



1.6 • Conjuntura internacional

A problemática do petróleo

TUDO QUE SE DIGA ou se escreva sobre o preço do barril de petróleo no mercado, não provará que este resulta da lei da oferta e da procura. Este facto é considerado na medida em que a oferta é, de alguma forma controlada pelos países produtores que, por enquanto, excepção feita para algumas traíções, não deixam que exista um excesso de oferta. Isto não obsta que não se possa dizer que existe um oligopólio da oferta, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo e um esfrangalhado mas forte oligopsónio, constituído pelos grandes países consumidores e grandes empresas multinacionais do sector.

As enormes oscilações de preços que, periodicamente, se verificam, resultam ou das tais traíções feitas por qualquer dos países grandes produtores, ao aumentarem os seus níveis de produção ou, por especulação, principalmente, no chamado mercado dos futuros.

Como os grandes países produtores aplicam os seus petrodólares nos grandes centros financeiros mundiais, têm consciência que o preço do petróleo não pode subir acima de determinado nível, caso contrário afectará a rentabilidade e valor desses seus investimentos.

Em mercado aberto, o preço do barril do petróleo seria, por enquanto, bastante mais baixo.

No mundo actual, apesar da opacidade que possa haver, os países produtores são, muito legitimamente, a parte que mais beneficia com o aumento do preço do petróleo. Segundo Juan Rossell (2007) e também Valerie Marcel (*Foreign Policy*, n.º 12, 2006), 80% das reservas mundiais de petróleo estão nas mãos de companhias estatais.

No gráfico *Rácio reservas/produção* pode-se verificar a distribuição geográfica das reservas mundiais. Como informação mais detalhada, por um outro prisma, e ainda segundo Juan Rossell, poder-se-á dizer que só 7% das reservas pertencem às empresas multinacionais, 13% a associações público privadas, as companhias da antiga URSS detêm 16% e as empresas estatais 64%. Mais ainda, 3/4 das vinte maiores empresas petrolíferas do mundo são detidas pelos respectivos Estados. Então quem e como se apropria das margens

exorbitantes geradas pela venda do petróleo?

A parte maior vai para o país onde se localizam as reservas. Contudo, isto não significa que as empresas petrolíferas não tenham lucros fabulosos. Imagine-se só o efeito da valorização das existências mundiais quando o preço sobe, em espiral. Segundo a revista *Fortune 500*, em 2005, entre as dez maiores empresas mundiais, em função dos seus resultados, seis eram empresas petrolíferas. Trinta e quatro empresas petrolíferas mundiais apresentaram lucros, em 2005, no total de US\$214.465 milhões. Curiosamente, só cinco destas empresas geraram metade destes lucros.

“ [...] sabe-se que metade das reservas actuais secarão nas próximas duas décadas. ”

Em várias partes do mundo, nomeadamente, no Médio Oriente, a produção está em grande parte nacionalizada. O lucro que possa resultar da venda por US\$100 ou mais, por barril, de um produto que teve um custo total médio de produção de cerca de US\$16,88 por barril, *onshore* do Médio Oriente, pertencerá ao país onde as respectivas reservas estão localizadas. O custo total médio de produção mais elevado é o da produção no *offshore*, dos Estados Unidos, US\$51,66 por barril¹.

Quando empresas multinacionais do sector petrolífero têm actividade produtiva num determinado país, sem ser por Acordo de Partilha de Produção (APP), os lucros são tributados com taxas de impostos que poderão atingir percentagens superiores a 70%. Não obstante, muita da produção petrolífera é operada por companhias multinacionais, sendo as reservas propriedade dos países onde se encontram e rege-se pelos referidos APP.

Acordos de partilha da produção

Porquê este tipo de contractos?

Acontece que quase sempre o petróleo é encontrado em países pobres que não têm tecnologia nem capital para o investimento necessário. Portanto, desde há umas décadas, os países pobres e as empresas petrolíferas multinacionais têm trabalhado, em conjunto, utilizando este tipo de acordo. Desenhado e aplicado pela primeira vez na Indonésia, e tendo sempre algo em comum, acabam por ser de geometria variável, não só em função do país como também sendo adaptado de acordo para acordo, dentro de cada país.

De qualquer forma, as suas condições poderão girar, na maior parte das vezes, à volta de cenários diferentes mas com resultados, algumas vezes,

muito parecidos. Nos últimos anos, por razões de incentivo e transparência, as regras dos APP foram alteradas, passando a partilha a ser feita em função da taxa interna de rentabilidade (TIR). A título de exemplo, e sumariamente, apresenta-se abaixo um resumo das condições contratuais subjacentes ao APP do Bloco 46 (um bloco de águas ultraprofundas), na República de Angola:

- Período de Pesquisa: 5 anos, prorrogável por mais 3 anos.
- Período de Produção: 25 anos, prorrogável mas sujeito a renegociação.
- Participação da Sonangol: 20%, totalmente pagos pelo Grupo empreiteiro.
- Bónus de assinatura: depende da licitação mas poderia ser a partir dos US\$25 milhões.
- Majoração dos custos de capital: 20%, por cada US\$1 milhão investidos, o Grupo Empreiteiro recupera US\$1,2 milhões.
- Limite de *cost oil*: 50% da receita anual
- Partilha do *profit oil*: em função da taxa interna de rentabilidade, que poderá permitir à concessionária do Estado receber 80% da produção quando a TIR obtida for superior a 20%. Havendo patamares intermédios, para uma TIR igual ou inferior a 10% a concessionária receberá 30% da produção.

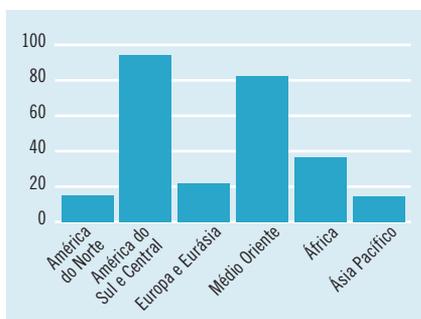
O fluxo de caixa utilizado na determinação da TIR é calculado da seguinte forma: fluxo de caixa = custos recuperados + *profit oil* – imposto de petróleo – despesas de desenvolvimento e produção.

As despesas de pesquisa e o bónus de assinatura não são dedutíveis no cálculo do fluxo de caixa a utilizar na determinação da TIR.

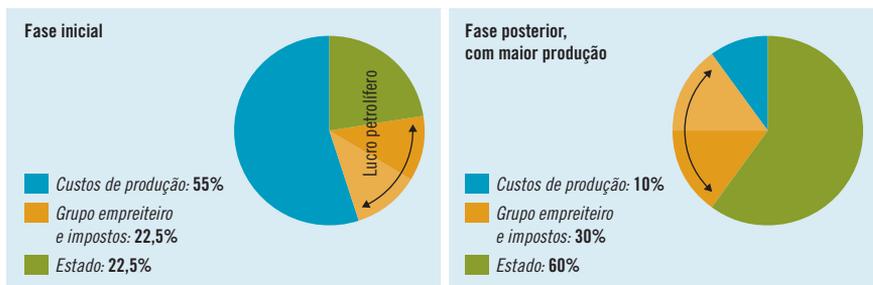
As reservas petrolíferas são quase sempre do país onde elas se encontram. As poucas excepções estão nos Estados Unidos.

As adjudicações são normalmente decididas por um júri que integra representantes da concessionária do Estado, do Ministério que tutela a actividade e do Banco Central. Aliás, o grupo empreiteiro para ganhar o direito a pesquisar e desenvolver numa área *onshore* ou *offshore* previamente definida, tem que ganhar um concurso pelo qual aceita o compromisso de cumprir as condições exigidas pelo mesmo, nomeadamente o número de furos a efectuar e um valor mínimo de custos de pesquisa a incorrer, nomeadamente, estudos geológicos e sismográficos, uma renda a pagar pela área a pesquisar e outros encargos. Obviamente, há excepções a este tipo de adjudicação mas é esta que predomina. Só muito excepcionalmente há uma negociação directa da adjudicação, sem licitação.

Em princípio, ganha o grupo empreiteiro que se disponibilizar pagar o prémio ou bónus de adjudicação mais elevado.



Rácio reservas/produção, 2010 (em anos)
Fonte: BP Statistical Review of World Energy, June 2011.



Partilha de produção. Fonte: BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Sem entrar no detalhe, em linhas gerais, seguindo a filosofia dos APP iniciais, a partilha da produção processava-se, mais ou menos, à volta das seguintes regras, em função da produção acumulada:

- Se durante o período de pesquisa não for descoberto petróleo em quantidade economicamente explorável, todo o investimento feito pelo grupo empreiteiro é considerado perdido, com prejuízo para o grupo.
- Se for descoberto petróleo, na fase inicial da produção, um máximo de 50% da sua produção (*cost oil*) é entregue ao grupo empreiteiro para este recuperar, gradualmente, parte do investimento inicial. Os restantes 50% da produção (*profit oil*) nos APP iniciais e na fase inicial da produção, era distribuído, em partes iguais, entre o país produtor e o grupo empreiteiro (aproximadamente 25%, cada).
- O grupo empreiteiro paga impostos significativos sobre o *profit oil* que lhe couber. No caso de Angola 50%.

À medida que os custos de pesquisa e desenvolvimento iam sendo recuperados através do *cost oil* e/ou a produção fosse aumentando, a partilha inicial de 50/50 é alterada em benefício da parte que cabe ao *profit oil* e este, por sua vez, passará a ser dividido de forma desigual, cabendo a maior parte ao país receptor (ver gráfico *Partilha de produção*). Isto significa que sendo o *profit oil* superior ao *cost oil*, apesar da partilha deste privilegiar o país produtor, o grupo empreiteiro também acaba por receber mais porque o volume de produção afectada ao *profit oil* também é maior. As percentagens exibidas nestes gráficos poderão oscilar de contrato para contrato e de país para país, podendo haver mais do que um patamar distributivo, sendo os seus valores somente indicativos. A partilha acima referida,

obedece a determinadas especificidades contratuais. Actualmente, por exemplo, existem países em que o *cost oil* é majorado, por outras palavras, os custos recuperáveis, que não são todos os custos incorridos, poderão ser majorados em 15% ou 20%. Por outro lado, existe a percepção que os custos recuperáveis são difíceis de serem controlados pelos países produtores.

Como já foi acima explicado, no caso de Angola, os patamares referidos são, actualmente, determinados em função das taxas de rentabilidade interna obtidas.

O acima exposto de forma alguma é uma apresentação exaustiva e rigorosa da aplicação, na prática, de um APP. O detalhe, só por si, exigiria escrever um livro.

Consciente que a leitura dos termos de um APP possa induzir em erro os leitores menos familiarizados com a problemática, em análise, quero chamar a atenção que os APP servem somente para determinar a partilha da produção. Isto é, o *profit oil* que couber aos membros do grupo empreiteiro são contabilizados como proveitos da operação do Grupo, enquanto o investimento é maioritariamente reintegrado em função do rácio produção/reservas petrolíferas estimadas como provadas. Os custos de extracção são custos do ano. Seria difícil imaginar que se pudessem incorrer num investimento de tamanho risco para ter um “lucro líquido” de 12,5%.

Futurologia sobre a relação produção/consumo de petróleo

Existem numerosos geólogos que expressam a opinião que não existe petróleo suficiente para satisfazer a procura já na primeira metade deste século. Outros, aparentemente, em menor número, dizem o contrário. Existirão ainda outros,

em número reduzido que defendem a teoria que o petróleo não é uma energia fóssil mas sim abiogénica, portanto não faltará porque tem origem nos magmas.

Tudo o que se disser é, obviamente, com base no conhecimento presente. Malthus enganou-se nas suas previsões quanto à produção agrícola *versus* população porque não imaginava como o petróleo poderia contribuir para um extraordinário aumento da produção agrícola.

Para além de haver quem ponha em dúvida a veracidade das reservas declaradas como economicamente viáveis (os países têm interesse em inflacioná-las por razões de peso político e financeiro) sabe-se que metade das reservas actuais secarão nas próximas duas décadas. Por outro lado, em 2050, a população mundial será de 9.500 milhões de habitantes (7.000 milhões, em 2011). Dito isto, se aceitarmos que metade da população mundial consome menos do que um litro de petróleo por dia (os Estados Unidos consomem 10 litros/dia) e que também têm o direito ao desenvolvimento, isto é, a uma vida melhor, então o mundo precisará de, em função da justiça das políticas de desenvolvimento, 150 milhões a 170 milhões de barris de petróleo/dia, em 2050.

Não só parece pouco provável que essa quantidade de petróleo exista como seria uma calamidade ambiental se tal consumo viesse a existir.

A solução passa por um novo paradigma de crescimento e desenvolvimento económico e busca e utilização de energias renováveis. Temo que seja tarde porque estas alterações exigem tempo e grandes investimentos.

O petróleo e as relações internacionais no século XXI

Os Estados Unidos, a China e talvez a Índia irão disputar de forma acérrima o acesso ao petróleo, no século XXI. A China já procura e procurará ainda mais convincentemente capitalizar o descontentamento árabe e muçulmano pela política desequilibrada do Ocidente no Médio Oriente.

O Japão procurará ter uma palavra a dizer em qualquer cenário de luta pelo acesso ao petróleo. Será um aliado dos Estados Unidos?

Uma Europa dividida, sem recursos energéticos e sem força militar (braço armado da diplomacia) não poderá fazer parte dessa disputa. A Alemanha isolada ainda menos. Portanto, à Europa, como um todo, restará virar-se para a Rússia ou para a África dentro de um novo paradigma de relações, mantendo sempre uma relação política e económica equilibrada com a Rússia. Alternativamente, poder-se-á ter uma nova e sinistra aliança germano-russa que possibilitará à Alemanha ter o acesso às matérias-primas que necessita, incluindo o petróleo e o gás. À restante Europa, demasiado enfraquecida e se não for tarde (atente-se no que a China tem estado a fazer), restarão as matérias-primas do continente africano. ■

Notas

¹ US Energy Information Administration – informação retirada dos “Performance profiles of major energy producers”, 2009.

	2010 (k barris/dia)	2010 população (milhões habitantes)	2050 população (milhões habitantes)	2010 (litros/dia por habitante)	2050 (k barris/dia)
EUA	19.148	307	481	9,34	22.690 ¹
Canadá	2.276	34	42	10,60	1.980 ¹
América Central e do Sul	8.098	579	724	2,23	13.660 ²
Europa	15.227	596	550	4,06	14.040 ³
Eurásia	1.084	249	262	0,69	1.250 ⁴
Federação Russa	3.199	142	117	3,58	2.630 ⁵
África	3.291	1.000	1.994	0,52	13.040 ⁶
Médio Oriente	7.821	212	360	5,87	13.000 ⁵
Ásia	26.149	3.655	4.833	1,14	91.190 ²
Oceânia	1.089	36	58	4,81	1.750 ³
Total	87.382	6.810	9.421	2,04	175.230

Consumo do petróleo. ¹ Previsões do consumo para 7,5 litros por habitante. ² Aumento de consumo por habitante para 3 litros/dia. ³ Manutenção do consumo *per capita*. ⁴ Aumento de 1 litro/dia por habitante. ⁵ Manutenção do nível de consumo em 2050. ⁶ Duplicação do consumo *per capita* em 2050. Fonte: BP Statistical Review of World Energy, Junho de 2011. Estatística demográfica de Pison, Agosto de 2009.