

Cristalografia: O Preço do Petróleo, a Longo Prazo

Ian Moncrieff

Vice-presidente de Óleo e Gás

Kline & Company

Parece que foi ontem que os principais determinantes do preço do petróleo bruto nos mercados mundiais eram os custos dos impostos do campo de Burgan, no Kuwait, e os custos de produção alocados pela Texas Railroad Commission. Há cinquenta anos, o petróleo bruto era tão abundante que a British Petroleum, então detentora de metade da concessão no Kuwait e indubitavelmente a maior produtora de petróleo do mundo, vendeu mais de meio milhão de barris diários (B/D) de sua cota na produção à sua sócia, a Gulf Oil, pelo preço de excedente de produção, a um oitavo do custo contábil de produção (na época, cerca de 80 centavos/Bbl) e o preço oficial de venda de US\$1,75. Logo em seguida, a Gulf Oil revendeu a maior parte desse petróleo, obtendo maior lucro, e ninguém pareceu se importar. O mundo nadava em petróleo. Internamente, oferta era tão abundante que, em 1958, os poços de petróleo do Texas somente foram autorizados a extrair o produto durante 97 dias.

Digamos que não vivemos mais em um mundo com excesso de oferta. Na Nymex, os preços futuros do WTI ultrapassaram a marca dos US\$100/Bbl por um breve período, no final de 2007, antes de se estabilizarem na faixa dos US\$90. Alberta se tornou o novo Kuwait e a Texas Railroad Commission, agência reguladora do Texas, transferiu-se, figurativamente, de Austin para Viena e tornou-se um membro da OPEP. A exemplo das Sete Irmãs, a OPEP tentou controlar o preço do petróleo nos mercados mundiais, com a Arábia Saudita fazendo as vezes de reguladora do mercado. Embora as grandes tenham mostrado uma solidariedade impressionante ao negociar com os governos estrangeiros, os fundamentos da oferta não estavam a seu favor. Por exemplo, a nacionalização das holdings da Iraq Petroleum Company, no Iraque, foi precipitada pela recusa das maiores de desenvolver novos campos petrolíferos no Iraque em um momento em que já havia excesso de petróleo no mercado.

O que levou o preço do petróleo a ser multiplicado por sete desde os anos de 1960, quando o preço normal do petróleo bruto do Kuwait estava em torno de US\$1,35/Bbl, e que lições podemos tirar disso ao consultar a bola de cristal de previsão de preços?

I. As Lições da História

Como disse Winston Churchill, “Quem não aprende com história, está fadado a repeti-la.”. Três forças principais têm atuado nos últimos cinquenta anos, e seria descuido de nossa parte ignorá-las:

1. O crescimento econômico e populacional elevou o consumo mundial de refinados de petróleo de 21,3 para 84,4 milhões B/D de 1960 a 2006,
2. Embora as estimativas correntes de reservas recuperáveis digam o contrário, a produção acumulada de petróleo desde 1960 superou as adições de reservas,

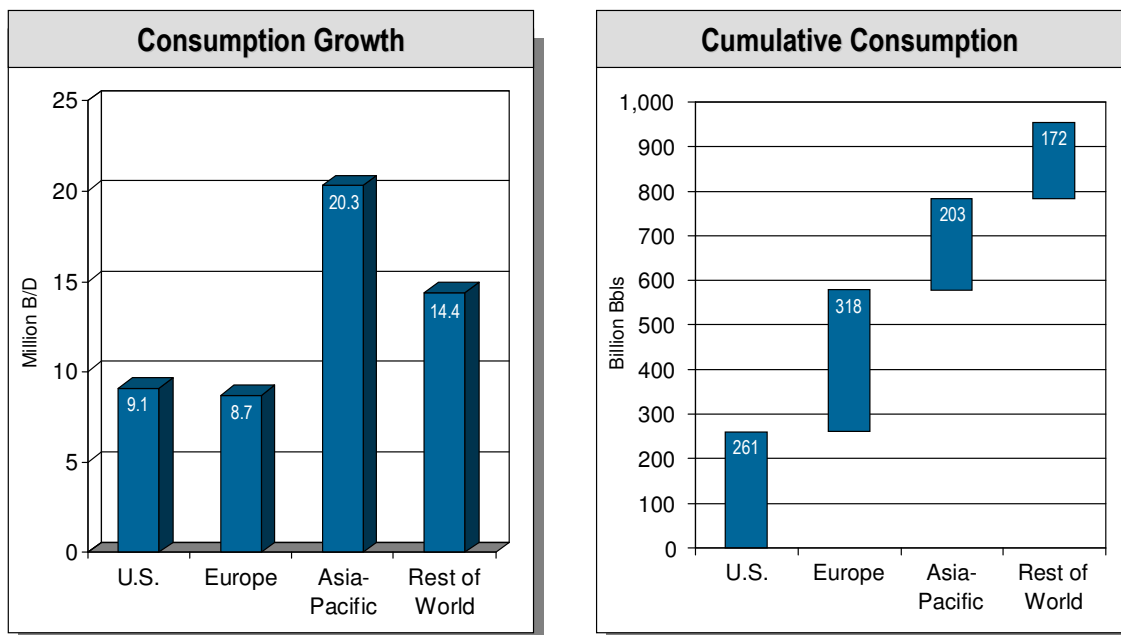
3. A impressionante capacidade dos consumidores de se adaptar a preços maiores, instigada por políticas governamentais freqüentemente indisciplinadas ou míopes e que incentivam o uso ineficiente de combustíveis para transporte.

1. Consumo de Petróleo

Apesar de o presidente Bush ser considerado um “viciado em petróleo”, os Estados Unidos não são, de forma alguma, os únicos a serem repreendidos por sua inexorável e aparentemente inesgotável sede por petróleo. **A Figura 1** mostra que a Ásia, liderada pela China, é o mercado onde o consumo de petróleo mais cresce — seu volume consumido cresceu quase seis vezes desde 1965. Dois terços do aumento na demanda por petróleo desde 1965 veio de fora da Europa e da América do Norte. Entretanto, os EUA ainda têm o maior consumo unitário, com 800 galões de combustível para transporte por pessoa, segundo dados de 2004. O consumo acumulado de derivados de petróleo de 1965 a 2006 foi de 954 bilhões de barris, dos quais 61% foram consumidos na América do Norte e na Europa.

Figure 1

OIL PRODUCTS CONSUMPTION TRENDS (1965-2006)



SOURCE: BP Statistical Review.

Os países em desenvolvimento passam a ter um papel cada vez mais importante, uma vez que o consumo de petróleo costuma ser um dos condutores do progresso econômico. A população mundial cresceu 115% de 1960 a 2006, passando de 3,04

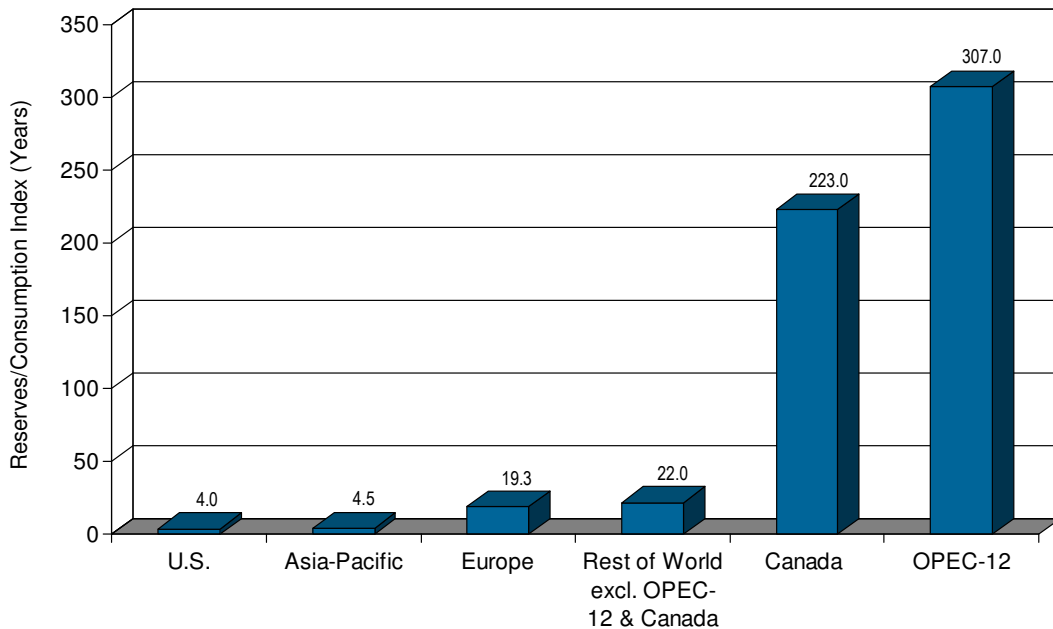
bilhões para 6,53 bilhões. Desse aumento populacional de quase 3,5 bilhões, 91% das pessoas nasceram em países menos desenvolvidos (LDC, na sigla em inglês), que hoje respondem por 81% da população mundial. Qualquer explicação para o futuro da oferta e demanda de petróleo e, portanto, seus preços, não pode deixar de considerar os fundamentos demográficos dos países mais pobres. A velocidade com a qual os LDCs passam da subsistência para a sobrevivência e depois para o sucesso é a resposta para se entender o futuro do petróleo.

2. Reservas e Reservas Adicionadas

Os números de reservas recuperáveis divulgados pelas revistas *Oil and Gas Journal* e *World Oil*, pela BP e outros, são uma compilação de números reais e imaginários. Como disse uma vez Benjamin Disraeli, “Há mentiras, mentiras deslavadas e estatísticas...” Muitos dos principais países produtores de petróleo do Oriente Médio foram acusados de manipular os dados relativos às suas reservas, por inúmeros motivos, como o aumento em sua quota da OPEP ou a segurança nacional. Em 2006, as reservas recuperáveis do Canadá aumentaram pelo menos dez vezes, dependendo da fonte, devido à inclusão de uma maior proporção de reservas de betume nas areias petrolíferas de Alberta. Os preços mais altos do petróleo criaram um incentivo econômico para aumentar a produção das areias petrolíferas, fato que se refletiu no ajuste das reservas. Como resultado desses “ajustes”— reais e imaginários — há hoje uma bifurcação acentuada nos Índices de Segurança de Petróleo (razão entre as reservas/consumo no país) que coloca a OPEP e o Canadá de um lado, e o resto do mundo do outro (**Figura 2**).

Figure 2

**OIL SECURITY INDICES
(2006)**



SOURCE: BP Statistical Review.

Diversos analistas (1.,2.) apontaram a superestimação das reservas como um alerta de que a oferta mundial de petróleo está muito mais precária do que dizem os dados divulgados, e que o temido pico da era do petróleo já chegou ou está próximo. Os analistas do pico do petróleo, que baseiam suas conclusões em dados das reservas no ano de sua descoberta, concluem que as adições líquidas de reserva começaram a minguar em meados da década 60 e que as reservas recuperáveis de petróleo no mundo atingiram seu pico de cerca de 1,2 trilhão de barris no final dos anos 70. Desde então, o consumo tem superado largamente as adições de reservas resultantes de novas descobertas e da recuperação avançada de petróleo (EOR, na sigla em inglês), o que faz com que as atuais reservas líquidas recuperáveis sejam estimadas, de forma realista, em cerca de 1 trilhão de barris ou até menos.

O BP Statistical Review de 2006 cita reservas comprovadas de 1,208 trilhão de barris, excluindo os 164 bilhões de barris das reservas econômicas das areias petrolíferas do Canadá, mais de 20% acima desse número. O volume de reservas líquidas recuperáveis da BP aumentou em 541 bilhões de barris entre 1980 e 2006, dos quais 479 bilhões de barris foram atribuídos aos 12 países da OPEP. Os supostos 479 bilhões de barris de reservas recuperáveis adicionais da OPEP (após a produção cumulativa de 722 bilhões de barris durante esse período) implica em uma adição de reserva bruta anual de quase 45 bilhões de barris por ano na OPEP desde 1980! Esse resultado é totalmente injustificado pelos fundamentos.

Quando se trata de recursos, contudo, há boas notícias. Os preços mais altos do petróleo trouxeram o cinturão do Orinoco, de petróleo extrapesado, e as areias petrolíferas de Alberta para a linha de frente em termos de perspectivas econômicas. O relatório de 2003 da USGS (3.) cita mais de 1 trilhão de barris de reservas tecnicamente recuperáveis de petróleo pesado e betume, dos quais aproximadamente 800 bilhões estão localizados no Canadá e na Venezuela. Apenas uma pequena fração desses recursos é considerada nas reservas comprovadas atuais. Não é exagero concluir que Fort McMurray será, um dia, o maior centro petrolífero do mundo.

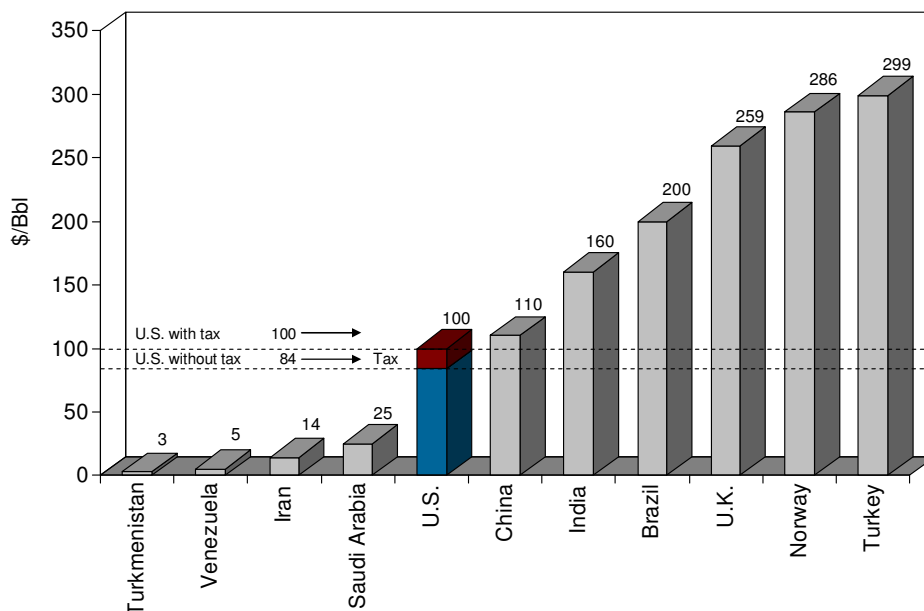
3. Preços do Petróleo e Incentivos para a Eficiência

Se o consumo de petróleo cresceu quatro vezes e o consumo per capita triplicou desde 1960, período em que os preços dos combustíveis para transporte praticados no varejo cresceram em níveis de ordem de grandeza, que limites práticos há para a insaciável demanda dos consumidores por esse tipo de combustível?

Enquanto os mercados atacadistas de petróleo são integrados globalmente, não existe qualquer disciplina de preços no varejo — os preços ao consumidor são mais utilizados como ferramentas de políticas governamentais do que para refletir os fundamentos da oferta/demanda. Isso é mais comum no caso de combustíveis para transporte. A **Figura 3** mostra os preços da gasolina no varejo, em várias partes do mundo, baseados em dados do final de 2006. Percebe-se que há uma diferença de quase 100 vezes entre o menor e o maior preço praticado nas bombas, uma consequência de políticas nacionais altamente divergentes no que diz respeito à taxa ou ao subsídio de combustíveis em seus mercados.

Figure 3

**RETAIL GASOLINE PRICES IN SELECTED COUNTRIES
(November 2006)**



SOURCE: DOE/EIA.

Embora o mercado industrial e o de utilidades tenha se mostrado flexível na adaptação às variações nos custos e disponibilidade de combustíveis, as pessoas que dependem de meios de locomoção têm poucas alternativas e diferentes critérios para a conservação ativa de combustível. A elasticidade nos preços dos combustíveis de transporte é muito pequena, a curto prazo, e os impactos de medidas de longo prazo para aumentar a eficiência, como a redução do deslocamento dos motores de combustão interna, motores a diesel mais eficientes e híbridos ainda não foram sentidos. Embora seja indubitável que, com o tempo, o mundo desenvolvido — onde a capacidade para conservação é maior — irá abraçar essas novas tecnologias, o mundo em desenvolvimento, que será o motor de crescimento deste século, tem menor número de opções.

II. Consultando a Bola de Cristal

Ao nos aproximarmos do fim do primeiro quarto deste século, vemos três grandes influenciadores do preço do petróleo:

1. Crescimento populacional no Terceiro Mundo,
2. Economia mundial totalmente dependente de combustíveis líquidos para transporte e,
3. Os custos de desenvolvimento de recursos marginais.

1. Crescimento Populacional

As mais recentes projeções do Bureau do Censo dos Estados Unidos estimam que a população mundial crescerá de 6,526 bilhões em 2006 para 8,29 bilhões em 2030. Desse 1,76 bilhão a mais de pessoas, 98% estarão em LDCs, enquanto que em diversas regiões da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OECD, na sigla em inglês) haverá declínio populacional. Até 2030, quase 7 em cada 8 pessoas residirão em países em desenvolvimento. A atual mudança no perfil demográfico, promovida por LDCs, só pode resultar em maior migração, maior distorção na distribuição de riqueza e crescente inquietação. Sem medidas sociais ativas para gerir o aumento populacional em países em desenvolvimento, isso só pode levar a doenças e soluções militares. Nesse mundo futuro, onde o número de desprovidos, com o tempo, supera o de providos, as projeções de consumo de petróleo são obscurecidas por incertezas ainda maiores e parecem triviais em comparação às conseqüências ainda mais abrangentes de se privar tantas pessoas do sucesso econômico.

2. Demanda por Combustíveis para Transporte

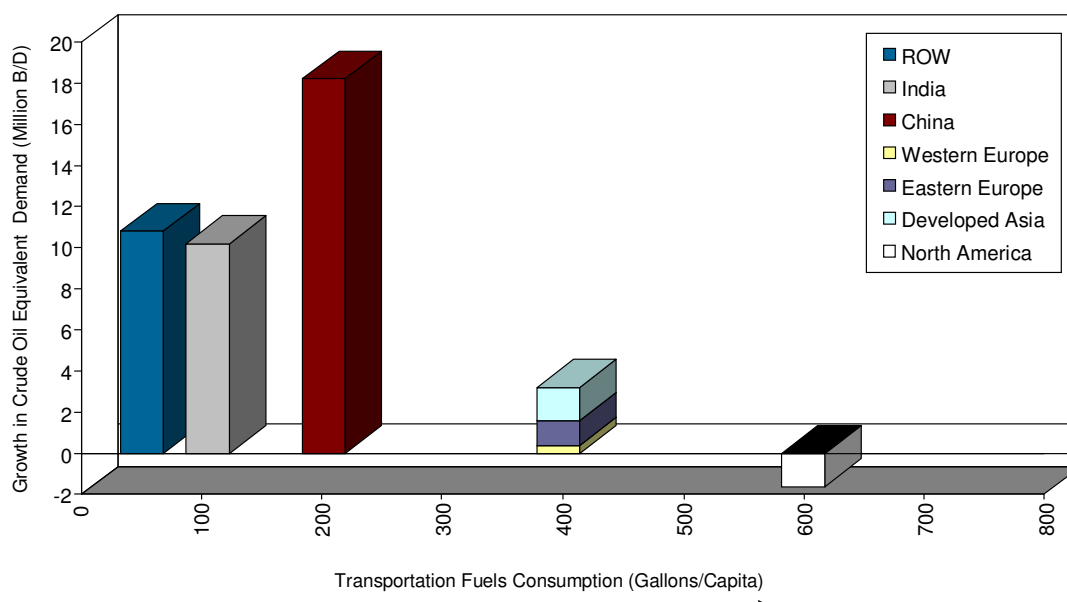
Sem contar os conflitos regionais e globais por recursos, um cenário que se torna cada vez menos improvável, o maior propulsor da demanda por petróleo no século 21 é o consumo de combustíveis para transporte. Os preços do petróleo aumentaram tanto em termos reais quanto em comparação a outros combustíveis importantes. Por esse motivo, o petróleo tem sido cada vez mais substituído nas aplicações em que sua principal função é fornecer calor. Assim, o consumo de petróleo na indústria e para geração de energia está restrito a aplicações premium. No futuro, o consumo de petróleo será direcionado principalmente à fabricação de combustíveis líquidos para transporte, onde a infra-estrutura integrada de distribuição e varejo é tão vasta e demandaria investimentos tão altos para receber combustíveis gasosos como gás natural ou até mesmo hidrogênio que é preferível convertê-los em líquidos fungíveis. Além do uso na fabricação de combustíveis líquidos para transporte, o petróleo continuará a compor produtos de especialidades (como lubrificantes, ceras e asfalto), insumos petroquímicos (especialmente nafta leve) e LPG, o gás liquefeito de petróleo, (embora boa parte dessa demanda venha a ser suprida com gás natural processado). A demanda econômica por combustível residual e outros produtos pesados, como o coque, cairá se houver oferta de petróleo bruto mais pesado e com a crescente necessidade por conversão de fundos, como discutiremos no parágrafo a seguir.

Ainda que os consumidores norte-americanos consigam reduzir seu consumo per capita de combustíveis para transporte em 25%, chegando a 600 galões por pessoa até 2030, essa significativa mudança em seus hábitos de transporte será anulada pelo crescimento no consumo de gasolina, diesel e combustível para aviões na China, Índia e outros LDCs. Enquanto a liberdade de ir e vir for entendida como uma necessidade pessoal fundamental, sucedendo a necessidade de alimento e moradia, as economias emergentes elevarão seu consumo de combustíveis líquidos

para transporte. Suponhamos que a China chegue à metade do consumo de combustíveis para transporte per capita da Europa ocidental até 2030, que a Índia chegue a um quarto e que o restante do mundo não OECD cresça de 53 galões per capita em 2004 para 75 galões em 2030, a demanda mundial por combustíveis para transporte teria crescido de 48,2 milhões B/D em 2004 para 84,6 milhões B/D em 2030. Acrescentando um consumo adicional de 15% (estimativa conservadora) para refletir outros derivados do petróleo, sem o ganho de processamento, obtemos uma demanda mínima por petróleo bruto equivalente a 97 milhões B/D em 2030 (**Figura 4**).

Figure 4

**PROJECTED GROWTH IN WORLD CRUDE OIL DEMAND
(2004-2030)**



Outras previsões não são diferentes. A mais recente projeção feita pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE, na sigla em inglês) para a demanda por petróleo no mundo é de 103 milhões de B/D para 2030, em um cenário de Preço Alto de Petróleo (High Oil Price), onde o valor do petróleo bruto chegará a US\$100 /Bbl até 2030 (em dólares de 2005) e 118 milhões de B/D no Caso de Referência de US\$59/Bbl (valor real do dólar). Mesmo em um cenário de contínuos aumentos reais no preço do petróleo bruto, será difícil conter o crescimento do consumo. Quando o esgotamento do recurso é adicionado à equação, a perspectiva de aumento de preço se torna menos assustadora para os consumidores.

3. Custos de Desenvolvimento Marginal

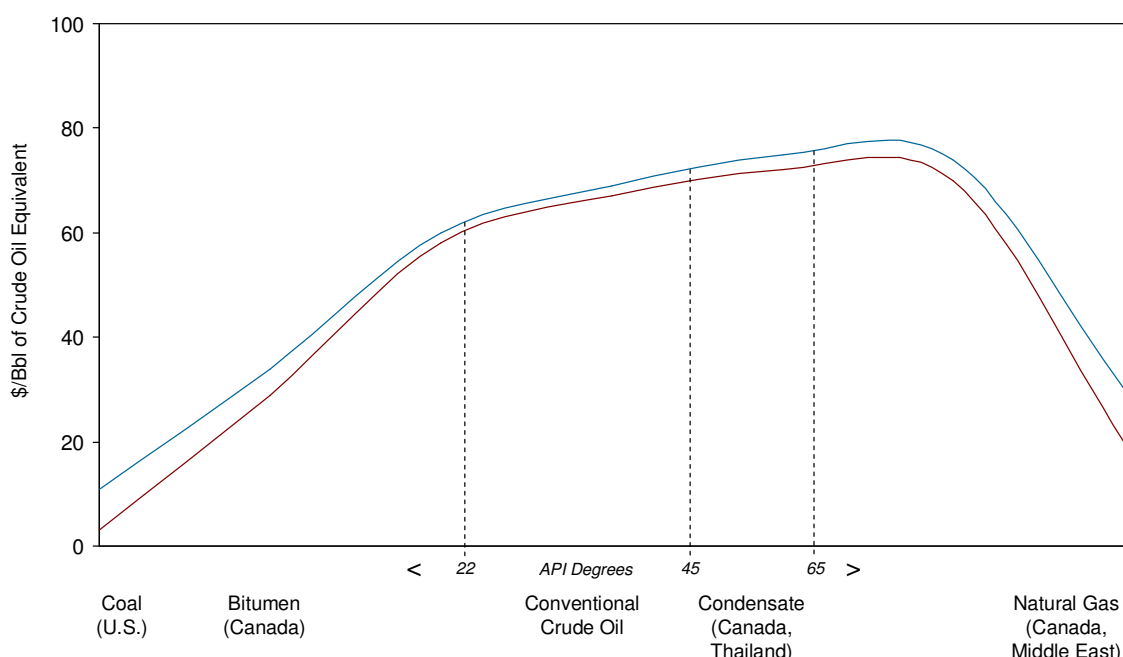
No mundo ideal dos economistas, novas descobertas de petróleo seriam desenvolvidas e produzidas exatamente na mesma ordem que seus custos

marginais de produção. Mas enquanto houver mais oferta latente do que demanda, a decisão de se iniciar novos desenvolvimentos fica, em geral, nas mãos de governos que, graças ao seu superávit de receita, têm a opção de escolher quando converter suas reservas petrolíferas em dinheiro. Como resultado, a Arábia Saudita, país com menor custo de produção, atua claramente como um fornecedor marginal. A disposição dos sauditas de gerenciar a oferta de petróleo resultou em aumentos nos preços do petróleo. Esses aumentos seriam inimagináveis se eles tivessem inundado o mercado de petróleo através do esvaziamento de suas reservas no MER. Conseqüentemente, desenvolveram-se reservas de alto custo fora do Oriente Médio — independentemente de haver no Oriente Médio estruturas de baixo custo subdesenvolvidas ou com produção abaixo de sua capacidade. Essa tendência deve continuar ainda que a capacidade dos produtores do Oriente Médio de gerenciar as flutuações de oferta/demanda mundial diminua com o tempo.

Assim sendo, que grandes fontes de fornecimento marginal poderiam alimentar o constante aumento da demanda, tendo em vista a disciplina de desenvolvimento da Arábia Saudita? A resposta está no Continuum de Valor (**Figura 5**).

Figure 5

**THE VALUE CONTINUUM – INCENTIVES FOR UPGRADING
(August 2007)**



SOURCES: DOE/EIA, Alberta Government and Kline estimates.

Nas extremidades do espectro do fornecimento de recursos há matérias-primas que, em seu estado natural, não estão na forma líquida. Em um extremo estão o cartão vegetal e o betume (semelhante ao carvão líquido), que são essencialmente sólidos e têm alto conteúdo de enxofre e carbono. No outro extremo está o gás natural, cujas opções

tradicionais de desenvolvimento na forma líquida estão limitadas ao GTL e aos produtos químicos de consumo. Atualmente, a conversão de carvão e gás natural em combustíveis líquidos requer conversão em gás de síntese e condensação por Fischer-Tropsch, que é ineficiente em termos termodinâmicos e exige uso intensivo de capital. A transformação do betume pode ser realizada por meios mais convencionais, como a coqueificação. No caso da conversão de coque e de betume, os impactos da remoção do enxofre e do carbono são relativamente onerosos quando se analisa todo o ciclo econômico, pois o aumento massivo na produção de enxofre e CO₂ exigirá a segregação e o armazenamento de subprodutos de valor futuro negativo. A disposição do coque em grande escala não é menos problemática, o que pode resultar em complexos de fabricação de produtos derivados de betume mais integrados em Alberta, a fim de minimizar a pegada ecológica.

Essas opções combinadas de tecnologia de GTL, baseada em conversão de gás de síntese e CTL e coqueificação, provavelmente influenciarão fortemente a economia marginal de fornecimento de petróleo, a longo prazo. Aumentos significativos e recentes nos custos de capital dessas tecnologias, resultantes das pressões por capacidade, impostas à indústria global de EPC, fizeram com que alguns projetos marginais de processamento fossem postergados, como o projeto de mais de US\$18 bilhões da ExxonMobil GTL no Qatar, no qual só o custo de capital unitário requer que o petróleo seja vendido a US\$50/Bbl. O custo de capital para esses 154.000 B/D estava cotado a US\$7 bilhões, em 2004. Estão planejados outros investimentos massivos nas margens do Continuum de Valor, visto que os produtores de betume de Alberta requerem US\$40-50/Bbl para justificar o investimento na transformação do betume em óleos sintéticos leves ou produtos refinados.

Na ausência de grandes investimentos em tecnologia para inserir e firmar os sólidos e os gases no domínio dos combustíveis líquidos e tendo em vista o contínuo crescimento na demanda mundial e a queda no superávit das reservas petrolíferas do Oriente Médio, não há como conter futuros aumentos no preço do petróleo. A verdade é que o petróleo vendido a US\$100/Bbl veio para ficar e não é inconcebível que esse valor venha a ser multiplicado por dois ou mais até 2030. Ainda estamos longe do patamar em que o preço do petróleo fará com que o transporte seja visto como um luxo e, antes que isso aconteça, haverá guerras para controlar o acesso ao petróleo.

Sobre o Autor:

O Sr. Moncrieff é vice-presidente de Óleo e Gás da Kline & Company, empresa de consultoria e pesquisa de atuação mundial, especializada em fornecer soluções estratégicas para o segmento de petróleo, gás e químico. Juntou-se à Kline recentemente, após longa carreira na Arthur D. Little Inc., onde foi vice-presidente corporativo e diretor da Energy Practice. Trabalhou diversos anos na British Petroleum, no planejamento de oferta a montante e a jusante.

Sobre o The Kline Group. O grupo Kline é uma organização de consultoria internacional com 45 anos de atuação, sediada nos E.U.A. e com escritórios em todos os continentes. Atua na América Latina há cerca de 5 anos através de sua filiada Factor de Solução Consultoria, assistindo empresas Brasileiras e Sul Americanas na resolução de problemas práticos em estratégias de mercado e de posicionamento competitivo, programas de diversificação e de internacionalização, com foco nos segmentos químicos, ciências da vida, energia e cosméticos.

Fontes:

1. *World Oil and Gas: Reserves, Production, Consumption* (Março, 2007)
Michael Hodges e Jean Laherrère
2. *Supply/Production* (17 de Novembro, 2006)
Euan Mearns, de Kenneth Chew, IHS
3. *Heavy Oil and Natural Bitumen – Strategic Petroleum Resources* (Agosto, 2003)
Richard F. Meyer e Emil D. Attanasi, U.S. Geological Survey