticas que estamos a seguir não obsta a que, no mesmo referencial geográfico, outros também disponham de recursos, sendo que este óbice é colmatado por outras fontes, nomeadamente, pela Cedigaz. Com efeito, o documento intitulado "Gas to Power-Africa", datado de Março de 2006, especifica, relativamente a 2005, a distribuição sub-regional desta categoria de reservas, conferindo aos restantes países o montante de 710*10⁹ m³,

o que corresponde a 5 e 12,3%, respectivamente, dos totais africano e nigeriano, isto para valores globais muito próximos dos apresentados pela BP.

Constata-se, ainda, que mais de metade do quantitativo supra-referido cabia a Angola, surgindo após este país mas num plano mais modesto, as posições correspondentes aos Camarões, à Guiné Equatorial e a Moçambique, sendo que cada um destes não chegava a atingir o patamar dos $100 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, a que será de acrescentar situações ainda mais subalternas (Etiópia, Gabão, Costa do Marfim e Tanzânia).

No entanto, se retomarmos a óptica de análise mais abrangente, consubstanciada pelas “Reservas não Descobertas” do USGS-2000 e considerando, uma vez mais, o respectivo “Cenário Médio”, temos que o quadro atrás descrito se alteraria profundamente.

Com efeito, aquele estudo concluiu que as potencialidades da Nigéria e de todos os restantes países Sub-Saharianos serão sensivelmente equivalentes, merecendo destacar os casos de Angola, do Benin, do Gabão, do Congo-Brazaville e do Sudão, e isto na base de que o volume de reservas da categoria em causa corresponderia, no primeiro daqueles países, a +37% do que o das “Provadas”.

Assim, tomando aquelas perspectivas como adequadas, esta indústria disporia regionalmente de grandes bases de expansão, importando ainda acrescentar que os cálculos referidos, à semelhança dos relativos ao *crude*, se baseiam em elementos algo desactualizados e reportados, em rigor, ao biénio 1995-96.

Passando agora à óptica da produção de gás natural, começaremos por considerar o suporte estatístico abaixo reproduzido, também baseado na BP, e que apresenta o mesmo inconveniente de, no quadro regional em análise, apenas discriminar o caso nigeriano. Temos assim:

Quadro 4: Evolução e peso da produção de gás natural na SSA (em 10^9 m^3)

Países/Regiões	1996	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Nigéria (1)	5,4	14,9	14,2	19,2	22,8	22,4	28,2
Total África (2)	88,9	127,2	130,3	140,9	146,0	164,8	180,5
Total Geral (3)	2.227,9	2.482,1	2.524,6	2.614,3	2.703,1	2.779,8	2.865,3
SSA/África (1)/(2)*100	6,1	11,7	10,9	13,6	15,6	13,6	15,6
África/Total (2)/(3)*100	4,0	5,1	5,2	5,4	5,4	5,9	6,3
SSA/Total (1)/(3)*100	0,2	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	1,0

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Natural Gas*.

O aspecto que parece mais impressionante nos elementos supra é o vivo crescimento da produção nigeriana que, no decénio em referência conheceu uma t.m.c.a. de 18%, valor que contrasta de forma flagrante, com o correspondente ao continente em que o país se insere que, então, atingiu a ainda considerável cifra de 7,4%.

Na verdade, aquela notável *performance* decorreu da expansão muito recente desta indústria, que evoluiu como que por patamares e para o que foi determinante o início da produção obtida a partir de projectos de grande dimensão destinados à exportação e por recurso à liquefação da matéria-prima, questão que retomaremos.

No entanto e, mais uma vez, por recurso à Cedigaz, é possível discriminar as produções dos restantes países Sub-Saharianos, ainda que os elementos se revelem agora algo mais desactualizados (2003), e menos coincidentes com os da BP (desvio de +1,8%)

O recurso àquela fonte vem ainda evidenciar uma generalizada subalternidade deste negócio nestes países que, em termos agregados, se salda por um *output* comercializado que representa 11,1% do alcançado pela Nigéria e onde, então, apenas a Costa do Marfim assumia algum significado, dado lhe corresponder quase 60% da produção do sub-conjunto de países agora considerado.

No entanto importa ter presente que esta é, também, uma situação em mudança acelerada, uma vez que a comercialização de *LNG* já foi iniciada ou está prestes a arrancar (casos, sobretudo, da Guiné Equatorial e, num horizonte temporal um pouco mais distante, de Angola).

Por outro lado, seria imperdoável não dar algum aprofundamento a uma outra vertente não desligada da questão acabada de referir e que já foi mencionada; trata-se do *gas flaring*, um problema com grande expressão regional e que faz do golfo da Guiné uma zona particularmente crítica deste ponto de vista.

Com efeito se recorrermos, uma vez mais aos dados da Cedigaz, relativos a 2003, verifica-se que o volume total de matéria-prima que foi utilizada da forma mais ínvia possível (desperdiçada e, em simultâneo, originando enormes emissões de CO_2), alcançava então um valor bem superior à que era comercializada sendo, na verdade, superior em mais de 1/3.

Naturalmente, que estas situações são particularmente preocupantes nos dois maiores produtores petrolíferos (a Nigéria e Angola), com o primeiro a ser

responsável por 90% destas perdas enquanto, no segundo, se constata que o gás transaccionado representava pouco mais de 10% do queimado desta forma imprópria.

A implementação da iniciativa “Global *Gas flaring* Reduction”, parceria onde o Banco Mundial tem papel destacado veio, desde 2002, ajudar a encontrar soluções para o problema, constatando-se evoluções favoráveis quer no plano nacional (Nigéria e Guiné Equatorial, decorrentes da adopção de projectos *LNG*), quer regional (dinamização da cooperação entre parceiros nacionais e empresariais no golfo).

3. A evolução da oferta de hidrocarbonetos e potencialidades dos principais produtores Sub-saharianos

Neste capítulo dar-se-á algum detalhe a aspectos descritivos dos negócios do *crude* e do gás bem como do enquadramento sócio-económico e político referentes aos países produtores mais significativos da Região, sendo estas matérias expostas em sub-capítulos que procuram agregar estes *players* por estratos onde releva o efeito dimensão, naturalmente centrada na indústria petrolífera, pelo que o nosso referencial de base corresponde ao quadro n.º 2, apresentado na página 13.

É a esta luz que iremos considerar sucessivamente, três sub-grupos, que consubstanciam outras tantas situações distintas e que correspondem, respectivamente, aos grandes, médios e pequenos produtores regionais.

Acrescente-se, ainda, que o caso particular dos Camarões não será considerado, devido ao reduzido e declinante contributo deste país e à ausência de perspectivas que invertam as tendências negativas vigentes, opção que é suportada, obviamente, pela exiguidade das suas “reservas provadas” em *crude*, as quais nem sequer são especificadas no quadro n.º 1, apresentado na página 11.

Quanto à indústria do gás natural importa salientar que ela não será esquecida, pelo que a abordaremos em função quer da relevância alcançada num sub-conjunto reduzido de países quer das disponibilidades em informação, aspecto este mais limitativo.

A terminar este capítulo será apresentada a “Caixa F: Petróleo e sustentabilidade económica”, um tema que a recente explosão de preços dos hidro-

carbonetos se mostrou incapaz de retirar actualidade, e que se centra na necessidade da adopção de políticas que permitam a cada país produtor tirar o máximo partido colectivo destas riquezas naturais que, até aqui, têm sido delapidadas em guerras intestinas ou por “cliques” muito restritas.

3.1. OS GRANDES PRODUTORES (NIGÉRIA E ANGOLA)

Incluem-se aqui os casos da Nigéria e de Angola, de longe os dois maiores produtores de hidrocarbonetos da região que, ainda em comum, evidenciam um padrão de exploração destes recursos que passa pelo facto da indústria do gás replicar, com atraso, a expansão evidenciada pela sua homóloga do *crude*, o que indicia a vulgaridade da associação destas duas fontes primárias de energia na mesma jazida.

3.1. 1. Nigéria

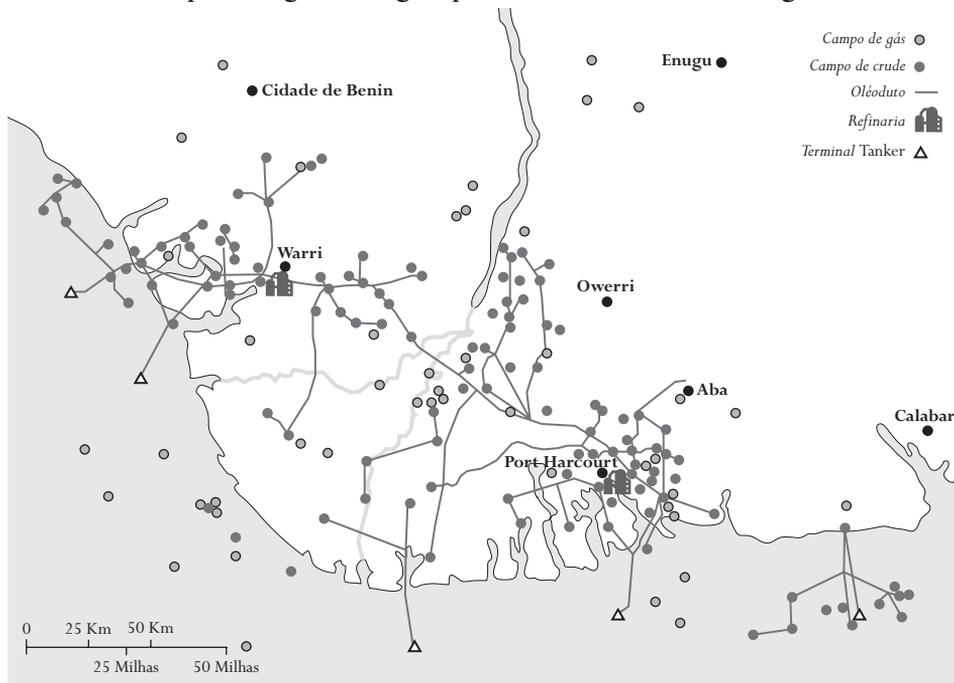
A Nigéria, é o país mais populoso da África, com 141,4 milhões de habitantes, ocupando uma área de 923.768 km² e confrontando, a Sul, com Golfo da Guiné, a Norte, com o Níger, a Oeste, com o Benim e a Leste, com os Camarões tendo, em 1960, deixado a tutela britânica e assumindo a independência sob a forma de república federada.

Ora, foi justamente a potência colonizadora que, na sua fase final de dominação, deu origem à exploração petrolífera que teve início no já longínquo ano de 1957, concentrando-se na região do delta do rio Níger, inicialmente no *onshore* (Oloibiri) tendo, depois e de forma crescente, alastrado ao *offshore*.

É essa realidade que o mapa n.º 2, que se reporta apenas à região produtora em causa, procura ilustrar, correspondendo a mesma a uma bacia sedimentar com uma superfície de 75.000 km², isto não obstante terem sido concedidas licenças de prospecção para outras áreas (bacias de Anambra, Benin, Beme, Bida, Chade e Sokoto).

O suporte de informação geográfica em causa não é o ideal, dado não identificar os campos produtivos e já se encontrar algo desactualizado; no entanto compensa estas desvantagens ao reportar, em simultâneo, a existência de campos de gás e de *crude*.

Mapa 2 – Nigéria, a região produtora do Delta do rio Níger



Fonte: <http://www.lib.utexas.edu>

A relevância destas riquezas no que respeita ao último dos hidrocarbonetos mencionados, é sistematizada no quadro n.º 5, que evidência a importância relativa da Nigéria no contexto internacional, para o que se retoma os indicadores de base até aqui utilizados a que se acrescenta um novo elemento que corresponde a uma medida de sustentabilidade restrita da actividade, o rácio R/P. Temos assim: (ver quadro 5 na página seguinte).

Da análise da informação apresentada poder-se-á, muito em síntese, extrair as conclusões seguintes:

- As reservas que, em 2006, se situavam em 9.º e 2.º lugares, respectivamente à escala mundial e africana, vêm crescendo mais rapidamente que a nível continental e, por maioria de razão, a nível global, isto ainda que a variável em causa não tenha conseguido acompanhar o ritmo vigente na SSA, dada a maior juventude da indústria na maioria dos restantes países situados nesta região;

Quadro 5: Nigéria, indicadores-base da indústria petrolífera em 1996 e 2006

	1996	2006
Reservas Provadas¹		
Valor absoluto (10 ⁹ b)	20,8	36,2
% face SSA	69,8	62,1
% face África	27,8	30,9
% face total mundial	2,0	4,8
Produção		
Valor absoluto (10 ³ b/d)	2.145	2.460
% face SSA	60,5	46,1
% face África	28,2	24,6
% face total mundial	3,1	3,0
R/P² (em anos)		
Nigéria	25,1	40,3
SSA	20,3	29,9
África	26,0	32,1
Total mundial	38,4	40,5

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Oil*.

¹ Valores referidos a 31 de Dezembro de cada ano considerado; ² O rácio R/P, originalmente designado "*Ratio Reserves to Production*", permite estimar o número de anos em que as reservas provadas se esgotariam levando em conta o nível de extração efectuada no ano considerado.

- Na óptica da produção onde, em 2006, este país, ocupava o 1.º e o 12.º lugares, respectivamente no continente e a nível global, assiste-se a uma dinâmica bem menos acentuada que nem chega a acompanhar a evolução geral desta variável, o que se relaciona com adesão do país à OPEP (1971), o que significou a aceitação dos *plafonds* impostos por esta entidade, a que acresce um fenómeno mais recente, a sabotagem de instalações petrolíferas;
- Deste modo, o valor do rácio R/P, que relaciona os dois indicadores anteriores foi-se reforçando ao longo do tempo pelo que, actualmente, se encontra em linha com a média mundial correspondente, ou seja, ligeiramente acima dos 40 anos, isto enquanto a mesma variável reportada à SSA apresenta, como vimos, valores bem mais reduzidos.

Naturalmente que o desenvolvimento da exploração petrolífera teve na sua base *players* empresariais que reflectem a história da indústria, especificidades próprias, como a referida colonização britânica e, aspecto crescentemente importante, as opções nacionais.

É a esta luz que, até há pouco tempo, se assistia à hegemonia avassaladora das *majors*, com particular destaque para a Shell, multinacional que se encontra

associada à génese da indústria local e cujas posições sofreram alguma erosão nos anos mais recentes.

Esta situação resultou da reversão imposta a algumas das suas concessões, orientação que, de resto, também feriu interesses doutras multinacionais, a que acresce o facto de parte dos seus activos ter vindo a constituir alvo preferencial de ataques terroristas, de que resultaram interrupções de exploração, por vezes, prolongadas.

Entre os activos directamente produtivos desta firma aNGLo-holandesa cuja principal entidade operacional é a SPDC (*Shell Petroleum Development Company*), uma *joint venture* que explora mais de 100 campos produtores, será de destacar o *offshore* ultra-profundo de Bonga, que iniciou a produção em finais de 2005 e que, no ano-pico, deverá permitir atingir *outputs* de $225 \cdot 10^3$ b/d e $150 \cdot 10^6$ cf/d, respectivamente, de “crude” e de gás natural.

Por sua vez, a ExxonMobil produzia, em 2005, um pouco mais de 19% do *crude* nigeriano, e tinha como principais áreas de produção Yoko, Bosi e, ainda o *offshore* de Ehra, este último localizado no bloco OPL 209, interesses cujo escopo é bastante díspar ainda que as respectivas produções actuais sejam relativamente próximas atingindo, individualmente, cerca de $150 \cdot 10^3$ b/d.

Com efeito, enquanto no primeiro caso se atingiu a fase da maturidade e carece da injeção de *inputs* necessários à manutenção dos actuais níveis produtivos, o último, relativamente ao qual não se contabilizou a produção de gás natural, corresponde a um novo projecto que atingiu o “pico” produtivo em 2006 ($200 \cdot 10^3$ b/d).

Também, a francesa Total marca aqui presença significativa ao assegurar cerca de 10% da produção, sobressaindo os campos de Amenam e, num futuro próximo, em Akpo, dois activos de grande potencial devendo este último vir a permitir a obtenção de $225 \cdot 10^3$ b/d, o que quase equivale ao dobro da capacidade actual do primeiro.

Relevantes são ainda as presenças da ChevronTexaco e da Eni, ambas com volumes de produção muito próximos entre si e correspondendo à primeira cerca de 5% deste mercado de oferta; ao invés a ConocoPhillips, que até também se encontra implantada, ocupa uma posição modesta, isto enquanto a BP constitui, curiosamente, a única e grande excepção ao panorama acima traçado.

No entanto, estes não eram os únicos interesses presentes no *upstream* da indústria petrolífera nigeriana já que se assistia a coexistência de um conjunto alargado

do de outros operadores internacionais, ainda que de menor dimensão, isto sem esquecer a presença de interesses nacionais.

Com efeito, e sem referir, de momento, o papel central da NNPPC (Nigerian National Petroleum Corporation) temos, quanto àquela última vertente, que os poderes constituídos vêm, desde 1990, procurando criar um núcleo de interesses mediante a concessão de licenças de prospecção a empresas privadas nigerianas, estimando-se que em finais de 1999, a produção combinada destas tenha atingido cerca de $100 \cdot 10^3$ b/d, i.é., cerca de 5% do total.

De resto, no primeiro dos anos acima referidos, assistiu-se à formação da NAIPEC (*Nigerian Association of Indigenous Petroleum Exploration Companies*), que, entre outras, compreende a Ammi International Petroleum Development Company, a Allied Energy Resources, a Atlas Petroleum Corporation e a Consolidated Oil Ltd..

A orientação supra-referida seria prosseguida e permitiria que, em finais de 2004, 16 empresas locais adquirissem interesses ao abrigo do MFDP (Marginal Field Development Program), tendo para o efeito recebido benefícios, nomeadamente, de natureza fiscal.

De referir que, em termos jurídicos, os contratos de concessão celebrados assumiam, sobretudo, a forma de *joint venture* (cerca de 95% do seu número total), sendo que a referida NNPC, fundada em 1977, centralizadora dos interesses nacionais no *upstream* mas marcando, também, presença nas restantes esferas da indústria, detém sistematicamente posições maioritárias que, em regra, atingem os 60%.

Faça-se aqui um parêntesis para referir que a organização do sector petrolífero nigeriano se encontra presentemente em reformulação radical, apontando as soluções para o desmembramento da NOC supra-referida e para a criação de 5 novas entidades com funções bem especificadas (3).

Voltando à matéria anterior, temos que o recrudescer do interesse na obtenção de novos blocos de concessão e o facto desta expansão se reportar, sobretudo, ao *offshore* de águas profundas acabariam, em data mais recente, por impor os PSCs (“Production Sharing Contrats”), com a particularidade das autoridades programarem a introdução de alterações na repartição dos lucros apurados nos projectos enquadrados neste regime, fazendo passar a sua parte que há poucos anos era de 15%, para 45 e 70%, respectivamente, em 2006 e 2010.

Por outro lado, a actividade de novos licenciamentos tem sido mantida a bom ritmo, pelo que se nos limitarmos ao período mais recente verificamos que, em 2005, ocorreu uma nova fase de oferta envolvendo 77 blocos, e estando programada pela autoridade licenciadora, o DPR (Department of Petroleum Resources), um novo *round* para o primeiro semestre de 2007, envolvendo o leilão de 44 novos blocos.

A expansão da produção parece, assim, ser muito promissora, assentando esta certeza num volume de reservas provadas que, conforme atrás apresentado ascendia, em finais de 2006, a $36,2 \cdot 10^9$ b valor que, em 2010, deverá registar um ganho adicional da ordem dos 10%.

De resto, tais perspectivas são confirmadas pela profusão de projectos de grande dimensão que deverão entrar em produção num futuro próximo, isto sem esquecer o impacto positivo decorrente da implementação de grandes infra-estruturas que potenciam um mais adequado aproveitamento dos recursos em gás natural, questão que abordaremos mais à frente.

Com efeito, no que respeita ao *crude*, e para além dos casos já atrás pontualizados, com destaque para Bonga que, aliás, compreende outros grandes desenvolvimentos não contabilizados na capacidade produtiva atrás mencionada, importa salientar os seguintes grandes projectos e/ou entradas de novos actores:

- O *offshore* Gbaran/Ubie, também operado pela Shell, que se localiza na zona oriental do delta do Níger, cujo início da produção foi calendarizado para Agosto de 2008 e que, no “pico” deverá atingir $220 \cdot 10^3$ b/d;
- O *offshore* Agbami, cujo operador é a ChevronTexaco, dispõe de reservas avaliadas em $1 \cdot 10^9$ b, onde o bloco OPL-216 é o mais promissor, receberá investimentos totais de \$USD $4 \cdot 10^9$, devendo ter como pico produtivo os $250 \cdot 10^3$ b/d e $450 \cdot 10^6$ cf/d de gás, estando programado o início da produção em 2008;
- Os elevados investimentos programados pela ExxonMobil que, até 2011, prevê investir \$USD $11 \cdot 10^9$, o que lhe permitirá reforçar significativamente a sua capacidade produtiva actual e a sua posição neste mercado;
- Os *offshores* Amenan, Akpo e Usan, cujo líder é a Total, com produções calendarizadas, respectivamente, para 2006, 2009 e 2010 e que, em conjunto, permitirão obter mais $450 \cdot 10^3$ b/d.
- A entrada de interesses chineses, mediante a concessão de dois blocos à Sinopec (OML-64 e 66), que data de finais de 2004, e de que, até ao presente, as perfurações efectuadas se mostraram promissoras;

- A concessão de outros dois blocos (OPL 209 e 212), efectuada no âmbito do *round* de licenciamentos de Maio de 2005, a uma parceria denominada OMEL e constituída por duas empresas indianas, a ONGC Videsh e a Mittal Investments (4) .

Até agora a nossa abordagem do *upstream* petrolífero nigeriano omitiu a abordagem de duas questões incontornáveis, a saber:

- A desarticulação deste segmento da indústria face aos restantes, o que se traduz, p.e., na existência de elevadas necessidades de importações de refinados, situação que decorre da insuficientíssima capacidade instalada localmente e que ditou em que em *rounds* recentes de concessão de blocos fosse conferida crescente importância aos concessionários forâneos que admitam expor-se nesta última esfera;
- Numa evolução também recente que transcende o âmbito nacional e que envolve uma nova área de expansão em que o país partilha interesses com S. Tomé e Príncipe (a *Joint Development Zone* ou *JDZ*), matéria que será tratada na “Caixa” seguinte.

Caixa A: *The Joint Development Zone (JDZ)*

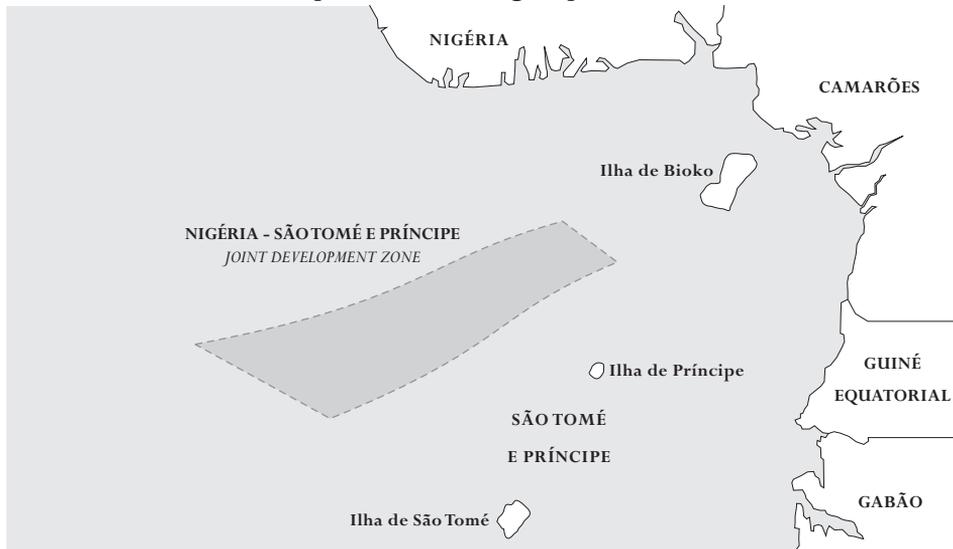
Trata-se de uma área de sobreposição de fronteiras marítimas reivindicada quer pela Nigéria quer por São Tomé e Príncipe em que as partes em litígio chegaram a um acordo, assinado em Fevereiro de 2001, para o que terá contribuído largamente o facto da Nigéria perspectivar uma derrota nas instâncias internacionais competentes relativamente a um outro diferendo, desta vez com os Camarões, estando em causa a ocupação da ilha de Bakassi, concretizada no ano de 1993 (5).

As cláusulas essenciais do acordo referido que, para além do prazo de validade, prevêem uma duração mínima de 45 anos, e uma revisão após 30 anos de vigência, compreendendo ainda a delimitação geográfica da área abrangida e a repartição de recursos, correspondendo 60% à Nigéria e 40% ao pequeno Estado insular de língua portuguesa.

O mapa seguinte evidencia a área em causa, ainda que não apresente pormenores mais específicos como a localização dos blocos concessionados e/ou previstos.

Nos termos do acordo estava prevista a concessão de 23 blocos para exploração com profundidades compreendidas entre os 1.500 e os 3.500 metros, sendo as reservas potenciais avaliadas em $14 \cdot 10^9$ b tendo, até ao presente, ocorrido dois rounds de concessões que revestiram a forma de leilões

Mapa 3 – Área abrangida pela “JDZ”



Fonte: <http://www.nigeriasaotomejda.com> (Nigeria – Sao Tome and Principe Joint Development Authority)

concorrençiais abertos e sendo as propostas apresentadas avaliadas a partir de critérios técnicos e comerciais, englobando o 1º deles um único bloco (o n.º 1), enquanto o 2.º abarcou os blocos 2 a 6.

Na 1.ª fase o vencedor foi a ChevronTexaco, que obteve 51% e a posição de operador, sendo que no consórcio figuravam a ExxonMobil e a Equity Energy Resources, uma “independente” matriculada no Reino Unido que detêm, pela mesma ordem, 40 e 9%, estando previsto o arranque da produção para 2010, isto caso a fase de prospecção se venha a revelar favorável.

Quanto à 2ª fase, ensombrada por diferendos entre os parceiros governamentais envolvidos, acabaria por ser implementada em 2005 tendo, no ano subsequente, dado lugar à assinatura de “PSCs”, de que importará referir:

- O bloco 2 ficou com uma liderança tripartida entre a Devon, a Pioneer e a ERHC, acabando posteriormente a chinesa Sinopec por assumir esta posição isoladamente, importando acrescentar que, desde o início, que os indianos da ONGC Videsh também marcam aqui a sua presença;
- O bloco 3 teve como vencedor a Anadarko, uma “independente”, que detém uma posição de 51%;
- No bloco 4 o consórcio Noble/EHRC, com 60%, assegurou a posição de operador que, mais tarde, por desistência da primeira daquelas empresas, viria a pertencer a uma sociedade sediada na Suíça, a Addax Petroleum

a qual, aliás, viria a ter uma participação muito saliente no ulterior processo de aquisições, já que obteve a parcela detida pela ExxonMobil no bloco 1, isto sem esquecer que também marca presença minoritária nos blocos 2 e 3;

- Quanto aos blocos 5 e 6 os operadores são, respectivamente, o consórcio ICC/OEOC e a Filtzim-Huzod Oil & Gás.

Entre as singularidades inerentes à existência da *JDZ* figura a extensa presença da EHRC nos consórcios supra-referidos o que, de resto, só em parte foi mencionada, situação que se fica a dever ao facto do governo do pequeno arquipélago lhe ter concedido 2 blocos que poderá livremente escolher a que ainda acresce a opção de adquirir posições máximas de 15% em mais duas áreas de concessão.

Naturalmente que a perspectiva do petróleo que, de resto, não se esgota na figura em referência, dadas as potencialidades reconhecidas às áreas terrestre e marítima santomenses, veio alterar radicalmente o panorama vigente, de que o primeiro episódio mediático corresponderá ao golpe preventivo de Julho de 2003.

Não espanta, assim, que dos mais diversos quadrantes tenham surgido análises e propostas de futuro, importando referir, a título de exemplo, que o FMI vem antecipando os impactos e as soluções correctivas que a nova situação potencial (e temporária) exigirá, enquanto autores como S. Kyle, propõem a aplicação prévia de remédios de modo a evitar a propagação das doenças decorrentes do acesso aos “petrodólares” (6).

Passando a considerar a indústria do gás natural, importa começar por considerar que ela ocupa um papel subalterno face à sua homóloga do *crude*, aspecto que pode ser captado pelas mais diversas vias, inclusivé, pela do orçamento público, onde os contributos relativos destas duas fontes de receita são completamente díspares, com a parcela da primeira a revelar-se diminuta.

Uma vez que os elementos de base respeitantes a esta matéria-prima energética constam de suportes informativos anteriores (cf. quadros n.º 2 e n.º 4), haverá agora que acrescentar algumas conclusões tendo na base esses elementos.

É assim, de começar por constatar a existência de disparidades gritantes entre reservas e produção, conclusão bem evidenciada pelo valor elevadíssimo que o rácio “R/P” assume o qual, ainda em 2006, representava cerca do triplo do valor alcançado pela correspondente média global (184.8 vs. 63.3 anos), e isto não obstante se ter assistido, nos últimos anos, a uma vincada dinamização da última variável citada.

Tal situação pode, também, ser captada a partir de pistas que não constam do quadro anterior como é o caso do *ranking* que o país ocupa nos dois domínios em análise, sendo que a partir da mesma fonte estatística se pode concluir que a uma posição destacada no plano das reservas (5.º lugar), corresponde uma situação subalterna quanto a *output* (24.º lugar).

Na verdade, a expansão desta actividade, também controlada pelo universo NNPC, é bem mais recente que a do *crude*, sendo de acrescentar que o país é um dos membros correntes do GEFC (Gas Export Countries Forum), entidade criada em 2001 e que parece prosseguir objectivos similares aos da OPEC, ainda que o grau de sucesso alcançado, até à data, seja muito mais reduzido.

De salientar que, nestas paragens, o avanço da indústria gasista decorre, sobretudo, da reversão parcial do já referido fenómeno designado por *gas flaring*, tendo a matéria-prima vários destinos como a expansão da utilização no mercado nacional, a afectação aos designados produtores independentes de electricidade (IPPs) e, acima de tudo, a produção de *GNL*.

Aliás, a magnitude do problema criado com a tradicional queima do gás associado às jazidas de *crude*, conduziu a que as emissões de GEEs assim originados superassem, neste país, a totalidade de todas as restantes fontes Sub-Saharianas congéneres estimando-se, ainda recentemente, que 43% do gás aqui produzido seja alvo daquele processo, que representará algo como 20% do desperdício a nível mundial.

Na realidade, a alteração de procedimentos neste âmbito ocorreu de forma lenta, ainda que oficialmente os poderes constituídos tenham tomado algumas providências legais como a inclusão, nos *PSCs*, de cláusulas quanto ao uso do gás e, inclusivé, definido 2005 como ano-limite para a eliminação daquelas práticas.

Foi, assim, aceite que a calendarização referida deslizasse para 2008 estando, no entanto, longe de haver certeza de cumprimento por parte dos grandes *partners* envolvidos, designadamente, da Shell.

Ora, o desenvolvimento do aproveitamento da matéria-prima em consideração tem assentado essencialmente em grandes projectos que conhecem situações distintas e diferenciadas deste ponto de vista, de que importa referenciar por mais significativos:

- O “Escravo’s Gas Project”, iniciativa co-liderada pela ChevronTexaco corresponde à realização mais antiga neste domínio, tendo arrancado em 1997 e atingido, três anos após, uma capacidade de $630 \cdot 10^6$ cf/d, sendo ainda

de acrescentar que a produção de GTL, prevista originalmente, entrou em exploração em 2006;

- O “NLNG”, localizado na ilha Bonny, co-liderado pela Shell, arrancou em 1999 e conheceu sucessivas ampliações dispondo, em finais de 2002, duma capacidade instalada de $383 \cdot 10^9$ cf, e estando ainda aprovados estudos de viabilidade para, pelo menos duas fases adicionais;
- A construção do “Western African Gas Pipeline “ (WAGP), que permitirá, a partir de instalações localizadas na supra-citada ilha dos Escravos, fornecer esta matéria-prima ao Benin, ao Togo e ao Ghana, tem uma extensão de cerca de 678 Km e está orçamentado em \$USD $590 \cdot 10^6$.

Trata-se de uma infra-estrutura cuja início de execução está calendarizado para 2007, sendo o projecto liderado pela ChevronTexaco e que conta com a aprovação do Banco Mundial, que enfatiza as virtudes desta iniciativa nos domínios da integração regional da África Ocidental e de melhoria ambiental, dado o seu contributo para a eliminação do supra-referido *gas flaring*;

- A MNC mencionada no parágrafo anterior admite, ainda, liderar a construção de uma grande instalação para obtenção de LNG a localizar na zona ocidental do país, em Olokola, capaz de processar $33 \cdot 10^6$ ton/ano ou $1.607,1 \cdot 10^9$ cf, investimento avaliado em \$USD $7 \cdot 10^9$.
- Sem salientar os projectos de abastecimento interno que também envolvem investimentos vultuosos impõe-se, por fim, referir um caso que, de momento, releva mais do domínio das hipóteses.

Trata-se do “Trans-Saharan Gas Pipeline” (TSGP), um projecto proposto no âmbito da NEPAD (New Partnership for Africa’s Development), que se encontra na fase inicial de avaliação, e que visa canalizar o gás nigeriano para o Mediterrâneo, tendo terminus em Beni Saf, o que envolve um percurso de 4.300 km e um custo da ordem dos \$USD $7 \cdot 10^9$.

Passando a considerar os impactos sócio-económicos decorrentes da exploração de hidrocarbonetos que, conforme referido, tem um passado e dimensão consideráveis, constata-se que este país não parece ter beneficiado grandemente com estes factos.

Considerando, com efeito, o quadro n.º 6 que considera um conjunto restrito de indicadores relacionados com as vertentes demográfica, económica e social e que coteja a situação interna com a vigente na área geográfica em análise, a SSA podemos, ainda que de forma primária, fundamentar aquela conclusão.

Quadro 6: Nigéria vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 158)

	Nigéria	SSA	Nigéria vs SSA (%)	Ano
População (10 ⁸)	141,4	722,7	19,6	2005/2005
Taxa de fertilidade (nasc., p/ mulher)	5,8	5,5	105,5	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	48,2	34,9	138,1	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,470	0,493	95,3	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	1.128	1.998	56,5	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	46,6	49,1	94,9	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	30,9	40,7	75,9	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da pop.)	44,0	37,0	118,9	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2007".

O ordinal referido no título do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

Temos assim que os resultados acima reportados se situam abaixo das correspondentes médias regionais, já que dos 4 dos 7 indicadores considerados se mostram ainda mais desfavoráveis, incluindo o “Human Development Index” (HDI), situação que só em parte resulta da dimensão demográfica da Nigéria.

Esta situação tem ainda sido agudizada pelo facto desta federação de Estados ter atravessado um longo e conturbado percurso no pós-independência, já que a primeira vez em que se realizaram eleições tidas como aceitáveis ocorreu em 1999, com a eleição de Olusegun Obasanjo situação que, de resto, não alterou um quadro marcado por conflitos agudizados que têm justamente como epicentro a indústria petrolífera.

É que, sobretudo, desde o Verão de 2004, período em que a cotação do *crude* atingiu o limiar dos \$USD 50/b, que se vem assistindo ao recrudescer da violência, tendo como palco a região do delta do Níger, onde se localiza a totalidade da produção, tendo como principais protagonistas, o NDPVF (Niger Delta People’s Volunteer Force) e o NDV (Niger Delta Vigilance) tendo, posteriormente, este último sido substituído no terreno pelo próprio exército federal.

Cada um daqueles movimentos rebeldes corresponde à junção de redes organizadas que envolvem, designadamente, expatriados, homens de negócios, políticos e quadros de alto nível quer do governo federal quer dos Estados federados, que num contexto de corrupção generalizada, têm ramificações aos vários níveis e como campo de recrutamento grupos de *gangs* locais que são devidamente instrumentalizados, armados e equipados.

Ora, a base económica que alimenta e perpetua a actuação daqueles grupos é, nem mais nem menos, que o roubo sistemático de petróleo, também facilitado pela geo-morfologia local, estimando-se que das operações ilegais por eles conduzidas resulte o “desvio” de cerca de 10% da produção nacional, i.é., cerca de $200 \cdot 10^3$ b/d, que é encaminhado para outros países da região e que gera receitas fabulosas (7).

No entanto, a violência associada a esta indústria não se limita àquela vertente dado que, desde 2005, se tem assistido à sabotagem de instalações e ao rapto de trabalhadores estrangeiros contratados, afectando duramente os níveis de produção nacional estimando-se que, em Abril de 2007, as perdas tenham atingido $587 \cdot 10^3$ b/d.

Conquanto a principal lesada tenha sido a Shell, com mais de 81% do valor acima mencionado, a verdade é que outros interesses também foram afectados, nomeadamente, os da Total e da Eni/Agip, sendo que o executor destas acções, o MEND, ou *Movement for the Emancipation of the Niger Delta*, parece associar à necessidade de avançar com um inquérito para avaliar a situação na sua região de referência.

De realçar que as actuações destes e doutros grupos, porventura, ainda mais obscuros, se têm feito sentir num contexto do crescimento acentuado das cotações do *crude* contribuindo, no plano nacional e conforme já referido, para amortecer o ritmo de exploração destes recursos.

Passando, por fim, ao quadro de inserção da economia nigeriana, temos que este país evidencia, à semelhança dos restantes casos analisados, uma forte dependência do petróleo que se traduz no facto deste produto representar 67% do PIB (estimativas referentes a 2005), sendo que a mesma matéria-prima, em conjunto com o gás natural, representava ainda 84,7 e 98,7%, respectivamente, das receitas orçamentais e das exportações (8).

Em larga medida, estas debilidades permaneceram, inclusivé, nos anos mais recentes, marcados por consideráveis níveis de crescimento da actividade económica já que, entre 2002 e 2006, o PIB_{cf} a custos dos factores e a preços de 1990, apresentou um crescimento médio anual de 7,5%.

No entanto, convém ter presente que o recente empolamento do preço do *crude* também contribuiu para algumas alterações substantivas que, curiosamente, compreendem a atenuação do ritmo inflacionista; no entanto, a maior visibilidade ocorre na melhoria da situação externa, sendo que a clássica existência de elevados “atrasados” nos pagamentos internacionais, que aca-

baria por redundar no perdão de \$USD 18*10⁹, decretado há poucos anos pelo “Club de Paris” parece agora algo deslocado.

É um facto que, nos últimos anos, parece existir da parte das autoridades nacionais empenhamento na implementação de algumas das orientações-base preconizadas pelo FMI, nomeadamente:

- Na privatização de interesses presentes em vários sectores de actividade;
- Na melhoria dos níveis de *governance*, traduzido, entre outros, em avanços no âmbito da EITI (Extractive Industries Transparency Initiative), que também se repercutiram na evolução favorável registada pelo último apuramento do “Índice de Percepção da Corrupção”, um indicador elaborado a nível internacional onde, mesmo assim, este país continua a figurar numa das posições do fundo da tabela, ocupando a 152.^a posições entre 157 classificados;
- No domínio orçamental onde, nomeadamente, se procura impor os princípios estatuidos ao abrigo da “Fiscal Responsibility Bill” e da “Public Expenditure and Financial Accountability” (9).

No entanto, será de referir que, um pouco à semelhança do que as autoridades nacionais vêm procurando impor no domínio específico dos hidrocarbonetos, também se encontra definido o princípio do “conteúdo nacional”, aplicado numa perspectiva que, certamente, não é do agrado daquela instituição plurinacional.

Com efeito, nesta última e específica acepção, pretende-se reforçar o montante de valor acrescentado criado internamente através da utilização de recursos humanos e materiais no fornecimento de serviços à indústria petrolífera, levando em conta padrões aceitáveis em termos de ambiente, de qualidade, saúde, e segurança, visando desenvolver as capacidades indígenas, tendo como metas os rácios de 45 e 70%, respectivamente, para 2006 e 2010.

A este propósito será de notar que as metas acima referidas se afiguram algo irrealistas, isto se atentarmos ao facto de, em 2002, a percentagem do valor dos contratos do petróleo e do gás que coube às empresas nigerianas, se ter fixado em 16,4% (10).

3.1.2. Angola

Angola ocupa uma área de 1.246.700 km² e situa-se na costa Ocidental de África, tendo fronteira a Norte, com o Zaire e com o Congo Brazaville (enclave de Cabinda), a Sul com a Namíbia e o Botswana e a Leste com este último país e, ainda, com a Zâmbia e o Zaire.

Após à obtenção da independência, em 1975, e da guerra civil se ter arrastado nas três décadas subseqüentes, o país parece ter entrado finalmente na senda da paz o que, entre outros efeitos, se traduziu num crescimento demográfico considerável e na superação da barreira dos 16 milhões de habitantes.

Entrando na abordagem directa da indústria petrolífera temos que esta arrancou em 1955, com a descoberta efectuada pela Petrofina na área adjacente à costa do vale do rio Kwanza tendo, subseqüentemente, sido formado um consórcio (Petrangol) e construída uma refinaria em Luanda.

Seria, no entanto, em finais dos anos sessenta que se assistiria à considerável expansão destas actividades, com a Cabinda Gulf Oil Co., actualmente uma subsidiária da Chevron, a descobrir este *input* quer no *onshore* quer no *offshore*, o que possibilitou que, em 1973, ele se tornasse na principal produto de exportação deste território tendo, no ano seguinte, a produção atingido o limiar dos $172 \cdot 10^3$ b/d.

Assistir-se-ia, no imediato pós-independência, em 1976, à criação da Sonangol tendo, dois anos depois, sido promulgada legislação que tornou o governo do país o único proprietário destes recursos, isto enquanto àquela empresa foi concedido o estatuto de única concessionária para a respectiva exploração e extracção.

Dos desenvolvimentos e descobertas posteriores é de salientar que a exploração em águas profundas começou em 1991, e que desde o início desta mesma década foram perfurados mais de 200 poços, constatando-se ainda que, no ano de 2000, 29 blocos estavam concessionados sob licença, processo que beneficiou 30 empresas, das quais 14 com o estatuto de operadoras (11).

Com efeito, só na sequêcia do advento de novas tecnologias de prospecção e exploração em águas profundas, que ocorreu já na década de 90, foi possível dar um incremento considerável à produção de “crude” a qual, em 2006, atingiu quase o dobro do quantitativo obtido dez anos antes, aspecto evidenciado no quadro seguinte que, aliás, recobre outros indicadores relevantes desta actividade.

Para além disso verifica-se que as reservas cresceram rapidamente permitindo que, em 2006, o país ocupasse o 17.º lugar à escala mundial, enquanto a produção seguia com alguma *décalage* aquela evolução; uma vez que, na fase inicial, a exploração do *stock* era muito intensa, o reduzido rácio “R/P” daqui resultante acabaria, ao longo do tempo, por registar alguma atenuação face a qualquer quadrante geográfico que se tome como comparativo.

Quadro 7: Angola, indicadores-base da indústria petrolífera em 1996 e 2006

	1996	2006
Reservas Provadas¹		
Valor absoluto (10 ⁹ b)	3,7	9,0
% face SSA	12,9	15,7
% face África	5,1	7,7
% face total mundial	0,4	0,7
Produção		
Valor absoluto (10 ³ b/d)	716	1.409
% face SSA	20,2	26,4
% face África	9,6	14,1
% face total mundial	1,0	1,7
R/P (em anos)²		
Angola (em anos)	14,2	17,5
Em % do valor vigente na SSA	70,0	60,9
Em % do valor vigente em África	57,0	54,5
Em % do valor vigente a nível mundial	37,0	43,5

Fonte: "BP Statistical Review of World Energy 2007", *Oil*.

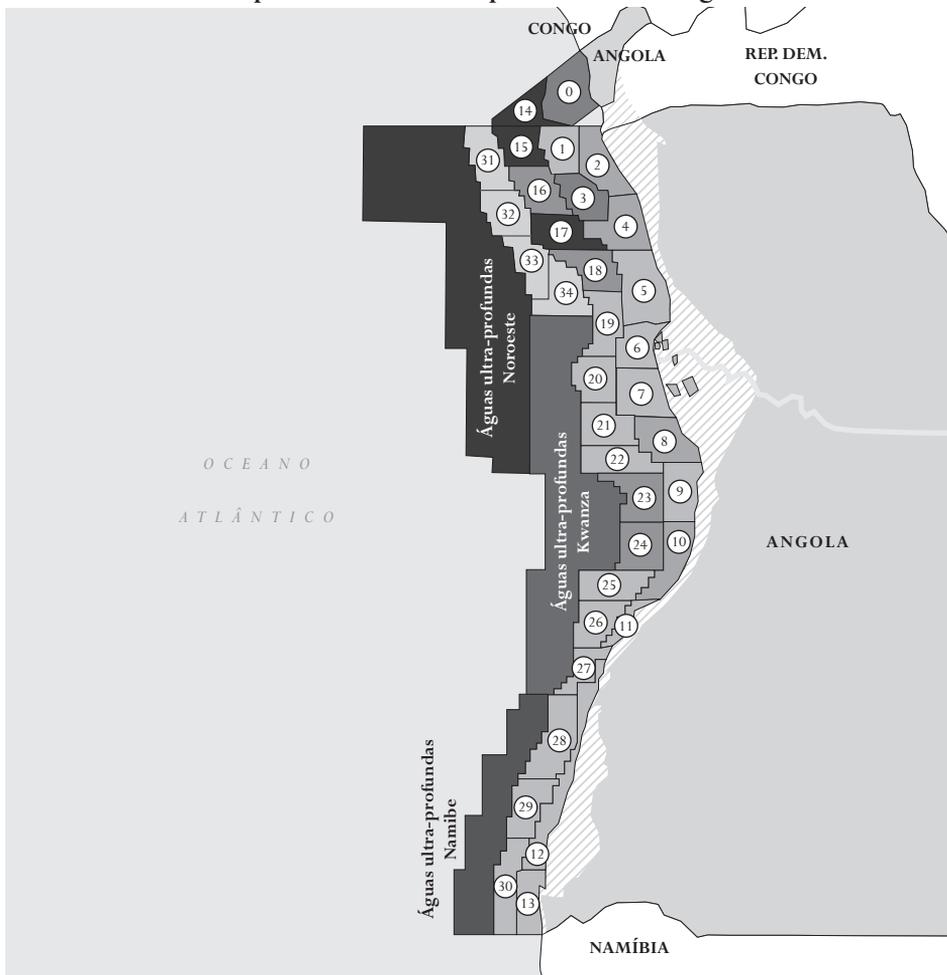
¹ Valores referidos a 31 de Dezembro de cada ano considerado; ² Indicador originalmente designado "Ratio Reserves to Production".

De resto, a relevância absoluta e relativa da actividade do *upstream* angolano pode ser aferida a partir da consideração dos quadros n.º 1 e n.º 2 atrás apresentados elementos que, em boa medida, suportam as conclusões que passamos a transcrever. Assim:

- Nos últimos 20 anos o valor absoluto das reservas quase sextuplicou, conferindo ao país uma posição relevante no contexto geográfico em análise, a que corresponde já uma situação destacada no plano africano o que, em 2006, se traduziam, pela mesma ordem, em quotas de 15,4 e 7,7%,
- Na óptica da produção, a posição de Angola assume maior expressão em termos relativos, o que se ficou a dever a uma maior dinâmica de exploração destes recursos que, no último ano acima referido, acabaria por representar um valor claramente superior a 1/4 de toda a produção Sub-Saahariana;
- Em consequência, conquanto, no último decénio, o rácio R/P tenha assumido valores crescentes, a leitura directa deste indicador aponta para níveis de sustentabilidade de exploração bem mais reduzidos dos que os vigentes no contexto de inserção deste país, situação que, em 2006, se traduzia em valores que pouco ultrapassavam metade da média alcançada pelo continente (valores de 17,5 e 32,1 anos).

Estas evoluções reportam-se, obviamente, a áreas concessionadas, questão que o mapa seguinte discrimina apenas no que se refere ao *offshore*, importando acrescentar que a região Sul, até à data, se revelou improdutiva.

Mapa 4 – As concessões petrolíferas em Angola



Fonte: <http://www.sonangol.co.ao>

A partir do suporte de informação atrás reproduzido podemos proceder à aglutinação do conjunto das concessões aí apresentadas de modo a considerar a existência das tipologias seguintes:

- Uma área costeira que inclui os blocos 1 a 13 e o bloco 0, que corresponde à concessão de Cabinda;
- O *offshore* de áreas profundas que compreende os blocos 14 a 30;
- O *offshore* de áreas ultra-profundas que compreende os blocos 31 a 48 (12).

No entanto, nem todas aquelas áreas se encontram presentemente em exploração já que se constata a existência de situações diferenciadas, sobretudo se levarmos em consideração as perspectivas histórica e actual, aspecto que é evidenciado no quadro seguinte.

Quadro 8: Síntese da indústria petrolífera amgolana relativa a 2006

Bloco	Produção anual (2006, 10 ³ b/d)	Produção acumulada (10 ⁶ b/d)
Cabinda (0)	371	3.744
Bloco 1	0	33
Bloco 2	22	455
Bloco 3	106	1.018
Bloco 4	0	36
Bloco 14	166	166
Bloco 15	400	400
Bloco 17	273	423
Congo	13	285
Kwanza	0	93
Total	1.411	6.653

Fonte: "Angola: Selected Issues and Statistical Appendix", IMF Country Report n.º 07/355, Outubro 2007, p. 47.

De acordo com os elementos anteriores é flagrante a concentração quer da exploração histórica quer da actual num número muito reduzido de blocos; assim, enquanto cerca de 3/4 da produção corrente é assegurada por três blocos (n.º 15, n.º 0 e n.º 17), verifica-se, na perspectiva acumulada, que dois deles surgem como predominantes (os n.º 0 e n.º 3) que, em conjunto, representam 71,6% de toda a produção nacional. Se retomarmos a perspectiva mais agregada a que acima se aludiu poderemos abordar aquelas questões de uma forma mais sistemática, tal como a apresentada pela empresa de consultoria Wood Mackenzie, que relaciona as distintas tipologias com o *stock* e a exploração actual destes recursos.

Por mais relevante ir-nos-emos limitar à primeira daquelas ópticas, permitindo aquela fonte evidenciar que cerca de 80% das reservas reconhecidas actu-

almente se localizam em águas profundas (*deep water*), enquanto Cabinda e o *ultra deep* disporão, em cada caso, de cerca de 10%, já que nas “águas superfícies” a parcela sobranete é de dimensão muito reduzida

A consequência óbvia é que, em Angola, a supremacia produtiva evidenciada pelas explorações situadas em águas profundas que ocorre desde 2004, inclusive, se acentuará no futuro, isto enquanto Cabinda deverá ser ainda mais subalternizada no futuro; com efeito o estudo mencionado estima que no ano de 2012 o contributo proveniente do *ultra deep* lhe será superior (13).

Ainda que as situações referidas envolvam realidades muito diversas tanto no plano do ciclo de vida quanto no das tecnologias envolvidas, iremos passar a considerar que, neste país, são aplicados dois regimes jurídicos distintos a esta indústria, que correspondem aos “*royalties*” e aos “acordos de partilha de produção (em acróimo, “*PSAs*”, por vezes, “*PSCs*”).

O primeiro daqueles sistemas compreende três parcelas distintas, já que sobre o valor do *output* produzido pelas *joint ventures* incide o *royalty* em sentido estrito, que assegura uma cobrança ainda que a produção não seja rentável; ao invés, as duas componentes remanescentes são aplicadas sobre o rendimento líquido por forma a reduzir os efeitos discricionários do primeiro ou a concederem incentivos ao investimento e à produção.

Quanto ao segundo (*PSAs*), que tem como contraparte a Sonangol, pode assumir as modalidades de consórcio integral ou, eventualmente, contar com a presença muito minoritária da subsidiária da petrolífera nacional, S. Pesquisa & Produção, o que implica a existência de um operador.

Em termos sintéticos, a sua calculatória é estabelecida por forma a assegurar que 50% do lucro de exploração reverta para o Governo, ainda que nos custos se considere uma parcela relativa ao prémio de risco incidindo, ainda sobre a(s) empresa(s) concessionária(s), impostos sobre o rendimento residual correspondente aos seus ganhos.

De referir que a principal diferença entre os dois regimes referidos assenta no facto do último (*PSAs*), permitir um maior grau de controle público sobre os recursos e as actividades de exploração, isto mesmo em casos em que a rentabilidade desta seja negativa, o que decorre de no processo de cálculo adoptado ser incluída uma *cap* que funciona de forma similar aos *royalties* (14).

Os rendimentos para o erário público daqui decorrentes, relativos aos primeiros 5 anos incompletos deste milénio, denotam uma tendência crescente em ter-

mos absolutos, devendo o valor referente ao exercício de 2004 ter superado a barreira dos \$USD 4*10⁹.

Porém, e ao contrário do que uma análise superficial poderia pressupor, a quota-parte pública no valor da produção de *crude* declinou no período em referência, tendo perdido nos anos extremos em consideração mais de 10 p.p., para se fixar no 1.º semestre de 2004 num valor ligeiramente superior a 43%, evolução que se explicará pelo peso acrescido que os novos blocos vêm assumindo.

Esta tese pode ser ilustrada, ainda que de forma pontual, pelos níveis bem diferenciados da parcela que os rendimentos públicos captaram em 2002 nos blocos 17 e 13 que foram de, respectivamente, 62 e 24%, importando salientar que, enquanto no segundo caso, se trata de um *offshore* amadurecido, no primeiro, estamos perante uma recém-iniciada exploração num bloco do *offshore de águas* ultra-profundas que, assinala-se, produz um *output* de pior qualidade.

Obviamente, que o substrato que explica a aparente contradição assinalada corresponde aos cada vez mais vultuosos investimentos exigidos pela indústria, estimando-se que só os blocos 14 a 17 impliquem a injeção de um montante global superior a \$USD 15*10⁹.

Passando a considerar os actores empresariais presentes no *upstream* angolano, importa começar por salientar que a tradicional hegemonia das multinacionais neste mercado geográfico, de que se excluíam apenas a Shell e a ConocoPhillips, está agora algo comprometida atendendo, em especial, à recente entrada dos chineses da Sinopec, que lograram obter posições relevantes nos blocos 17 e 18, aspecto que retomaremos ulteriormente, em especial, no ponto 4.2.

Naturalmente que a expansão dos interesses dos *players* supra-referidos é concretizada mediante a implementação de novos projectos de exploração, cuja fase inicial corresponde à obtenção de novas concessões enquadrada num dos modelos jurídicos atrás mencionados.

Ora, entre os novos projectos de grande dimensão presentemente em curso serão, sobretudo, de referir:

- No bloco 15, onde os interesses da ExxonMobil são predominantes, as fases C e D de Kizomba que, em 2008/9, deverão estar a produzir 325 *10³ b/d e que acrescerão às ainda mais consideráveis produções já em curso que correspondem às duas fases anteriores (A e B). Em conjunto e no ano-pico, este bloco permitirá produzir um total de 750 *10³ b/d;

- No bloco 17, onde pontifica a Total, verifica-se o desenvolvimento de vários projectos de dimensão apreciável, onde sobressaem os designados por Pazflor e Clov que, em conjunto e no ano de 2012, deverão permitir produzir $350 \cdot 10^3$ b/d, ainda que outras iniciativas em fase mais atrasada de implementação permitam antever, em data próxima daquela, a duplicação da meta referida;
- No bloco 18, palco especial de lutas de interesses com chineses e indianos mas em que a BP detém posição maioritária, é de relevar o Greater Plutónio, com um custo total compreendido entre os \$ USD $2-3 \cdot 10^9$, cuja produção deverá ter arrancado em meados de 2007 e que, no futuro, está previsto que venha a atingir um máximo de $240 \cdot 10^3$ b/d.

De salientar que, ainda no 1.º trimestre de 2007, a Sonangol, que recentemente alcançou o estatuto de operador (bloco 4), assumia, ao mais alto nível e relativamente ao horizonte temporal de 2013, intenções de investimento no montante total de \$USD $50 \cdot 10^9$, com o objectivo de alcançar uma produção sustentada de $2 \cdot 10^6$ b/d, i. é., um acréscimo de cerca de 17.5% face aos níveis médios que terão sido obtidos no ano em curso ($1.7 \cdot 10^6$ b/d).

Para alimentar aqueles propósitos é, ainda, necessário oferecer novas áreas de concessão, solução que a autoridade nacional tem prosseguido de forma afincada recorrendo, em geral, ao leilão competitivo; com efeito, ao *round* de 2005, que envolveu áreas localizadas em 7 blocos, seguir-se-ia o de 2006, desta vez incidindo sobre áreas situadas em 12 blocos, isto enquanto se encontra presentemente em curso uma nova fase abrangendo, desta vez, interesses respeitantes a 10 blocos.

Aliás, este último caso comporta um aspecto importante na perspectiva portuguesa, uma vez que a Galp que já detinha alguns interesses subalternos neste mercado de oferta, se encontra qualificada como operador, estatuto nunca antes alcançado pela petrolífera nacional, sendo de referir que concorre em associação com os indianos da ONGC e para substituir a empresa chinesa atrás mencionada (15).

A ameaça maior que, entretanto, parece pairar relativamente à concretização das metas angolanas corresponderá ao facto do país ter, em 2007, aderido à OPEP, entidade que não parece disposta a acomodar as perspectivas expansionistas vigentes, ao fixar um *plafond* de $1,9 \cdot 10^6$ b/d, menos do que o esperado em Luanda que se situaria no intervalo dos $2-2,4 \cdot 10^6$ b/d (16).

Obviamente, que o problema assim colocado é bem mais amplo já que o “vigor” das propostas relativas à fase de licitação em curso fica imediatamente comprometido sendo, em consequência, feridos os interesses de captação de receitas públicas pelo que, em termos de perspectivas, parece pairar uma visão dicotómica já que, após a adesão àquela entidade, não serão apenas as reservas e os crescentes potenciais de produção a ditar as regras vigentes até aqui.

Em todo o caso, atendendo ao elevado nível de cotações, o Estado angolano encontra-se numa posição particularmente privilegiada, antecipando o referido estudo da Wood Mackenzie que as receitas públicas, que em 2005/2006 eram estimadas por esta fonte em cerca de 60% das receitas brutas da indústria poderão, até ao ano de 2020, subir para valores médios de cerca de 70 ou de 80% consoante as cotações médias atinjam, respectivamente, 45 e 75 dólares por barril (vide, em especial, p. 12).

Passando a considerar o negócio do gás natural importará começar por referir que as reservas provadas actualmente contabilizadas são relativamente mais modestas do que as relativas ao *crude*, situação que também tem reflexo na posição relativa que, neste domínio, o país ocupa no seu contexto geográfico.

Com efeito, no início de 2005, as estimativas apontavam para a existência de $370 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, ou seja, o equivalente a 2,6% e a 7,3% do valor registado pelo mesmo indicador, respectivamente, no continente africano e na Nigéria (vide IGU, 2005).

De acordo com aquela fonte, em 2003 a produção bruta alcançou $6,90 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, correspondendo, na sua maior parte (85%), a um sub-produto indesejável da exploração do *crude* e sendo a proporção da ocorrência destes dois compostos no país de um barril de petróleo por 1.340 pés cúbicos de gás.

Porém, as alterações ocorridas nos mercados da energia viriam permitir reequacionar a questão, acabando por potenciar o aparecimento de uma primeira grande iniciativa de investimento tendente a limitar aquelas práticas ambientalmente nocivas, o “Angola LNG Project”, ideia surgida em 1997.

No entanto, a decisão final, só seria tomada em Dezembro de 2007, assentando na perspectiva de uma procura firme e remuneradora das condições desvantajosas impostas pela localização do projecto, periférico em relação aos grandes centros consumidores internacionais situação que, desde logo, ditava custos de transporte mais onerosos.

- Estamos em presença de um investimento total da ordem dos \$USD $4 \cdot 10^9$ que, do ponto de vista jurídico, assumiu a forma de *joint venture*, tendo dois co-líderes, a Chevron e a Sonangol, cada um dos quais com uma posição de 36.4%, a que se juntaram, num plano secundário, a BP e a Total.
- A localização do centro processador situa-se no Soyo, sendo a matéria-prima proveniente, sobretudo, dos blocos 0, 14, 15, 17 e 18, isto sem esquecer a existência de centros dedicados de gás, i. é., não associados, contando com uma capacidade inicial de exportação de $6,8 \cdot 10^9$ m³/ano que, no futuro, poderá vir a ser triplicada.
- O arranque da produção está agora calendarizado para o início de 2012, sendo de salientar que também se encontra prevista a diversificação do aproveitamento dos hidrocarbonetos por recurso a soluções como NGLs (*Natural Gas Liquids*) ou a extracção de LPG (*liquified petroleum gas*), sendo que neste último âmbito já se encontra em exploração o projecto Sanha, liderado pela Chevron, cuja capacidade produtiva ascende a $32 \cdot 10^3$ b/d e que implicou um investimento de \$USD $1,9 \cdot 10^9$.
- Até aqui procuramos traçar uma panorâmica do *upstream* das indústrias dos hidrocarbonetos angolanos sem evidenciar outras preocupações, nomeadamente a sua relevância macro e sócio-económica, vertentes que serão equacionadas, ainda que muito em síntese na “caixa” de texto seguinte.

Caixa B: Petróleo, guerra e desigualdades sociais

- A economia angolana caracteriza-se por profundos níveis de sub-desenvolvimento, não sendo invulgar que, tradicionalmente, os indicadores comparativos face à SSA evidenciassem ainda piores *performances* isto, recorde-se, perante um referencial que é dos mais deprimidos à escala planetária.
- O quadro seguinte apresenta um conjunto de elementos relativos a estas duas realidades, merecendo destaque no contexto comparativo em causa o facto das áreas sociais estarem, no caso angolano, ainda mais carenciadas do que a vertente económica em sentido estrito. (Ver o quadro 9)
- Os elementos reproduzidos dão, entretanto, uma pálida imagem das realidades angolanas e isto mesmo que o país tenha apresentado uma taxa de crescimento económico que, no período 1993-2002, superou os 7% ao ano e a que corresponderam ganhos em termos de capitação de cerca de 4%.
- Na verdade, Angola tem defrontado enormes desequilíbrios macroeconómicos, onde pontificavam uma completa dependência da exploração dos recursos naturais (petróleo e, num plano bem mais modesto, diamantes)

Quadro 9: Angola vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 162)

	Angola	SSA	Angola vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	16,1	722,7	2,2	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	6,8	5,5	123,6	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	53,3	34,9	152,7	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,446	0,493	90,4	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	2335	1998	116,9	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	41,0	49,1	83,5	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	32,6	40,7	80,1	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	31,0	37,0	83,8	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2007".

Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

tendo, em 1999, estes dois *items* representado perto de 2/3 do PIBpm, situação com óbvias consequências nos planos orçamental e do comércio externo.

De resto, a situação do país caracterizava-se ainda por claros desequilíbrios macro e de pagamentos externos, com a existência de um processo inflacionista agudo e, inclusive, o recurso à “quebra de moeda”, bem como o recurso sistemático aos “atrasados” que, em finais de 2003, totalizavam \$USD 4,2*10⁹, factor que torna o país como de grande risco internacional.

As situações acima referidas reportam-se, no entanto e em última análise, à vigência de uma “economia de guerra” que se repercutiu nos indicadores apresentados no quadro anterior que, no pós-independência, se prolongaria por perto de 30 anos e em que os dois beligerantes, o MPLA e a UNITA, se financiaram através de fundos obtidos, respectivamente, a partir do petróleo e dos diamantes.

Na perspectiva de P. Billon conquanto aquelas matérias-primas não tenham sido a causa nem a motivação da guerra, a verdade é que a sua disponibilidade,

a distribuição espacial e a economia política associada a cada uma delas foi crucial no decurso desse conflito defendendo, ainda, o autor que foi a descoberta de novas reservas e o encarecimento do petróleo que deram ao poder instalado em Luanda o *élan* decisivo para se impor interna e externamente ao seu émulo (17).

A supressão deste clima de guerra articulado aos sucessivos aumentos das cotações do *crude* viriam a ser determinantes na alteração profunda ocorrida no quadro macroeconómico do país, sendo de salientar que:

- O PIB cresceu cerca de 20% em cada um dos anos de 2005 e 2006, constatando-se a existência de uma boa dinâmica noutros sectores de actividade que não a mineração;
- Desde 2002 que se assiste à redução sustentada dos níveis de inflação que, no ano de 2006, se terá fixado em 12,2%;
- Entre 2002 e 2003, a balança global até então sistematicamente negativa inverteu o sinal tendo, em 2006, apresentado um excedente de \$USD $6,9 \cdot 10^9$;
- O flagelo tradicional da dívida externa que, em 2002, representava 82,4% do PIB encontrava-se 4 anos após reduzida a 1/4 daquele peso (18).

A questão que parece ser pertinente colocar neste novo contexto é a de saber qual a capacidade de mobilizar a enorme renda petrolífera por forma a superar a economia de “enclave” e externalizar os seus efeitos positivos a camadas cada vez mais amplas da população, uma tarefa gigantesca, atendendo quer à lógica das elites nacionais quer à ausência de qualificação dos recursos humanos.

Para ajudar a esta reflexão acrescentar-se-á que as perspectivas quanto às rendas petrolíferas no período 2007- 2020 correspondem, segundo o estudo atrás citado da Wood Mackenzie, a uma média anual aproximada de \$USD $22 \cdot 10^9$, isto no caso da cotação corresponder a 45 dólares por barril; de acordo com as mesmas premissas mas no caso dos preços alcançarem o patamar sustentado dos 75 dólares, os ganhos do erário público alcançariam em cada um dos anos do período em referência uma média de cerca de \$USD $40 \cdot 10^9$. (19), Wood Mackenzie, op. cit., p. 14).

3.2. OS PRODUTORES DE MÉDIA DIMENSÃO (SUDÃO, GUINÉ EQUATORIAL E CONGO-BRAZAVILLE)

Na presente secção passaremos a analisar os contributos dos países supra-referidos, os médios produtores regionais, grupo que se caracteriza pela prevalência dos novos “entrantes” no mercado de oferta de *crude* e por uma posição bem mais subalterna nos correspondentes mercados do gás natural.

3.2.1. Sudão

O Sudão, o mais extenso país africano situa-se no Leste deste continente, dispõe de acesso directo ao Mar Vermelho e tem como países confinantes, nomeadamente, o Egipto o Chade e a Etiópia, que pela mesma ordem se localizam a Norte, a Oeste, e a Oriente.

Trata-se de um país que acedeu à independência há cerca de cinquenta anos e em que o norte islamizado e muito fortemente urbanizado contrasta, de forma flagrante, com o Sul, onde se nota uma certa prevalência do cristianismo e uma muito maior dispersão das aglomerações humanas.

Curiosamente, é nesta última grande região que a prospecção de hidrocarbonetos, se encontra mais avançada tendo, recentemente, esta actividade alastrado, ao Leste e, ainda, ao Oeste abrangendo, entre outras, a grande região de Darfur, isto no contexto de um vincado atraso geral neste domínio.

Na realidade, o controle da indústria petrolífera andou, desde sempre, associado à génese e à dinâmica da guerra civil que há muito se vem arrastando, ainda que se tenham registado períodos prolongados de acalmia e que a descoberta desta matéria-prima se tenha verificado apenas em 1979; por sua vez, as exportações só arrancaram após mais de uma vintena de anos, pelo que o negócio do petróleo só se afirmaria no início do actual século (20).

Com efeito, este país só em 2000 logrou alcançar um patamar de produção com algum significado ($174 \cdot 10^3$ b/d), tendo nos anos subsequentes reforçado a sua posição pelo que, em 2006, se encontrava no 3.º lugar no *ranking* Sub-Sahariano e no 6.º à escala continental, evolução que teria contrapartida ainda mais favorável no plano das reservas, já que o Sudão, com $6,4 \cdot 10^9$ b ocupa, presentemente, a 5.ª posição no contexto africano.

Saliente-se que, os responsáveis públicos por este pelouro definiram como meta de produção para 2008 o montante de $1 \cdot 10^6$ b/d, valor que representa um acréscimo da ordem dos 150% face ao obtido em 2006.

O mapa na página seguinte apresenta uma panorâmica geral das concessões existentes e assinala, ainda, o traçado da grande infra-estrutura de escoamento de que daremos uma breve resenha no final desta sub-secção (vide “Caixa C”).

Antes de apresentarmos algumas especificações relativas às concessões importa assinalar que foi a norte-americana Chevron a grande pioneira da indústria nestas paragens, onde se expôs consideravelmente, tendo investido cerca de \$USD $880 \cdot 10^6$.

Mapa 5 – Sudão: campos petrolíferos



Fonte: <http://www.sudantribune.com>

Esta multinacional acabaria por obter êxitos no Centro-Sul do país, porém, sem tirar grande proveito pois que, perante o agudizar da situação interna e as pressões do governo local que procurava investidores com outro perfil, a empresa acabaria por ver obrigada a retirar por completo, isto já no decurso de 1992.

Passando a retomar um pouco mais em detalhe o mapa anterior, importará salientar:

- Os blocos 1, 2 e 4 correspondem a concessões da CNPOC (*Great Nile Petroleum Operating Company*), tendo este caso algum desenvolvimento na já citada "Caixa C";

- Os blocos 3 e 7, cujas reservas e produção anual são estimadas, respectivamente, em $460 \cdot 10^6$ e $120\text{-}300 \cdot 10^3$ b/d, foram concessionados, em 2004, à Petrodar, consórcio que engloba a CNPC, a Petronas a Sudapet, a Gulf Oil Petroleum e a Al-thani Corporation, entidades que, pela mesma ordem, dispõem de posições de 41, 40, 8, 6 e 5%, perspectivando-se que o pico produtivo seja atingido em finais de 2007 ($200 \cdot 10^3$ b/d).
- O bloco 5A foi concessionado, em 2005, à “*White Nile Petroleum Company*”, entidade que engloba a Petronas, a ONGC e a Sudapet, com posições aproximadas de, respectivamente, de 68,9, 23,1 e 8%, sendo que a produção é de $38 \cdot 10^3$ b/d, i. é., cerca de 65% do previsto;
- O bloco 6, que deverá atingir uma produção de $80 \cdot 10^3$ b/d mas que, na fase actual, apenas produz metade deste quantitativo, integra o universo de interesses da chinesa CNPC (21).

Como é visível, a fisionomia dos interesses presentes no *upstream* deste país foi sofrendo alterações no tempo, tendo a hegemonia asiática destronado a prevalência de interesses ocidentais iniciada pela Chevron, isto ainda que tenham existido seguidores, casos da Total, da Marathon e da obscura Arakis, sendo as posições desta última adquirida pela, também, canadiana Talisman; porém esta “independente” tal como uma outra *newcomer*, a sueca Lundin, acabariam por ser afastadas pela força da “opinião pública”.

Por outro lado, o caso sudanês comporta uma orientação visível e em reforço, que é o envolvimento de interesses regionais com expressão minoritária, constituindo caso flagrante a composição do consórcio correspondente aos blocos 3 e 7 atrás referidos, isto enquanto se nota a presença sistemática nestes acordos da empresa nacional, a Sudapet.

Acerca desta última, criada em 1997, importa ter presentes os conditionalismos financeiros e tecnológicos que impendem sobre esta *NOC*, pelo que a sua actuação se tem limitado ao âmbito referido; porém, em 2005, o governo do país criou uma nova entidade, a NPC (National Petroleum Commission), visando extrair um melhor aproveitamento destes recursos e, ainda, resolver alguns problemas de fundo que permanecem em aberto.

Mas a situação sudanesa integra ainda mais uma especificidade relevante que é a de, em todos os casos acima mencionados, os locais de exploração serem remotos relativamente aos pontos de transformação/escoamento, pelo que se tornou necessário construir as infra-estruturas correspondentes (*pipelines*, estradas, etc.)

Ademais, e como já se aludiu, o quadro em que tem vivido a exploração petrolífera caracteriza-se pela violência extrema dada, nomeadamente, a necessidade de “limpeza” do terreno prévias à implementação deste tipo de actividades, o que fere também o nomadismo das populações, muito difundido nestas áreas, sobretudo, no sudoeste.

É no contexto desta complexa situação que se evoca, por mais mediático, o caso dos 2,5 milhões de refugiados da grande região de Darfur que, aliás, confere argumentos adicionais à inclusão do país na lista dos Estados-pária, isto de acordo com a classificação da administração Bush.

Apesar dos antagonismos dos interesses internos se encontrarem longe de resolução, em inícios de 2004, as duas grandes partes em conflito, o governo do Sudão e o SPLM (Sudan’s People Liberation Movement) acabaram por celebrar um *Wealth-Sharing Agreement*.

Esta plataforma de entendimento amenizou as causas longínquas de um conflito que se arrastava há mais de duas décadas e que, no essencial, tinha na sua génese a drenagem das riquezas produzidas no Sul para o Norte, isto sem que a primeira destas regiões obtivesse quaisquer contrapartidas.

Nos temos daquele acordo e focando as matérias relacionadas com o petróleo serão de salientar as seguintes disposições:

- A distribuição dos proveitos do petróleo seriam partilhas, de forma igualitária, entre os governos nacional e do Sul do país, isto na base de um preço limiar de exportação não definido que, uma vez superado, daria origem à constituição de uma “Conta de Estabilização” que, também, não tinha afectação específica;
- Todos os contratos assinados anteriormente a este acordo seriam considerados aceites e não serão sujeitos a renegociação;
- Entre as partes seria constituída uma “Comissão Nacional do Petróleo”, que negociaria e aprovaria todos os contratos, sendo definida a composição respectiva e onde se prevê, para além das regras-base de arbitragem de conflitos, o direito de veto, isto caso exista unanimidade de posições por parte de todos os elementos integrantes da estrutura da região produtora prevista nos termos do acordo (22).

Esta plataforma seria aprofundada no ano seguinte, o que viria a permitir reforçar a exposição ao investimento externa no sector e, inclusivé, levaria a que entidades como a Total, a Marathon e a KFPEC (Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company), apresentassem os pedidos de renovação dos direitos de exploração que detinham.

Conquanto as situações extremas acima afloradas não tenham deixado de produzir fortes reflexos negativos na situação nacional, o certo é que, curiosamente, a posição relativa do país face ao seu contexto de inserção geográfica é até um pouco menos favorável, aspecto evidenciado no quadro abaixo.

Quadro 10: Sudão vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 147)

	Sudão	SSA	Sudão vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	36,9	722,7	5,1	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	4,8	5,5	87,3	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	40,8	34,9	116,9	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,526	0,493	106,7	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	2083	1998	104,3	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	56,4	49,1	114,9	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	29,1	40,7	71,5	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	34,0	37,0	91,9	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2007".

Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

É certo que os resultados apresentados, que relevam do domínio mais estritamente económico, já repercutirão os efeitos da novel indústria do petróleo que, entre 2000 e 2005, cresceu a uma taxa média anual real de 22,2%, o que contrasta com a evolução dos restantes sectores que, no mesmo período e nas mesmas condições de medida, lograram ainda assim alcançar ganhos da ordem dos 5,4%.

Naturalmente que, também no caso deste país, se constata existirem fortíssimas dependências das receitas daquela matéria-prima, isto tanto no domínio orçamental quanto no das contas externas já que, em 2005, estas contribuíam com 91,3% para as receitas fiscais enquanto os valores projectados para 2006 antecipavam um peso nas exportações que já superava os 93%.

As perspectivas mais recentes continuam a evidenciar a manutenção dos problemas inerentes a uma “economia de guerra” ainda que, em 2006, o PIB tenha crescido 11,8%, evolução que teve contraponto na deterioração do saldo da balança de pagamentos, espectro que se prolonga para o futuro, mesmo que as expectativas de crescimento no médio prazo apontem para ganhos do PIB da ordem dos 9-10%/ ano (23).

A concluir esta abordagem iremos apresentar, conforme atrás referido, uma “caixa”, que permite apreender a importância actual do *input* energético em consideração e da dos seus mercados aos níveis de decisão política. Temos assim:

Caixa C: O país pária e o *Great Nile Project*

Trata-se de um projecto integrado que engloba a exploração das concessões correspondentes aos blocos 1, 2 e 4, com reservas estimadas máximas de $1,2 \cdot 10^9$ b, anteriormente encabeçado pela referida Arakis e a construção de um *pipeline* com uma extensão de 1.600 km (994 milhas), para articular a produção a Port Sudan, centro localizado no litoral do Mar Vermelho, estando também prevista a construção de uma refinaria.

Nos termos de um acordo celebrado em 1996, os direitos correspondentes àquela fase do projecto foram cedidos a um consórcio encabeçado pela CNPC onde também a Petronas, a ONGC e a Sudapet, *NOCs*, respectivamente, da Rep. Pop. da China, da Malásia, da Índia e do país concedente, detêm interesses que, pela mesma ordem ascendem a 40, 30, 25 e 5%.

A infra-estrutura de transporte acima referida, cuja capacidade inicial ascendia a $150 \cdot 10^3$ b/d, acabaria por ter uma dimensão muito mais considerável, cerca do triplo do volume acima referido, o que não obsteu a que tivesse sido concluída em Maio de 1999, antes mesmo do contratado, tendo a primeira entrega de matéria-prima ocorrido em finais de Agosto do mesmo ano.

Conquanto as forças sudanesas tenham um enorme envolvimento directo na segurança das instalações petrolífera, solução tanto mais óbvia quanto se reconheça o efeito de *feedback* que as receitas derivadas destas explorações têm sobre a própria capacidade dissuasora e bélica do poder instalado em Cartum, a verdade é que a própria concessionária também actua neste domínio específico.

No entanto, esta saída nem sequer corresponde a uma novidade introduzida pelos chineses, não obstante as controversas práticas destes últimos já que tanto a Arakis como a Talisman se haviam enredado antes em soluções de legitimidade duvidosa aos olhos ocidentais, ainda que pelo menos neste último caso, tenha havido a preocupação das justificações públicas.

3.2.2. Guiné Equatorial

A Guiné Equatorial, uma ex-colónia espanhola, é um dos mais pequenos países africanos, e cobre uma área de 28.051 km², situando-se no Golfo da Guiné e tendo como limites a Norte, os Camarões e, a Sul e a Leste, o Gabão.

A exploração petrolífera só começou a ser encarada de forma séria a partir da segunda metade da passada década de 90, situação precipitada pelo fecho da embaixada dos EUA que veio agudizar, ainda mais, o isolamento internacional em que vivia o regime tutelado pelo general Obiang Ngema, pelo que a saída encontrada passou por atrair o interesse das petrolíferas norte-americanas em condições particularmente vantajosas para estas.

Dispondo a Exxon e a Chevron, bem como outros *partners* subalternos de certezas recentes quanto à existência de *crude*, a oferta de 87% das receitas correspondentes era um aliciente incontornável, isto num negócio que, continuou a ser particularmente atractivo para estes interesses visto, em 2002, aquela proporção corresponder, ainda, a cerca de 75%, quando à escala internacional vigorava, nas hipóteses menos gravosas, a regra da repartição igualitária (24).

As principais áreas licenciadas e interesses existentes constam do mapa seguinte, importando evidenciar a contiguidade destes face aos dos países vizinhos, merecendo destaque os atritos face à Nigéria, à JDZ e, ainda, ao Gabão.

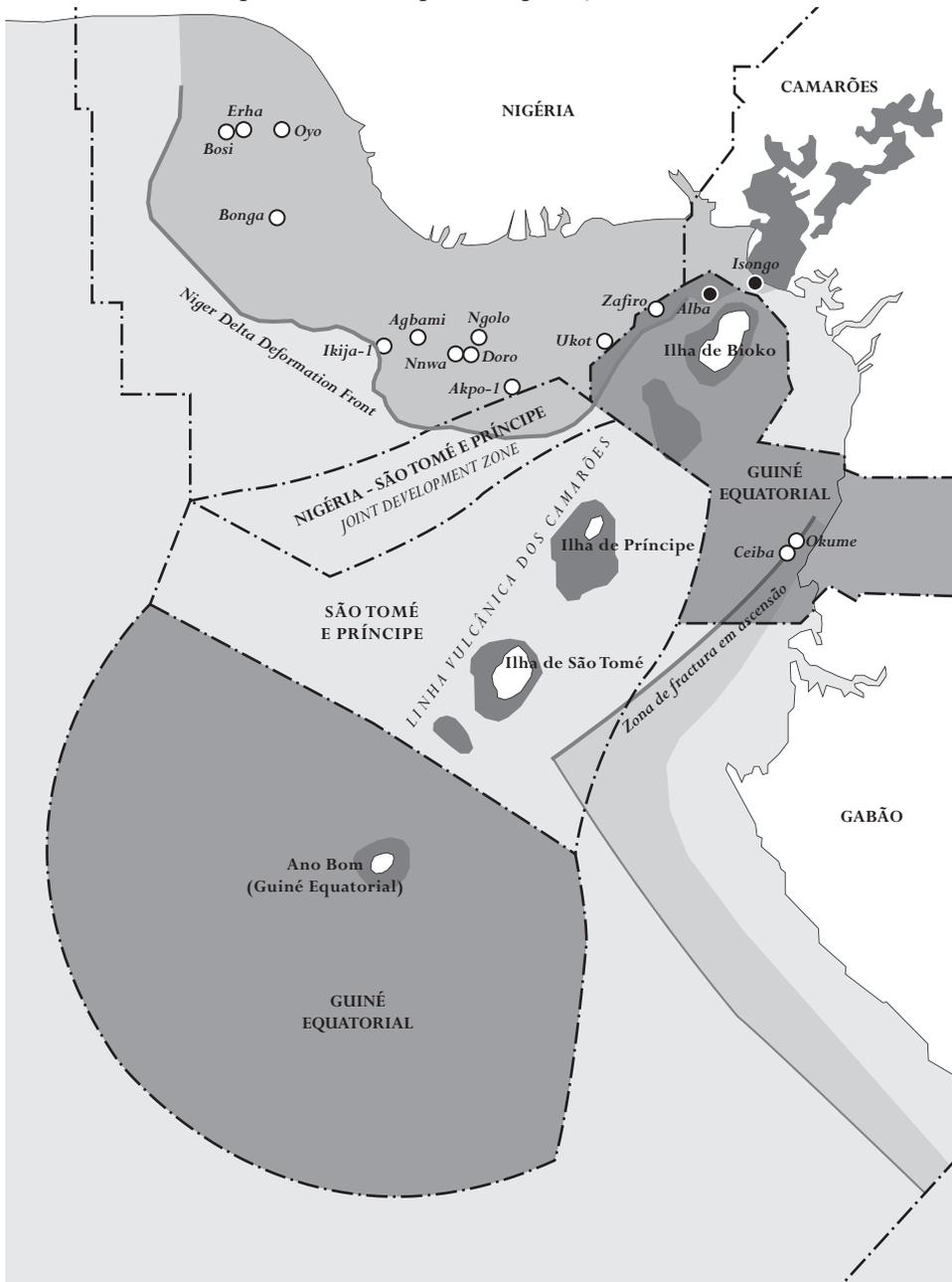
Considerando, um pouco mais em pormenor, as principais jazidas conhecidas, haverá que considerar, por mais relevantes, os casos seguintes:

- Zafiro Field, um *offshore* cujo início de exploração ocorreu em 1996 e que para além de ser o principal responsável pela produção nacional visto, em 2005, lhe corresponder 245*10³ b/d, i. é., um pouco menos de 2/3 da produção total de *crude*, é também uma das jazidas com maior volume quanto a reservas provadas (400*10⁶ b).

Em paralelo com o esforço continuado no plano da prospecção, a ExxonMobil, a empresa operadora que tem como parceiros a norte-americana Devon Energy e a GE Petrol (a NOC do país), reforçou recentemente as infra-estruturas complementares de produção mediante a aquisição de um plataforma “FPSO”;

- Ceiba oil field, localiza-se igualmente no *offshore*, cerca do rio Muni e é o 2.º mais importante campo petrolífero tendo a exploração do bloco G arranca-

Mapa 6 – Guiné Equatorial:
áreas e campos licenciados para a exploração de hidrocarbonetos



Fonte: <http://www.equatorialoil.com>

do em 1999, processo que teve sequência na implementação de investimentos adicionais, envolvendo \$USD 1,1*10⁹ e de novas descobertas liderados pela empresa norte-americana Amerada Hess, que permitirão aumentar a capacidade produtiva para 60*10³ b/d;

- A posição subsequente é ocupada pelo *offshore* designado por Alba field, cujo operador é a Marathon Oil (maioritária), que tem como associada a supra-referida GE Petrol; trata-se de uma descoberta do início da década de 90 e que dispõe de reservas da mesma ordem de grandeza das do seu homólogo *Zafiro*. A sua produção principal é o gás natural até há pouco aproveitado, essencialmente, sob a forma de condensados situação que, como veremos mais à frente, conheceu desenvolvimentos recentes.

De salientar que a concessão de licenças de exploração para novos blocos conduziu à criação, já em 2004, do bloco O, adjacente ao Alba field, tendo saído beneficiado um consórcio, mais uma vez, liderado por uma empresa dos EUA, a Noble Energy, negócio que revestiu a forma de *PSA*.

Esta actividade de licenciamentos acabaria por ter sequência em Setembro de 2007 mediante a concessão dos blocos F, G, H e L, que beneficiaram, sobretudo, a indiana ONGC, e a nigeriana NNPC, isto sem esquecer a outorga de direitos, prévia e fora deste contexto, à sul-africana PetroSA e à chinesa CNOOC.

Assim, e não obstante permanecer a prevalência dos interesses norte-americanos, a verdade é que estes não são agora os únicos já que se assiste, para além das excepções já identificadas, à presença de empresas originárias de países como a Malásia, a Austrália e a Suíça representadas, pela mesma ordem, pela Petronas, Roc Oil e Glencore, a que importa adicionar a também sul-africana Sasol Petroleum.

Por outro lado, as evoluções que se fazem sentir nesta área de actividade também se vão repercutindo neste país onde, para além de novas infra-estruturas portuárias tendentes a assegurar um melhor escoamento da produção, casos de Luba e da capital, Malabo, se constata a ocorrência de vários desenvolvimentos significativos.

Um primeiro aspecto a reportar é a entrada em cena de uma empresa nacional, a já mencionada GE Petrol, criada em 2001, e destinada a gerir os vários interesses públicos existentes nos domínios dos *PSAs* e das *joint ventures* e participar, inclusivé, no capital das instalações referidas no parágrafo anterior, onde detém uma posição de 25%.

No entanto, mesmo no plano institucional as coisas não ficaram por aqui já que a necessidade de reforçar a posição nacional nos contratos supracitados, de modo a atingir um mínimo de 35%, conduziu à criação duma nova entidade, a Sonogas, cuja actuação não se limitará à esfera do gás natural.

Assistiu-se ainda, e por outro lado, à construção de instalações tendentes a proceder ao melhor e até mais racional aproveitamento dos recursos naturais envolvendo, sobretudo, a liquefacção de gás natural e, ainda, a produção de metanol, o que é viabilizado pela existência de reservas provadas que ascendem a $70 \cdot 10^9$ m³, i. é, o equivalente a cerca de 19% do volume das suas homólogas angolanas (25).

Assim, no âmbito do LNG, surgiu um projecto para aproveitar o gás da ilha de Bioko (o referido Alba Field), iniciativa orçada em \$USD 1,4*10⁹, em que sobressaem as posições da Mararathon Oil e da Sonogas que dispõem de, respectivamente, 60 e 25%.

A produção teve início já em 2007, tendo como destinatário a British Gas, estando contratualizados fornecimentos por um período de 17 anos, no montante de $3,4 \cdot 10^6$ toneladas/ano, planeando o operador supra-referido implementar uma 2.^a fase do projecto que passará pela aquisição da matéria-prima camaronesa e nigeriana, para o que já existe acordo com o primeiro dos países mencionados.

Constituindo os hidrocarbonetos uma área de actividade que, como referido, só começou a ganhar expressão na segunda metade da passada década de 90, a verdade é que a panorâmica sócio-económica do país começou, desde então, a sofrer alterações que, em termos da SSA, se repercutiram em melhores *performances* relativas como o atesta, embora de forma muito agregada, o quadro 11.

Com efeito, entre 2000 e 2005, o PIB cresceu a uma taxa real de cerca de 25% ao ano, e não obstante o facto de boa parte dos recursos assim originados serem malbaratados pela elite no poder (26), a verdade é que a reduzida dimensão da população como que tende a potenciar o aproveitamento da elevada renda gerada já que, em média, o PIB *per capita* deste país representa cerca do quádruplo do vigente na SSA.

A importância da economia dos hidrocarbonetos traduz-se ainda no facto de a mesma representar, em 2005, a 92,7% do PIB, 98,9% das exportações totais e 94,3% das receitas orçamentais do Estado, pelo que se impõe a

Quadro 11: Guiné Equatorial vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 127)

	Guiné Equatorial	SSA	Guiné Equatorial vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	0,5	722,7	0,1	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	5,6	5,5	101,8	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	38,9	34,9	114,4	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,642	0,493	130,2	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	7874	1998	394,1	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	49,3	49,1	100,4	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	13,0	40,7	31,9	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	53,0	37,0	143,2	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2007".

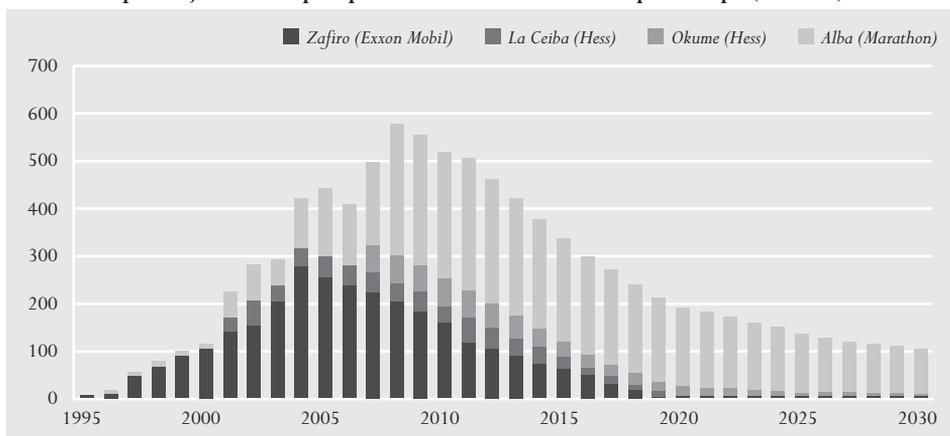
Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

implementação de políticas tendentes a assegurar a adequada aplicação das rendas em causa, solução tanto mais urgente quanto se reconheça que as reservas destas matérias-primas são limitadas (27).

E, entre os instrumentos preconizados pelo FMI em documento recente relativo à análise da situação deste país, figura a constituição de fundos de poupança relacionados com estas matérias-primas sendo referidas, a propósito, diversas experiências estrangeiras e a existência de diferentes tipologias associadas a estes mecanismos que, assim, comportam alguma margem de escolha para os decisores políticos.

Ora, a este propósito, o gráfico seguinte é paradigmático ao evidenciar a importância do aproveitamento da "janela de oportunidade" que se coloca a este país, na certeza que ela está claramente datada no tempo e tanto mais quanto o próprio crescimento do PIB, no panorama acelerado das cotações do *crude* que vigorou em 2006, não permitiu superar a fasquia dos 6,5%.

**Gráfico 3 – Guiné Equatorial:
produção retro e prospectiva de hidrocarbonetos por campo (em boe/d)**



Fonte: "Republic of Equatorial Guinea: Selected Issues and Statistical Appendix". IMF Country Report n.º 06/237, p. 34.

3.2.3. República do Congo (Brazaville)

O Congo Brazaville, país que se situa na África Ocidental, ocupa uma superfície de cerca de 342.000 km², tem fronteira, a Norte com os Camarões e a República Centro-Africana, a Sul, com Angola (Cabinda) e com a República Democrática do Congo, sendo também limitado a Leste por este último país, enquanto a Oeste confronta com o Gabão e com o Oceano Atlântico. Este território, colonizado pela França até 1960 conheceu, em especial na transacta década de 90, um longo período marcado pelas agruras da guerra civil com incidências particularmente destrutivas em termos de capital físico, isto sem esquecer as suas consequências em termos sociais e humanos, pese o facto de, na actualidade, vigorar uma situação de estabilidade relativa e um quadro de democracia formal.

De resto, as actividades de exploração do petróleo, cujo início remonta ao longínquo ano de 1957 e ao centro produtor *onshore* de Pointe Indienne, não se pode separar da ocorrência dos conflitos supra-citados.

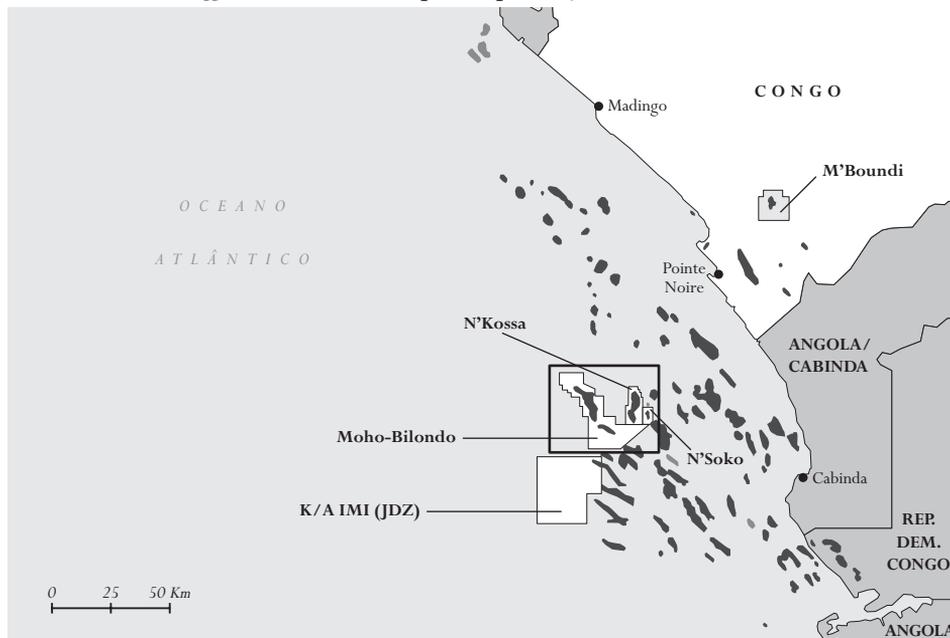
Seria, porém, necessário esperar mais duas décadas para que esta indústria atingisse alguma expressão internacional já que, apenas no início dos anos oitenta, se alcançaria um patamar de produção da ordem dos 70*10³ b/d, enquanto os dados mais recentes reportam uma posição que corresponde ao 5.º lugar no contexto Sub-Sahariano.

Actualmente, os principais centros em exploração situam-se no *offshore* (N’Kossa, Tchibouela, Kitina, Loanga, Zatchi e, mais recentemente, Kouakouala), ainda que o mais produtivo de todos eles, o campo de M’bound que, em 2005, permitiu obter uma média de $57 \cdot 10^3$ b/d, constitui um dos maiores reservatórios *onshore* africanos, dispondo de reservas totais avaliadas em $1.3 \cdot 10^9$ b.

A estes activos importa adicionar os que correspondem à zona de exploração conjunta com Angola, que foi criada em 2003, e que inclui os blocos 14 (Angola), e o “Alto Mar” (Congo), repartidos em partes iguais pelos dois países e cuja descoberta mais significativa, até ao presente, corresponderá a Lianzi-1, em que um dos dois reservatórios encontrados tem um *output* de $5 \cdot 10^3$ b/d.

O mapa seguinte de âmbito parcial, dado se reportar apenas ao *offshore*, a origem de maior significado produtivo, está também algo desactualizado, permitindo, ainda assim, apresentar uma perspectiva da localização destas actividades.

Mapa 7 – Congo Brazzaville:
áreas *offshore* licenciadas para a produção de hidrocarbonetos



Fonte: <http://spilpunt.blogspot.com/2007/04/congo-brazzaville.html>

No domínio em consideração prevalecem empresas estrangeiras, sobretudo, a francesa Total, maioritária no plano produtivo, detentora da maior jazida, o *offshore* N' Kossa e que, muito recentemente, logrou fazer novas descobertas num bloco marítimo de águas ainda mais profundas, sendo secundarizada pelos italianos do grupo ENI.

Estas posições relativas registaram alterações recentes significativas já que aos activos já detidos pela multinacional italiana, veio juntar-se a concessão de M'bound, antes controlada e operada pelos gauleses da Maurel and Prom Corporation, que dispunham de uma posição de 57%, negócio que veio abrir a perspectiva de, neste mercado de oferta e no horizonte temporal de 2010, os transalpinos virem a atingir uma quota de produção própria da ordem dos $100 \cdot 10^3$ b/d (28).

Até há poucos anos estas multinacionais contavam apenas com a concorrência, num plano subalterno, de outras entidades congéneres (ChevronTexaco e ExxonMobil), ou de “independentes” como a Anadarko, a Perenco, a Murphy e a Tullow Oil, já que a Shell, a Sasol e a Heritage Oil alienaram as respectivas posições, esta última a favor da Afren PLC.

Por outro lado, e à semelhança do sucedido noutros países Sub-Saharianos, o acontecimento recente mais relevante correspondeu à entrada de chineses, já que em Março de 2005, foram assinados dois acordos para a exploração e produção de *crude* com a Sinopec (blocos Marine XII e High Sea), sendo previsível que num futuro próximo estes interesses sejam alargados.

De referir, no contexto do desenvolvimento institucional empreendido no imediato pós-guerra, a criação em 1999, da SNPC (Société Nationale des Pétroles du Congo), que corresponde como que a um embrião de NOC, cabendo-lhe as funções inerentes a este estatuto.

No entanto, esta entidade não se encontra capacitada para desempenhar o papel de operadora nos blocos de exploração pelo que assume posições sistematicamente minoritárias nos consórcios celebrados que, em geral, assumem a forma jurídica de PSAs o que, ainda assim, permite que cerca de 1/3 da produção reverta para o Estado congolês, situação que coexiste com algumas benesses aos investidores, nomeadamente, de carácter fiscal.

Há dois ou três anos atrás, o traço mais característico da indústria petrolífera congoleza parecia corresponder ao facto de, no início do século actual, a produção ter entrado em declínio, já que em 2001, fora atingido o “pico” de $234 \cdot 10^3$ b/d, situação que se ficou a dever a posteriores reduções dos

outputs obtidos a partir dos activos em exploração, conjugadas com atrasos no arranque da exploração de novas jazidas.

A entrada em exploração de novas áreas produtivas (Moho, Libondo, Tcibeli, Litanzi e Yanga-Sul, bem como as supra-referidas concessões à Sinopec), permitiram, entretanto, recuperar os níveis de produção que, em 2005 e em 2006, retomaram o sentido ascendente ainda que de forma moderada, com a particularidade de, no último destes anos, se ter obtido uma média de $262 \cdot 10^3$ b/d, valor muito próximo do *record* acima referido.

De salientar que é comum que às jazidas de *crude* se encontre associada a ocorrência de gás natural, ainda que este último também possa surgir de forma isolada, aludindo a EIA à existência de reservas provadas da ordem de $3,2 \cdot 10^{12}$ cf, isto enquanto a Cedigaz subalterniza por completo a existência deste género de recursos energéticos no país (29).

Em todo o caso, até à data, a ausência de infra-estruturas ditou um reduzido aproveitamento do gás, já que apenas existe uma pequena central eléctrica que o utiliza, pretendendo as autoridades, no curto prazo, alterar os procedimentos insustentáveis do ponto de vista ambiental até aqui vigentes mediante a implementação de centrais de geração que dele tirem as devidas contrapartidas.

Uma vez caracterizada a situação na perspectiva das indústrias dos hidrocarbonetos, passar-se-á agora considerar os impactos respectivos em termos do desenvolvimento sócio-económico, importando recordar que nos encontramos perante um caso de um país com uma reduzidíssima densidade demográfica (cerca de 11 hab./km²), e onde as actividades agrícolas são ainda prevalentes.

Passando a apresentar, o conjunto de indicadores que vêm sendo considerados (ver quadro 12 na página seguinte), constata-se que, não obstante alguns *items* de natureza social evidenciarem uma situação relativa menos desfavorável do que a média correspondente à SSA, a verdade é que 70% da população vive abaixo da linha de pobreza e que o desemprego ou sub-emprego afligem 50% da população activa, *performances* que não sendo incomuns nos “petroestados” Sub-Saharianos, não deixam de ser reveladoras.

É a esta luz que convirá referir um trabalho da autoria de R. Bhattacharya *et allia*, no qual se procurou relacionar a existência de petróleo, com a situação calamitosa deste país que desbaratou, sem proveito nem glória, aqueles recursos naturais que, ainda em 2003, asseguravam 33,7% do PIB, 68,7% das receitas orçamentais e 81,9% das exportações.

Quadro 12:
Congo (Brazaville) vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 139)

	Congo (Brazaville)	SSA	Congo (Brazaville) vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	3,6	722,7	0,5	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	4,8	5,5	87,3	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	60,2	34,9	172,5	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,548	0,493	111,2	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	1262	1998	63,2	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	54,0	49,1	110,0	2003-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	15,3	40,7	37,6	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	27,0	37,0	73,0	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2007".

Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

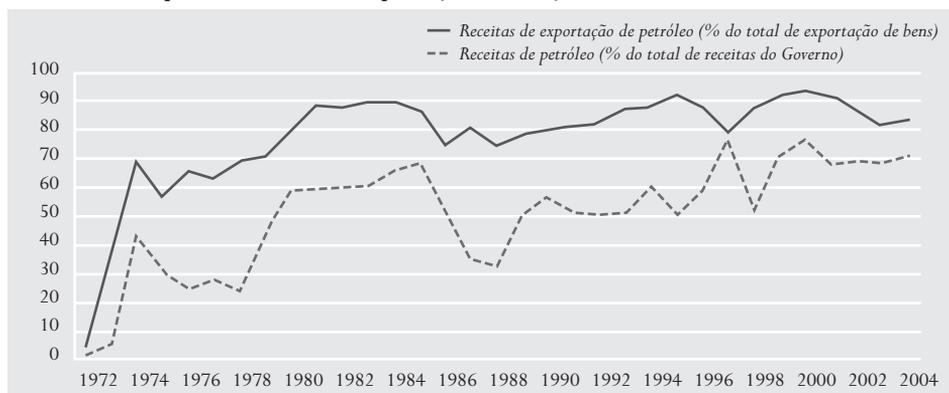
Antes, porém, e ainda de acordo com a mesma fonte, iremos ilustrar por via indirecta a magnitude do desperdício, para o que se reproduz o gráfico abaixo que apresenta as evoluções de longo prazo de dois rácios que relacionam o peso do petróleo quer com as receitas de exportação” quer com as receitas orçamentais.

As principais conclusões que aqueles autores extraíram da sua análise apontam nos seguintes sentidos:

- A instabilidade política teve um efeito negativo significativo no crescimento dos sectores não-petrolíferos, podendo o petróleo ter contribuído para alimentar os conflitos internos dado o seu contributo para o enfraquecimento das instituições e o conseqüente grassar da corrupção e, ainda, ao facultar fontes de financiamento aos grupos rebeldes.

De salientar que, no entanto, estes resultados não resultam completamente óbvios da análise quantitativa implementada, radicando tais hipóteses nas

Gráfico 4 – República do Congo: evolução do contributo do petróleo para as receitas de exportação e do orçamento do Estado (em %)



Fonte: R. Bhattacharya et alia – “Oil and Growth in the Republic of Congo”. WP/06/185, IMF, Agosto de 2006, p. 13.

formulações de vários autores que estudaram anteriormente estas matérias, casos de Mauro, de Leite e Weidmann, Sachs e Warner e, ainda, de Collier e Hoffer (30);

- Existe, porém, fundamentação empírica mais evidente no que respeita aos efeitos dos aumentos da cotação do *crude* no mercado mundial sobre a evolução do GDP quer do sector petrolífero quer do não-petrolífero, o que decorre da valorização da taxa de câmbio real.

Em termos concretos, e no longo prazo, constatou-se que o aumento de 1% no preço daquela matéria-prima se encontra associado à valorização em cerca de 0,2% da taxa de câmbio, com resultados negativos no crescimento económico dos dois anos subsequentes;

- Foi ainda possível comprovar empiricamente que a melhoria no saldo primário orçamental se traduziu, num primeiro momento, na redução do crescimento económico redundando porém, no médio prazo, na obtenção de melhores *performances* nesta mesma óptica (31).

Perante os registos e as perspectivas explicativas apresentados, este país que, curiosamente, já conheceu um período áureo que correspondeu ao primeiro quinquénio dos anos 80, em que cresceu à taxa média anual de 14,3%, defronta um quadro cuja saída não se afigura propriamente fácil ainda que, nos anos mais recentes, se reconheça alguma correcção de trajectória.

Com efeito, no primeiro lustre do presente século, assistiu-se à introdução de reformas significativas, que compreenderam, nomeadamente, a privatização de interesses consideráveis efectuadas na óptica da melhoria das infra-estruturas e do clima de investimento, isto sem esquecer o saneamento das finanças públicas, processos a que está longe de ser alheia a “mão” do FMI. Por outro lado, as *performances* macroeconómicas registaram alguma recuperação face aos registos da década anterior já que, entre 2001 e 2005, o PIB_{pm}, em volume, cresceu a uma taxa anual média de 4,2% tendo, no último daqueles anos, o saldo da balança de pagamentos invertido o sinal, o que permitiu dar algum alívio ao elevado endividamento público externo que, então, correspondia a 178,8% do valor do primeiro dos agregados macro acima referidos (32).

O contributo essencial para aquela mudança radicou, naturalmente, no início da explosão dos preços do *crude* cujas resultantes imediatas são previsíveis no contexto de uma economia particularmente sub-desenvolvida; no entanto, pela expressão do reforço ocorrido será de referir que as receitas do petróleo passaram a representar 82,3% de todas as receitas inscritas no orçamento público.

Mesmo sem recolocar a questão crítica da afectação do excedente petrolífero, importará ainda acrescentar que, de acordo com as actuais perspectivas de produção, o país deverá registar incrementos até 2010, inclusivé, ano em que alcançará um “pico” de $350 \cdot 10^3$ b/d para depois entrar na fase de declínio, situação que dispensa quaisquer comentários adicionais.

3.3. OS PRODUTORES “MENORES” (GABÃO E CHADE)

A última secção deste capítulo será dedicada à abordagem de dois casos subalternos no próprio contexto Sub-Sahariano que correspondem, como veremos, a situações de disparidade quanto à fase de ciclo de vida do *upstream* da indústria do petróleo.

3.3.1. Gabão

O Gabão, situado a sul da Guiné Equatorial e dos Camarões, um país colonizado pela França até 1960, caracteriza-se por uma estabilidade política tanto mais notável se atendermos ao contexto geográfico em que se insere, surgindo o

presidente, Omar Bongo, empossado no longínquo ano de 1967, como um dos vectores desta situação.

Entre as entidades plurinacionais que o país integra é de referir a CEMAC (*Central Africa Economic and Monetary Community*), cujo objectivo principal passa pela criação de um mercado comum a seis países da região, iniciativa que impulsionaria a constituição da *Gulf of Guinea Commission*, um instrumento destinado a fomentar o diálogo e a consulta mútua, visando prevenir, gerir e resolver os conflitos relacionados com a exploração dos recursos naturais dentro dos limites dos Estados aderentes.

Com efeito, a primeira reunião no âmbito acima referido teve lugar em finais de 1999, por iniciativa do presidente nigeriano que, para além do apoio gabonês, contou com a adesão de mais cinco países nem todos integrados no CEMAC (Congo, Guiné Equatorial, São Tomé e Príncipe, Angola e Camarões) tendo, depois, contribuído para facilitar a resolução dos contenciosos que o maior produtor de petróleo africano tinha com as ex-colónias portuguesa e espanhola que lhe são contíguas.

Quanto à exploração do petróleo importa salientar que este país que, em 1996, abandonaria a OPEP, não é propriamente uma indústria recente sendo, inclusive, uma actividade que entrou há certo tempo na fase declinante, para o que basta comparar a produção obtida há uma década atrás com os dados mais recentes, reportados a 2006, que denotam valores de, respectivamente, 365 e $232 \cdot 10^3$ b/d.

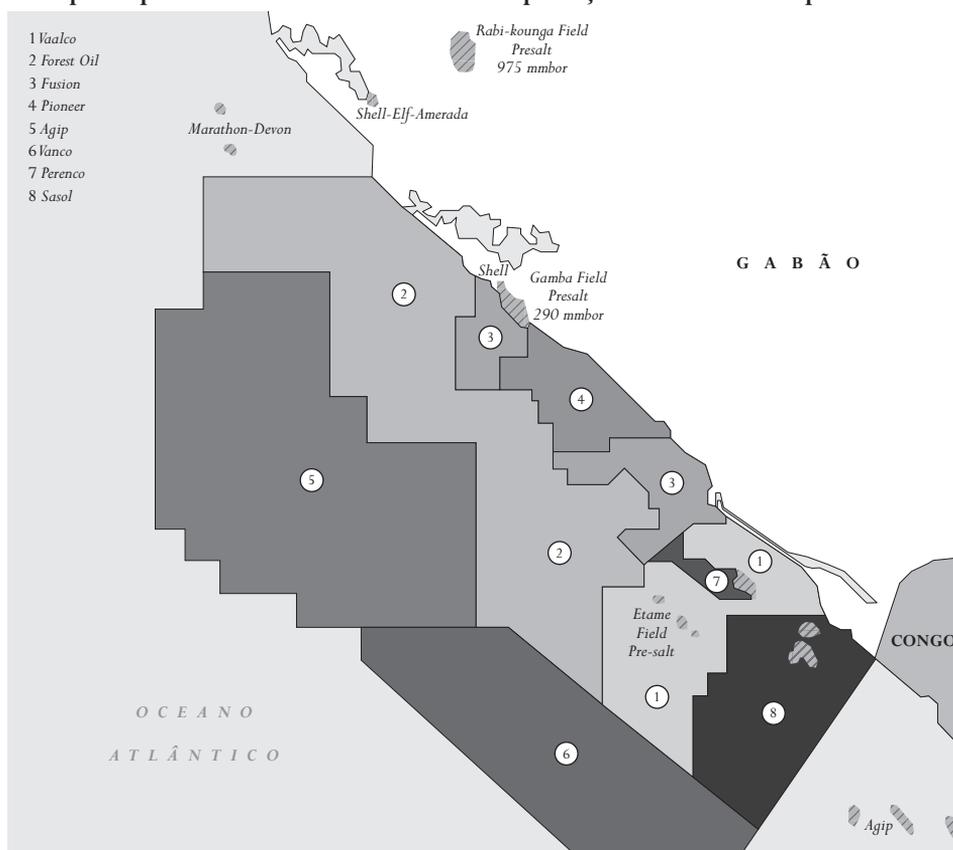
Ainda que não seja completo e muito actualizado, o mapa seguinte apresenta um panorama razoavelmente extenso das áreas concessionadas e em exploração, fazendo ressaltar os principais centros produtores (ver mapa na página seguinte), importando ainda, precisar os seguintes aspectos:

- O *onshore* de Rabi-Kounga, onde pontificam os interesses da Shell, associados à Elf-Gabon, uma *joint venture* entre a gaulesa Total e o governo do país, corresponde ao principal activo em exploração, ainda que a sua produção se encontre em declínio tendo passado, entre 1997 e 2005, de $217 \cdot 10^3$ b/d para cerca de 1/4 deste valor.

Este caso é bem o paradigma das perspectivas sombrias que se abatem sobre o país e que o concessionário procura obviar tendo, em 2003, começado a injectar gás no intuito de melhorar as *performances* da exploração;

- Tradicionalmente o segundo centro produtor correspondia a Gamba-Ivinga, um campo *onshore* situado a Sul de Rabi-Kounga, também operado

Mapa 8 – Gabão:
principais áreas concessionadas e em exploração no domínio do petróleo



Fonte: VAALCO Energy Inc.

pela Shell, mas com um contributo bem mais modesto, da ordem dos $15 \cdot 10^3$ b/d;

- Mais recentemente surgiram, entretanto novas áreas produtivas onde parecem sobressair os campos de Etame e Atora liderados, respectivamente, pela Vaalco Energy e pela Total, dois *offshores* concessionados em 2000-2001 e que individualmente deverão permitir produções da ordem dos $20 \cdot 10^3$ b/d.

Conquanto não se possa inferir dos parágrafos anteriores, a verdade é que o panorama da indústria petrolífera gabonesa dominada pelas duas “majors” supra-referidas mas com prevalência dos interesses gauleses, sofreu reorientação num sentido que favoreceu, sobretudo, as “independentes”, isto sem esquecer os interesses de chineses e indianos.

Com efeito, o já aludido *round* de concessões ocorrido no início do presente século que incidiu sobre 27 blocos distintos, beneficiou, sobretudo, firmas com aquele último estatuto, sendo de salientar para além do referido caso de Etame (Vaalco), projecto também co-financiado pela IFC, as concessões das áreas designadas por Tchatamba (Marathon Oil), Olowi (Pioneer), Pelican, Lucina e Niungo (todos à Perenco) e, um pouco posteriormente, Akoum (Tullow Oil).

É certo, no entanto, que muitas outras empresas marcam presença no *upstream* deste país, incluindo desde outra “major”, a Eni, à malaia Petronas, à sul-africana Sasol, isto sem esquecer a mencionada presença dos chineses (Sinopec) que, em conjunto com a já referida Total-Gabon assinaram, em 2004, um acordo para a prospecção e exploração de petróleo, tendo ainda sido contratualizado um importante fornecimento desta matéria-prima à Rep. Pop. da China, até então, destinada quase em exclusivo ao Ocidente.

No entanto, não seria apenas a via dos licenciamentos que permitiria que *players* como a Addax Petroleum e a Tullow Oil, obtivessem posições relevantes neste país; com efeito, estas entidades recorreram, sobretudo, à aquisição de interesses detidos por outros, no primeiro dos casos, os correspondentes à Pan-Ocean Energy, prática que, designadamente, os indianos da IOC/OIL também utilizariam para fazer a sua entrada neste mercado de oferta.

Neste contexto importa referir outra vertente, a da elevada rentabilidade de negócios bem sucedidos que conduziu a êxitos espectaculares, de que constituem exemplos os casos da Vaalco Energy que, sobretudo através de Etame e no decurso dos 3 últimos exercícios, logrou triplicar o volume de negócios e multiplicar os resultados líquidos setenta e cinco vezes, e, ainda da supra-citada Addax Petroleum (vide, quanto a esta última, o sub-capítulo 5.3, "Caixa G₄").

Quanto à organização interna da indústria temos que a empresa nacional, a Société Nationale Petrolière Gabonaise (S.N.P.G.), constitui um caso semelhante a outros mencionados nos pontos anteriores deste capítulo, visto se encontrar associada a vários dos consórcios supra-referidos, ainda que, detendo sempre posições minoritárias.

De salientar que os recursos em hidrocarbonetos correspondem a bens nacionalizados e que as respectivas concessões assumem o carácter de *PSCs*, sendo geralmente referido que o governo gabonês concede condições algo pri-

vilegiadas, casos da fiscalidade sobre o valor acrescentado e da concessão de outros incentivos ao investimento, já que a necessidade de manter os níveis da renda petrolífera obriga a uma certa continuidade da actividade na outorga de concessões.

Caixa D: Aspectos gerais do regime jurídico vigente na indústria petrolífera gabonesa

O regime de PSCs, instituído em Janeiro de 1983 através da Lei nº 14/82, substituiu o dos “Acordos de Concessão” anteriormente vigente, sendo o enquadramento jurídico do sector complementado com outra legislação, nomeadamente, de natureza fiscal, importando salientar relativamente ao diploma de base acima aludido:

- A fase de prospecção pode compreender ou dois períodos de cinco anos ou três períodos de cinco mais duas vezes dois anos, o que é determinado pela localização do bloco e pelo cronograma das operações;
- A fase de exploração compreende três períodos, o primeiro de dez anos, tendo os posteriores um período de vigência de cinco anos cada;
- É obrigatória a participação do Estado nestes acordos, correspondendo a estes interesses uma posição mínima de 10%, assim como é obrigatório o pagamento de um *royalty* mínimo de 5%;
- Em termos fiscais, aos custos de exploração é fixado o limiar máximo de 55% mas no caso de não recuperação destes num período máximo de cinco anos eles podem ser aumentados até 75%, caso a concessionária o requeira;

Os *signature bonuses*, sistema comum em muitos países produtores, que consiste num pagamento feito à partida para permitir o direito de prospectar e explorar comercialmente uma dada área são, no caso em referência, recuperáveis após dez anos da assinatura do contrato.

São, aliás, as necessidades supra-referidas que explicam a continuada outorga de concessões cujo próximo *round*, o 10.º, está programado para o próximo ano de 2008 envolvendo, em princípio mais de 30 blocos situados no *offshore* de águas profundas e mais alguns no *onshore*.

Quanto ao gás natural, cujas reservas provadas a Cedigaz estimava em $30 \cdot 10^9$ m³ (2005), corresponde a um *output* que, ainda em 2003, era essencialmente desaproveitado da forma mais inadequada (*flared*), pesem

embora os esforços envidados pelo governo para lhe dar melhor aproveitamento.

Uma vez que a actividade petrolífera é, desde há muito, a principal fonte de riqueza deste país, importa introduzir um conjunto de informação sintética que permita perceber a sua actual situação sócio-económica, enquadrando-a no seu contexto geográfico mais lato, questão que o quadro abaixo procura responder ainda que de forma algo precária.

Quadro 13: Gabão vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 119)

	Gabão	SSA	Gabão vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	1,3	722,7	0,2	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	3,4	5,5	61,9	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	83,6	34,9	241,3	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,677	0,493	137,3	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	6954	1998	348,0	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	56,8	49,1	122,7	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	16,0	40,7	42,2	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	36,0	37,0	97,3	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2005".

Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

Ressalta assim que o Gabão constitui um caso dual já que, em paralelo com critérios economicistas estritos que parecem conceder uma situação privilegiada ao país, o indicador de carácter mais global (UNHDI), redonda numa apreciação relativamente menos favorável reflectindo, sem dúvida, as enormes lacunas que continuam a imperar na frente social, aspecto bem exemplificado pelo último indicador constante do quadro em análise.

Aliás, estas últimas fraquezas estão longe de esgotar as debilidades do país já que óptica macroeconómica, onde se começa por salientar um nível reduzido de crescimento do PIB que, no quadriénio terminado em 2006, nunca terá ultrapassado a fasquia dos 3% ao ano, vem revelar a vigência de um panorama apenas um pouco menos gravoso do que o dos outros vizinhos onde impera a lei do “petrodólar”.

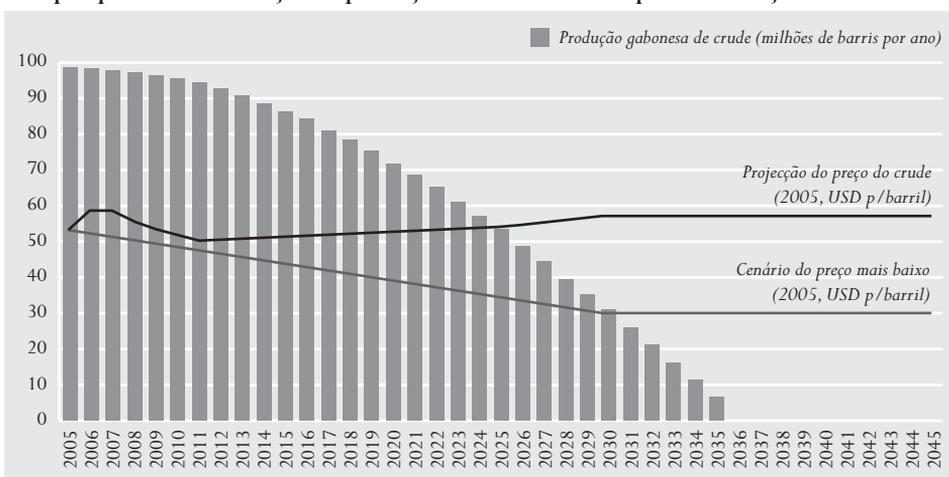
Na verdade, temos a título de exemplo, que, em 2004, o petróleo estava estimado corresponder a 43,3, 54,0, e 81,1, respectivamente, do PIB a preços correntes, das receitas orçamentais e das exportações totais (33).

De resto, a regra da liquidação não atempada nos pagamentos internacionais e as correspondentes “receitas” periódicas do FMI são, também, dados da realidade gabonesa, cujos interesses colectivos futuros não parecem ter sido propriamente bem acautelados no passado, incluindo o muito recente.

Esta última asserção pode ser sumariada através da posição da IEA entidade que, em 2005, anunciou que no caso de não serem descobertas novas jazidas, a manutenção da produção nos níveis então vigentes naquele país redundaria no esgotamento das reservas no horizonte temporal de 2012 (34).

Ainda que, na realidade, aquela perspectiva possa não ser tão draconiana, o espectro do esgotamento de recursos coloca-se efectivamente a esta nação francófona, sendo equacionada no gráfico seguinte.

Gráfico 5 – Gabão:
perspectivas da evolução da produção do crude e das respectivas cotações mundiais



Fonte: “Gabon: Selected Issues”, p. 12, IMF, Maio 2006.

São estas mesmas perspectivas que explicam que entre o receituário que as instituições internacionais prescrevem com redobrado vigor figure a constituição de um fundo específico designado *Fund for Future Generations* que se encontra instituído por legislação local datada de 1998, devendo ser canalizado para estes fins uma percentagem-base de 10% das receitas petrolíferas de cada ano, ajustável em função das cotações prevaletentes no mercado internacional.

No entanto, em finais de 2004, somente tinha sido depositado nesta conta especial o montante de $55 \cdot 10^9$ CFAF, o equivalente a 1,43% do PIB do país, o que denota a completa falta de empenhamento dos poderes locais na prossecução desta opção (35), isto num caso de irreversível declínio produtivo em que o próprio crescimento económico registado nos anos mais recentes se ficou a dever, sobretudo, aos sectores não petrolíferos (36).

3.7. Chade

O Chade que, relativamente à fase do ciclo produtivo da indústria petrolífera, se situa no pólo oposto ao Gabão, é um país cuja localização corresponde ao centro/Norte do continente africano e que confronta, a Norte, com a Líbia, a Sul, com a República Centro Africana, a Leste, com este mesmo país e com o Sudão e, a Oeste, com o Níger, a Nigéria e os Camarões.

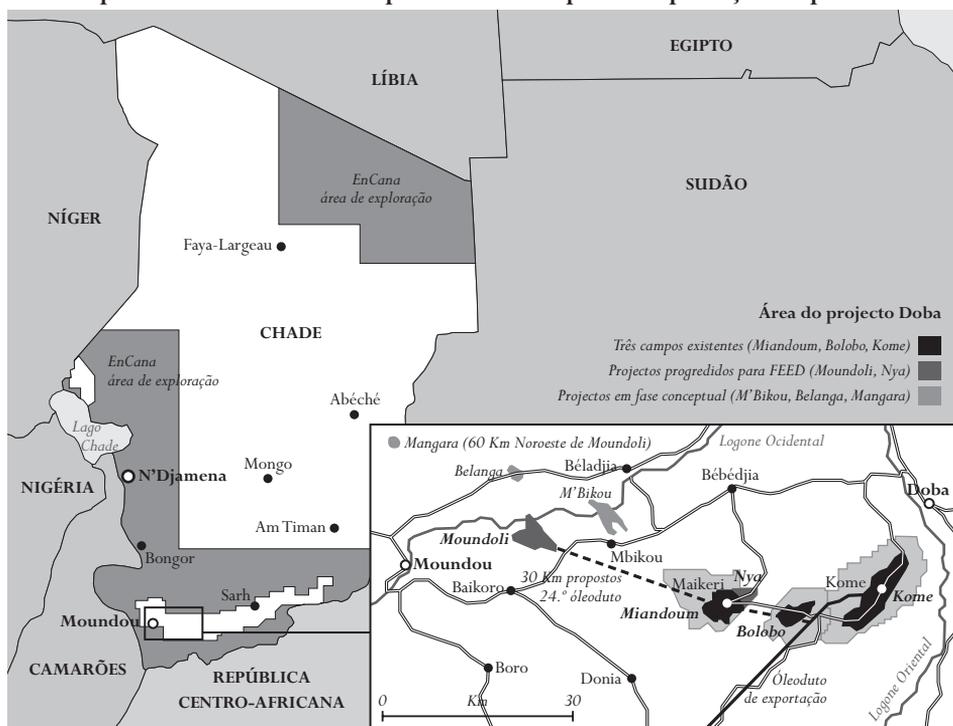
O seu território ocupa $1.284.000 \text{ km}^2$, sendo reduzida a densidade demográfica, fenómeno que decorre das desfavoráveis condições naturais prevaletentes, aliás, em degradação acelerada como o comprova a substancial redução da superfície ocupada pelo lago Chade que, num período não muito remoto, era o segundo mais extenso do continente e que, agora, se limita a menos de um décimo da sua extensão original.

Este país localiza-se em zona de influência francófona, tendo alcançado a emancipação política em Agosto de 1960 e enfrentado, subsequentemente, um prolongado clima de guerra civil, a que serão de adicionar uma manifesta incapacidade institucional e a existência de elevados níveis de corrupção.

Os factores acima referidos terão contribuído, de forma decisiva, para protelar o arranque efectivo da indústria petrolífera até ao dealbar do presente século, isto não obstante a fonte primária de energia em causa ter sido descoberta há mais de 30 anos.

Assim, a decisão definitiva de iniciar a exploração na área de Doba, localizada a Sul, que compreende 3 campos (Komé, Miandoum e Bolobo), só ocorreu em Junho de 2000, quando foi assinado o contrato de construção de uma infraestrutura essencial para a drenagem do *crude*, o *pipeline* Chade-Camarões (vide "Caixa D"), isto dado se tratar de um país que não tem fronteiras marítimas. Os mapas seguintes, ainda que algo desactualizados, evidenciam para além do núcleo central acima mencionado cuja exploração teve início em 2003, a existência de interesses adicionais neste domínio.

Mapa 9 – Chade: áreas e campos licenciados para a exploração de petróleo



Fonte: <http://www.africa-energy.com> – reproduzido a partir de I. Gary et alia, "Chad's Oil: Miracle or Mirage", CRS/BIC, p.24.

Começando por Doba, temos que as disponibilidades existentes totalizarão $1 \cdot 10^9$ b, sendo líder do consórcio constituído para explorar os recursos aí existentes a ExxonMobil, empresa que estende as suas posições a 5 projectos satélites periféricos deste, estimando-se que as reservas correspondentes a apenas dois deles ascenderão a mais de $115 \cdot 10^6$ b.

Quanto aos interesses adicionais importará acrescentar por mais relevantes:

- O consórcio acima referido assinou um convénio, em 2004, visando a prospecção e o desenvolvimento relativos a uma área muito mais abrangente que, em termos brutos, corresponde a 10 milhões de acres e que se situa, sobretudo, a Sul mas que também inclui interesses próximos do lago Chade (vidé mapa superior);
- A empresa canadiana Encana, obteve também concessões totalizando $430 \cdot 10^3 \text{ km}^2$, localizados na região do lago supra-citado, no nordeste e, subsidiariamente, no Sul do país, sendo de referir que um responsável desta empresa avaliou num intervalo de 3 a $5 \cdot 10^9 \text{ b}$ as reservas máximas relativas a estas áreas (37);
- A Energem, um aliado estratégico da Petrochina que, na SSA, tem interesses no petróleo e na mineração de outras matérias-primas obteve, em Dezembro de 2004, duas concessões para prospecção, abrangendo uma delas, adjacente a Doba, uma área com 8.200 km^2 , enquanto a segunda, muito mais extensa, se aproxima dos $260 \cdot 10^3 \text{ km}^2$;
- A gaulesa Total obteve, em 2005, a outorga de um PSC, relativo à área de Dissori, situada na bacia do Rio del Rey) onde, no ano seguinte esta mesma empresa viria a encontrar *crude*.

É, por outro lado, de referir que, em 2006, foi criada a Société des Hydrocarbures du Tchade (S.H.T.), entidade que permitirá, no futuro, vir a controlar 60% da produção petrolífera do país e cuja primeira consequência correspondeu à renegociação do C.C.P.D.P. (vide, na página seguinte, Caixa E), que culminaria em pagamentos adicionais por parte de dois membros do consórcio (a Petronas e a Chevron), que totalizaram $\$ \text{USD } 289 \cdot 10^6$.

A confirmarem-se as perspectivas acima mencionadas, elas poderão contribuir para alterar substancialmente os problemas estruturais do país, constituindo outro instrumento desta política o recurso ao leilão de novas concessões sendo que, em 2007, foram disponibilizados 20 blocos adicionais que, segundo as expectativas do Governo permitirão passar a produção para a casa dos $400 \cdot 10^3 \text{ b/d}$, isto já no horizonte temporal de 2010.

Na verdade o Chade, um dos mais países mais sub-desenvolvidos à escala global, aspecto que a leitura directa do quadro seguinte também permite concluir ainda que, uma vez mais, os elementos aí apresentados se limitem a comparar um conjunto limitado de indicadores face à correspondente média vigente na SSA.

Quadro 14: Chade vs SSA, alguns indicadores comparados (n.º 170)

	Chade	SSA	Chade vs SSA (%)	Ano
População (10⁶)	10,1	722,7	1,4	2005/2005
Taxa de fertilidade (nascimento por mulher)	6,5	5,5	118,4	2000-2005/idem
População urbana (% do total)	25,3	34,9	72,5	2005/2005
"UN Human Development Index"	0,388	0,493	78,7	2005/2005
"GDP per capita" (PPP, USD)	14,27	1998	71,4	2005/2005
Esperança vida nascença (anos)	50,5	49,1	102,9	2000-2005/idem
Taxa de analfabetismo >15 anos (%)	74,3	40,7	182,6	1995-2005/idem
Acesso cond. sanidade (% da população)	9,0	37,0	24,3	2004/2004

Fonte: UNDP, "Human Development Report 2005".

Nota: O ordinal referido no cabeçalho do quadro corresponde à posição do país no *ranking* mundial em referência onde constam 177 Estados-nação.

Caixa E: O projecto "Chade-Camarões para a produção e transporte de *crude*"

Trata-se de uma infra-estrutura aprovada em 2000, cuja extensão é superior a 1.000 km e que permite ligar os 3 campos do Doba Basin, situados no Sul, ao porto de Kribi, localizado na costa dos Camarões possibilitando o escoamento da produção obtida pelo consórcio a quem foi atribuída a exploração daquelas jazidas e que engloba um grupo de multinacionais liderado pela Exxon Mobil e que compreende, também, a ChevronTexaco e a malaia Petronas.

Este projecto que foi concluído um anos antes do contratualizado, tem como principais indicadores, em termos produtivos, a existência de reservas avaliadas em $1 \cdot 10^9$ b, um calendário de exploração de 25 anos, iniciados em Julho de 2003, e um "pico" de exploração correspondente a $225 \cdot 10^3$ b/d, a ocorrer logo no ano de 2004.

O quadro seguinte apresenta as entidades financiadoras desta iniciativa de investimento bem como os correspondentes níveis de exposição, onde

Quadro 15:
Projecto "Chade-Camarões": entidades financiadoras e sua exposição

Entidades financiadoras	Montantes (em 10 ⁶ \$USD)
Grupo Banco Mundial	292,90
Banco Europeu de Investimentos	41,50
Agências Crédito Exportação (US EXIM Bank, COFACE, African Ex-Im Bank)	900,00
Consórcio (ExxonMobil, Chevron, Petronas)	2.100,00
Bancos comerciais (ABN-Amro, Credit Agricole, Indosuez)	<865,60
Total	4.200,00

Fonte: I. Gary et alia. "Chad's Oil: Miracle or Mirage", p.6.

ressaltam o comprometimento do Banco Mundial e a posição maioritária assumida pelo consórcio acima mencionado.

Outra aspecto relevante corresponde ao cálculo da renda petrolífera assim gerada que, globalmente, é avaliada em \$USD 5*10⁹ sendo que, em 2005, este indicador deverá ter sido assumido um valor superior a 200 milhões de dólares.

No entanto, o aspecto mais inovador deste projecto consiste no facto do Banco Mundial ter imposto regras quanto ao plano de gestão daquele excedente, pelo que os poderes do país publicaram a lei 001, posteriormente complementada, tendo como coordenadas principais:

- Os rendimentos directos assim obtidos (*royalties* e dividendos), deverão ser creditados numa conta aberta em Londres, junto de uma reputada instituição financeira internacional;
- Os rendimentos indirectos (direitos alfandegários, impostos sobre os lucros das empresas petrolíferas, etc.), que representarão cerca de 50% da renda, serão pagos localmente ao governo;
- A parcela que não corresponda à amortização do empréstimo ao BEI e ao Banco Mundial será maioritariamente afectada ao investimento em 5 sectores prioritários visando o combate à pobreza (educação, saúde e serviços sociais, desenvolvimento rural, infra-estruturas, ambiente e recursos aquáticos), sendo também contemplados a criação de um instrumento designado *Future Generations Fund*, o desenvolvimento da região produtora e admitindo-se, ainda, a ocorrência transitória de aplicações discricionárias mas sujeitas a um *plafond* percentual;
- Finalmente, foi ainda imposta a figura de uma entidade supervisora, abreviadamente, designada por *Collège*, tendo competências para aprovar ou rejeitar os projectos específicos a financiar pelos rendimentos directos acima mencionados (39).

Sendo esta uma iniciativa louvável ela defronta, no entanto, aspectos críticos agudos, onde pontificam a incapacidade no plano técnico e da monitorização da produção evidenciadas pelas entidades públicas, pelo que a determinação do rendimento é alvo de discussão contínua com a ExxonMobil, isto para não referir outras tentações internas que redundaram na renegociação dos termos do contrato, de que resultou o reforço da componente a afectar ao orçamento ordinário do país.

Como é óbvio, a situação do país é calamitosa, como o revelam quase todos os indicadores anteriormente reproduzidos, importando ainda acrescentar um factor de agravamento, que corresponde à presença de cerca de duas centenas de milhares de refugiados da confinante região sudanesa de Darfur, que se localiza a sueste (38).

No intuito de clarificar um pouco mais o degradado clima sócio-político prevalente, refira-se que o índice de *governance* do país revela, a partir de 6 indicadores distintos, de que se destacam, a “estabilidade política”, a “eficácia governamental”, a “qualidade regulatória”, a “imperatividade da lei”, e o “controle da corrupção” que, somente, um número muito reduzido de países, compreendido entre os 5 e 25% consoante o critério, apresentaram piores *performances* em 2002 (40).

Mais recentemente, aquela análise foi corroborada pela Transparency International, entidade que elabora o *CPI (Corruption Perceptions Index)* que, ainda no relatório referente a 2007, colocava o Chad, a par do Sudão no 172.º lugar, isto entre 179 países, atribuindo-lhes uma pontuação de 1,8 pontos em 10 possíveis.

A esta luz, a exploração de petróleo viria introduzir um problema e/ou uma oportunidade novos, o que se traduz no facto de, a partir de 2003, ter proporcionado a injeção de fundos cada vez mais consideráveis que, no espaço de dois anos, redundou num contributo de mais de 44% para o PIB ou, numa perspectiva mais alargada, esta matéria-prima constituiu a força motriz que possibilitou a duplicação daquele agregado macro no período compreendido entre 2000 e 2005.

Naturalmente que aquelas evoluções se repercutiram em alterações favoráveis noutras variáveis fundamentais, como são os casos da dívida pública externa e do deficit orçamental que, no período acima referido caíram face ao PIB, respectivamente, de 72,2 para 28,3% e de 12,5 para 3,8% (41).

Resta saber se este alívio dos gritantes desequilíbrios macroeconómicos, ainda que complementado pela adopção de um “Programa de Médio Prazo” para o período 2005-07, poderão constituir solução consistente para os males do povo chadiano.

Com efeito, mesmo que a apropriação da renda gerada pela exploração petrolífera seja encaminhada na direcção correcta, a verdade é que a extensão dos problemas existentes é demasiado ampla para a limitada dimensão dos recursos naturais existentes neste âmbito, para o que bastará recordar o montante estimado das reservas.

Em quaisquer circunstâncias, estamos perante uma caso nacional que incorpora soluções distintas, ainda que parciais, para a afectação que é dada às rendas petrolíferas nestas latitudes, o que é sempre de assinalar por se tratar de um exemplo cuja evolução importa acompanhar.

Antes de concluirmos este capítulo iremos aprofundar um pouco e procurar sistematizar a matéria que acabamos de abordar, pelo que passaremos a enunciar, de forma sintética, os principais instrumentos de política preconizados no mundo ocidental e tidos como passíveis de ajudar a solucionar um problema cada vez mais agudo, a utilização racional dos fundos gerados pelo petróleo no desenvolvimento sócio-económico dos países detentores de reservas em hidrocarbonetos.

Trata-se de uma matéria particularmente “espinhosa” e até algo complexificada pelas evoluções recentes no panorama das opções concretas que se colocam aos decisores políticos da região, onde sobressaem a escassez e elevadas cotações das matérias-primas energéticas, questões que são abordadas na “caixa” de texto seguinte.

Caixa F: Petróleo e sustentabilidade económica

Quando se aborda a inter-relação entre energia e economia, sobretudo em associação ao contexto geográfico em análise, salta-nos imediatamente ao espírito a noção de renda que, de resto, adquire enorme magnitude uma vez que, em 2005, os 8 maiores produtores obtiveram a este título \$USD $35 \cdot 10^9$, perspectivando-se, no futuro, o substancial reforço daquele valor que, neste mesmo ano, já representava o equivalente a 25% do PIB de toda esta Região.

É certo que à noção acima referida andam associadas conotações pejorativas que se justificarão pela triste panorâmica resultante dos distintos casos

nacionais atrás considerados; no entanto, neste ponto não privilegiaremos a extensa lista elaborada pela literatura quanto aos efeitos negativos associados àquela realidade, assinalando-se apenas que, em termos teóricos, talvez que a explicação mais cabal que até aqui foi elaborada, corresponda à designada por *dutch disease*.

Por outro lado, a existência daqueles excedentes não é obrigatoriamente uma fatalidade, podendo a questão ser enfocada a partir de uma óptica positiva e do triplice contributo da sua fonte, a energia, para o desenvolvimento da actividade económica, para a melhoria de vida das populações e para o aumento da eficiência da intervenção pública, para o que existem, de resto, instrumentos específicos de que serão de destacar a título de principais opções:

- EITI (“*Extractive Industries Transparency Initiative*”), foi lançada por Tony Blair, em 2002, no âmbito da Cimeira Mundial do Desenvolvimento Sustentável, realizada em Joanesburgo e em que os aderentes se sujeitam à publicação e à verificação completas dos pagamentos efectuados pelas concessionárias das indústrias dos hidrocarbonetos e da mineração bem como das correspondentes aplicações de rendimentos que os governos efectuam.

Neste caso o objectivo imediato corresponde a melhorar o clima de investimento, procurando obter efeitos positivos nos níveis da *governance* e assegurar, deste modo, que o contributo da depleção de riquezas naturais contribua para o país aderente entrar num processo de desenvolvimento sustentável que, ao mesmo tempo, se traduza na redução da pobreza.

Entre as instituições plurinacionais apoiantes desta medida figuram o Banco Mundial e o FMI que têm dado contributos quer no processo de implementação quer na sua dinamização, inclusivé no plano da promoção da obtenção de fundos para o arranque destas iniciativas, sendo de referir que, em princípio, a Nigéria e a República do Congo se comprometeram a participar neste processo, ainda que aos progressos registados tenham sido diminutos;

- Constituição de *Oil Funds*, que encerra diversas tipologias e que têm como objectivos remediar disparidades regionais ou inter-temporais causados por fontes de rendimentos altamente voláteis, de que o caso norueguês, implementado em 1990, constitui referencial, uma vez que a implementação daquela medida não só obviou à inundação da economia por divisas externas como assegurou o financiamento credível do sistema de pensões e de saúde públicas.

Na SSA, onde as prioridades estão longe de ser totalmente coincidentes com o caso acima mencionado, é de salientar pela seu carácter ímpar, a tentativa de imposição deste instrumento ao Chad, tendo como veículo, como já atrás referido, o projecto relativo ao *pipeline* que liga este país aos Camarões (vidé, a propósito, a “caixa” E , atrás aopresentada);

- As soluções *PWYP* e *PWYE*, respectivamente *Publish what You Pay* e *Publish What You Earn*, que também se relacionam com a necessidade de maior transparência, sendo o primeiro caso apoiado por uma coligação de 280 *NGOs* e correspondendo, ainda que com algumas diferenças, a uma medida elaborada previamente à *EITI*; quanto à segunda, enfatiza a necessidade dos governos discriminarem a natureza dos proveitos petrolíferos, dada a complexidade que a eles subjaz (*royalties*, impostos, taxas, etc.), bem como a obtenção de fundos reportados a rendimentos contando com produções futuras (42).

Estamos, assim, e em todos os casos perante medidas de carácter voluntarista que tendem a defrontar fortes antagonismos explicáveis quer pela natureza de “enclave” das actividades em causa quer, sobretudo, pelos interesses instalados de elites que, num quadro de decisão específico, facilmente se apropriam de tais excedentes.

É certo que a solução passará sempre por escolhas; porém, como romper o “cerco” e impor a introdução de uma profunda mudança de orientação dos poderes constituídos que se deverão empenhar de forma séria no saneamento macroeconómico e na promoção de políticas de desenvolvimento que apliquem devidamente os consideráveis meios obtidos, solução que exige a criação e solidificação de competências, inclusivé técnicas, que assegurem a gestão adequada dos *cash-flows* em causa.

Antes de concluirmos este ponto importará adicionar uma nota fora do contexto das propostas apresentadas e que passa por, desde já, chamar a atenção para as implicações que o *modus operandi* dos chineses nestas paragens veio significar e que parece exigir mais do que o mero *upgrading* daquelas concepções e práticas.

4. Os crescentes apetites dos grandes países consumidores

Neste capítulo apresentaremos uma súpula das razões que conduziram as grandes potências internacionais a reequacionar a importância dos recursos energéticos Sub-Saharianos, para o que se considerarão, sucessivamente e ainda que em linhas muito gerais, as políticas dos EUA, da China, da Índia e da União Europeia.

4.1. DO *MODUS OPERANDI* DO LÍDER GLOBAL, OS EUA

As crescentes preocupações dos norte-americanos neste âmbito decorrem do facto do abastecimento em hidrocarbonetos constituírem uma das raras fraquezas estratégicas do país, debilidade que, aliás, se vem acentuando ao longo do tempo, aspecto que pode ser ilustrado pelos indicadores apresentados no quadro da página seguinte.

Esta situação é particularmente gravosa no que respeita à disponibilidade futura em *crude* dado que para além do actual nível de dependência se aproximar do patamar dos 60%, as reservas provadas desta matéria-prima corresponderem, face aos actuais níveis de consumo, a menos de 12 anos.

É um facto, porém, que adoptando uma perspectiva mais abrangente mas também mais especulativa, i. é., incluindo as reservas não provadas e as não convencionais, aquele horizonte temporal se alarga por forma a ultrapassar os 20 anos (43).

Quadro 16: evolução histórica da produção, importação líquida e consumo de hidrocarbonetos pelos EUA

	1976	1986	1996	2006
Petróleo				
Produção interna (10 ³ b/d)	8.132	8.680	6.465	5.136
Importações líquidas (10 ³ b/d)	7.090	5.439	8.496	12.278
Consumo ¹ (10 ³ b/d)	17.461	16.281	18.309	20.588
Índice dependência externa²	40,6	33,4	46,4	59,7
Gás natural				
Produção interna (bcf)	19.098	16.059	18.854	18.484
Importações líquidas (bcf)	889	689	2.784	3.396
Consumo (bcf)	19.946	16.221	22.609	21.861
Índice dependência externa²	4,5	4,2	12,3	15,5

Fonte: EIA, *Annual Energy Review*, 2006.

¹ As discrepâncias entre os valores das variáveis supra explica-se pela não apresentação das rubricas "Variação de stocks", "Ajustamentos" e "Ganhos de processamentos". ² Indicador medido em termos de percentagem de importação líquida face ao consumo.

Assinale-se, de passagem, que as limitações existentes no domínio da disponibilidade interna desta matéria-prima foram, no essencial, previstas no decurso do já longínquo ano de 1956 por K. Hubbert, situação que se tenderá a agravar ainda mais no futuro.

Quanto ao gás natural, e ainda que os determinantes não sejam propriamente os mesmos uma vez que as reservas provadas correspondem ao consumo de um período mais alargado, assume-se também que o adequado aprovisionamento deste *input* não está garantido, prevalecem como factores negativos, para além da insuficiência da produção interna grandemente dificultada por barreiras jurídico-legais, a escassez em infra-estruturas, situação esta que não se circunscreve ao *LNG* (44).

Não será, assim, de estranhar que nos últimos anos, nomeadamente entre 2001 e 2006, se tenha assistido a uma certa reorientação dos fluxos de importação de *crude* sendo, sobretudo, visíveis uma certa retracção na posição dos países do Médio Oriente situação que se repercutiria no reforço da quota dos produtores africanos e que também teve algum impacto na SSA como um todo, aspecto evidenciado no quadro da página seguinte.

O suporte informativo referido revela ainda que, no período em causa, a contribuição dos diferentes produtores nacionais foi algo assimétrica, registando-se a par do reforço das posições de países como a Nigéria, Angola, o Chade

Quadro 17: a relevância dos diferentes países da SSA nas importações norte-americanas de crude (em %)

Origem geográfica	2001	2006
Angola	2,8	3,9
Congo-Brazaville	2,5	1,1
Chade	-	0,8
Gabão	1,2	0,4
Guiné Equatorial	0,2	0,4
Nigéria	7,5	8,1
África Sub-Sahariana (total)	14,1	14,8

Fonte: EIA, *U.S. Imports by Country of Origin* (1993-2007).

(um novo entrante) e da Guiné Equatorial, outros casos onde se registou evolução oposta (Congo-Brazaville e Gabão).

Assim, tomando os anos extremos de 1996 e 2006 constatamos, por conjugação dos dados referidos com os elementos do quadro precedente, que o ritmo das importações totais norte-americanas de *crude* teve paralelo quase exacto com o dos fluxos provenientes da Região em análise, ainda que de permeio se tenha registado uma quebra vincada, em especial, em a 2002, ano em que aquele indicador se ficou pelos 12,2%.

Deste modo, os EUA não parecem ter tirado o devido partido da acrescida dinâmica produtiva registada nestes paragens, pelo que se torna necessário corrigir a situação atendendo quer ao panorama de escassez da oferta quer às potencialidades em presença, para o que basta recordar que a maioria dos exportadores em causa se encontra na fase ascendente do ciclo produtivo e que vastas zonas não foram devidamente prospectadas.

Não admira, assim, que se tenha assumido como imperioso reforçar o peso acima mencionado, colocando-o num patamar bem mais elevado (25%), o que exige a execução de medidas concretas cujo quadro é alicerçado numa estratégia de que são vectores principais, a liberdade económica e a *political accountability*, a transparência e o reforço da segurança e, como instrumentos adicionais, o AGOA (*African Growth and Opportunity Act*), que permanece a “pedra de toque” nas relações comerciais com estes países, e o cancelamento de parte da dívida externa.

A esta perspectiva de intervenção regional haverá, entretanto, que articular um aspecto crucial que corresponde ao facto daquele país ser a única potência a

dispor, em simultâneo, de uma política energética e dos meios económicos e militares tendentes a assegurar o aprovisionamento tendo, em consequência, capacidade securitária para proceder ao encaminhamento das matérias-primas em causa (45).

Ora, a posição hegemónica a que se guindou este país após o derrube do comunismo, matéria que comporta várias teorizações como a formulada, em 2002, no âmbito da *National Security Strategy Statement*, assente na lógica do “Império”, parece enfrentar, no presente, dois novos grandes obstáculos, o terrorismo e a emergência de novas potências, ou melhor, da China.

Em particular, no que respeita a esta última ordem de preocupações temos a considerar, não tanto a obtenção de alguns sucessos assinaláveis dos chineses nos últimos anos no acesso aos recursos energéticos, cujo expoente máximo corresponderá ao Sudão mas, sobretudo, o aparecimento de um novo competidor que se espalhou por todo o continente africano, recorrendo a uma operatória que não se coaduna com as orientações preconizadas pela política oficial e oficiosa norte-americana.

É à luz da procura da superação destas divergências que deve ser perspectivada a iniciativa intitulada Africa-China-U.S. Trilateral Dialogue, que, desde meados de 2005 e ao longo de 3 fases, juntou *Think Tanks* relevantes (The Brenhurst Foundation, Chinese Academy of Social Sciences, Council on Foreign Relations e Leon H. Sullivan Foundation), a qual realmente procurou rastrear posições e delinear pontos comuns, inclusive, no domínio energético (46).

Esta necessidade de lançar “pontes” pode ter em mira uma outra ameaça potencial, onde avulta a possibilidade do estabelecimento de uma *energy-security grid* para a qual poderão convergir a Rússia, a China, o Irão, os países da Ásia Central e, eventualmente, o próprio Japão, quebrando as posições dos EUA e das restantes nações do Ocidente e criando, assim, as bases para um deslocamento geral da balança do poder energético para o Oriente.

É neste contexto que deve ser visto, com mais alguma profundidade, a questão do petróleo do Golfo da Guiné tendo, em 2002, a já mencionada *National Security Strategy* declarado, no quadro do combate ao terror global e da segurança energética, a necessidade de aumentar as preocupações (*commitments*), e recorrer a coligações de boa vontade (*coalitions of the willing*), para gerar acordos securitários regionais.

Esta política comporta, entretanto, outra dimensão consonante com o estatuto dos EUA, sendo de referir o papel acrescido que o comando regional da NATO,

situado em Stuttgart, passou a desempenhar nas relações com a SSA questão que tem outros desenvolvimentos, como a existência de uma base militar norte-americana em Djibouti, perto do Sudão, a intenção de se instalarem a Sul, no Uganda, próximo de dois *pipelines*, (Sudão e Chadee-Camarões), a procura agressiva de novas localizações militares (S. Tomé e Príncipe), isto para além do programa de combate ao terrorismo.

Aliás, a importância reconhecida ao continente africano acabaria por ditar a criação, em Outubro de 2007, do Africom que, a curto prazo, se deverá tornar completamente independente do comando de Stuttgart, mudança cuja primeira explicação residirá justamente na relevância que lhe é atribuído no domínio do abastecimento energético (47).

Estamos, assim, em presença de uma perspectiva integrada (não esquecer a dimensão dos interesses das *majors* e até dalgumas “independentes” norte-americanas), que enfrenta um contexto de grande instabilidade onde sobressaem, sobretudo, Darfur e a situação nigeriana, sendo que esta poderá vir a assumir ainda maior complexidade e a exigir uma intervenção mais substancial que a iraquiana (48).

4.2. ÀS DISTINTAS POSTURAS DAS GRANDES ECONOMIAS EMERGENTES (CHINA E ÍNDIA)

Consideraremos nesta secção os dois casos nacionais referidos em epígrafe que, em comum, apresentam uma dimensão sócio-económica considerável e uma dinâmica de crescimento que em muito contribuiu para pressionar os mercados do *crude* e que, numa perspectiva mais lata e num horizonte temporal não muito considerável, acabarão por impor uma nova partilha de poder.

Começando pela China importa enfatizar que o petróleo constituiu, num contexto marcado por um forte crescimento da oferta de energia primária, um das fontes privilegiadas já que, no espaço das três décadas que medearam entre o início dos anos 70 e o início da presente século, esta matéria-prima quase duplicou o seu peso naquela estrutura.

O quadro seguinte evidencia as mudanças operadas e perspectivadas no longo prazo relativamente àquele *input* energético, sendo de salientar a crescente incapacidade do país em assegurar o seu auto-abastecimento, correspondendo o ano de 1992 ao ponto em que a tradicional posição superavitária se tornou deficitária.

Quadro 18: evolução da procura primária e da produção de petróleo na China (ópticas histórica e prospectiva) (valores em 10⁶ b/d)

	Procura	Produção	Produção/Procura (em %)
1980	1,9	2,1	110,5
2000	4,7	3,2	68,1
2006	7,1	3,7	52,1
2015	11,1	4,0	36,0
2030	16,5	3,4	20,6
T.M.C.A. (2006-1980, em %)	5,2	2,2	
T.M.C.A. (2030-2006, em %)	3,6	-0,4	

Fonte: EIA, "World Energy Outlook 2007", cálculos com base nos quadros das ps. 80 e 82.

No centro daquela evolução histórica encontra-se a industrialização do país articulada à incapacidade da oferta interna responder à crescente procura sendo que, nos últimos anos, se assistiu a alterações profundas que resultaram da alteração do perfil de especialização da economia chinesa.

Verificou, assim, um acentuado reforço da indústria pesada, cujo impacto imediato se traduziu na expansão acelerada do consumo de *crude*, que se repercutiria num claro aumento da intensidade energética do PIB (49), o que num plano mais imediato, redundaria num aumento da procura daquele bem que, no primério hexénio deste século superou, em volume, os 50% pelo que, actualmente, a Rep. Pop. da China é o segundo maior importador mundial desta matéria-prima.

Quanto às perspectivas futuras, elas estão longe de ser brilhantes já que as reservas provadas, estimadas em $16,3 \times 10^9$ b, maioritariamente localizadas no noroeste, valor a que, corresponde um rácio R/P de pouco mais de 12 anos o que, em termos de consumo, se traduz em disponibilidades para 6 anos, isto tomando como referencial o ano de 2006.

Relativamente ao gás natural verifica-se, não obstante se constatar um crescente interesse no uso desta fonte energética, que o seu peso na estrutura da oferta permanece ainda muito diminuto (em 2002 correspondia a 3%), com a particularidade adicional de, ainda em 2006, o país permanecer auto-suficiente.

É um facto que a modéstia do actual nível de consumo deverá ser ultrapassada dadas as intenções políticas de quadruplicar, até 2010, o nível da utilização deste matéria-prima, orientação que deverá redundar num mais rápido

esgotamento das reservas provadas que são avaliadas em $2,45 \cdot 10^{12}$ cf e que permitiriam responder pelas necessidades durante um período de cerca de 42 anos, isto voltando a considerar os valores reportados ao ano de 2006.

Dadas as limitações da capacidade interna e a crescente complexificação da situação reinante nos mercados energéticos, a procura da salvaguarda do aprovisionamento ditou que a orientação da política chinesa neste âmbito se centrasse nos seguintes vectores:

- Estabelecimento de laços económicos e políticos com os países produtores, visando alcançar uma maior diversificação de origens da matéria-prima, privilegiando as novas áreas de expansão da produção e reduzindo, em parte, as posições tradicionalmente preponderantes dos grandes produtores do Médio Oriente;
- Aquisição de interesses no *upstream*, levando em consideração as disponibilidades muito condicionadas vigentes, orientação que teve como instrumento privilegiado as *NOCs* e que foi prosseguida independentemente dos critérios de exclusão ditados pelos norte-americanos quanto aos chamados países párias;
- Na criação de reservas estratégicas e no reforço das capacidades militares navais, aspectos relevantes que, no entanto, não desenvolveremos por se afastarem, em demasia, do âmago deste trabalho (50).

Vejam os um pouco mais em pormenor como se concretizaram, as duas orientações remanescentes.

Começando pela primeira, constata-se que, entre 1998 e 2005, as importações chinesas de *crude* originárias da África, registaram um incremento de 825%, isto pese embora a modéstia dos números de partida (51).

Se focalizarmos a nossa atenção na SSA temos que, no primeiro semestre de 2006, Angola se tornou no maior fornecedor, atingindo uma quota de 18,2%, superando a tradicional preponderância saudita; por outro lado, surgiam ainda em posições destacadas outros dois países desta região, a Guiné Equatorial e o Congo que, então, ocupavam respectivamente o 6.º e o 8.º lugares (52),

Este incremento está, entretanto, longe de corresponder a um sentido unilateral, já que, entre 1999 e 2004, as trocas comerciais entre a China e a África mais que quintuplicaram tendo atingido, neste último ano, a cifra de \$USD $29,5 \cdot 10^9$.

Parte deste êxito ficou a dever-se à componente política, tendo as relações bilaterais a este nível conhecido como primeiro momento significativo, a

conferência de Bandung (1955), a que se seguiria um considerável reforço das relações no pós-guerra fria e, mais recentemente, a criação e subsequente dinamização de um instrumento específico, o CACF (*China-Africa Cooperation Forum*), surgido em 2000 e que deslocou estas relações para o campo das parcerias estratégicas.

Passando à segunda vertente, a aquisição de interesses no *upstream*, temos que, em finais de 2006, o valor comercial dos investimentos chineses efectuados na indústria petrolífera africana que, maioritariamente, foram aplicados em muitos projectos localizados na SSA, ascende a cerca de \$USD 13,5*10⁹, tendo como pontos fortes os já referidos projectos no Sudão, os interesses em Akpo (Nigéria), e em Angola (Greater Plutónio).

No mesmo ano, a produção obtida na SSA pelas NOCs chinesas elevou-se a cerca de 230*10³ b/d montante que, na sua quase totalidade e por razões facilmente compreensíveis, foi originado nos campos sudaneses (53).

Os valores mencionados relativos ao investimento e à produção estão, no entanto, longe de ter mudado o panorama deste negócio já que, por exemplo, os primeiros representarão cerca de 3% dos fluxos totais desta natureza correspondentes à indústria petrolífera africana, posição que facilmente se pode compreender em função quer do longo historial desta actividade capital-intensiva quer da recente entrada destes *players* neste mercado.

Sem a preocupação de considerar as metamorfoses a que as NOCs foram sujeitas para surgirem como competidores globais, temos que os recentes êxitos chineses também decorreram de duas especificidades que são a disponibilidade para entrar em mercados de oferta, em princípio, proscritos para as empresas ocidentais e a integração deste negócio em “pacotes” que oferecem condições particularmente atractivas, tanto no plano económico como do seu enquadramento mais lato.

Constitui exemplo do primeiro caso referido, a exposição no Sudão, um dos Estados-pária a quem os chineses terão, inclusive, vendido armas, enquanto o segundo tem várias ilustrações de que a mais célebre talvez seja o empréstimo de \$USD 2*10⁹ concedido, em 2004, ao Estado angolano e que ajudou a abrir a entrada neste país à Sinopec.

Pela amplitude e pelas disparidades de apreciação da questão em análise há, entretanto, que acrescentar uma perspectiva crítica, para o que importa reconhecer que nos encontramos perante um quadro conflitual, decorrente tipicamente de uma situação de escassez global, onde os chineses surgem como

desequilibradores do mercado em causa que, na nossa óptica, comporta dois níveis essenciais e distintos.

Assim, num plano macro, as evoluções atrás apresentadas consubstanciam uma ameaça potencial à hegemonia americana e às políticas preconizadas por esta potência e pelo mundo ocidental em geral que, na área económica, têm como veículos, sobretudo, o FMI e o Banco Mundial.

Por se tratar de questões que já foram abordadas anteriormente, em particular, na "Caixa F: Petróleo e Sustentabilidade Económica" e no sub-capítulo anterior ("A política norte-americana"), não iremos retomá-las, importando apenas invocar a importância potencial de iniciativas como a referida "Africa-China-US Trilateral Dialogue".

Numa óptica micro, o desafio representado pelas "conquistas" que as NOCs chinesas efectuaram na SSA, que também têm um paralelo bolsista (a CNPC/Petrochina é, à data da redacção deste manuscrito, a 2.^a capitalização à escala mundial), tende a ser empolado ocultando-se, em simultâneo, as debilidades manifestas que estes interesses encerram.

Tal empolamento decorre do facto destes *players* constituírem mais um competidor face aos interesses instalados que como vimos estão, sobretudo, representados pelas IOCs, cuja situação é crescentemente desfavorável, sobretudo, quanto a detenção de reservas e, secundariamente, quanto aos níveis da produção.

A situação referida convida, ainda, a secundarizar as debilidades dos *players* chineses, que incluem limitadas capacidades nos planos tecnológico e de gestão, clara falta de transparência das suas actividades, bem como a fama muito generalizada de pagarem elevados prémios de transacção (54), isto sem esquecer o registo de alguns desaires ocorridos muito recentemente na Nigéria e em Angola, em ambos os casos, envolvendo negócios de refinarias.

Retomando as limitações existentes, temos quanto a *know-how*, que os próprios círculos chineses costumam apontar que, no *round* de concessões angolanas realizado em Maio de 2006, a Sinopec não obteve posições mais substanciais no *offshore* de águas ultra profundas devido justamente à percepção negativa que o concedente tinha acerca das capacidades desta empresa (55).

Em todo o caso, é bom ter presente que as razões dos avanços, sectoriais e gerais, alcançados pelos chineses começam no facto de pagarem bem e, ao contrário do Ocidente, não fazerem críticas nem exigências políticas, o que é reforçado, a um nível superior, pelo facto do desenvolvimento do tipo ocidental dificilmente se coadunarem com o espírito africano, onde a

importância primordial é do grupo em detrimento do indivíduo, pelo que esta parte do mundo procura uma solução alternativa (56).

Passando a considerar o caso da Índia, temos que o panorama de escassez doméstica em hidrocarbonetos é ainda mais gritante, procurando o quadro seguinte ilustrar a situação particular relativa ao *crude*.

Quadro 19: evolução da procura primária e da produção de petróleo na Índia (ópticas histórica e prospectiva) (valores em 10⁶ b/d)

	Procura	Produção	Produção/Procura (em %)
1980	0,7	0,2	28,6
2000	2,3	0,7	30,4
2006	2,6	0,8	30,8
2015	3,7	0,7	18,9
2030	6,5	0,5	7,7
T.M.C.A. (2006-1980, em %)	5,2	5,5	
T.M.C.A. (2030-2006, em %)	3,9	-1,9	

Fonte: EIA, "World Energy Outlook 2007", cálculos com base nos quadros das ps. 80 e 82.

Com efeito, e não obstante os esforços das entidades públicas que, desde há cerca de 12 anos, vêm lançando sucessivas fases para concessão de licenças de exploração de petróleo via leilão ("NELP"), o grau de auto-abastecimento nesta matéria-prima continua a sofrer degradação satisfazendo, em 2006, menos de 31% das necessidades domésticas.

Com efeito, o nível das reservas é preocupante já que estas ascendem somente a $5,7 \cdot 10^9$ b, i.é., pouco mais de 1/3 das disponibilidades chinesas, valor que poderá atingir níveis bem mais apreciáveis caso se atenda às limitadas prospecções efectuadas até à data (*onshore* e *offshore*).

Aliás, ainda muito recentemente, os meios de comunicação noticiavam novas descobertas de petróleo e gás indianos, sendo que o caso mais promissor parece corresponder a um bloco de concessão localizado em Mahanadi cujas reservas ascenderão a valores compreendidos entre 3 e $4 \cdot 10^{12}$ cf, i. é., cerca de 10% das reservas provadas referidas ao início de 2006 (57).

Faça-se aqui uma breve alusão ao gás natural, a fonte primária que em termos históricos registou a procura mais dinâmica, isto não obstante o seu peso neste contexto se limitar a uns meros 4%, com a particularidade de o país

ter diversificado as formas de aprovisionamento neste *input* por recurso à importação de gás natural liquefeito, que teve início em Fevereiro de 2004. Voltando ao *crude*, temos que as debilidades estruturais relacionadas com a oferta já estavam bem presentes na década de sessenta na mente de Nehru, o arquitecto político do país situação que se vem agudizando mesmo no quadro de dinâmicas de crescimento económico e da procura de energia historicamente bem mais amortecidos do que os registados no caso chinês.

Assim, no futuro, esta condicionante será ainda mais imperativa como os dados do quadro anterior evidenciam antecipando-se, para 2030, um nível de dependência externa superior a 92%, que pode ainda ser explicado pelos reduzidos níveis de captação energética vigentes e pela subsistência do uso da biomassa, uma fonte tradicional que ainda é relevante no país.

É na perspectiva da procura de contributos que permitam reduzir esta ameaça potencial que se deve entender o papel da SSA ainda que, pelo menos até há poucos anos, o ritmo de crescimento do consumo de *crude* tenha sido muito superior ao das importações com esta proveniência, já que no período compreendido entre 1993 e 2003, enquanto a primeira daquelas variáveis cresceu a um ritmo anual de 6%, a segunda atingiu metade deste valor.

É, no entanto, um facto que as importações desta matéria-prima proveniente daqueles mercados representam já um peso da ordem de 24% do respectivo total, assumindo especial importância a Nigéria e, secundariamente, Angola, com quotas que, pela mesma ordem, atingiram em 2003, os 51,7 e 20,9%, merecendo ainda alusão os contributos recentes, e já de algum significado, originários da Guiné Equatorial e do Sudão.

Com efeito e, ainda que de forma mais limitada que os chineses, os poderes indianos também vêm assumindo uma atitude proactiva visando atenuar a situação de insegurança vigente, importando assinalar que foi o problema da energia que ajudou a colocar a África no mapa estratégico deste país.

Assim, se no passado as relações entre estes dois grandes parceiros se centravam no suporte à luta contra o *apartheid* e o colonialismo, elas evoluíram posteriormente para as questões da paz e do desenvolvimento, importando realçar a promoção da cooperação Sul-Sul, em especial, no domínio técnico, onde avultam as seguintes iniciativas:

- *Team 9*, que envolve a cooperação com 9 países do Golfo da Guiné/África Central, processo iniciado em 2004, que dispõe de um fundo de \$USD 500*10⁶;

- *Focus Africa*, lançado em 2002-3, com um âmbito mais vasto, visando reforçar as inter-relações, primeiro com um grupo de 7 países que depois, dado o seu sucesso comercial, se alargou a mais 17 nações;
- Apoio ao *NEPAD*, uma iniciativa africana já atrás referida, que pretende atrair investimentos com promessas de bom desempenho por parte das políticas públicas (58);
- A realização em Nova Dehli, em Junho de 2007, da *Índia-Africa Hydrocarbons Conference & Exhibition*, contando com a presença de 25 países africanos e onde os responsáveis indianos aproveitaram para enfatizar que a cooperação entre as duas partes deveriam compreender os níveis governamental, empresarial e o das instituições de pesquisa e desenvolvimento (59).

É bem visível, na verdade, a necessidade de expandir os interesses do país nos negócios do petróleo Sub-Sahariano, avultando até aqui os investimentos no *upstream* da ONGC Videsh, que marca presença em alguns mercados de oferta regionais mas em posição de flagrante sub-alternidade face às suas homólogas chinesas, questão que está longe de se esgotar no facto da totalidade dos investimentos externos efectuados entre 2000 e 2004 no âmbito referido pela chinesa CNPC representarem cerca de 11,5 vezes os correspondentes à *NOC* indiana.

A este propósito, os episódios repetem-se como no Sudão, na Nigéria ou, mais recentemente, em Angola, constituindo bons atestados da capacidade de influência relativa destas duas potências, importando recordar no último caso, que a prevista aquisição de 50% no bloco 18 pelos indianos, envolvendo \$USD 600*10⁶, acabaria por não se concretizar justamente por interposição daqueles concorrentes que ofereceram um *package* muito mais atractivo.

No entanto, muito recentemente, algo parece ter começado a mudar, sendo de assinalar, quanto a Angola, algum distanciamento e a perda de alguns interesses antecipados pelos chineses, a que acresce a previsível substituição destes pelos indianos em associação com a Galp, para o foi estabelecida e assinada uma parceria visando a entrada conjunta desta empresa portuguesa e da ONGC na exploração petrolífera angolana.

Se as perspectivas apontam no sentido do reforço da importância dos fornecimentos de petróleo Sub-Sahariano à Índia, a verdade é que, atendendo aos crescentes apetites por este *input* e à presença militar externa, este país deverá proceder a um conjunto concertado de mudanças nas suas orientações relativas a esta grande Região, o que envolve nomeadamente:

- A desburocratização do processo de decisão relativamente aos negócios das suas empresas no estrangeiro (ONGC e IOC), medida que já terá começado a ser implementada, para o que bastará recordar a entrada na Nigéria do recém-constituído OMEL, consórcio que agrega interesses públicos e privados;
- A necessidade de entrar em acordos de cooperação estratégica com outros interesses relevantes (americanos, chineses e de nações africanas), tanto mais necessários quanto se recorde a instabilidade reinante que ameaça as áreas de exploração;
- Finalmente, o reforçar do diálogo diplomático nestas paragens, de resto, potencialmente facilitado, dado existir bom acolhimento da contraparte africana (60).

4.3. ATÉ ÀS ORIENTAÇÕES DA UE NESTE DOMÍNIO

Este espaço económico representa actualmente 16,3 e 19,0% da procura mundial de *crude* e de gás natural, sendo fortemente dependente do fornecimento externo como o confirma o facto das importações terem representado, pela mesma ordem, 80,2 e 51,8% dos consumos respectivos.

Esta última situação dever-se-à, ainda, agudizar no futuro, dado que os recursos próprios em hidrocarbonetos de que a UE dispõe são muito limitados, correspondendo-lhe apenas 0,6 e 2,0% das reservas provadas mundiais, respectivamente, de *crude* e de gás natural.

Aliás, estas debilidades podem ser captadas por outro prisma que corresponde a considerar a fase produtiva em que se encontram os distintos países; ora as reservas mais significativas de *crude* e de gás detidas pelos países da EU ocorrem, respectivamente, no Reino Unido e na Holanda, sendo que no primeiro caso já se entrou na fase declinante enquanto, no segundo, essa situação é protelada mediante a imposição de uma disciplina rigorosa da exploração (61).

As perspectivas negativas acima referidas já eram antecipadas no “Livro Verde sobre Segurança Energética”, documento que data de Novembro de 2000, e em que se assumia que, na ausência da tomada de adequadas medidas correctivas, que aqueles índices de dependência atingiriam, em 2030, os níveis de 90 e 80%, respectivamente, para o petróleo e para o gás natural.

O único ponto forte da Comunidade Europeia corresponde ao amortecimento do ritmo de expansão da procura daqueles *inputs* que decorre quer do eleva-

do nível de capitação já alcançado quer da implementação de medidas de política tendentes a aumentar os níveis de eficiência, orientações cujo aprofundamento se encontra em curso e que estruturam as perspectivas da IEA quanto ao consumo no horizonte temporal de 2030 que, ou deverão permanecer inalterados (petróleo), ou crescer a ritmo moderado (gás natural).

Passando à vertente externa, onde a acção conjunta permanece limitada, constata-se existirem alguns progressos, ainda que limitados, no âmbito em análise sobressaindo, para além da criação de um mercado único para a electricidade e o gás, o início da integração destas relações com terceiros países.

Ora, neste último domínio salientam-se várias iniciativas revestindo âmbito também diferenciado, onde serão de relevar:

- Os diálogos com grandes parceiros, aqui se incluindo sobretudo, a Rússia, a OPEC, o Conselho de Cooperação do Golfo, que *engloba* seis países desta última Região, e a Noruega;
- O lançamento de parcerias e acordos de cooperação multi-laterais aqui se compreendendo, nomeadamente, o BASREC (Baltic Sea Region Energy Cooperation), a constituição da Comunidade Energética do Sueste Europeu, em ambos os casos agregando também países extra-comunitários;
- A Parceria Euro-Mediterrânica, visando objectivos que transcendem a área energética já que, em última análise, se pretende constituir uma área de comércio livre, calendarizada para 2010, e que deverá agregar países do Norte de África e do Médio Oriente, ricos em hidrocarbonetos;
- A Agenda do Ártico sobre Energia, cujo primeiro mesa redonda ocorreu em Julho de 1975, tendo envolvido decisores políticos e da indústria petrolífera originários dos EUA, EU, Noruega e Rússia, e concluído pela existência de grandes potencialidades e, em simultâneo de condicionantes consideráveis decorrentes da vulnerabilidade da envolvente marítima;
- Mais especificamente relacionado com a SSA, haverá que salientar o reforço da cooperação com a Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental (ECOWAS), dado o potencial dos países aderentes a esta última estrutura no domínio em apreço que é constituída por 16 países, encabeçados pela Nigéria.

No entanto, no âmbito em análise e quanto a esta Região, o instrumento central da política comunitária é uma iniciativa muito recente, a Cimeira EU-África, que se realizou após um interregno de 7 anos e cujo 1.º Plano de Acção, relativo ao período 2008-10, inclui uma parceria no domínio específico da

energia, cujos objectivos genéricos correspondem à intensificação da cooperação nos domínios da segurança e abastecimento.

Será de começar por salientar a relevância deste instrumento, e tanto mais quanto se reconheça o manifesto atraso dos europeus face aos avanços da grande concorrência, já que ele prevê as acções genéricas a implementar, os actores por elas responsáveis e, ainda, as correspondentes fontes de financiamento.

Naturalmente, que as matérias que estamos centralmente a tratar não podem ser consagradas de forma explícita, pelo que não será de admirar que a partir de leitura directa ressaltem apenas intenções de actuação em domínios tomados como neutros, e onde sobressaem os relacionados com a questão premente do *gas flaring* (62).

De qualquer forma a redefinição concreta das relações entre estes dois parceiros exige esforços conjuntos para superar as diferenças de perspectivas existentes em domínios cruciais de que a priorização do processo de desenvolvimento e o papel da boa governação constituem exemplos claros.

5. A exposição empresarial nos diversos mercados considerados levando em conta a tipologia dos investidores

Em meados de 2006 o continente africano contaria com 85 empresas a actuar nos domínios da exploração de *crude* (63), podendo a incompleta lista em causa ser segmentada de acordo com a partição que é aplicada a esta indústria e que considera a existência das três tipologias seguintes:

- As *International Oil Companies (IOCs)*, também designadas, de acordo com outras classificações, por *majors*, são entidades de dimensão global que actuam em todas as áreas de actividade aqui compreendidas, i. é., a exploração, o transporte, a refinação e o *marketing* e que, em simultâneo, tem a totalidade ou a maioria das acções que o compõem o seu capital social disperso em bolsa,
- As *National Oil Companies (NOCs)*, correspondem a entidades controladas ou tuteladas pelo poder político, pelo que tendem a seguir uma lógica onde esta última vertente dita de forma mais ou menos acentuada, as suas regras, o que se tenderá a repercutir na distorção, em escala variável, dos princípios da racionalidade económica;
- Os “*Produtores Independentes*” que, embora apresentem dimensão variável, são sempre de muito menor dimensão do que as *IOCs*, e tendem a concentrar a sua actuação no segmento de actividade que lhes dá a designação.

De salientar que a abordagem subsequente que, mais uma vez se centra no petróleo, adiciona ao último segmento supra-referido (as “*Independentes*”), todos os casos que não parecem caber nas duas categorias anteriores, assu-

mindando ainda características muito fragmentárias, dada a extensão relativa da matéria em estudo e a falta de disponibilidade de tratamentos sistemáticos referidos a esta área geográfica.

5.1. AS INTERNATIONAL OIL COMPANIES (IOCS) OU MAJORS

Se considerarmos englobadas neste grupo as 5+ (ExxonMobil, Chevron, Shell, BP e ConocoPhillips), verifica-se que, em 1996, o seu contributo agregado para a produção mundial de *crude* ascendeu a 14,7%, proporção que 10 anos volvidos tinha sofrido uma redução considerável, cifrando-se em 11,9%.

No entanto, o problema principal deste grupo não se centra sequer na óptica atrás referida; com efeito, desde 1998, que o rácio “Substituição de reservas”, que, num dado período de tempo, relaciona os acréscimos de reservas com as respectivas utilizações, apenas apresentou valores positivos em 2 anos, pelo que, desde então, se vem assistindo ao enfraquecimento quase sistemático do seu activo operacional por excelência.

Esta situação de insustentabilidade, a prazo, dos actuais níveis de produção destes gigantes, tem como causa central a falta de acesso às reservas, problema que se começou a colocar na década de 70, na sequência da 1.ª crise petrolífera, com a Saudi Aramco a ser pioneira na nacionalização destes recursos.

Durante um período relativamente longo este grupo pode semi-iludir o problema, dado o aparecimento de jazidas em novos quadrantes geográficos onde estavam ausentes tais restrições, casos do Mar do Norte, de Prudhoe Bay, isto sem esquecer o contributo favorável da própria SSA como um todo.

No entanto, o alastramento das nacionalizações, o endurecimento da posição russa, o esgotamento progressivo de parte daquelas fontes (Mar do Norte), aliados à ausência de novas descobertas substanciais, acabou por redundar numa situação de subalternidade completa das IOCs neste plano que, segundo a PCF Energy se traduz no facto de, em 2005, este segmento dispor de apenas 7% das reservas totais de petróleo quando, em 1970, a sua posição era hegemónica, com 85% (64).

Aliás, as dificuldades deste grupo podem também ser aferidas pelo facto da sua carteira de novos projectos ser muito limitada não permitindo, como num passado ainda recente, projectar com segurança a respectiva produção num

horizonte temporal de 5 anos estimando-se, assim, que entre 2004 e 2010 os correspondentes aumentos daquela variável sejam muito modestos, apenas de +1% (65).

No entanto, os desafios estratégicos que se colocam ao desenvolvimento da actividade deste segmento empresarial estão longe de ser esgotados pela descrição anterior, importando referir, nomeadamente, os riscos de natureza financeira e operacional, aqui se incluindo, respectivamente, a agudização acelerada de custos, os atrasos na implementação de projectos ou, mesmo, a derrogação de direitos concedidos (caso da Rússia), a que se adiciona, ainda, o já referido declínio da produção das áreas maduras em exploração.

É todo o contexto que se acabou de apresentar em termos gerais que vem permitindo aos produtores petrolíferos, incluindo os não cartelizados na OPEP, imporem não só regras de acesso cada vez mais duras como fortalecer os seus instrumentos de carácter empresarial (as NOCs), política que, de resto, se vem alargando ao reforço da densidade dos negócios não concorrenciais, envolvendo também entidades com este estatuto mas sediadas em grandes países consumidores.

É, assim, facilmente perceptível a necessidade das IOCs encontrarem novas fontes de matéria-prima, pelo que os países não cartelizados constituem alvos preferenciais e cuja localização, em termos macro, corresponde à África Ocidental à Ásia Central e à América Latina, ainda que no primeiro caso e conforme já referido, se venha assistindo a deserções, de que Angola é o exemplo mais frisante.

Ora, no que respeita à primeira daquelas macro-regiões é de recordar que se trata, sobretudo, de jazidas localizadas no *offshore*, exploradas geralmente em consórcio e que, embora, envolvendo custos mais elevados apresentam grandes vantagens securitárias dada a instabilidade vigente nestas paragens, produzindo ainda um *output* com especificações técnicas vantajosas na refinação.

E outra implicação decorrente do reforço da concorrência corresponde ao facto de, cada vez mais, este segmento aceder a celebrar PSCs, assumindo níveis de risco mais elevados e com regras de partilha de produção que lhe são crescentemente desfavoráveis, situação que impôs, também a adaptação e a diversificação de estratégias que noutras paragens, passou pela procura de sinergias em projectos comuns com as NOCs (Golfo Pérsico).

Não obstante defrontarem toda a complexa situação atrás referida, a verdade é que este grupo também tem os seus trunfos e, entre estes, serão de salientar os elevados *cash-flows* operacionais gerados, especialmente, a partir de 2003; em particular, no exercício de 2006, o valor alcançado por este indicador ascendeu a \$USD 154,9*10⁹, isto considerando apenas as referidas 5+.

A melhoria dos indicadores financeiros (os lucros líquidos revelam idêntica tendência), é facilmente entendível para o que basta recordar a evolução dos preços da matéria-prima e as elasticidades-preço dos produtos vendidos.

No entanto, a recompra de acções e o pagamento de dividendos vêm reforçando o seu peso na estrutura de custos, já que se constata que, nos exercícios de 2005 e 2006, a média agregada destas duas rubricas representava cerca de 60% daquele total, isto quando na década de 90 essa proporção só excepcionalmente excedia os 40%, tendo como consequência que, pelo menos em termos relativos, as despesas reprodutivas (o desenvolvimento e a exploração), são subalternizadas (66). Any Jaffe *et al.* — *The International Oil Companies*, vide em especial, pp. 19-21.

Outra dimensão não menos impressiva, a reconhecida *expertise* tecnológica, pode ser corroborada, para o que basta recuperar o gráfico n.º 2 deste trabalho (“Evolução da produção de *crude* e dos seus custos unitários), onde facilmente se relacionará a maioria esmagadora das situações de complexidade e elevados custos com este segmento empresarial, isto sem esquecer outra *performance* notável ainda que sem relação com a SSA, a exploração de hidrocarbonetos “não convencionais”, domínio onde será de destacar o papel da Shell no domínio das areias betuminosas.

Atendendo ao atrás exposto, as *IOCs* estão a atravessar uma fase particularmente complexa, não parecendo justificada a dimensão adquirida na década de 90 mediante o recurso a fusões; não admira, assim, que o seu papel estratégico que, em tempos não muito longínquos, desempenharam de forma brilhante comece, agora, a ser questionado e de forma bastante radical (67).

O quadro da página seguinte, de natureza vincadamente empírica, visa apresentar uma panorâmica muito sintética da exposição das *majors* na grande região em referência, considerando que este grupo para além das 5+ atrás mencionadas, integra também a Total e a Eni, sendo de lamentar a falta de comparabilidade de boa parte desta informação, facto que decorre, sobretudo, das discrepâncias dos elementos facultados pelas fontes utilizadas, os *sites* na *internet* das empresas em causa.

Quadro 20: alguns aspectos da presença das "IOCs" na África Sub-sahariana

Empresa	
Exxon Mobil	<ul style="list-style-type: none"> • As suas concessões principais localizam-se em Angola, no Chad, na Guiné Equatorial e na Nigéria, detendo ainda interesses nos Camarões, Rep. do Congo e no Níger, encontrando-se estes últimos na fase de prospecção/desenvolvimento; • A produção anual correspondente à região e reportada ao ano de 2006 cifrou-se em cerca de $0,8 \cdot 10^6$ b/d, o equivalente a cerca de 30% do total obtido pela empresa; • Esta multinacional detém posições nalgumas das grandes infra-estruturas energéticas da Região, casos do <i>pipeline</i> Camarões-Chade e do “Angola LNG Project”.
BP	<ul style="list-style-type: none"> • Em termos relevantes, as sua presença regional circunscreve-se a Angola, onde é um dos maiores investidores, integrando o “Angola LNG Project”, estimando-se que, em 2010, a sua exposição neste país totalize cerca de \$USD 8,10⁹; • Os seus interesses encontram-se repartidos por 4 blocos de exploração <i>offshore</i> cabendo-lhe a posição de operador em 2 deles tendo, em 2006, a sua quota-parte da produção alcançando $133 \cdot 10^3$ b/d, ou seja, mais 82% face ao exercício de 2004.
SHELL	<ul style="list-style-type: none"> • Detém concessões, sobretudo, na Nigéria, onde actua sobre várias designações e onde dispõe de interesses em 11 blocos distintos, incluindo o “<i>offshore</i> profundo”, a que se adicionam interesses em Angola, no Gabão e nos Camarões que totalizam 7.175 e $27.206 \cdot 10^3$ acres, respectivamente, em desenvolvimento e a desenvolver; • Em 2006, a produção regional de crude ascendeu a $339 \cdot 10^3$ b/d (-15% que em 2004), enquanto a de gás natural evoluía positivamente totalizando, também em 2006, $455 \cdot 10^6$ cf/d, sendo de referir o seu pioneirismo no aproveitamento conjunto do gás natural e do petróleo nigerianos, quando antes o primeiro era queimado; • A empresa está a reforçar enormemente o seu investimento na Região, duplicando os fundos aplicados entre 2004 e 2005, tanto mais que os custos de produção são favoráveis e representam 75% da média geral por ela obtida.
Chevron Texaco	<ul style="list-style-type: none"> • Dispõe de concessões consideráveis quer na Nigéria, quer em Angola quer ainda no Chad, alargando-se os seus activos à Guiné Equatorial, à República do Congo e, ainda, à JDZ (Nigéria/São Tomé e Príncipe), isto sem esquecer a sua presença nos Camarões, na Rep. do Congo e no Níger, encontrando-se estes últimos na fase de prospecção/desenvolvimento; • No ano de 2006, a sua produção anual de crude na região atingiu os $343 \cdot 10^3$ b/d, um incremento de 9,2% face ao ano anterior, destacando-se os contributos de Angola e da Nigéria, importando ainda adicionar a produção de gás natural no âmbito do “Escravos Gas Project” (Nigéria), uma actividade com expressão limitada; • Esta multinacional detém posições nalgumas das grandes infra-estruturas energéticas da Região liderando, p.e., o “WAPG” (Nigéria), e marcando presença no “<i>pipeline</i>” Camarões-Chade.

Empresa	
TOTAL	<ul style="list-style-type: none"> • Dispõe de um alargado conjunto de interesses onde sobressaem os activos na Nigéria e em Angola assegurando, ainda, presença significativa no Gabão, Rep. do Congo e nos Camarões, isto sem esquecer o contencioso com o Sudão; • A produção anual obtida na Região e relativa ao ano de 2006 atingiu $484 \cdot 10^3$ b/d, dos quais 62% corresponderam aos dois primeiros países, sendo de assinalar a quebra de 18% no nível do <i>output</i>, isto tomando como referencial o exercício de 2004; • Esta multinacional detém posições nalgumas das grandes infra-estruturas energéticas da Região, casos da Nigeria LNG Project“ e do “Angola LNG Project”.
ConocoPhilips	<ul style="list-style-type: none"> • Tem presença pouco significativa em África, circunscrita à Nigéria, onde a produção própria de hidrocarbonetos, em 2006, se limitou a $48 \cdot 10^3$ boe/d, o que representa somente 2,2% do seu output; • Está associada ao Nigéria LNG Project, detendo uma posição minoritária.
ENI	<ul style="list-style-type: none"> • Dispõe de concessões consideráveis na Nigéria, Angola e na Rep. do Congo detendo, ainda, activos na Guiné-Bissau/Senegal, na Somália e em Moçambique; • Em 2006 a sua produção ascendeu a $322 \cdot 10^3$ b/d, mais 45% do que a obtida em 2002 incremento que, em boa medida, se ficou a dever ao contributo angolano; • Está associada ao “Nigeria LNG Project” ao “Angola LNG Project”, a projectos de electro-produção a partir do gás natural, isto sem esquecer as actividades a montante.

Fonte: Sítios na internet e Annual Reports (2005 e 2006), das empresas mencionadas.

5.2. AS NOCS (NATIONAL OIL COMPANIES), UM SEGMENTO EM ASCENSÃO

As NOCs proliferaram a partir dos anos 70, com o primeiro “choque” petrolífero, procurando, a montante, captar uma fracção mais considerável das rendas associadas à produção de petróleo, ainda que a sua acção, em especial nos PVDs, não se tenha circunscrito apenas a esta esfera de actividade.

Com efeito, neste grupo de países, estas entidades tornaram-se o ponto focal de acompanhamento de grande número de objectivos económicos e extra-económicos, o que foi potenciado pelas suas disponibilidades financeiras e dimensão económica, papel que foi severamente posto em causa pelo declínio dos preços do *crude*, fenómeno registado a partir de 1985 (68).

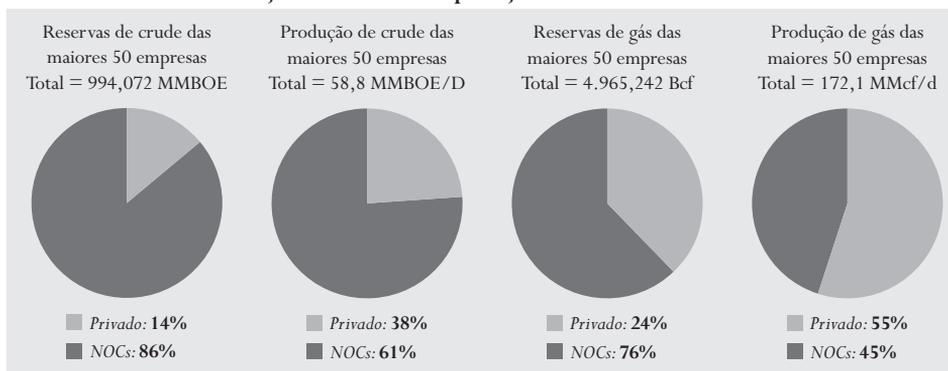
O contexto recente da indústria viria, porém, a permitir reforçar o seu papel, bem visível nos domínios financeiros e negociais devido ao acrescido afluxo de fundos e à exploração mais sistemática da oferta de relações políticas e de

investimentos privilegiando outras empresas com o mesmo estatuto ou os governos amigos da tutela respectiva (69).

Aliás, aquele excesso de liquidez acabou por contribuir de forma poderosa para o empolamento recente dos Sovereign Wealth Funds, dado que os excedentes financeiros alimentados pelos aumentos galopantes das cotações são apropriados pelas autoridades nacionais e parcialmente reciclados sob esta forma, como o atesta o facto de, entre as 19 entidades que detêm os maiores volumes deste género de activos, 58% correspondem a países exportadores de hidrocarbonetos, e de que o expoente máximo é o Abu Dhabi Investment Authority (70).

Retomando o nosso tema central, temos que as alterações ocorridas na evolução da repartição das reservas de hidrocarbonetos, levando em conta o segmento institucional dos *players* envolvidos, é ilustrado através do conjunto de gráficos apresentados no quadro abaixo. Temos assim:

Gráfico 6 – Evolução histórica da repartição das reservas de hidrocarbonetos



Fonte: PCF Energy, 2007, tendo por base *Global Access to Oil and Gas*, p. 11, Topic Paper #7, Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, July 2007.

Os elementos reproduzidos acima permitem verificar o bom fundamento do exposto na parte inicial desta secção e verificar, cronologicamente, que as posições relativas entre *IOCs* e *NOCs* se inverteu na sequência do primeiro choque petrolífero tendo-se, depois, agudizado até atingir a situação actual, em que a hegemonia da 2.ª família de *players*, é avassaladora no plano em análise.

E o indicador seleccionado é, realmente, o que melhor reflecte os condicionalismos vigentes e as perspectivas evolutivas da indústria, para o que basta atentar ao seu relacionamento com a formatação dos mercados em presença, caracteri-

zados por uma oferta escassa e fortemente oligopolizada e por uma procura com crescente dinâmica e com reduzida elasticidade de substituição.

Para nos aperceber-mos dos condicionalismos ditados pela cartelização da produção acrescentaremos apenas que, entre 1998 e 2005, os países membros da OPEP não aumentaram a sua capacidade de oferta em termos sustentáveis, isto enquanto a sua capacidade excedentária, factor que constitui uma almofada-preço, declinou de forma drástica, tendo a relação entre os dois indicadores evoluído no sentido de uma forte redução, de 16,2 para 2,3% (71).

Perante um contexto do género do acima descrito mais parece um *fait divers* aludir à existência de fragilidades no seio das NOCs; iremos, ainda assim, fazê-lo, enfocando-as a partir de duas perspectivas distintas, a primeira mais global, mediante a óptica do trabalho de G. Kronman, a segunda de carácter mais empírico, mediante o recurso a um artigo elaborado por McPherson.

Assim, enquanto o primeiro daquelas autores (G. Kronman), focaliza a sua crítica na necessidade de reforçar a capacidade de obtenção de valor dos activos correspondentes e de proceder a *upgradings* tecnológicos, a que adiciona o desenvolvimento de procedimentos e de uma cultura organizacional mais moldada pelos valores do negócio, o segundo (McPherson), centra mais a sua apreciação num caso concreto pretendendo, a partir daí, extrair ilações mais abrangentes.

Curiosamente, neste último caso, o referencial corresponde à NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), que merece críticas muito duras no que respeita aos domínios da eficiência comercial (existência de prejuízos até ao exercício de 2000), do reduzido nível da *governance* (durante 10 anos não teve *Board*), isto sem esquecer a prossecução de objectivos não comerciais.

Sem menosprezo pelo bom fundamento das críticas endereçadas por aqueles autores, importa explorar uma outra vertente que se relaciona com o facto daquele termo, que até aqui recobriu uma realidade aparentemente monolítica e centrada na óptica da produção/reservas, corresponder apenas a uma perspectiva parcelar, ainda que muito relevante, do sub-universo em causa.

Aliás, é o próprio G. Kronman que fornece a chave para estabelecer uma estratificação deste segmento de acordo com as seguintes tipologias:

- I – As maiores exportadoras, em geral, pertencentes à OPEP, e que são as grandes responsáveis pelas posições hegemónicas atrás referidas;
- II – As grandes empresas dos grandes países importadores como a China e a Índia, que se focalizam na obtenção de reservas, primeiro, no plano interno e, mais recentemente, no plano internacional;

III – As empresas dos pequenos países importadores.

A partição apresentada merece um primeiro comentário que corresponde ao facto de por detrás de uma designação comum se esconderem propósitos bem diversos; com efeito, basta contrapor a prossecução de uma perspectiva rentista que até pode ser muito elaborada, inerente ao primeiro grupo, ao papel do segundo que, entre outros objectivos, passa por desempenhar um papel fulcral no aprovisionamento energético nacional.

Por outro lado, é conveniente não nos fixarmos demasiado nestas convenções dada a crescente afirmação de dinâmicas de articulação de interesses intra e inter-segmentos, movimentos especialmente visíveis nos dois primeiros casos, matéria que retomaremos ainda que de forma mais pontual do que sistemática.

Finalmente, atendendo às especificidades inerentes ao âmbito geográfico em causa (SSA), o 1.º grupo corresponde essencialmente à NNPC (Nigéria) e à Sonangol (Angola), uma vez que, todos os países produtores da região já dispõem de um instrumento congénere só que de reduzida dimensão nos planos operacional e financeiro.

Relativamente às empresas nigeriana e angolana, haverá que reconhecer a disparidade das duas realidades em presença, o que se relacionará com uma multiplicidade de factores onde a dimensão e a fase de aproveitamento dos recursos energéticos constituirá um factor de grande relevo mas que se encontrará longe de ser único.

Temos, assim, que a NNPC, não obstante as fragilidades acima enunciadas de forma genérica, é uma entidade que, segundo o “2004 PIW’s Top 50: How The Firms Stack Up”, integrava os *tops* da indústria mundial numa posição global de boa visibilidade (20.^a), demonstrando mesmo uma boa margem de progressão face ao exercício anterior, traduzido na ascensão de 2 lugares; quanto à Sonangol, também controlada a 100% pelo respectivo Estado, nem por hipótese figurava no limite inferior da lista referida (72).

Continuando a considerar a mesma fonte, importará mencionar que a primeira daquelas empresas, cujo volume de negócios ascendeu a cerca de \$USD 22,2*10⁹, apresentava então como registos mais favoráveis o 8.º lugar quer quanto a reservas quer à produção de *crude*, enquanto a sua posição no gás natural é mais modesta ocupando, pela ordem acima referida, o 16.º e o 46.º lugares, a que importa acrescentar o 36.º lugar quanto a capacidade de refinação.

Não pretendendo enveredar pela consideração mais aprofundada da realidade empresarial em presença, importará salientar que ela reveste alguma complexidade dada a existência de entidades especializadas que não se circuncreviam ao âmbito do *upstream*, importando referenciar que, naquele ano, este universo integrava 4 refinarias e que produziam, entre outras especialidades da petroquímica, o polipropileno e benzeno.

Em termos apreciativos, para além das considerações já formuladas, importa acrescentar que a empresa terá falhado na prossecução dos objectivos para que foi criada, que se centravam em desempenhar o papel de operador das indústrias em apreço o que, desde logo, exigia um bom acompanhamento dos progressos nos domínios da tecnologia e da gestão, subalternizando a actuação como mero rentista (73).

Na realidade esse desiderato não foi alcançado, o que se poderá imputar, se não entrarmos em matérias incontornáveis como a corrupção e nos limitarmos aos aspectos menos negativos, à excessiva interferência do poder político; reconhecendo a necessidade de mudança, na parte final do mandato de Obasanjo houve uma tentativa de reforma balizada pela luta anti-corrupção e pela elaboração de um plano energético ambicioso.

A incidência destas orientações na vida da empresa saldou-se pela atracção de alguns quadros emigrados altamente qualificados e por duas promessas maiores, a introdução de métodos contabilísticos eficientes e a construção de uma mega refinaria (74), importando acrescentar que, apesar do candidato eleito em Abril de 2007 (Yar'Adua), ser o indicado pelo PR anterior, ele não deixou de ordenar a reformulação dos centros de decisão destas indústrias, processo que parece estar em curso actualmente.

Quanto à Sonangol, empresa criada em 1976, e responsável pela gestão dos recursos em hidrocarbonetos do país, é de começar por referir as limitações em termos de informação quantitativa disponível, em especial, no domínio financeiro, relativamente ao qual apenas se pode adiantar que, em cada um dos exercícios de 2005 e 2006, os lucros terão atingido cerca de \$USD 1*10⁹.

Trata-se de um universo empresarial que se encontra numa fase de desenvolvimento muito mais elementar do que o seu homólogo nigeriano, aspecto bem documentado no *upstream*, isto se atendermos ao facto de só, em 2003, ter sido atribuído à sua subsidiária, Sonangol P & P, a primeira concessão para prospecção e produção, o bloco 3, localizado no *offshore*, denominado Canuku.

Assim, de acordo com o *site* oficial, a *performance* produtiva da empresa enquanto operadora corresponde essencialmente à matéria-prima obtida na localização supra-referida ($93 \cdot 10^3$ b/d), a que se somam os contributos de posições minoritárias relativas a outras concessões, perfazendo um total de $100 \cdot 10^3$ b/d, o que equivale a cerca de 6% do *crude* produzido no país.

É um facto que nos encontramos perante um grupo que, apesar de limitações flagrantes, marca presença nos grandes segmentos que compõem a cadeia de valor do negócio do petróleo, o mesmo é dizer, na refinação e no *marketing*, já que para além de deter um activo relevante, em particular para um PVD (a refinaria de Luanda), é ainda líder na distribuição de derivados no país.

As realizações mencionadas estão, no entanto, longe de esgotar as ambições dos decisores angolanos já que estão em marcha alguns grandes projectos que já atrás foram aflorados e onde avultam a expansão da capacidade produtiva de modo a atingir um valor da ordem dos $2,5 \cdot 10^6$ b/d e o arranque da produção do *Angola LNG Project*.

Uma terceira iniciativa de grande relevância corresponde à construção de uma segunda refinaria a localizar no Lobito, cuja capacidade deverá atingir os $240 \cdot 10^3$ b/d que inicialmente deveria ser desenvolvida em parceria com a Sinopec, perspectiva gorada devido a desacordos quanto aos mercados-alvo, juma vez que 50% do *output* se destinaria à exportação (75).

Sob a forma como este universo está actualmente constituído para, entretanto, uma ameaça que corresponde à hipótese de criação de uma nova entidade destinada a superintender nos planos de regulação e das concessões, um conselho que as organizações internacionais vêm apresentando, com insistência, aos decisores políticos de Luanda.

Esta mudança institucional visaria aumentar os níveis de eficiência e de transparência vigentes no sector parecendo de difícil exequibilidade no actual contexto, isto mesmo que o Vice-Primeiro Ministro Aguinaldo Jaime tenha admitido que, num horizonte temporal de 5 anos, ela possa vir a ser implementada (76).

Uma vez que a generalidade das empresas nacionais dos restantes países produtores Sub-Saharianos não têm dimensão e estão demasiadamente condicionadas no desenvolvimento das suas actividades iremos passar a considerar o segundo sub-grupo (as *NOCs* dos grandes países importadores, i.é., China e da Índia), a que acrescentaremos a Petrobrás, o operador do Brasil, um país que não se enquadra no grupo supra-referido e que, actualmente, se encontra numa situação muito específica.

Começando então a considerar os casos das *NOCs* chinesas e indianas, importará salientar que, no âmbito de uma lógica comum, se trata de modelos com grau de desenvolvimento desigual e que, até ao presente, se traduziram em níveis de sucesso, mormente no plano da captação de recursos externos, igualmente distintos.

Assim, a solução empresarial chinesa, de que já evidenciámos os sucessos na Região em análise, dispõe de 2 empresas verticalmente integradas de dimensão mundial (a Petrochina/CNPC e a Sinopec), ainda que cada uma delas se encontre focalizada num segmento distinto da indústria; àquele elenco é, ainda, de adicionar uma terceira entidade, de menor dimensão económico-financeira e historicamente cometida à exploração *offshore*, a CNOOC.

As orientações acima referidas viriam, mais recentemente, a ser reformuladas no sentido de introduzir maior competição entre os agentes económicos em referência, o que acabaria por ter incidência directa no seu envolvimento externo o que tem paralelo, como veremos de seguida, no plano da repartição equitativa do número das grandes “conquistas Sub-Saharianas” de cada grupo.

Começando, então pela Petrochina/CNPC, temos que se trata de um caso de sucesso já que, presentemente, lhe cabe a 2.ª capitalização bolsista a nível mundial, correspondendo-lhe o 24.º lugar no *ranking* da “Fortune Global 500 (2007)”, e evidenciando uma fortíssima dinâmica de crescimento e alta lucratividade, dada a duplicação do seu volume de negócios entre 2004 e 2006, enquanto neste último ano os lucros líquidos (\$USD 13.2*10⁹), representavam cerca de 12% do valor daqueles.

Quanto ao seu *portfolio* de interesses internacionais ele superava, de forma clara, o dos seus émulos internos, situação decorrente da sua experiência mais precoce neste domínio, o que se traduz no facto deste grupo contribuir com cerca de 89% do *equity oil* obtido pelas empresas chinesas no exterior.

Em particular na SSA, este grupo detem activos de exploração no Sudão, no Níger e no Chade, e, ainda e mais recentemente, na Nigéria, merecendo especial destaque os investimentos efectuados no primeiro daqueles países, onde avulta uma posição de 40% no “Great Nile Project” que, em 2004, lhe permitiu obter cerca de 135*10³ b/d (77), montante que, correspondeu à produção da BP em Angola dois exercícios volvidos e que, em 2007, deverá registar forte majoração (78).

Por sua vez a Sinopec, um peso-pesado da refinação do petróleo que, em 2006, ocupava o 17.º lugar na lista supra-mencionada, contabilizando um volume

de negócios de \$USD 131,6*10⁹, apresentou um crescimento desta variável ainda mais fulgurante, de 140%, ainda que a natureza do seu negócio a torne menos *performante* no domínio dos lucros que, no último exercício referido ascenderam a \$USD 3,7 *10⁹, isto pese embora os progressos notáveis alcançados ultimamente neste domínio.

De salientar que, até 1998, esta empresa não detinha activos de exploração no exterior; porém ela, também passou a marcar presença significativa nesta grande Região onde dispõe de interesses no Sudão, no Gabão e no Congo-Brazaville. No entanto, o seu activo de longe mais valioso, localiza-se em Angola, correspondendo à obtenção de posições relevantes nos blocos 17 e 18, pelos quais pagou \$USD 2,4*10⁹, enquanto outro projecto considerável, a refinaria de Benguela, parece, conforme referimos atrás, estar fora do seu campo de possibilidades.

Finalmente a CNOOC, cujo volume de negócios que, em 2006, representou pouco mais de 12% do efectuado pela Sinopec, tem uma importância relativa muito superior ao que os números precedentes permitem inferir, o que deriva das funções que tem preenchido e dos ganhos que as mesmas potenciam já que, no ano em referência, os seus lucros ficaram próximos dos obtidos pela Sinopec (\$USD 3,0*10⁹).

A sua exposição foi mais tardia nesta Região, já que parecia configurar um padrão de especialização geográfica confinado ao seu Continente de origem, mas acabou por assentar arraiais em África tendo pago cerca de \$ USD 2,7*10⁹ por uma posição de 45% no *offshore* nigeriano de Akpo (OML-130), uma das 3 grandes descobertas sub-aquáticas efectuadas recentemente neste país.

Para além de investimentos adicionais no *upstream* nigeriano, é de registar, ainda, a entrada desta empresa no *offshore* da Guiné Equatorial, isto sem esquecer o seu envolvimento em 6 blocos de exploração no Quênia.

Assim, as últimas evoluções desta empresa parecem apontar quer para a consideração de novas oportunidades comerciais quer para a necessidade de tirar partido de um campo de aprendizagem internacional muito considerável, atendendo que às diversificadas condições de exploração vigentes quer às possibilidades abertas pelas parcerias assim estabelecidas que tendem a envolver parceiros ocidentais.

Com efeito, o estatuto empresarial das NOCs permite-lhes recorrer à alavancagem geopolítica nos negócios do *upstream*, potenciando-lhes o acesso a oportunidades existentes noutras latitudes, isto sem esquecer o recurso a

alianças com outros *partners* mais evoluídos do ponto de vista da tecnologia e da gestão que, assim, lhes abrem as portas para acederem a níveis de concorrência superiores.

Quanto à Índia, a organização empresarial do sector é diferente da do modelo chinês devido, nomeadamente, à coexistência de empresas de distintas extracções institucionais, a que acresce o facto dos segmentos a juzante contarem com algumas grandes unidades autónomas, isto enquanto o *upstream* está cometido a uma entidade especializada, a ONGC, com a GAIL a actuar neste âmbito mas apenas no que respeita ao gás natural.

Com efeito, a lista elaborada pela Fortune, relativa a 2007, permite constatar que entre as 500+ estão 5 empresas desta nacionalidade que estão centradas no negócio dos hidrocarbonetos e que pela ordem do *ranking* são, a IOC, a Bhart Petroleum, a Reliance Industries, a Hindustan Petroleum e a supra-citada ONGC, das quais apenas a terceira é integralmente constituída por capitais privados.

De todos estes actores o único que é relevante na nossa óptica é a ONGC, a 135.^a empresa daquela lista, mais propriamente, a sua subsidiária ONGC Videsh, constituída em 1996, para gerir o negócio E&P internacional, matéria em que os indianos continuam a ocupar uma posição secundaríssima quando comparados com os chineses.

Assim, de acordo com o primeiro daqueles enfoques temos que, ainda há poucos anos, o volume de investimentos dos segundos representava cerca de 11,5 vezes o dos primeiros, isto sem esquecer os vários casos em que os indianos se viram desfeiteados, por vezes de forma quase aviltante, pelos chineses.

Não admira, assim, que os interesses do país peninsular estejam presentes num número reduzido de mercados de oferta, a que será de acrescentar o facto de quase sempre disporem a posições minoritárias nos consórcios a que acedem.

Na verdade, a ONGC Videsh tem interesses em 15 países dos quais 3 se localizam na SSA, importando especificar:

- A presença no Sudão, de longe o projecto mais significativo, contando com interesses no GNOP (25%) em posição de subalternidade face aos chineses e, ainda nos blocos 5-A e 5-B, respectivamente, com 24,125 e 23,5%;
- A obtenção de uma posição também minoritária no bloco 1 da JDZ (13,5%);
- A obtenção de 3 blocos na Nigéria a 100% mas através da OMEL, uma

parceria constituída com a Mittal, que prevê uma actuação conjunta num número considerável de países, envolvendo duas modalidades distintas, exclusividade ou cooperação flexível.

A referida subalternidade dos *players* indianos face aos chineses parece agora começar a dar sinais de mudança, inclusive nas paragens em análise, já que a empresa indiana, em ligação à portuguesa Galp, parece muito bem posicionadas para preencherem o “vazio” correspondente às posições perdidas pela Sinopec em Angola.

Na verdade, ao tecido empresarial indiano coloca-se a necessidade de dar respostas às necessidades de aprovisionamento nacional, sendo de recordar que, muito recentemente, o Ministro do Petróleo fez sair uma directiva onde estabeleceu como imperativa a refocalização da ONGC na exploração e produção de hidrocarbonetos de modo a evitar que a empresa venha a assumir um estatuto de produtor marginal num espaço de 3 ou 6 anos, respectivamente, quanto ao gás e ao *crude* (79).

Acrescentaremos neste ponto ainda que de forma imprópria, uma alusão à Petrobrás, cujo enquadramento nos segmentos considerados por G. Kronman não é fácil atendendo à metamorfose gradual que o Brasil vem experimentando já que de tradicional importador se perfila como um potencial exportador no futuro.

Com efeito, em 1996, o grau de dependência externa em *crude* ascendia a 51,4%, nível que, dez anos volvidos, tinha descido para os 13,7% (80), pelo que adicionando as descobertas recentes na bacia de Santos (Tupi), resulta uma majoração, em cerca de 50%, do anterior valor das reservas provadas; por outro lado, ainda mais recentemente, e em área próxima, registaram-se ganhos da mesma magnitude, desta vez de gás natural ($5-8 \cdot 10^9$ boe) importando, ainda, acrescentar as enormes potencialidades reconhecidas às zonas contíguas, em fase de prospecção.

Ora o instrumento central na transformação referida foi a Petrobrás que, na edição de 2007 do *ranking Fortune GLOBAL 500* surgia no 65.º lugar, isto apesar de estatutariamente se tratar de uma sociedade de economia mista sob controlo da União, que para isso tem uma posição maioritária no respectivo capital votante.

Na verdade, esse estatuto híbrido não obstou à sua afirmação no plano da pesquisa e exploração *offshore* como o comprovam quer os prémios internacionais do foro tecnológico que arrecadou quer as realizações concretas, em que os casos acima mencionados não devem ser vistos como êxitos isolados mas,

sim, como um coroar de um processo de reforço contínuo de consolidação de *expertise* no âmbito em referência.

De resto, a dinâmica deste grupo tem-se também revelado na frente internacional, marcando posição em 13 países, dos quais 5 se situam na África Sub-Sahariana (Nigéria, Angola, Tanzânia, Mocambique e Senegal), podendo vislumbrar-se duas estratégias distintas nestas paragens, a saber:

- Uma forte aposta nos países de maior potencial (Nigéria e Angola), perspectivando-se que o primeiro deles constitua, no curto prazo, uma das maiores fontes externalizadas de aprovisionamento, dado o potencial dos activos em que participa (campo de Agbami), ou o peso da posição obtida (é operador em dois blocos).

Quanto a Angola, onde já dispõe de interesses com alguma extensão, os trunfos parecem ser consideráveis, dado o tradicional entendimento existente, aliada à capacitação tecnológica no *offshore* e à disponibilidade para investir, aspectos que deverão alavancar a posição brasileira e recorrer, mesmo, à triangulação de interesses, nomeadamente, com a indiana ONGC;

- O recurso a jogadas de maior risco-maior prémio que correspondem ao reforço dos interesses na Tanzânia, no Senegal e, ainda, à exploração da foz do Zambeze, neste último caso, em associação com a malaia Petronas.

5.3. OS “PRODUTORES INDEPENDENTES”

Em termos introdutórios, é de referir que estamos perante um sub-universo empresarial que, na realidade, comporta dois estratos, um com a mesma denominação apresentada em epígrafe e outro que corresponde ao que se designa por “Outras Integradas”.

Uma vez que, em ambos os casos, nos encontramos perante entidades que relevam da iniciativa privada, as principais diferenças existentes entre elas corresponde ao facto das primeiras se encontrarem focalizadas no “E&P”, de alcançarem menor dimensão média, como o comprova, p.e., quer a sua “capacidade de endividamento” quer as “reservas de caixa” que lhes correspondem, que se situam em cerca de 50% do valor relativo às segundas (81).

Nesta perspectiva, passaremos a centrar a nossa abordagem no primeiro daqueles estratos, a que importará reconhecer as vantagens seguintes face às *majors*:

- Utilizam métodos de negociação mais apropriados ao contexto em que actuam, tendo um *approach* menos formalizado, decorrente de uma hierarquia mais reduzida e do maior comprometimento dos seus agentes e, ainda, de uma maior orientação para o desenvolvimento de inter-relacionamentos, o que se ajusta às necessidades das burocracias públicas dos países não-ocidentais e se tende a reflectir nas opções de concessão de licenças;
- Uma menor aversão ao risco que, em termos correntes, corresponde à disponibilidade para enfrentar níveis de risco políticos ou securitários mais elevados, o que resulta na diversificação da carteira de investimentos, na expansão das reservas e na aposta no potencial de outras áreas geográficas e dos correspondentes níveis de retorno pelo que, em termos relativos, consagram fundos muito mais consideráveis à exploração do que as *majors*;
- Adoptam estratégias de internacionalização específicas que tendem a levar em conta às suas vantagens dimensionais e que se poderão catalogar por “Country Focused Mature Assets Specialists”, “Regionally Focused”, “International Diversified”, e “Portfolio Approach”, sendo ainda de referir que o penúltimo caso pode ser repartido em 3 sub-segmentos (82).

Ora, o panorama empresarial correspondente a esta indústria tem-se complexificado e adensado, traduzindo-se esta evolução, no que respeita à primeira destas vertentes, no reforço da capacidade evidenciado por este grupo alargado de actores, isto apesar da dimensão média dos seus elementos ser muito mais reduzida e da sua disponibilidade em recursos financeiros e tecnológicos ser também muito menor do que a das *majors*.

Quanto à segunda característica acima referida, temos que o novo contexto potenciou novas entradas que podem assumir quer o estatuto em referência quer o de “NOC”, o que terá estimulado a inter-dependência e a geração de participações cruzadas que, muitas vezes, e segundo P. S.-Lopez, revelam ligações novas e por vezes surpreendentes, inclusivé, no plano político (83).

Retomando o nosso referencial geográfico, agora alargado a todo o continente africano dado o enquadramento da fonte que vimos seguindo temos que, no segmento em causa e em 2006, actuariam cerca de 70 empresas, de resto, com estatutos muito diferenciados.

Com efeito, e sem pretender esgotar o leque das situações representadas, podemos encontrar casos que correspondem a empresas “integradas” (a espanhola Repsol), a independentes “clássicas” (ex. Pioneer Natural Resources), a empresas de base africana (a sul-africana Sasol), e outras situações de

diferenciada e mais difícil catalogação (ex. Equator Exploration, com sede nas Ilhas Virgens britânicas, que parece corresponder a um mero registo de conveniência).

Com intuítos meramente ilustrativos as “caixas” seguintes abordam, muito em síntese, cinco situações algo díspares, corporizadas pela Afren PLC, pela Tullow Oil, pela Marathon, pela Addax Petroleum e pela Sasol, que embora não pretendam corresponder a casos que tipifiquem esta realidade não deixam de ser bem ilustrativos.

Caixa G₁: O caso da Affren plc

Trata-se de uma “independente” cotada e sediada em Londres, que foi criada em 2004, focalizada no *upstream* e que segue uma estratégia de diversificação na Região Sub-Sahariana assente numa carteira de projectos equilibrada, marcando presença na JDZ, no Gabão e na República do Congo, em Angola, no Ghana e na Nigéria, dispondo neste último país de uma subsidiária.

De referir que os seus quadros dirigentes têm uma larga experiência nas actividades de exploração/produção de *crude* e gás natural neste referencial geográfico, detendo a empresa os seguintes interesses:

- Uma posição indirecta de 4,4% no bloco 1 da JDZ, operado pelo Chevron;
- Está associada à tentativa de aproveitamento de duas descobertas, entretanto, abandonadas por aquela MNC e localizadas no bloco por OML 90 (Nigéria), que corresponde a águas profundas, tendo como parceiros pequenas empresas locais, a que acresce o desenvolvimento de Okuru/Setu mais uma vez em associação com um parceiro nigeriano;
- Posições minoritárias em três campos localizados no Gabão (Íris, Themis Marin e Ibelia), que se encontram em fase de prospecção;
- Já em 2006, adquiriu os interesses da Heritage Oil Corporation no Congo-Brazzaville, que correspondem a posições minoritárias em 3 campos distintos (Kouakouala, La Noumbi e Mengo, todos contíguos ao já referido campo de M'Boundi);
- Aquisição dos interesses detidos pela Devon em Angola e no Ghana, correspondendo no primeiro caso a 15% do bloco 16 que se encontra em fase de prospecção, enquanto no segundo, se trata de uma posição de 95% no bloco Keta, que se encontra em fase idêntica e onde desempenhará as funções de operador.

De salientar que, no quadro de uma produção física, ainda, muito reduzida mas que se prevê que, em 2008, atinja um quantitativo compreendido entre

15.000-20.000 b/d, a empresa, cujo carácter distinto parece assentar na pretensão de contribuir para o desenvolvimento da capacidade indígena nesta indústria, planeia ainda trabalhar com as *majors* na exploração de activos maduros localizados quer no *onshore* quer no *offshore* de águas pouco profundas.

Refira-se também que, em 2005, parte do capital da Afren foi colocada através de “IPO”, contando entre os seus accionistas a IFC (*International Finance Corporation*), empresa integrada no universo do Banco Mundial.

Caixa G₂: O caso da Tullow Oil

Trata-se de uma empresa fundada em 1985, sediada e cotada em Londres, que se insere no segmento das “independentes”, de que é uma das principais representantes no continente europeu e que está presente quer no *upstream* do petróleo quer no do gás natural.

Os seus activos principais localizam-se em África (Gabão, Guiné Equatorial, Congo-Brazaville, Costa do Marfim, Namíbia, Uganda, Senegal, Mauritânia), a que se vieram adicionar posteriormente interesses em Madagáscar, Angola, Camarões, Rep. Dem. do Congo e Gana, assumindo ainda relevância os interesses na Europa (Holanda, Reino Unido e, ainda, Portugal).

Para além disso a empresa marca presença na América do Sul (Guiana francesa, Suriname e Trinidad e Tobago), e na Ásia (Índia, Bangladesh e Paquistão) pelo que, na totalidade, ela actua em 23 países.

Dada a conjuntura favorável, a Tullow Oil tem crescido de forma acentuada já que na óptica das operações e no quadriénio terminado em 2005, essa expansão ascendeu a 170% tendo, neste último ano, produzido $58.450 \cdot 10^3$ boe/d de que cerca de 58% foram obtidos em África.

Estas perspectivas são sustentáveis tanto no plano imediato, já que se perspectiva que, em 2008, este indicador se situe no intervalo $72.000-75.000 \cdot 10^3$ boe/d, quanto no mais longo prazo, dada a evolução favorável das reservas que, entre inícios de 2005 e 2007, cresceram mais de 40%, atingindo nesta última data $506,3 \cdot 10^3$ boe/d.

Passando á vertente financeira, temos que ela reflecte a dupla evolução favorável dos volumes transaccionados e dos preços originando, em 2006, um volume de negócios de $£578,8 \cdot 10^3$, de que mais de 45% corresponderam a proveitos operacionais; assim, e conquanto algumas categorias de custos tenham registado aumentos consideráveis (p. e. *royalties*), a verdade é que, entre 2002 e 2006, enquanto o Volume de Negócios cresceu um pouco mais de 5 vezes, os Resultados Operacionais quase duplicaram essa relação, já que foram multiplicados em mais de 9 vezes.

Estas evoluções resultam também do facto da empresa ter implementado uma política dinâmica no plano das aquisições/alienações que se fez sentir nas várias “frentes” geográficas em que a empresa apostou, sendo de salientar a conclusão da aquisição, em Janeiro de 2007, dos activos antes detidos pela Hardman Ressources, localizados na Mauritània, Uganda e América do Sul.

Caixa G₃: O caso da Marathon Oil

Trata-se de uma empresa inserida no sub-segmento das “outras integradas”, cujo antepassado histórico, a Ohio Oil Corporation, foi fundado em 1887, que actualmente tem sede em Houston, EUA, e que ocupa um lugar destacado no *ranking* norte-americano do sector, com interesses centrados no *upstream* dos hidrocarbonetos mas alargando-se, também, à refinação e ao transporte e *marketing*, com a particularidade de, em 1982, ter passado a integrar o universo empresarial da U. S. Steel e, posteriormente, o da USX.

Detém activos de exploração na América do Norte, na Europa e na Ásia (Indonésia), e em África, sendo que neste último Continente, marca presença em Angola (blocos 31 e 32, respectivamente, com 20 e 30%), na Guiné Equatorial (63% em Alba Field, 60% no projecto de LNG que lhe está associado, 52% no projecto de LPG e 45% na AMPCO, uma empresa de produção de metanol), no Gabão (56,25% em 3 campos *offshore* localizados na área de Tchatamba) e, ainda, na Líbia.

Na perspectiva das operações importa começar por referir que, em 2006, as suas reservas totais ascendiam a cerca de $1,26 \cdot 10^9$ boe, correspondendo cerca de 52% a *crude*, constatando-se, pelo menos desde 2004, que a evolução das duas componentes (petróleo e gás natural), foram díspares, com a primeira a conhecer uma vincada dinâmica de crescimento, enquanto a segunda registou redução, isto enquanto a produção alcançava, já em 2007, a cifra global de $339 \cdot 10^3$ boe, dos quais 36% obtidos no continente africano.

Passando a considerar a vertente financeira, é de começar por referir o amortecimento recente do crescimento do volume de negócios que, no exercício de 2006 e em valores absolutos, ascendeu a $\$USD 64,9 \cdot 10^9$; no entanto, e à semelhança de outros casos abordados nesta secção, constata-se que, nos últimos anos, os resultados líquidos dispararam, tendo quadruplicado entre 2004 e 2006 tendo, no último ano, atingido $\$USD 5,2 \cdot 10^9$.

Caixa G₄: O caso da Addax Petroleum

Empresa fundada, em 1994 na Suíça, cotada nas Bolsas de Londres e de Toronto e com interesses focalizados no Golfo da Guiné e, mais recentemente, também no Médio Oriente.

Em concreto, detém activos na Nigéria, no Gabão, na JDZ e no Iraque (Kurdistão), com os quais procura assegurar um *mix* adequado entre os que se encontram na fase de produção (a totalidade dos interesses gaboneses e parte dos nigerianos), e os que se encontram numa fase mais atrasada de desenvolvimento (os remanescentes).

Em finais de 2007 as reservas próprias (provadas + prováveis) localizavam-se, na sua esmagadora maioria, nos 2 países africanos acima referidos e ascendiam a $446,7 \times 10^6$ b, tendo registado um acréscimo de 26% face a período homólogo do ano anterior enquanto, no exercício de 2007 a produção média da empresa se elevava a $128,2 \times 10^3$ b/d, evidenciando dinâmica idêntica à revelada pelo indicador anteriormente referido.

Em poucos anos, a Addax tornou-se, assim, uma das maiores “independentes” a actuar no continente negro e apesar de corresponder a uma segunda linha de actores, com activos conformes a este estatuto, é de assinalar que desempenha as funções de operador em 75% dos projectos em que está presente.

No intuito de fornecer uma panorâmica da evolução da vertente financeira passamos a apresentar o quadro seguinte.

**Quadro 21: Addax Petroleum –
evolução recente de alguns indicadores financeiros**

	Volume de negócios (10 ⁶ USD)	Cash-flow operacional (10 ⁶ USD)	Resultados líquidos (10 ⁶ USD)
2003	381,8	118,6	23,3
2004	524,1	171,0	62,6
2005	1219,1	468,2	206,1
2006	2028,8	829,4	243,1
Crescimento período (múltiplo)	5,3	7,0	10,4
Evolução 3 trim. Iniciais (2007/2006), em %)	+53,7	+43,9	+59,8

Fonte: *Addax Petroleum Fact Sheet*, Outono de 2007.

A impetuosidade dos ritmos de crescimento acima evidenciados dispensam-nos de comentários adicionais, importando apenas referir a acrescida exposição da empresa cujos investimentos programados para 2007 ascendiam a \$USD 1,1*10⁹, dos quais cerca de 32% correspondiam a despesas de exploração e avaliação, sendo a parcela remanescente aplicada em infra-estruturas e noutros *items* relacionados com projectos numa fase superior de desenvolvimento

Caixa G₅: O caso da Sasol

Trata-se de uma empresa constituída em 1950 por iniciativa do governo sul-africano que, actualmente, se encontra cotada em várias bolsas, inclusivamente, em Nova Iorque e cujo núcleo central de negócios está longe de corresponder à exploração e produção de hidrocarbonetos.

Na realidade, a Sasol é uma empresa centrada nos negócios do petróleo/gás e na química existindo, relativamente, a cada uma destas duas grandes linhas de negócio um conjunto alargado de entidades especializadas, de que se referem, no primeiro caso, os combustíveis sintéticos, o *upstream* dos hidrocarbonetos, a distribuição de gás e a mineração e, no segundo, as oleifinas/sufractantes, os polímeros e os solventes.

No exercício de 2005, a empresa que ainda compreende uma unidade especializada em pesquisa tecnológica, alcançou um volume de negócios de cerca de \$USD 11,15*10⁹, merecendo especial destaque o facto de uma das suas subsidiárias, a Sasol Synfuels International, tirar partido da experiência adquirida internamente na obtenção de *GTL*, para estabelecer uma parceria internacional com a ChevronTexaco e a Qatar Petroleum, cujo primeiro grande projecto, denominado ORYX e sediado no Qatar, iniciou a produção em Abril de 2007.

A *Sasol Petroleum International* (SPI), a subsidiária focada no *upstream* do petróleo e do gás natural, cujos interesses mais significativos correspondem à exploração das jazidas de gás de Temane (Moçambique), tem também interesses na Guiné Equatorial, na Nigéria, no Gabão e na própria África do Sul.

De referir que outra subsidiária, a Sasol Gas, detém posição maioritária, correspondente a 75%, na empresa proprietária do *pipeline* para fornecimento de gás que liga Moçambique à África do Sul.

Fonte das "Caixas Gs": <http://oilvoice.com> e os sítios na *internet* das respectivas cinco empresas mencionadas.

6. Perspectivas futuras da oferta e suas principais consequências

Neste capítulo abordar-se-á, sobretudo, o petróleo uma vez que os elementos referentes ao gás natural com que nos deparamos revestem grande agregação regional, problema com que também se nos colocou no que respeita à primeira destas matérias-primas, ainda, que de forma menos gravosa.

Com efeito, no domínio da cenarização da procura e oferta futuras de petróleo e, também, de gás natural existem múltiplas alternativas disponíveis, colocando-se apenas o entrave quanto à sua desagregação em termos da grande Região em análise.

Para nos limitarmos apenas a dois casos recentes, citaremos os estudos apresentados pelo *World Economic Council* e pela *International Energy Agency* denominados, respectivamente, “Deciding Future: Energy Scenarios to 2050” e “World Energy Outlook 2007”, que se limitam a considerar a África como um bloco único.

Em particular, a abordagem da primeira das fontes acima referidas revela-se muito apelativa assentando em dois eixos de análise que são estruturados em termos das antinomias “High/Low Government Engagemen”t e “High/Low Cooperation-Integration”, e nos vectores “Availability”, “Accessibility” e “Acceptability”, que originam quatro cenários designados por “Leopard”, “Elephant”, “Lion” e “Girafe”.

Deste modo, a fonte de que nos passaremos a socorrer, o “International Energy Outlook 2007”, uma publicação da EIA, tem como horizonte temporal o

ano de 2030, considera a existência de três cenários, um primeiro ou de “referência”, e dois outros, centrados em hipóteses opostas quanto à evolução dos preços da matéria-prima sendo designados, respectivamente por “preços altos” e “preços baixos”.

À semelhança do que acontece nas abordagens desta natureza e âmbito sectorial, os seus autores assumem uma série de pressupostos de natureza geral e específica, avultando entre os primeiros, as evoluções demográfica e do ritmo da actividade económica e, entre os segundos, os diferentes tipos de reservas e os preços da matéria-prima.

Considerando de mais perto a questão crítica dos preços constata-se, de acordo com o cenário de referência, que em termos do padrão dólar aferido a 2006, se assistirá, a partir deste ano e até 2014, a uma quebra de cotações alcançando estas, nestes anos extremos e pela mesma ordem, 68 e 49 dólares; após este último ano, assistir-se-à retoma da tendência ascendente que será lenta e gradual, de modo que, em 2030, o *crude* atingirá um valor de cerca de \$USD 60/b.

Os dois cenários remanescentes são introduzidos no reconhecimento da existência de incertezas consideráveis que envolvem as projecções apresentadas na hipótese de base, nomeadamente, no plano da oferta, assumindo-se no caso dos “preços elevados”, uma menor disponibilidade de recursos e uma maior onerosidade na sua extracção de que resultarão acréscimos sustentados de cotações que, no horizonte temporal retido, atingirão os 100 dólares.

Ao invés, o cenário designado “preços baixos”, assenta num declínio sustentado das cotações numa primeira fase (2014), enquanto após esta data, se assistirá a uma tendência de crescimento marginal de que resulta que, em 2030, se atinja os 36 dólares por barril, uma evolução que, no presente, se afigura inverosímil.

Passando a considerar os resultados nucleares constantes do documento em análise, apresentamos o quadro da página seguinte que, apesar do seu carácter generalista, permite balizar as grandes diferenças inerentes a cada alternativa e a situar os impactos correspondentes na posição da SSA.

Assim, poder-se-à tirar as seguintes conclusões:

- Perspectiva-se um aumento da importância da Região, o que não dependerá da evolução das cotações já que evoluções díspares se repercutirão apenas em incrementos relativos da produção mais ou menos acentuados
- Conquanto a asserção anterior seja válida, a verdade é que a SSA não parece capaz de contribuir para mudar radicalmente o panorama da oferta global

Quadro 22: Grandes impactos associados aos distintos cenários da IEA quanto à produção de petróleo convencional*

	Cenário baixo preço	Cenário referência	Cenário alto preço
Tmca 2030/2005 (em %)			
Total mundial	1,8	1,1	0,3
Total SSA	3,6	3,0	1,9
Produção SSA/Total mundial 2030 (em %)	10,7	10,8	10,1

Fonte: EIA, "International Energy Outlook2007", dados obtidos a partir dos quadros G2, G5 e G7, ps. 189, 193 e 195.

Nota: Estão também a ser considerados outros produtos afins, nomeadamente, *coal-to-liquids* e *gas-to-liquids*.

de hidrocarbonetos, isto exceptuando o aparecimento de algum "wild card" favorável;

- Em todo o caso as melhores *performances* relativas deverão corresponder ao cenário de referência enquanto, nos mesmos termos, o cenário de preços altos implica o menor contributo da SSA relativamente a todas as hipóteses consideradas;
- Com efeito, no período em análise, e não obstante o maior contributo produtivo da Região estar associado ao cenário de baixos preços, a verdade é que o diferencial máximo nas taxas médias de crescimento anual relativas às produções mundial e regional, ocorre na hipótese média, situação que se repercute obviamente em termos de ganhos de quota de mercado que, neste caso, se aproxima dos 4 p.p.
- Notar-se-à, entretanto, que a análise anterior se circuncreve ao domínio referido não tendo validade no plano da geração de receitas e de rendas para os Estados beneficiários, abordagens que presumivelmente conduzirão a outro tipo de conclusões mas que não desenvolveremos.

Passando a focalizar a nossa atenção no cenário médio ou de referência, opção facilmente compreensível em função da respectiva caracterização, passamos a apresentar um quadro desagregado tanto em termos de calendarização quanto no que respeita aos contributos perspectivados para cada um dos países produtores. Temos então: (consultar o quadro 23 da página seguinte).

Ainda antes de começar a analisar os elementos do "Quadro 23", importa reconhecer a existência de algumas pequenas disparidades nalguns valores relativos ao ano-base, isto se os cotejarmos com os seus homólogos do "Quadro 2" (vide página 13), situação que decorre das respectivas fontes serem também distintas (EIA vs. BP).

Quadro 23: cenário de referência/produção de petróleo convencional na SSA (em 10³ boe/d)

	2005	2010	2020	2030	Tmca, em % (2030/2005)
Angola	1,3	2,7	3,3	4,0	4,6
Chade	0,2	0,2	0,3	0,4	2,8
Congo-Brazaville	0,2	0,3	0,4	0,6	4,5
Guiné Equatorial	0,4	0,4	0,4	0,3	-1,1
Gabão	0,3	0,2	0,2	0,2	-1,6
Nigéria	2,8	3,6	4,8	5,2	2,5
São Tomé e Príncipe			0,3	0,3	
Sudão	0,4	0,7	0,7	0,6	1,6
Total da região	5,6	8,1	10,4	11,6	3,0
Total geral	81,9	86,2	96,5	107,2	1,1

Fonte: EIA, "International Energy Outlook2007", dados obtidos a partir dos quadros G2, G5 e G7, ps. 189, 193 e 195.

Nota: Estão também a ser considerados outros produtos afins, nomeadamente, *coal-to-liquids* e *gas-to-liquids*.

No que respeita à informação constante do quadro acima poderemos concluir que:

- Se perspectiva um reforço efectivo da Região na estrutura da produção mundial de 5,6 para 10,6%, respectivamente, em 2005 e em 2030, importando, no entanto, reconhecer que os avanços nesta estrutura se atenuarão cerca de dez anos antes desta última data;
- Angola e a Nigéria afirmar-se-ão, cada vez mais, como os produtores regionais de referência já que, ao longo do período em análise, majorarão o seu contributo agregado em mais de 5 p.p. atingindo, no último ano mencionado acima, 79,3%;
- A *performance* esperada para o país lusófono é, entretanto, a mais impressionante já que para além de lhe caber a maior tmca (4,6%) alcançará, no horizonte temporal das projecções, uma quota de 34,5% na produção regional perspectiva que, no entanto, é ensombrada pela recente adesão do país à OPEP;
- Como é óbvio, em função do apresentado atrás, as projecções da EIA não levaram em conta aquela realidade, pelo que as mesmas não se afiguram exequíveis, atendendo às imposições daquela entidade que procura a optimização do nível da renda em detrimento do primado da produção, opção que envolve um certo nível de risco dado que os seus aderentes apenas podem controlar uma única vertente, o acesso às suas jazidas minerais;

- Quanto à Nigéria importa ter presente que a sua posição proeminente no quadro regional registará em termos relativos, uma certa retracção que, nos anos extremos retidos, se cifrará em mais de 5 p. p., situação que, em larga medida, será explicada pela considerável amplitude da sua base produtiva de partida;
- Num plano muito subalterno importa ainda assim salientar as evoluções favoráveis perspectivadas quanto a São Tomé e Príncipe, que marca o aparecimento de um novo entrante, e os ganhos perspectivados pelo Congo-Brazaville e pelo Chade;
- Nos casos restantes regista-se redução no nível do *output*, fenómeno que é absoluto quanto à Guiné Equatorial e ao Gabão, dado que, em 2030, as respectivas produções serão menores que as obtidas em 2005; a este propósito, o Sudão corresponderá a um caso mitigado já que o declínio produtivo só ocorrerá mais tarde, i. é., já após 2020;
- Assim, de acordo com esta fonte, os responsáveis pela relativa perda de dinâmica da produção da SSA, fenómeno que se deverá registar nos anos vinte do presente século, serão os contributos declinantes dos países mencionados no parágrafo anterior, a que acresce um factor sobredeterminante, o amortecimento do ritmo de produção nigeriana.

Para além dos pontos acima mencionados torna-se, por outro lado, necessário reconhecer o reforço da importância que a SSA assume no horizonte temporal de médio prazo, período particularmente crítico para os grandes países consumidores e para os grandes actores empresariais, sobressaindo os ganhos de estrutura perspectivados até 2010, o que derivará dos novos projectos de considerável dimensão a que, pelo menos, em parte aludimos oportunamente.

Considerando agora o gás natural limitar-nos-emos a apresentar, por recurso ao estudo anteriormente referido, alguns breves tópicos reportados ao cenário de referência de que não se disponibilizam elementos desagregados relativamente ao continente africano que, assim, é tomado com um bloco único. Assim:

- Estamos na presença de uma fonte primária de energia cujo consumo global, ao longo dos próximos 25 anos, deverá crescer a um ritmo mais rápido que o petróleo, já que as taxas médias de crescimento anual estimadas para cada um destes hidrocarbonetos são, respectivamente, de 1,9% e 1,1%;
- Esta tendência será ainda reforçada na perspectiva da produção com origem no continente africano a qual, em termos agregados e entre 2004 e 2030,

deverá passar de uma quota de 5,3 para 9,2%, situação que decorre do início da produção de novos projectos gasistas, que, em parte, permitirão aproveitar uma matéria-prima energética que, antes, era pura e simplesmente delapidada com consideráveis custos ambientais;

- Em termos absolutos o grande ganhador regional será, certamente, a Nigéria, país que detém as 7.^{as} reservas à escala planetária e que tem, em fase de implementação ou arranque, um conjunto significativo de projectos de que oportunamente salientámos os mais relevantes (vide desenvolvimentos específicos apresentados no ponto 3.1 deste trabalho):
- Dadas as limitações do consumo à escala nacional e regional, a melhoria do aproveitamento destes recursos passará, assim, sobretudo pela liquefação (*LNG*), uma solução cada vez mais comum que deverá, ainda, permitir o reforço do contributo da SSA para a oferta global deste *input*, sendo de salientar o alastramento da construção das infra-estruturas correspondentes em países com potenciais tão distintos como o Angola ou a Guiné Equatorial.

7. Conclusões

A ilacção central que se poderá extrair do presente trabalho corresponde à previsibilidade do reforço do papel que, no médio-longo prazos, a grande Região abordada virá a desempenhar, à escala global, no contexto do fornecimento de hidrocarbonetos convencionais.

Ainda que dos elementos apresentados não se possa concluir de forma directa, a verdade é que os incrementos previstos para os aprovisionamentos originados na Região serão um factor crítico para a redução das tendências desequilibrantes que ameaçam os mercados dos hidrocarbonetos, em especial, nos anos mais próximos.

No entanto, é bom ter presente que as potencialidades da África Sub-Sahariana que, consoante referimos, estão longe de ser homogéneas, enfrentam fortes e duradouras ameaças, podendo ser equacionadas a partir de distintos ângulos. Assim:

- No plano global, a forte instabilidade reinante acaba por ter incidências negativas directas quer no clima de investimento quer nas operações, onde a crescente localização da produção no *offshore* não constitui sequer factor dissuasor, para o que basta recordar a situação na Nigéria, onde as plataformas petrolíferas constituem alvos.

No entanto, mesmo defrontando este tipo de riscos e o agravamento das condições de exploração, dado o encarecimento dos *inputs* e as crescentes imposições dos governos na partilha da renda petrolífera, as empresas não

poderão abandonar este teatro de operações que, em função da situação de escassez vigente, continua a ser muito apetecível;

- Ora, o citado quadro de instabilidade, ainda que entronque em realidades sócio-económicas algo distintas entre os diferentes países, é duradouro, decorrendo da incapacidade das elites em utilizar os crescentes excedentes gerados pela drenagem de recursos não reprodutíveis na promoção do desenvolvimento e na atenuação dos níveis de pobreza prevalentes, solução que é tanto mais imperiosa quanto se recorde as melhorias radicais registadas na situação macroeconómica dalguns produtores regionais.

Notar-se-à, adicionalmente, que aquela incapacidade potencia, sobretudo, em contextos propícios, designadamente de cariz religioso, o extremar de atitudes e práticas que contribuem para agudizar e eternizar a precária situação vigente;

- Um factor adicional que vem ainda complexificar a situação correponde à repartição dos *outputs* energéticos onde, sobretudo, por razões securitárias, os afrontamentos futuros entre os grandes países consumidores se tenderão a agudizar, pretendendo os EUA manter a sua posição hegemónica, enquanto a emergente China procurará ganhar espaço de manobra, o que fará de forma tanto mais intensa quanto os aprovisionamentos escasseiem e mantenha as *performances* macroeconómicas que vem logrando alcançar.

Assim, não só, a República Popular da China procurará reforçar o nível da sua exposição na SSA, sendo de referir, na frente propagandística, a muito recente adesão massiva dos africanos ao último CACF, como os americanos tomarão contra-medidas, de que a implementação do Africom é a face visível.

Mesmo que estes antagonismos sejam contidos, as soluções preconizadas pelas potências que lhes dão substracto dificilmente corresponderão às necessidades ditadas pela etapa actual de desenvolvimento da Região, sendo de contrapor à solução chinesa, onde sobressaem os facilitismos e a erosão da já muito reduzida capacidade produtiva existente, as exigências formais e a desinteresse real do socidentais, em especial, dos norte-americanos.

Notas

1. Cf. “*World Energy Outlook 2007*”, IEA, baseado em dados apresentados no quadro da página 76 e relativos ao cenário de referência.
2. Vide J.T. **Jensen**, “*Natural Gas - A Global Fuel for the 21th Century*”, p. 9.
3. Cf. “*Nigeria Plans to Reorganize NNPC*”, notícia datada de 31.08.2007, e divulgada no site <http://www.africanoiljournal.com>.
4. Vide “*OMEL wins two prospective oil & gas blocks in Nigeria*”, informação do site, notícia de 23.05. 2006.
5. Cf. P. **Sébille-Lopez**, “*Géopolitiques du pétrole*”, ps. 148-9.
6. Vide S. **Kyle**, “*We’re Rich! Or Are We? Oil and Development in São Tomé e Príncipe*”, SP 2003-02, Maio 2003, DAEM, Cornell University.
7. Cf. P. **Sébille-Lopez**, *op. cit.*, em especial, pp. 154-160.
8. Vide “*Nigeria: First Review Under the Policy Support Instrument*”, IMF Country Report n.º 06/160, em especial, quadros das ps. 21-22 e 28-29.
9. Idem, ps, 8, 0 e 15.
10. Cf. “*Inter-sectoral Linkages and Local Content in Extractive Industries and Beyond – The Case of São Tomé e Príncipe*”, IMF WP/07/213, Setembro 2007, p. 11.
11. Informação obtida no site <http://www.sonango.co.ao>.
12. Vide KPMG, “*Evaluation of Angolan Petroleum Sector, Executive Summary, Initial Report*”, p. 7.
13. Cf. Wood **Mackenzie**, “*Angola, Oil and Gas Revenue: Past, Present and Future*”, Maio 2006.
14. Vide “*Angola: Selected Issues and Statistical Appendix*”, IMF Country Report, n.º 05/125, Abril 2005, ps. 9-10.

15. Cf. notícia no site <http://www.jornaldenegocios.pt>, datada de 30.11.2007, com o título “Analistas aplaudem nova investida da Galp em Angola”.
16. Vide notícia no site <http://www.ft.com>, intitulada “*Angola faces curbs on production*” e com data de 05.12.2007.
17. Cf. P. **Billon**, “*Angola’s Political Economy of War*”, African Affairs (2001), n.º 100, p. 79.
18. Vide “*Angola: Selected Issues and Statistical Appendix*”, Country Report n.º 07/355, Outubro 2007.
19. Cf. Wood **Mackenzie**, *op. cit.*, p. 14.
20. Vide CIJ, “*Soil and Oil: Dirty Business in Sudan*”, Fevereiro 2006, p. 6.
21. Refira-se, a este propósito, que o balanço que E. **Downs** apresenta acerca desta matéria é um pouco divergente, sobretudo, ao incluir um bloco adicional (n.º 13), também operado pela CNPC, com 40%, e aglutina ainda interesses sudaneses, indonésios e nigerianos, respectivamente, com 25, 15 e 20%, cf. “*The Fact and Fiction of Sino-African Energy Relations*”, quadro da p. 59.
22. Cf. CIJ, *op. cit.*, p. 36.
23. Vide IMF, “*Letter of Intent, Memorandum of Economic and Financial Policies and Technical Memo of Understanding*”, Julho 2007.
24. Cf. K. **Silverstein**, “*Oil Politics in the Kuwait of Africa*”, The Nation, 22 Abril 2002, p. 3.
25. Cf. IGU, “*Gas to Power - Africa*”, Março 2006, quadro da p. 57.
26. Vide o artigo já referido de K. **Silverstein** e, ainda A. **Velloso** “*From Cocoa Fields to Oil in Equatorial Guinea*”.
27. Cf. IMF, “*Republic of Equatorial Guinea: Selected Issues and Statistical Appendix*”, IMF Country Report n.º 06/237, Junho 2006.
28. Vide notícia no site <http://www.africanoiljournal.com>, datada de 31.05.2007.
29. Cf., respectivamente, EIA, “*Congo-Brazaville Country Report*” e IGU, “*Gas to Power - Africa*”.
30. Cf. R. **Bhattacharya et al.**, “*Oil and Growth in Republic of Congo*”, WP/06/185, IMF, Agosto 2006, p. 15.
31. Idem, ps . 33-35.
32. Cf. IMF Country Report 07/206 and Statistical Annex, Junho 2007.
33. Vide “*Gabon: Selected Issues and Statistical Appendix*”, IMF Country Report n.º 05/147.
34. Informação recolhida no site <http://www.mbendi.co.za>, extensão “*Gabon: Oil and Gas*”.
35. Cf. fonte da anterior nota com o número 34.
36. Vide IMF Country Report 06/238, Junho 2006, p. 4.
37. Cf. I. Gary *et al.*, “*Chad’s Oil: Miracle or Mirage*”, CRS/BIC, p. 30.
38. Vidé “*Chad*”, IMF, Fevereiro 2005, p. 5.

39. Cf. I. Gary *et al.*, *op. cit.*, p. 11.
40. Vide D. Kaufman *et al.*, citados na obra referida no ponto anterior.
41. Cf. *IMF Country Report* n° 07/28, Janeiro 2007.
42. Vide G. Wurtmann, “*Ways of Using the African Oil Boom for Sustainable Development*”, ERWP, n.º 84, Março 2006, p. 2.
43. Estes valores não consideram, no entanto, as recentes e importantes descobertas no Golfo do México, designadamente pela ChevronTexaco e pela Devon Energy (vide notícias publicadas nos “media” ou nos próprios sites destas empresas e datadas dos inícios de Setembro de 2006).
44. Cf. G. Scmitt, “*Natural Gas: The Next Energy Crisis?*”.
45. Vide P. Sébille-Lopez, *op. cit.*, pp. 38-42.
46. Cf. CFR, “*Africa-China-U.S. Trilateral Dialogue*”.
47. Vide Miguel Monjardino, “*Portugal e o Africom*”, Expresso, 05.10.2007.
48. Cf. J. B. Foster, “*A Warning to Africa: The New U.S. Imperial Grand Strategy*”, Global Research, 2006.
49. Vide D. Rosen e T. Houser, “*China Energy: a Guide for the Perplexed*”, Maio 2007.
50. Cf. P. Noel *et al.*, “*La Chine ou l’émérgence d’un géant énergétique*”.
51. Vide H. Tchlinguirian, “*Africa Oil Supply Prospects Current and Future trends*”, p. 7.
52. Cf. notícia divulgada em 22.09.2006, p.e., através do site <http://www.negocios.pt>.
53. Vide Erica Downs, “*The Fact and Fiction of Sino-African Energy Relations*”, China Security, Vol. 3, Verão 2007, pp. 43-45.
54. Cf. J. Logan, “*China’s Quest for Energy Ressources*”, WRI, Novembro 2005, p.3.
55. Erica Downs, “*The Fact and Fiction of Sino-African Energy Relations*”, pp. 45-47.
56. Vide A. Malaquias, em entrevista à “*Pública*”, pp. 2-3.
57. Cf. “*ONGC makes five oil, gas discoveries*”, notícia de 07.06.2007, publicada no site <http://www.timesofindia.indiatimes.com>.
58. Vide R. Beri, “*Africa’s Energy Potential: Prospects for India*”, IDSA, pp. 387-389.
59. Cf. notícia intitulada “*India eyes Africa to meet rising energy needs*”, publicada em 11.06.2007, no site <http://www.indiaprwire.com>.
60. Vide R. Beri, *op. cit.*, pp. 389-390.
61. Cf. BP “*Statistical Review of World Energy 2007, Oil and Natural Gas*”.
62. Vide “*First Action Plan (2008-2010) for the Implementation of the Africa-EU Strategic Partnership*”, 2007.
63. Cf. elementos obtidos a partir do site <http://www.oilvoice.com>.
64. Atente-se ao facto das empresas abarcadas não coincidir exactamente com as que foram retidas na óptica da produção.
65. Vide PFC Energy, “*The Geopolitics of Energy: The New Competition for Ressources*”, PPI 2005 Summer Roundtable, Anchorage, Julho 2005, em especial, ps. 5 e 32.

66. Cf. A. **Jaffe** *et al.*, “*The International Oil Companies*”, em especial, ps. 19-21.
67. Idem, vide sobretudo, ps. 36-44
68. Vidé C. **McPherson**, “*NOCs : Evolution, Issues, Outlook*”, WB Group, 2003.
69. Cf. PFC Energy, *op. cit.*, em especial, p. 33.
70. Vidé artigo subordinado a este tema no *site* <http://www.wikipedia.org>.
71. Cf. A. **Jaffe**, *op. cit.*, quadro da p. 13.
72. Vidé “*2004 PIW’s Top 50: How The Firms Stack Up*”, na impossibilidade de considerarmos o “*Fortune Global 500*” que exclui as empresas africanas.
73. Cf. G.U. **Nwokeji**, “*The NNPC and the Development of the Nigerian oil and Gas Industry...*”, p. 128-131, The James A. Baker Institute for Public Policy, Março 2007.
74. Idem.
75. Vidé <http://www.fricanoiljournal.com>, notícia datada de 24.03.2007.
76. Idem, notícia de 21.11.2007.
77. Erica **Downs**, *op. cit.*, p. 43.
78. Cf. F.C. **Fee**, “*Asian Oils in Africa*”, MEES, 24.04.2006.
79. Vidé notícia intitulada “*ONGC asked to focus on E&P*”, com data de 26.09.2007, em <http://www.earthtimes.org>.
80. Tendo por base elementos constantes da publicação online “*BP Statistical Review of World Energy 2007, Oil*”.
81. Cf. PFC Energy, *op. cit.*, em especial, p. 28.
82. Vidé G. **Reid** *et al.*, “*Independents Abroad: the pursuit of expansion by independent oil companies into non-traditional petroleum countries*”, CRIEF, University of St Andrews, em especial, ps. 28, 33 e 36.
83. Cf. P. **Sébille-Lopez**, *op. cit.*, ps. 24-25.

Bibliografia

- AOPIG — *African Oil: A Priority for U.S. National Security and African Development*, 2002, documento *online*.
- BATRUICH, C. — “Oil and conflict: Lundin Petroleum’s experience in Sudan”, SIPRI/OUP, 2004, documento *online*.
- BERI, Ruchita — “Africa’s Energy Potential: Prospects for India”, *Strategic Analysis*, Vol. 29, n.º 3, Julho-Setembro de 2005, pp. 370-394, documento *online*.
- BHATTACHARYA, R. *et alia* — “Oil and Growth in the Republic of Congo”, *IMF WP/06/185*, Agosto de 2006, documento *online*.
- BILLON, P. le — “Angola’s Political Economy of War : the Role of Oil and Diamonds, 1975-2000”, *African Affairs* (2001), 100, pp. 55-80, documento *online*.
- BP — “BP Statistical Review of World Energy 2007”, documento *online*.
- BROOKES, P. *et alia* — “China’s Influence in Africa: Implications for the United States”, *Backgrounder*, n.º 1916, Fevereiro de 2006, documento *online*.
- CERA — “The Oil Industry Growth Challenge: Expanding Production Capacity”, Dezembro de 2005, documento *online*.
- CIJ — “Soil and Oil: Dirty Business in Sudan”, Fevereiro de 2006, documento *online*.
- CORDESMAN, A. H., *et alia* — “The Geopolitics of Energy”, *CSIS*, March 2006, documento *online*.
- COSSÉ, S. — “Strengthening Transparency in the Oil Sector in Cameroon: Why Does it Matter?”, *IMF Discussion Paper PDP 06/2*, Março de 2006, documento *online*.
- D’ALAYER C. — “The Oil Weapon”, artigo publicado e disponível em: <http://www.african-geopolitics.org/>

- DOWNS, E. — *China, The Brookings Institution/ TBFPS*, Dezembro de 2006, documento *online*.
- DOWNS, E. — “The Fact and Fiction of Sino-African Energy Relations”, *China Security*, Vol. 3, n.º 3, Verão de 2007, pp. 42-68, documento *online*.
- DROLLAS, L. P. — “We have plenty of oil – we just need to invest more”, *CGES, UMOE Seminar*, Oslo, 25 de Janeiro de 2006.
- EIA — “International Energy Outlook”, 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Congo-Brazzaville, Janeiro de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Equatorial Guinea”, Janeiro de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Gabon”, Novembro de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Nigeria”, Abril de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Sudan”, Abril de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Chad and Cameroon”, Janeiro de 2007, documento *online*.
- EIA — “Country Analysis Briefs: Angola”, January 2007, documento *online*.
- EU — *First Action Plan (2008-2010), for the Implementation of the Africa-EU Strategic Partnership*, documento *online*, sem data.
- FERREIRA, M. E. — “A Galp e o Pai Natal angolano”, *Expresso*, 8 de Dezembro de 2007.
- FOEI — “The Myths of the West African Gas Pipeline”, Janeiro de 2006, documento *online*.
- FORTUNE — “2007 Global 500”, documento *online*.
- FOSTER, J. B. — “A Warning to Africa: The New U.S. Imperial Grand Strategy”, Julho de 2006, documento *online*.
- JAFFE, A. M., *et alia* — *The International Oil Companies*. The James Baker III Institute for Public Policy / Rice University, Novembro de 2007, documento *online*.
- GARY, Ian *et alia* — “Chad’s Oil: Miracle or Mirage”, *CRS/BIC*, Fevereiro de 2005, documento *online*.
- HARE, P. — “China in Angola: An Emerging Energy Partnership”, *China Brief*, Vol. VI, Issue 22, Novembro de 2006, The Jamestown Foundation, pp. 4-6, documento *online*.
- IEA — “World Energy Outlook 2007”.
- IEA — “Resources to Reserves”, 2005.
- IGU — “Gas to Power”, 2006, documento *online*.
- IMF — “Republic of Congo: Selected Issues and Statistical Appendix, Maio de 2004, documento *online*.
- IMF — “Chad: Requests for a 3 Year Arrangement Under the Poverty Reduction and Growth Facility and Additional Interim Assistance Under the Enhanced HIPC Initiative”, Fevereiro de 2005, documento *online*.

- IMF — “Angola: Selected Issues and Statistical Appendix”, *IMF Country Report* n.º 05/125, Abril de 2005, documento *online*.
- IMF — “Gabon: Selected Issues and Statistical Appendix”, *IMF Country Report* n.º 05/147, Maio de 2005, documento *online*.
- IMF — “Sudan: Midyear of the 2005 Staff-monitored Program”, *IMF Country Report* n.º 05/430, Dezembro de 2005, documento *online*.
- IMF — “Nigeria: First Review Under The Policy Support Instrument - Staff Report”, *IMF Country Report* n.º 06/180, Maio de 2006, documento *online*.
- IMF — “Gabon: Selected Issues”, Maio de 2006, documento *online*.
- IMF — “Republic of Equatorial Guinea: Selected Issues and Statistical Appendix”, *IMF Country Report* n.º 06/237, Junho de 2006, documento *online*.
- IMF — *Sudan, Letter of Intent, Memorandum of Economic and Financial Policies and Technical Memo of Understanding*, Julho de 2007, documento *online*.
- IMF — *Inter-sectoral Linkages and Local Content in Extractive Industries and Beyond – The Case of São Tomé and Príncipe*, IMF Working Paper 07/213, Setembro 2007, documento *online*.
- IMF — “Republic of Congo: Selected Issues and Statistical Appendix”, *IMF Country Report* n.º 07/329, September 2007, documento *online*.
- IMF — “Angola: Selected Issues and Statistical Appendix”, *IMF Country Report* n.º 07/355, October 2007, documento *online*.
- KLINGER, P. — “Oil independents offer opportunity and barrels of risk”, *The Times*, 1 de Abril de 2006, documento *online*.
- KOCHHAR, K. *et alia* — “What Hinders Investment in the Oil Sector?”, IMF, February 2005, documento *online*.
- KOTSOPOULOS, J. *et alia* — “Continental Shift? Redefining EU-Africa Relations”, *EPC*, Policy Brief, Novembro de 2007, documento *online*.
- KPMG — “Evaluation of Angolan Petroleum Sector, Executive Summary/Initial Report”, *IMF*, sem data, documento *online*.
- KRONMAN, G. — “Oil and Gas Field Development; An NOC Perspective”, *Petroleum Industry*, 08/04, pp. 18-22, documento *online*.
- KYLE, S. — “We’ re Rich! Or Are We? Oil and Development in São Tomé e Príncipe”, *DAEM/Cornell University*, SP 2003-02, Maio de 2003, documento *online*.
- LYMAN, P. — *China’s Rising Role in Africa*. Presentation to the US-China Commission Julho de 2005, documento *online*.
- LOGAN, J. — “China’s Quest for Energy Resources”, *WRI*, Lisboa, Novembro de 2005.
- LOPEZ, P. S.- — “Géopolitiques du pétrole”, Ed. Armand Colin, Paris, 2006.
- CESSNA, M. — *India Oil & Gas Sector Overview*. Presentation to Minnesota Delegation, October 2007, documento *online*.

- MADAN, T. — *India, The Brookings Institution/TBFPS*, Novembro de 2006, documento *online*.
- MALAQUIAS, A. — “A China entra em África com muito dinheiro e sem exigências”. Entrevista *Público*, pp. 7 a 10, sem data.
- MAÑE, D. O. — “The Emergence of the Gulf of Guinea in the Global Economy”, *IMF*, Outubro de 2004, documento *online*.
- MATHIEU, Yves — “Estimer les réserves pétrolières : une question de méthodologie?”, *Problèmes Économiques*, 21 de Dezembro de 2005, pp. 24-29.
- MCPHERSON, C. — “National Oil Companies: Evolution, Issues, Outlook”, *WB*, Maio de 2003, documento *online*.
- MENDES, A. B. R. — “A Bacia Energética da África Ocidental”, DPP, *Em Foco*, 2002, pp. 431-447.
- MONJARDINO, M. — “Portugal e o Africom”, *Expresso*, 5 de Outubro de 2007.
- MORRISON, J. S. — “The Gulf of Guinea and U.S. Strategic Energy Policy”, *CSIS*, Julho de 2004, documento *online*.
- NPC — “Global Access to Oil and Gas”, Topic Paper n.º 7, *Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study*, Julho de 2007, documento *online*.
- NUNES, C. C. — “A China e a Índia Enquanto Grandes Actores da Cena Petrolífera Mundial”, *Economia Internacional*, DPP, 2006.
- NUNES, C.C. — *A Crescente Importância da África Sub-Sahariana no âmbito da Energia*, DPP, Novembro de 2006.
- NUNES, C.C. — *A Geoeconomia do Gas Natural e a União Europeia*, DPPRI, Outubro de 2007.
- NWOKEJI, G.U. — *The NNPC and the Development of the Nigerian Oil and Gas Industry...*, The James A. Baker III Institute for Public Policy / Rice University, Março de 2007, documento *online*.
- NIPPON KOEI UK — “Trans-Saharan Gas Pipeline Feasibility Study, “Project Details”, 2006, documento *online*.
- NOEL, P. *et alia* — “L’Approvisionnement Energetique de la Chine”, Julho de 2005, IFRI, documento *online*.
- NOEL, P. *et alia* — “La Chine ou l’émergence d’un géant énergétique”, *Problèmes Économiques*, 2889, Décembre 2005, pp. 2-8.
- PAES, W.-C. — “Oil Production and National Security in Sub-Saharan Africa”, capítulo II de “Oil Policy in the Gulf of Guinea”, F-E S, sem data, documento *online*.
- PATEY, L.A. — “Understanding Multinational Corporations in War-torn Societies. Sudan in Focus”, *DIIS Brief*, Abril de 2006, documento *online*.
- PFC Energy — “The Geopolitics of Energy: The New Competition for Ressources”, PPI 2005 Summer Roundtable, Anchorage, Julho de 2005, documento *online*.

- PHAM, J. P. — *India's Expanding Relations with Africa and their Implications for U. S. Interests*, AFPI, 2007, documento *online*.
- REID, G. C., *et alia* — “Independents Abroad: the pursuit of expansion by independent oil companies into non-traditional petroleum countries”, *CRIEFF*, sem data, documento *online*.
- ROSELLINI, C — “La répartition de la rente pétrolière en Afrique, problèmes économiques, n.º 2902, 21 Junho de 2006, pp. 20-25.
- ROSEN, D. *et alia* — “China Energy : A Guide for the Perplexed”, Washington, D.C., Peterson Institute for International Economics, Maio de 2007, documento *online*.
- SCHAEFER, B.D. — “America’s Growing Reliance on African Energy Resources”, *Backgrounder*, n.º 1944, Junho de 2006, documento *online*.
- SHEEHAN, C. — “Global Upstream M&A Review”, Julho de 2006, documento *online*.
- SILVERSTEIN, K. — “U.S. Oil Politics in the Kuwait of Africa”, *The Nation*, edição de 22 de Abril de 2002, documento *online*.
- SMITH, A.L., *et alia* — “Changing Dynamics in International E&P – Opportunities for Independents”, *NAPE 2005 International Forum*, January 2005, documento *online*.
- TALAHITE, F. — “Le concept de rente: le cas des économies du Moyen-Orient et de l’Afrique du Nord”, *Problèmes économiques*, n.º 2902, 21 de Junho de 2006, pp. 2-10.
- TCHILINGUIRIAN, Harry — “African Oil Supply Prospects, Current and Future Trends”, *The 2nd Sub-Saharan Oil & Gas Petrochem Exhibition & Conference*, IEA, 22-24 de Março de 2006, documento *online*.
- THE BRENTHURST FOUNDATION/ CASS/ CFR/ LHSF — *Africa-China-U.S. Trilateral Dialogue*, vários documentos *online*.
- T.I. — “The Corruption Perception Index 2007”, documento *online*.
- UNCTAD — “World Development Report 2005”, capítulo II, *Regional Trends: Developing regions Lead rise in FDI*, 2005, documento *online*.
- UNDP — “Human Development Report 2005”.
- USGS — *USGS World Petroleum Assessment 2000*, capítulo AR, , documento *online*.
- VELINS, Eriks — “Global Oil: A Black Future?” Shell Sidney Branch, Maio de 2004, documento *online*.
- WEC — “Regional Energy Integration in Africa”, Junho de 2005, documento *online*.
- WEC — “Deciding Future: Energy Scenarios to 2050”, 2007.
- WOOD MACKENZIE — “Angola’s Oil and Gas Revenue: Past, Present & Future”, Petroleum Revenue Management Workshops, Luanda, Maio de 2006, documento *online*.
- WURTHMANN, G. — “Ways of Using the African oil Boom for Sustainable Development”, ADB, ERWP, n.º 84, Março de 2006, documento *online*.

Sítios na internet consultados:

<http://www.energyintel.com/>, “PIW’s Top 50: How the Firms Stack Up”.
<http://www.euractiv.com/> , “Geopolitics of EU Energy Supply”, Julho 2005, documento *online*.
<http://www.europa.eu/> , “Segurança do abastecimento energético”, Abril 2004, documento *online*.
<http://www.sourcewatch.org/>, “Arakis Energy Corporation”, sem data, documento *online*.

Outros sítios adicionais consultados (lista parcial):

<http://www.addax.com/>
<http://www.afren.com/>
<http://www.bp.pt/>
<http://www.chevrontexaco.com/>
<http://www.conocophillips.com/>
<http://www.eni.com/>
<http://www.exxonmobil.com/>
<http://www.marathon.com>
<http://www.mbendi.com/>
<http://www.nnpc.group.com/>
<http://www.ongc.com/>
<http://www.ongcvidesh.com>
<http://www.petrobras.com.br/>
<http://www.petronas.com/>
<http://www.sasol.com/>
<http://www.shell.com/>
<http://www.sonangol.co.ao/>
<http://www.total.com/>
<http://www.tullow.oil.com/>
<http://www.vaalco.com/>
<http://www.wikipedia.org/>

