

# O Debate Recente sobre o Pico da Produção Mundial de Petróleo

SÉRGIO EDUARDO SILVEIRA DA ROSA\*

**RESUMO** O artigo tem por objetivo apresentar o estudo atual das discussões recentes a respeito do eventual pico na produção mundial de petróleo. Após uma rápida definição do conceito de Pico de Hubbert, são examinadas diversas posições sobre o tema, cobrindo ampla gama de projeções. As projeções mais radicais, segundo as quais o pico é iminente, merecem maior destaque, por serem menos conhecidas da opinião pública. A hipótese de que a produção mundial entre em declínio nos próximos anos aumentaria, de forma dramática, a importância dos demais combustíveis líquidos. O artigo analisa, sucintamente, as perspectivas dessas fontes de energia para substituir o petróleo. Finalmente, discute-se a situação do Brasil, a qual, embora favorável, poderá deteriorar-se a médio prazo.

**ABSTRACT** *The article aims at presenting the current study of recent discussions with respect to an eventual peak of the worldwide petroleum production. After a brief definition of Hubbert's Peak concept, different positions on the matter are examined, covering a wide range of projections. Those projections which are more radical, and according to which the peak is imminent, deserve more emphasis, for being less known to the public opinion. The hypothesis that world production should start to decline in the next few years, would drastically increase the importance of other liquid fuels. The article also briefly analyzes the perspectives for such energy sources coming to replace the petroleum. Finally, the situation in Brazil is discussed which, although favorable, may deteriorate in the medium-term.*

\* Engenheiro do BNDES e mestre em Engenharia de Produção pela Coppe/UFRJ.

O autor agradece a colaboração de Luiz Sérgio de Figueiredo Macedo, Janusz Zaporski e Francisco de Assis Pereira França.

## 1. Introdução

**E**m artigo publicado no número 22 da *Revista do BNDES*, de dezembro de 2004, o autor do presente trabalho e Gabriel Lourenço Gomes procuraram divulgar no Brasil o conceito do Pico de Hubbert, relativo à produção máxima de petróleo.

A motivação básica dos autores para tal publicação devia-se, essencialmente, à percepção da importância fundamental do assunto para a economia mundial, assim como à reduzida difusão do conceito no país.

Nos quase três anos decorridos desde a publicação mencionada, registrou-se grande aumento no interesse pelo conceito do Pico de Hubbert. Paralelamente, tem-se verificado intensa discussão – como pode ser comprovado pelo exame dos múltiplos *sites* especializados existentes na Internet – a respeito da eventual data de ocorrência do Pico.

A grande maioria dos meios de comunicação, no entanto, inclusive os de maior prestígio,<sup>1</sup> persiste em ignorar o Pico de Hubbert. Assim, por exemplo, as grandes elevações nos preços do petróleo registradas a partir de 2004 são atribuídas a causas pontuais, como conflitos político-militares, greves, furacões e até mesmo, surpreendentemente, incêndios em refinarias.

A questão aqui proposta não consiste, evidentemente, em negar a influência de causas circunstanciais para a elevação muito acentuada dos preços do petróleo e de outros combustíveis fósseis e sim em considerar a hipótese de que tal influência se deva principalmente a problemas de ordem estrutural. A intenção do presente artigo é discutir essas questões à luz do conceito do Pico de Hubbert, atualizando e, na medida do possível, aprofundando o conteúdo do artigo anterior.

Após a introdução, será feita uma breve caracterização do Pico, bem como uma descrição das possíveis conseqüências de sua ocorrência para a produção mundial de petróleo e de outros combustíveis fósseis. Em seguida, na parte principal do artigo, será apresentada uma visão geral – a mais atualizada possível – dos debates a respeito do futuro da produção mundial de petróleo, com destaque para a data em que deverá verificar-se

---

1 *Por exemplo*, *The Economist* (2005).

a produção máxima. A seção seguinte examina as perspectivas de alguns dos substitutos para o petróleo. Na penúltima seção serão feitas breves considerações sobre a situação do Brasil. Por fim, são apresentadas as conclusões mais relevantes.

## 2. O Pico de Hubbert

Na literatura referente à produção de petróleo, assim como na cobertura jornalística sobre o assunto, é muito freqüente a utilização da relação reservas/produção quando se discute o futuro do petróleo. As estimativas mais comuns são de que as reservas comprovadas atingem cerca de um trilhão de barris, o que, considerando-se a produção atual de cerca de 25 bilhões de barris/ano, garantiria o atendimento da demanda por 40 anos. A ampla divulgação dessa relação e sua utilização sem ressalvas, além de contribuir de forma decisiva, sem dúvida, para a falta de preocupação da opinião pública com o suprimento de petróleo a médio e longo prazos, pressupõem que a evolução da produção segue um dos perfis abaixo:

- aumento até um certo patamar, que se mantém por vários anos, seguido de rápido declínio; e
- aumento constante até um pico, seguido de declínio muito rápido.

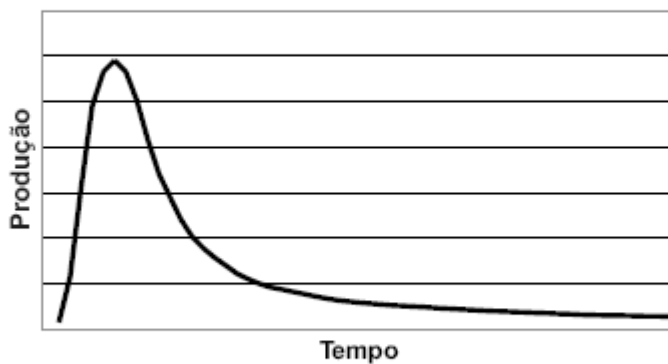
A curva de produção usualmente verificada na exploração das jazidas de petróleo, no entanto, não segue qualquer dos padrões mencionados. De fato, por motivos relacionados à própria natureza dos reservatórios de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos,<sup>2</sup> o perfil de extração dos poços de petróleo é geralmente semelhante à curva do Gráfico 1.

O que se aplica a um poço individual é válido, em linhas gerais, para uma jazida ou uma província petrolífera. A única – e crucial – diferença é que, em face da otimização da produção de diversos poços, a produção de uma província petrolífera segue, aproximadamente, uma curva normal [Campbell e Laherrère (1998)], conforme o Gráfico 2. Caso o poder de mercado da empresa proprietária da jazida seja suficientemente grande para controlar a taxa de extração, é possível que se verifique um patamar, e não um pico, embora sem modificações nos períodos de crescimento e declínio [Campbell (1997)].

---

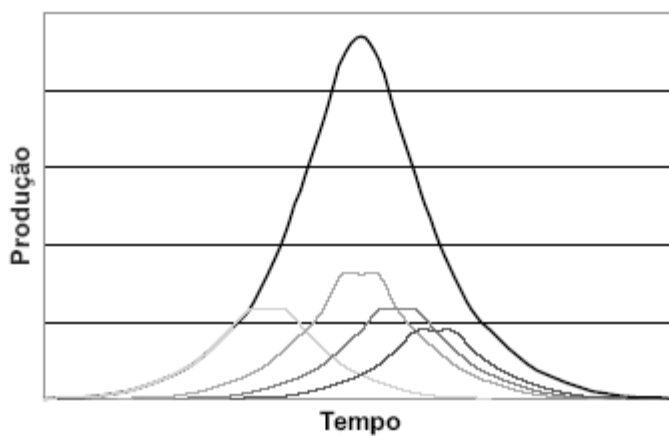
2 *Ao se perfurar um poço, a pressão do reservatório faz com que os hidrocarbonetos subam à superfície. Após a expansão até um pico, a extração cai, por causa da queda progressiva da pressão [Campbell, (1997)].*

GRÁFICO 1

**Curva Natural de Extração**

Fonte: *Campbell (1997)*.

GRÁFICO 2

**Extração em uma Província Petrolífera**

Fonte: *Campbell e Laherrère (1998)*.

Com base nos perfis de extração expostos acima, o renomado geólogo M. King Hubbert previu, em 1956, que a produção de petróleo dos Estados Unidos (EUA) chegaria ao pico em torno de 1970, seguindo-se um longo período de declínio [Deffeyes (2001)]. A previsão revelou-se correta (o pico foi atingido em 1969) e pode ser considerada como a origem remota dos estudos a respeito da exaustão do petróleo comentados no presente trabalho. O ponto em que a produção atinge o máximo foi denominado Pico de Hubbert, em sua homenagem.

A metodologia utilizada por Hubbert é relativamente simples e pode ser entendida por não-especialistas sem grandes dificuldades, desde que fixados os conceitos básicos. A premissa inicial é que as jazidas de petróleo são descobertas, em geral, de acordo com a seqüência descrita a seguir [Goodstein (2004)]:

- em primeiro lugar, descobrem-se as jazidas mais acessíveis (por exemplo, situadas a pouca profundidade);
- à medida que evoluem as tecnologias de prospecção e o conhecimento geológico da província em questão, descobrem-se as jazidas de maior dimensão; e
- as últimas jazidas a serem descobertas serão as de acesso mais difícil e de dimensões relativamente reduzidas.

Essa seqüência corresponde, aproximadamente, a uma curva normal, cujo ponto médio seria ocupado pela jazida de maior porte da região. Tal perfil de descobertas não é apenas hipotético e assemelha-se ao verificado em diversas regiões. Já a curva de produção também é aproximadamente normal, como visto, desde que os produtores não interrompam “artificialmente” o aumento da extração (hipótese pouco realista numa conjuntura de crescimento do consumo).

A evolução da produção numa província determinada, portanto, pode ser estimada com razoável precisão até o esgotamento, desde que sejam conhecidas a seqüência temporal da produção e o total das reservas. Esse total, por sua vez, pode ser estimado com base na seqüência das descobertas. Como as duas seqüências seguem, em linhas gerais, o mesmo padrão (curva normal), é possível confirmar a curva de produção defasando tipicamente de algumas décadas a curva das descobertas.

### 3. O Debate a Respeito do Pico

O método desenvolvido por Hubbert para prever o futuro da extração de petróleo nos Estados Unidos pode ser aplicado ao mundo como um todo, o que foi feito, em 1982, pelo próprio Hubbert [Deffeyes (2001)]. Para tanto, basta estimar a totalidade do petróleo existente (em condições de ser extraído de forma econômica) e a taxa de crescimento da produção. No momento em que a produção acumulada atingir a metade – ou, no mínimo, a vizinhança da metade – do total existente, a produção estará no máximo e tenderá a declinar a partir desse ponto.

A grande dificuldade para efetuar esse cálculo consiste, como seria de esperar, em conhecer a totalidade do petróleo existente. De fato, as informações sobre reservas são pouco confiáveis e, freqüentemente, consideradas segredo de Estado. A proporção do petróleo recuperável economicamente, por outro lado, depende fortemente da evolução da tecnologia da extração. Finalmente, o próprio crescimento da demanda só pode ser projetado com alguma incerteza, já que envolve, por exemplo, o cálculo da elasticidade de substituição por outras fontes de energia.

Levando em conta as dificuldades mencionadas, os especialistas que aceitaram as idéias de Hubbert dispuseram-se a dimensionar, com o máximo de consistência possível, o montante do petróleo economicamente recuperável e, por conseguinte, a data de ocorrência do pico [Campbell (1997), Laherrère (2000) e Deffeyes (2001)]. O resultado desses esforços será apresentado a seguir.

Para estimar o total do petróleo recuperável, é preciso quantificar:

- a produção acumulada;
- as reservas conhecidas;
- as reservas a serem descobertas; e
- a evolução futura da taxa de extração.

O dimensionamento dos parâmetros mencionados – excetuando-se, como é natural, a produção acumulada – oferece inúmeras dificuldades de ordem prática. As reservas conhecidas, por exemplo, constituem o ativo fundamental das empresas petrolíferas, o que torna qualquer informação deta-

lhada a respeito absolutamente estratégica, não só para as empresas, como para os países que dependem da extração do petróleo. Deve-se considerar, aliás, que a grande maioria das reservas pertence a empresas estatais, frequentemente de capital fechado, os quais estão muito longe dos padrões de transparência dos países mais avançados.

Para os fins deste artigo, serão consideradas duas estimativas para as reservas globais de petróleo:

- a da Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO), que reúne os seguidores de Hubbert, cujo valor é da ordem de 780 bilhões de barris; e
- a da British Petroleum (BP), amplamente utilizada pela imprensa e pelos analistas do setor em geral, que atinge o valor de 1.180 bilhões de barris.

A diferença – muito significativa – entre as duas estimativas deve-se a duas razões principais. Em primeiro lugar, a BP inclui as areias betuminosas do Canadá (ver item Gás Natural), que são classificadas pela ASPO, acertadamente, como petróleo não-convencional. Além disso, a BP aceita os valores oficiais dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que são considerados suspeitos por diversos analistas.<sup>3</sup> Esse último fator é particularmente relevante para o debate sobre a data do pico, em especial no que se refere às reservas da Arábia Saudita.

O dimensionamento das reservas ainda não descobertas e da evolução da taxa de extração estão, como era de se esperar, na origem das principais divergências a respeito da futura produção de petróleo e serão discutidas a seguir.

Inicialmente, é importante ressaltar que grande parte do petróleo contido nas jazidas (conhecido como *oil in place*) não é recuperável, mesmo com a utilização das tecnologias mais avançadas. Essas tecnologias são classificadas, de acordo a proporção de petróleo extraído em relação ao *oil in place*, como recuperação primária, secundária ou terciária.

A recuperação primária usa a pressão natural da jazida e permite, em linhas gerais, que sejam extraídos cerca de 30% a 35% do petróleo contido. À

---

3 Há fortes evidências de que os aumentos declarados por membros da Opep na década de 1980 não correspondem à realidade e refletem a disputa por quotas no âmbito daquela organização.

medida que o petróleo vai sendo retirado, a pressão diminui e, portanto, a taxa de extração se reduz.

Para manter – ou, até mesmo, aumentar – a taxa de extração, recorre-se à recuperação secundária, que consiste em aumentar artificialmente a pressão do reservatório por meio da injeção de um fluido, como água ou gás natural. Essa técnica permite acrescentar de 5 a 15 pontos percentuais à taxa de extração (sempre medida em relação ao *oil in place*).

Finalmente, a recuperação terciária, usada quando a recuperação primária e a secundária já esgotaram suas possibilidades, baseia-se na alteração de determinadas características do petróleo, como a viscosidade. Isso é conseguido através de CO<sub>2</sub>, de nitrogênio ou de hidrocarbonetos leves, com o objetivo de reduzir a viscosidade do petróleo [Hirsch(2005)].

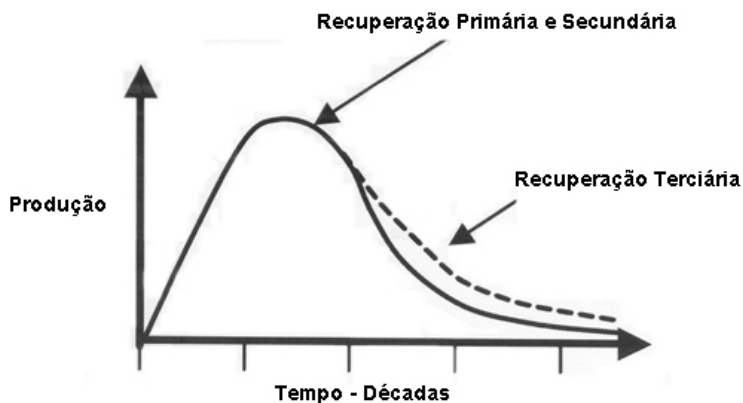
Cabe salientar que atualmente, ao contrário do que sucedia há algumas décadas, a recuperação secundária é frequentemente utilizada quase que simultaneamente à primária, em particular nas jazidas submarinas. Isso decorre da necessidade de maximizar, por intermédio do aumento da taxa de extração, o retorno dos elevados investimentos necessários para a exploração desse tipo de jazida. Já a recuperação terciária, em contraste, ainda tem aplicação muito restrita.

A evolução da taxa de extração – especialmente a parcela devida à maior utilização da recuperação terciária – constitui, provavelmente, a variável de quantificação mais difícil para estimar o comportamento futuro das reservas e da produção. A razão para isso reside no fato de as taxas de extração variáveis estarem vinculadas às características específicas de cada campo de petróleo, as quais, por sua vez, são muito diferentes entre si. A situação é ainda agravada pela dificuldade de acesso a informações dessa natureza por analistas independentes.

Apesar da incerteza associada ao uso da taxa de extração, é essencial fazer algumas considerações de caráter geral sobre seu papel na definição de quando ocorrerá o Pico de Hubbert. A mais importante refere-se ao fato de que a recuperação terciária só é empregada, normalmente, em campos que já ultrapassaram o pico de produção. Em termos mundiais, dessa forma, é razoável supor que o uso generalizado da recuperação terciária não terá grande influência sobre a data de ocorrência do pico, embora possa vir a ser decisivo para retardar o declínio posterior da produção. O Gráfico 3 apresenta a situação nos Estados Unidos, de modo a ilustrar o possível quadro global.



GRÁFICO 3

**Efeito da Recuperação Terciária sobre a Extração (EUA)**

Fonte: Hirsch (2005).

O volume de petróleo que ainda está para ser descoberto constitui o foco principal das divergências entre os analistas do setor a propósito da data em que a produção de petróleo chegará ao pico. Apesar de as estimativas disponíveis serem bastante numerosas, é possível dizer que a maioria segue um entre dois métodos básicos.

O primeiro foi adotado pelo United States Geological Survey (USGS) em relatório publicado em 2000, que é certamente o trabalho mais influente em toda a literatura sobre o tema. Pela metodologia utilizada, o mundo é dividido em províncias petrolíferas, sendo estimadas, para cada uma delas, o volume de petróleo recuperável, com probabilidades de 95%, 50% e 5%. Com base nesses valores, por meio de simulações estatísticas, calcula-se o valor “médio”. Esse valor é então multiplicado por um fator intitulado “crescimento das reservas”, baseado na experiência norte-americana, que é então explorado para o resto do mundo ao longo do período considerado (1995-2025).

Verifica-se que o método não leva em conta a experiência histórica das diversas províncias, confiando, ao contrário, na capacitação profissional da equipe envolvida. Tal procedimento, à primeira vista, subestima o grau de imprevisibilidade inerente à prospecção de recursos minerais. Outra crítica

prende-se ao conceito de “crescimento das reservas”, já que as condições em que ocorreu tal “crescimento” nos Estados Unidos são muito diferentes das atuais, o que torna imprópria a extrapolação [Zittel *et alli* 2004]. A Tabela 1 mostra os resultados das projeções do USGS.

TABELA 1  
**Cenários do USGS**  
(Em Bilhões de Barris)

DESCOBERTAS	PROBABILIDADE		
	5%	50%	95%
Petróleo (Fora dos EUA)	1.107	649	334
LNG (Fora dos EUA)	378	207	95
Petróleo + LNG (EUA)	104	83	66
<b>Subtotal</b>	<b>1.589</b>	<b>939</b>	<b>495</b>
Crescimento das Reservas			
Petróleo (Fora dos EUA)	1.031	612	192
LNG (Fora dos EUA)	71	42	13
Petróleo + LNG	76	76	76
<b>Subtotal</b>	<b>1.178</b>	<b>730</b>	<b>281</b>
<b>Total</b>	<b>2.767</b>	<b>1.669</b>	<b>776</b>

Fonte: Zittel *et alli* (2004).

O estudo do USGS tem importância crucial para a percepção das perspectivas quanto às reservas e à produção de petróleo, apesar do acerto relativamente pequeno, até o momento, de suas projeções (ver adiante). Isso reflete, sem dúvida, a confiança dos meios de comunicação e da opinião pública em geral na capacidade técnica dos órgãos governamentais norte-americanos.

O outro método, baseado nos trabalhos de King Hubbert, já foi exposto anteriormente, de forma sumária. Aplicando o método ao histórico global de produção, obtém-se a Tabela 2.

TABELA 2  
**Produção Estimada de Petróleo**  
(Em Bilhões de Barris)

	CONVENCIONAL	TOTAL
Passado (até 2005)	967	1.043
Futuro	933	1.457
Jazidas Conhecidas	788	
Jazidas a Descobrir	145	
<b>Total</b>	<b>1.900</b>	<b>2.500</b>

Fonte: ASPO (setembro de 2006).

O total de reservas a descobrir, de acordo com a ASPO, seria da ordem de 150 bilhões de barris. É importante observar que esse total se refere apenas ao petróleo convencional conforme definido pela ASPO, o que exclui o petróleo de águas profundas e o das regiões polares.<sup>4</sup>

A crescente percepção, mencionada no início deste artigo, de que existem problemas estruturais envolvendo a oferta de petróleo, conjugada com a difusão do conceito do Pico de Hubbert, estimulou o surgimento de numerosas projeções sobre a data do pico. Uma relação abrangente dessas previsões compõe a Tabela 3, elaborada pelo especialista em questões energéticas e consultor do governo norte-americano Robert Hirsch.

A Tabela 3 permite identificar quatro períodos de maior incidência das previsões: a atualidade, 2010- 2012, 2015-2020 e após 2030.

O horizonte de 2010-2012 concentra as projeções de maior parte dos membros da ASPO, tais como Campbell, Laherrère e Koppelaar. A determinação desse período baseia-se na metodologia já apresentada e encontra-se resumida na Tabela 2. O ano de 2010, como todos os que constam de projeções dessa natureza, deve ser entendido como data aproximada, ou seja, o evento em questão poderá ocorrer um ou dois anos antes da data prevista. Tal imprecisão decorre, além da incerteza inerente a qualquer projeção, da falta de confiabilidade das informações disponíveis sobre as reservas e até mesmo sobre a produção de petróleo.

O entorno de 2010 é igualmente adotado por Chris Skrebowski, editor da publicação especializada *Petroleum Review*. Esse analista segue uma metodologia diferente, que consiste em considerar a produção de todos os projetos de desenvolvimento de campos de petróleo com capacidade superior a 40 mil barris/dia. O acréscimo de produção, a cada ano, é somado à capacidade do ano anterior, sendo então subtraída a exaustão das jazidas naquele ano.

Um pequeno – porém crescente – grupo de analistas, dos quais a maior parte segue o modelo de Hubbert, sustenta que o pico da produção de petróleo ocorrerá ao longo de 2007 ou até mesmo que já ocorreu. Verifica-se aqui um aparente paradoxo: como seria possível a ocorrência de um acontecimento tão crítico como o pico da produção mundial de petróleo, sem haver o correspondente registro pelos meios de comunicação. Uma

---

4 Essa definição é muito restritiva, considerando-se que o petróleo das regiões polares e de águas profundas não se diferencia, no essencial, do petróleo das jazidas mais acessíveis.

TABELA 3

**Previsões Recentes para o Pico do Petróleo**

Pickens, T. Boone (investidor em petróleo e gás)	2005
Deffeyes, K. (geólogo aposentado e professor da Princeton)	Dezembro de 2005
Herrera, R. (geólogo aposentado da BP)	Agora ou já passado
Bakhtiari, S. (antigo planejador iraniano)	Agora
Simmons, M. R. (banqueiro de investimento)	Agora
Westervelt, E. J. <i>et alii</i> (corpo de engenheiros do Exército Americano)	Muito perto
Groppe, H. (especialista em gás e petróleo)	Muito perto
Goodstein (vice-diretor do Instituto de Tecnologia da Califórnia)	Antes de 2010
Bentley, R. (analista universitário de energia)	Cerca de 2010
Campbell (geólogo aposentado)	2010
Skrebowski (editor da <i>Petroleum Review</i> )	2010 ± 1 ano
World Energy Council (ONG)	Após 2010
Meling, L. M. (geólogo da Statoil)	Cerca de 2011
Pang, Xi <i>et alii</i> (Universidade de Petróleo da China)	Cerca de 2012
Koppelaar, R. H. E. M. (analista de petróleo holandês)	Cerca de 2012
Laherrère, J. (geólogo aposentado)	2010-2020
Volvo Caminhões	Dentro de uma década
De Margerie (executivo de empresa de petróleo)	Dentro de uma década
Al-Husseini (antigo vice-presidente da Saudi Aranco)	2015
Merrill Lynch	Cerca de 2015
West, JR, Pfc Energy (consultoria)	Cerca de 2020 ou antes
Maxwell, C. T., Wooden & Company (corretora)	2015-2020
Amarach Consulting (Irlanda)	Dentro de 15 anos
Total (empresa petrolífera francesa)	Cerca de 2020
Shell	2025 ou depois
UBS (corretora)	segunda metade da década de 2020
EIA	Após 2030
CERA (consultoria)	Após 2030
Exxon Mobil	Nenhum pico à vista
Browne (principal executivo da BP)	Impossível de se prever
Opep	Nega o conceito do pico

Fonte: Hirsch (2007).

resposta plausível a essa objeção seria que o momento exato do pico não pode ser definido com precisão, em virtude não só da já mencionada falta de confiabilidade das informações, como de fatores como a variação de estoques. A principal divergência entre esse grupo e o anterior diz respeito à situação das reservas dos países da Opep, em particular as da Arábia Saudita. Essa posição, apesar de ser muito controversa, será apresentada a

seguir de modo mais detalhado, em virtude de suas possíveis implicações para a economia mundial.

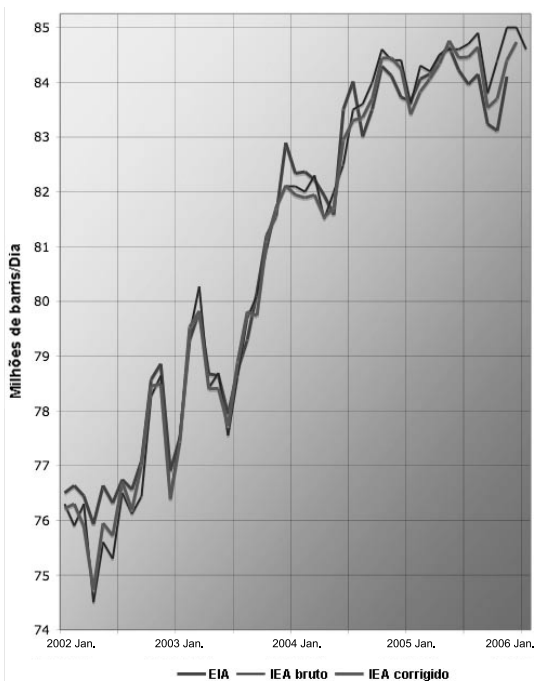
O principal fundamento para essa opinião reside no fato – surpreendentemente pouco divulgado – de que a produção mundial de petróleo encontra-se praticamente estacionária desde meados de 2005, conforme o Gráfico 4.

A estagnação da produção é particularmente notável por coincidir com um período de considerável crescimento da demanda. Os preços também registraram forte aumento, praticamente duplicando entre meados de 2004 e meados de 2007, no caso do barril WTI, que reflete o mercado norte-americano [EIA].

GRÁFICO 4

### Evolução da Produção Mundial de Petróleo

(Em Milhões de Barris/Dia)



Fonte: Staniford (2006).

O quadro anterior é usualmente explicado pelo *mainstream*<sup>5</sup> por meio de numerosos fatores tópicos, que vão de crises políticas relacionadas ao conflito árabe-israelense até incêndios em refinarias nos Estados Unidos. A insuficiência de tais explicações parece bastante clara, sendo mais razoável atribuir a elevação dos preços a limitações estruturais da oferta. Ocorre que a quase estagnação da produção tem sido generalizada e estende-se até ao conjunto dos países da Opep (ver Gráfico 3), o que indicaria que os principais produtores não se encontram muito longe do Pico de Hubbert.

Nesse contexto, a Arábia Saudita assume importância crucial, em virtude de ser o único país que ainda possui capacidade ociosa relevante, estimada em 1,5 milhão de barris/dia, e por causa de suas reservas, cujo volume declarado é de 260 bilhões de barris, ou um quarto do total mundial. No caso de a Arábia Saudita estar no limite de sua produção, o mundo também estaria, uma vez que o declínio já verificado na maioria dos países não poderia ser compensado pelo aumento da produção saudita.

Ocorre que o volume de petróleo extraído naquele país não apenas não está crescendo, como vem diminuindo a partir de maio de 2005, quando atingiu 9,6 milhões de barris/dia [EIA]. Essa evolução, à primeira vista, parece confirmar o acerto da hipótese formulada pelo pequeno número de analistas independentes de que a recente produção saudita marca o início do declínio definitivo posterior ao pico.

A análise detalhada da argumentação apresentada situa-se fora do escopo do presente artigo, cabendo o registro de que a mesma é bastante minuciosa. Assim, os elementos essenciais para o entendimento de tal proposição estão dispostos no Gráfico 5, que relaciona temporalmente a evolução dos preços com o comportamento da produção saudita.

O Gráfico 5 dá margem a algumas considerações relevantes:

- a Arábia Saudita conseguia, até meados de 2004, desempenhar o papel de regulador do mercado (*swing producer*), como mostra o pico verificado por ocasião da invasão do Iraque;

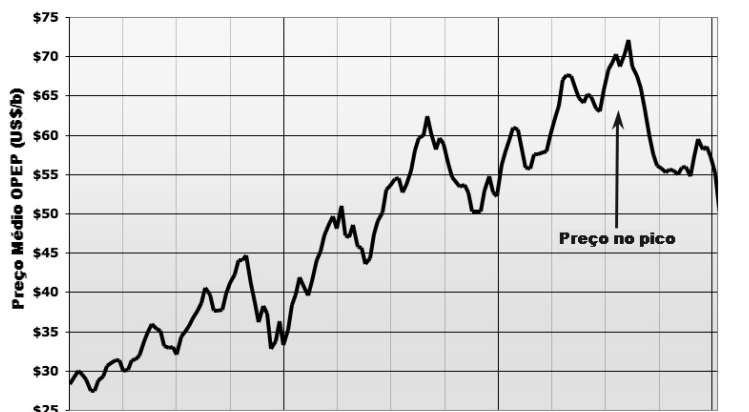
---

5 É interessante observar que a posição das grandes empresas petrolíferas e das agências oficiais do setor energético costuma ser muito otimista, desconsiderando as evidências de problemas estruturais de oferta.

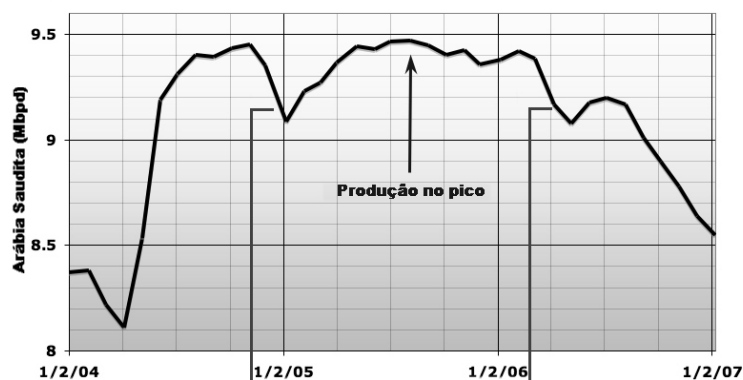
GRÁFICO 5

### Comparação entre Preços do Petróleo (Barris/US\$) e a Produção Saudita

(Em Milhões de Barris/Dia)



Swing Producer ← → Produção restringida pela oferta



\* Megaprojetos de expansão sauditas

Fonte: Staniford (2007a).

- a partir do terceiro trimestre de 2004 a produção saudita – e, por extensão, da Opep – descola-se dos preços e, a partir daí, a Arábia Saudita deixa de ser um *swing producer*; e
- verifica-se o acréscimo de produção em razão de grandes projetos [Skrebowski (2007)], o que reforça a possibilidade de o declínio ser duradouro.

Finalizando, é possível dizer que a hipótese de que a produção mundial de petróleo encontra-se na vizinhança do pico não deve ser desconsiderada, em que pese seu aparente radicalismo. De fato, a própria gravidade de suas conseqüências para a economia mundial justifica que se leve em conta essa hipótese, mesmo que sua ocorrência não seja muito provável.

Os dois outros períodos de concentração das previsões são os adotados usualmente pelo *mainstream* e serão discutidos aqui de forma muito sucinta, já que os argumentos utilizados na defesa dessas projeções são bastante difundidos. Seus aspectos mais relevantes são os seguintes:

- os valores oficiais das reservas da Opep são aceitos como verdadeiros;
- estimam-se valores elevados para a recuperação terciária;
- adotam-se previsões otimistas para o petróleo a ser descoberto; e
- adotam-se cenários otimistas para a produção futura de petróleo não-convencional.

As duas últimas características são típicas das projeções mais otimistas, ou seja, situam o pico em período posterior a 2030. Isso decorre do fato de que, a longo prazo, nem mesmo nos cenários mais favoráveis se imagina que a produção será suficiente para satisfazer a demanda projetada. Seria necessário, portanto, aumentar a taxa de descobrimento (invertendo a tendência histórica) ou desenvolver tecnologias que levassem a maior aproveitamento de areias betuminosas, xisto etc. (ver item Petróleo Não-Convencional).

Ao examinar a Tabela 2, um detalhe que chama a atenção é que as previsões dos órgãos oficiais encontram-se entre as mais otimistas. Isso ocorre tanto para entidades nacionais (EIA) quanto multilaterais (IEA, Opep). Quando são levadas em conta as previsões das grandes empresas petrolíferas, torna-se claro que as projeções dos *stakeholders* do setor são sistematicamente mais positivas do que as demais, cabendo destacar que estas últimas incluem diversas instituições financeiras.

Esse otimismo, o qual, como se procura mostrar ao longo do presente artigo, não está de acordo com a evolução recente, é um dos principais responsáveis pela despreocupação da opinião pública diante das ameaças relacionadas ao Pico de Hubbert. Afinal de contas, qual a razão de se preocupar, quando os principais especialistas – incluindo os que efetivamente administram a produção de petróleo – dizem que não há razão para isso?



Embora a discussão mais detalhada do assunto esteja fora do escopo deste trabalho, seria possível, de forma muito esquemática, imaginar duas explicações para as posições do *establishment* petrolífero. A primeira, e mais convencional, seria supor que os órgãos e empresas mencionadas teriam acesso a informações mais ou menos secretas, que lhes permitiriam grande confiança quanto ao futuro. Tais informações, entretanto, não poderiam ser divulgadas, por razões de natureza comercial ou estratégica.

A outra explicação seria atribuir a atitude do *establishment* à disposição de manter o *statu quo* pelo maior tempo possível. Os motivos seriam muito diversos, indo da inibição do desenvolvimento de fontes alternativas (caso da Opep) até a intenção de tranquilizar o público, em face de um futuro muito incerto (caso da IEA).

É essencial observar que muito recentemente (julho de 2007) parecem ter surgido os primeiros indícios de uma mudança de posição tanto das agências governamentais quanto das empresas petrolíferas. O relatório de mercado periódico da IEA alerta para ocorrência de um déficit de oferta no segundo semestre deste ano, caso não haja aumento da produção da Opep, e prevê a estabilização da produção dos demais países para os próximos anos. Por sua vez, um documento elaborado pelo National Petroleum Council (NPC), associação empresarial norte-americana, também adverte a opinião pública para os riscos do abastecimento de petróleo a médio e longo prazos.

À primeira vista, portanto, os formadores de opinião do setor petrolífero estariam se preparando para abandonar as projeções muito otimistas que têm sustentado até o presente. Se isso ocorrer, é provável que o cenário predominante passe a ser o de pico no período 2015-2020, a menos que a análise já comentada do futuro da produção saudita esteja correta.

## 4. Algumas Alternativas ao Petróleo

Como já foi visto ao longo deste artigo, a possibilidade de a produção mundial de petróleo atingir o Pico de Hubbert antes de 2020 é muito real. Isso é particularmente verdadeiro para o chamado petróleo convencional, isto é, o que possui fluidez suficiente para ser extraído por meio das técnicas mencionadas no item 3. Assim, ganham grande importância as fontes de energia que possam representar alternativas, relacionadas na Tabela 4.

TABELA 4

**Fontes de Energia Alternativa ao Petróleo**

<b>NÃO-RENOVÁVEIS</b>	<b>RENOVÁVEIS</b>
Areias Betuminosas	Biomassa
Petróleo Pesado	Hidrelétrica
Gás Natural	Solar
Carvão	Eólica
Xisto Betuminoso	Energia das Ondas
Hidratos de Metano	Energia das Marés
Fissão Nuclear	Energia Térmica dos Oceanos
Geotérmica	Fusão Nuclear

Fonte: *Rosa e Gomes (2004) com base em Youngquist (2000).*

Entre essas fontes, serão examinadas a seguir apenas as que têm potencial como substituto do petróleo, em grande quantidade, e na qualidade de combustível líquido. Trata-se de uma distinção crucial, já que a maior parte das fontes alternativas apresenta muitas dificuldades para ser utilizada no estado líquido ou gasoso, que são essenciais à grande maioria dos meios de transporte.

As alternativas mais relevantes podem ser classificadas da seguinte forma:

- gás natural;
- petróleo não-convencional;
- combustíveis sintéticos; e
- combustíveis provenientes da biomassa.

### **Gás Natural**

Trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos leves que, nas condições predominantes das jazidas, encontra-se no estado gasoso, sendo que a maior parte (mais de 80%) é formada por metano. É importante observar que parte dos componentes do gás natural – podendo chegar a mais de 15% em volume – é gasosa nas condições da jazida, mas líquida nas da superfície. Tais componentes constituem as chamadas líquidas de gás natural (NGL em inglês) e são frequentemente classificados como petróleo não-convencional.

O gás natural é bastante diferente do petróleo em vários aspectos, que devem ser levados em conta para estimar a produção futura a médio e longo

prazos. Em primeiro lugar, a taxa de recuperação primária do gás é muito maior do que a do petróleo, situando-se em torno de 80%, ou seja, o potencial de aumento da extração pela aplicação de técnicas avançadas é muito pequeno.

O transporte e o armazenamento do gás são muito mais complexos do que os do petróleo. O transporte intercontinental só pode ser feito na forma de gás liquefeito (LNG na sigla em inglês), o que exige navios *criogênicos*, já que a temperatura da carga é da ordem de  $-160^{\circ}\text{C}$ . O custo desse tipo de transporte é muito elevado, não só pelos investimentos envolvidos, mas também pelas perdas durante a liquefação, a travessia marítima e a posterior regaseificação (cerca de 15% do conteúdo energético do gás para o transporte do Golfo Pérsico aos EUA) [Darley (2004)].

Os investimentos associados ao desenvolvimento de uma jazida de gás, assim como à dificuldade de armazenamento, são responsáveis por padrões de exploração e comercialização distintos dos que prevalecem para o petróleo. Ao contrário do que ocorre com esse último, não existe um mercado único para o gás, e sim três grandes mercados regionais: Europa (incluindo Rússia), América do Norte e Extremo Oriente (no qual predomina o gás liquefeito).

A curva de extração de uma jazida de gás não apresenta, em geral, a forma senoidal, usual nos campos de petróleo. Em face das características mencionadas acima, a produção cresce normalmente até certo nível, definido pelos contratos de longo prazo (necessários pelos investimentos elevados), e mantém-se estável por vários anos. O declínio ao final desse platô – e não pico – pode ser muito mais rápido que no caso do petróleo.<sup>6</sup>

A evolução futura da produção de gás pode ser estimada com base nos mesmos parâmetros já empregados no caso do petróleo: produção acumulada, reservas existentes, reservas a descobrir e comportamento da taxa de extração.

A produção acumulada, a respeito da qual, naturalmente, não se verificam divergências expressivas, era de cerca de 85 trilhões de  $\text{m}^3$  em 2004 [Laherrère (2004)]. O volume total das reservas já conhecidas se reveste das mesmas incertezas já observadas para o petróleo (item 2). Alguns analistas, por exemplo, questionam a confiabilidade das reservas russas, que são as maiores do mundo, em torno de 47 bilhões de  $\text{m}^3$  [BP]. De fato, o

---

6 Não se deve descartar a hipótese de que a recente queda na produção de gás na Argentina seja de ordem estrutural, refletindo o declínio posterior ao pico.

volume das reservas russas provavelmente seria menor se os critérios usados para avaliá-lo fossem os adotados pela maioria dos países ocidentais (cerca de 20% a 30% inferiores) [Darley (2004)]. A influência do aumento da taxa de extração não deverá ser significativa, uma vez que a mesma, como já foi visto, já é muito elevada.

O parâmetro decisivo, portanto, é o volume das reservas a descobrir. Nesse ponto, torna-se necessário distinguir entre gás convencional e não-convencional, uma questão um tanto confusa na literatura de acesso mais fácil. O gás convencional aparentemente engloba o gás associado ao petróleo e o situado em jazidas que permitem a exploração comercial nas condições técnicas e econômicas atuais. Curiosamente, não há grande controvérsia a propósito do volume total de gás original (equivalente ao *oil in place*), que seria da ordem de 300 bilhões de m<sup>3</sup>.

Com base na quantificação apresentada, os analistas ligados à ASPO prevêem que o máximo da produção de gás natural será de aproximadamente 4 trilhões de m<sup>3</sup>, atingido em 2015-2020, seguindo-se um platô de 15 a 20 anos. É fácil concluir que, se essa análise estiver correta, o gás natural não será extraído em volume suficiente para compensar o declínio da produção de petróleo.

As projeções dos organismos oficiais do setor energético são muito mais otimistas, como seria de se esperar, prevendo a produção de 5,2 trilhões m<sup>3</sup> em 2030. Como conciliar tais projeções com as estimativas relativamente modestas já discutidas? A explicação, aparentemente, está nas reservas de gás não-convencional. Essa denominação abrange jazidas muito diferentes entre si, não só no que se refere a sua natureza geológica, mas também à viabilidade de exploração comercial. Tais jazidas são mal conhecidas, com exceção das localizadas nos Estados Unidos, e são muito divergentes as estimativas do volume de gás contido. As observações feitas a seguir, portanto, devem ser vistas com cautela.

Uma forma possível de classificar o gás não-convencional seria:

- gás presente em formações geológicas semelhantes às que contêm petróleo, mas distantes dos mercados consumidores (*stranded gas*);
- gás presente em formações geológicas distintas das petrolíferas (por exemplo: jazidas de carvão), mas que pode ser extraído por técnicas semelhantes; e

- gás que não pode ser extraído por técnicas conhecidas atualmente (por exemplo: hidratos de metano).

As estimativas existentes do volume de gás não-convencional são ainda menos precisas – e menos numerosas – do que as referentes ao petróleo não-convencional (ver adiante). Aparentemente, a maior parte dos especialistas ainda não se dedicou ao assunto, talvez por julgar que as reservas de gás convencional são tão abundantes que uma eventual escassez é muito remota.

A Tabela 5 apresenta uma das raras estimativas disponíveis do volume total de gás não-convencional.

TABELA 5

**Reservas Totais Estimadas de Gás Não-Convencional**(Em Trilhões de m<sup>3</sup>)

CATEGORIA	RESERVAS
Reservatórios Compactos	28
Leitos Carboníferos	130
Aqüíferos	750
Hidratos de Metano	450

Fonte: Laherrère (2004).

O volume de gás não-convencional relativamente acessível à exploração seria, portanto, comparável ao de gás convencional remanescente. Assim, seria possível que a extração de gás natural alcançasse um patamar algo superior ao mencionado anteriormente. Após algumas décadas, porém, a produção entraria em declínio irreversível.

Resta comentar as fontes mais “exóticas” de gás natural, que exigirão tecnologias inteiramente novas para serem exploradas. Os volumes envolvidos são muito elevados, embora estejam sujeitos a grande controvérsia, em particular no que se refere aos hidratos de metano.<sup>7</sup> Hoje em dia, é totalmente impossível prever em que medida essas fontes serão objeto de uso humano ou continuarão sendo, no caso dos hidratos, uma curiosidade geológica. De qualquer maneira, a exploração econômica ainda levaria várias décadas para materializar-se, o que torna esse tipo de jazida irrelevante para os fins do presente artigo.

<sup>7</sup> O hidratos de metano, ou clatratos, constituem a fonte de energia que desperta maiores controvérsias [ver Rosa e Gomes (2004)].

## Petróleo Não-Convencional

A definição de petróleo não-convencional é bastante elástica. A ASPO, por exemplo, classifica dessa maneira o petróleo que não pode ser extraído por tecnologias convencionais, como o das regiões árticas e o situado a grande profundidade marítima. No presente trabalho, será adotada uma definição mais restrita, considerando-se como não-convencionais os hidrocarbonetos cuja extração exige tecnologias que não são versões aperfeiçoadas das usuais, mas de natureza diferente, como a mineração.

A classificação geralmente adotada para os petróleos não-convencionais compreende dois grupos principais: as areias betuminosas (ou asfálticas) e o xisto betuminoso.

As areias betuminosas são constituídas por hidrocarbonetos muito pesados e de viscosidade muito alta. Em virtude de suas características físicas, tais hidrocarbonetos não são fluidos nas condições dos reservatórios e são, portanto, extraídos por mineração. O grande aumento na demanda estimulou o desenvolvimento de tecnologias avançadas, que incluem processamento *in situ*, ou seja, através de alteração das condições vigentes no reservatório.

Após a extração, as areias são processadas para separar o betume (hidrocarbonetos pesados) do material inorgânico. Posteriormente, o betume sofre processamento adicional, para diminuir sua viscosidade e permitir o transporte. O conjunto de procedimentos é altamente intensivo em capital, além de exigir grandes quantidades de água e gás natural.

As jazidas de areias betuminosas estão situadas principalmente no Canadá e na Venezuela e são estimadas entre 3 e 5 trilhões de barris. É crucial lembrar, porém, que esse volume equivale ao *oil in place* (ver item 2) e que as reservas efetivas são muito menores. No Canadá, por exemplo, as reservas são avaliadas em 175 bilhões de barris, enquanto o total (*oil in place*) seria de 2,5 trilhões [Söderbergh]. Para o resto do mundo – incluindo Venezuela –, são bem menos confiáveis, mas é razoável admitir que as reservas sejam inferiores a 400 milhões de barris.<sup>8</sup>

O grande obstáculo para a produção em grande escala, entretanto, não está na escassez de reservas, e sim no alto custo do investimento e dos insumos. É por esse motivo que mesmo as projeções mais otimistas limitam a pro-

---

8 As informações a respeito da Venezuela são de acesso particularmente difícil.

dução de petróleo a partir das areias betuminosas a 7 milhões de barris/dia, em 2030, ou 6% total daquela data [NPC]. Cabe observar que, na atualidade, as areias betuminosas já fornecem cerca de 1,5 milhão de barris/dia.

O chamado xisto betuminoso é constituído por rochas ricas em hidrocarbonetos, que formam o estágio geológico anterior ao petróleo. O total de recursos (*oil in place*) é estimado em 3 a 3,5 trilhões de barris, dos quais 60% a 70% localizam-se nos Estados Unidos [EIA]. Não foi possível encontrar estimativas razoavelmente precisas do volume recuperável, que é certamente muito inferior.

A obtenção de combustíveis líquidos do xisto ainda é mais difícil e custosa do que a das areias betuminosas. A produção atual é muito pequena, com exceção da Estônia, onde encontra-se em declínio. Além disso, as tecnologias para a produção em grande escala estão em fase inicial de desenvolvimento, de modo que se estima que em 2030 a produção de combustíveis líquidos a partir do xisto será extremamente reduzida [NPC (2007)].

### **Combustíveis Sintéticos**

Essa denominação é aplicada a hidrocarbonetos líquidos obtidos por meio de diversos processos, do carvão, do gás natural, ou da biomassa (ver adiante). A utilização de tais processos foi, até recentemente, restrita a situações de aguda escassez de derivados do petróleo, como a Alemanha durante a Segunda Guerra Mundial ou a África do Sul durante o *apartheid*. O grande aumento do preço do petróleo registrado nos últimos anos levou à renovação do interesse por essa tecnologia.

Entre as possíveis fontes de combustíveis sintéticos, a mais importante é o carvão, em virtude de suas reservas serem muito maiores e de seu preço ser bastante inferior ao dos demais. A produção em grande escala de combustíveis líquidos com base no carvão, no entanto, terá de superar sérios obstáculos, como a emissão de gases do efeito estufa, e o custo muito elevado do investimento. Assim, não se vislumbra que haja participação expressiva dessa fonte na substituição do petróleo nos próximos 20 a 30 anos.

### **Biomassa**

A energia da biomassa origina-se, como o nome indica, de matérias-primas biológicas, excetuando-se, evidentemente, os combustíveis fósseis,

cuja origem remota também é biológica. A biomassa pode fornecer grande diversidade de fontes de energia, das quais serão consideradas apenas as que podem substituir o petróleo, por serem líquidas:

- metanol, que pode ser extraído por destilação da madeira;
- etanol, obtido pela fermentação do açúcar; e
- biodiesel, que resulta do processamento de óleos vegetais.

O uso do metanol como combustível é muito limitado e, além disso, a maior parte é fabricada por síntese química. Já a utilização do etanol e do biodiesel vem crescendo a taxas muito elevadas, em virtude da preocupação com o aquecimento global. A produção de etanol, que até o início da década de 1990 estava praticamente restrita ao Brasil, atingiu cerca de 40 milhões de m<sup>3</sup> em 2006, dos quais cerca de 80% provenientes, em partes aproximadamente iguais, do Brasil e dos Estados Unidos. Quanto à produção de biodiesel, que era incipiente em meados da década de 1990, alcançou 3,9 milhões de toneladas em 2005.

Apesar de sua importância para reduzir o aumento do aquecimento global, a produção de biocombustíveis ainda é muito pequena. Com efeito, considerando-se que o poder calorífico do etanol é inferior ao dos hidrocarbonetos, a produção mundial de biocombustíveis equivale a 0,7% do petróleo produzido globalmente. Por mais promissores que sejam suas perspectivas a longo prazo, é materialmente impossível que a participação dessa fonte no total mundial seja significativa, nos próximos 20 a 25 anos.

Para finalizar esse item, a Tabela 6 mostra o cenário mais otimista da EIA para a produção das fontes alternativas aqui consideradas em 2030.

TABELA 6

### **Produção de Combustíveis Não-Convencionais em 2030**

(Milhões de Barris/Dia)

Areias Betuminosas (*)	5,4
Combustíveis Sintéticos	3,6
Biocombustíveis	1,7
Total Não-Convencional	10,7
Total de Combustíveis Líquidos	117,6

Fonte: NPC (2007).

(\*) Inclui o petróleo extrapesado da Venezuela.



A Tabela 6 permite concluir que as fontes não-convencionais (menos de 10% do total) não serão suficientes para evitar a materialização do Pico de Hubbert, já que este, segundo quase todas as projeções analisadas (ver item 3), deverá ocorrer antes de 2030.

## 5. O Brasil e o Pico de Hubbert

O Brasil desfruta de uma situação bastante confortável no que se refere à oferta interna de energia. A parcela da energia hidráulica na produção de eletricidade é das mais elevadas do mundo, o que também se verifica em relação às possibilidades de uso sustentável da biomassa.

No que diz respeito à extração de petróleo, a posição do Brasil, no momento presente, é igualmente favorável. De fato, a produção brasileira praticamente dobrou de 1997 a 2006, enquanto a produção mundial crescia menos de 15% [EIA (2007)]. Além disso, se considerados os países que não fazem parte da Opep e cuja produção excede 1 milhão de barris/dia, o Brasil é um dos três ou quatro que têm perspectivas de crescimento.

O quadro apresentado é o principal responsável, certamente, pelo grande otimismo da opinião pública brasileira quanto ao futuro da produção de petróleo. Em decorrência, o debate a respeito do tema é quase inexistente, ao contrário do que acontece com praticamente todas as demais fontes de energia (inclusive o gás natural). Assim, é oportuno tentar vislumbrar, dentro das limitações inerentes à natureza do presente artigo, qual seria a data de ocorrência do pico no Brasil.

Com esse objetivo, serão apresentadas a seguir as conclusões de dois dos raríssimos trabalhos de cunho acadêmico que aplicam a metodologia de Hubbert às reservas de petróleo brasileiras.

O primeiro deles, devido a Ferreira (2005), calcula as curvas de Hubbert para diversos ciclos de exploração, tanto terrestres quanto marítimos. A integração desses ciclos permite chegar à curva de Hubbert para o Brasil, a qual atingiria o pico em 2010, quando a produção seria de 2,2 milhões de barris por dia, sendo a produção total recuperável de 22 bilhões de barris. Admitindo a hipótese de o total recuperável ser de 30 bilhões de barris, o pico se deslocaria para 2012.

O outro trabalho [Szklo *et alii* (2006)] aplica o método de Hubbert de forma probabilística, estimando as condições de verificação do pico para avaliações dos recursos totais de petróleo com vários graus de certeza. A Tabela 7 mostra os resultados obtidos.

TABELA 7

### Perspectiva de Ocorrência do Pico de Hubbert no Brasil

DATA	PRODUÇÃO (Milhões de Barris/Dia)	PROBABILIDADE (%)
2020	3,27	75
2028	3,28	50
2023	3,88	30

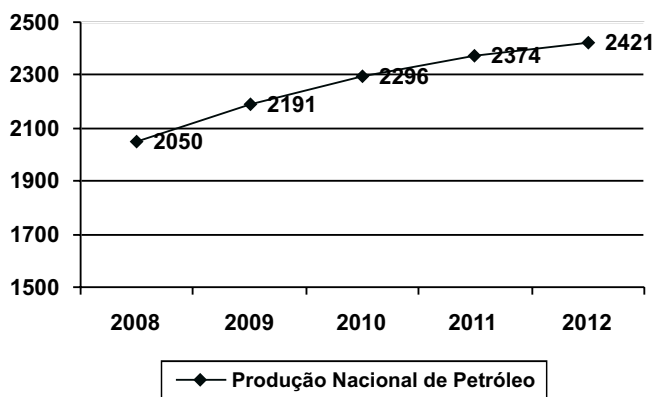
Ao comentar esses resultados, os autores argumentam que o volume atribuído aos recursos com probabilidade de 30% é na verdade conservador, tendo em vista que a geologia do país é pouco conhecida, sendo necessário intensificar a exploração do território brasileiro para ter avaliações precisas.

É interessante observar que as metas de produção da Petrobras são inteiramente compatíveis com os resultados do trabalho de Ferreira e com a hipótese de 75% de probabilidade do trabalho de Szklo *et alii* (2006), como pode ser visto no Gráfico 6.

GRÁFICO 6

### Produção Brasileira de Petróleo – 2008 a 2012

(Em Milhares de Barris/Dia)



Fonte: *Elaboração própria com base em [Petrobras (2007)].*

O Gráfico 6 mostra claramente o aumento decrescente da produção de 2010 em diante, o que constitui indício visível da aproximação do pico. A produção de 2015, que contradiz essa suposição, aparentemente expressa metas de maior incerteza, talvez associadas a campos pouco conhecidos ou não descobertos.

Pelo exposto, seria possível, em caráter muito preliminar, situar o pico da produção de petróleo no Brasil no período 2010-2020, com maior probabilidade para 2010-2015. Isso significa que o país atingirá o Pico de Hubbert em data não muito distante do pico global, ou seja, que o Brasil não é tão rico em petróleo como geralmente se imagina. Pode-se mesmo considerar que, dependendo da evolução do consumo, a auto-suficiência alcançada em 2006 talvez não seja duradoura, pois seu término provavelmente ocorrerá alguns anos após o pico da produção.

## 6. Conclusão

Ao terminar este artigo, é interessante lembrar as conclusões daquele que o antecedeu [Gomes e Rosa], além de confrontá-las com a situação atual do mercado de petróleo, incluindo suas perspectivas futuras.

O trabalho em questão, publicado no fim de 2004, sustentava que a eventual materialização do Pico de Hubbert teria conseqüências dramáticas para a economia internacional. Os preços do petróleo e de seus substitutos mais próximos se elevariam de forma explosiva, provocando uma recessão generalizada e duradoura.

O comportamento da economia mundial nos quase três anos decorridos foi totalmente distinto do quadro descrito, caracterizando-se, ao contrário, por taxas de crescimento elevadas e inflação relativamente baixa. Além disso, as múltiplas dificuldades da conjuntura mais recente não apresentam, à primeira vista, qualquer relação com a oferta de combustíveis fósseis.

Alguns aspectos da conjuntura, entretanto, parecem indicar que a produção desses combustíveis se defronta com obstáculos muito sérios. A elevação de quase 50% nos preços do petróleo, no período em particular, deve ser atribuída principalmente à quase estagnação da produção física e não à geopolítica ou a motivos circunstanciais, como greve ou incêndios de refinarias.

O ponto de vista adotado neste artigo é que os problemas mencionados não só não são circunstanciais, como provavelmente assinalam que a produção

de petróleo se aproxima de seu volume máximo, em outras palavras, do Pico de Hubbert. A data de ocorrência do pico, como foi visto, está sujeita a intensa controvérsia, variando do momento presente até a década de 2030. A posição mais radical – de que a produção já está na vizinhança do pico – pode parecer pouco realista, mas não deveria ser totalmente desconsiderada, em face das drásticas conseqüências que traria para a economia mundial. Por outro lado, a hipótese de uma ocorrência tardia não deve ser vista de modo complacente. De fato, uma transição suave para o período posterior ao pico, não prevaleceria às fontes de energia renováveis, é muito dificultada pelas características dos substitutos do petróleo. A transição, portanto, exigirá esforços de natureza produtiva e tecnológica, de magnitude possível sem precedentes.

No que se refere ao Brasil, a situação, a julgar pelas poucas informações disponíveis, não parece ser substancialmente diferente da que se verifica no âmbito mundial. Isso significa que, apesar de sua posição confortável, não se pode destacar a possibilidade de o país ter de enfrentar uma longa e custosa transição energética. Assim, é fundamental aprofundar o debate a respeito do tema, o que constitui o motivo principal para a elaboração do presente artigo.

## Referências Bibliográficas

- ASPO – ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS. *Newsletter* (vários números).
- BRITISH PETROLEUM. *Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>>.
- CAMPBELL, C. J. *The coming oil crisis*. Brentwood: Multi-Science and Petroconsultants, 1997.
- CAMPBELL, C. J.; LAHERRÈRE, J. “The end of cheap oil”. *Scientific American*, mar. 1998.
- DARLEY, J. *High noon for natural gas*. White River Junction, Vermont: Chelsea Green Publishing Company, 2004.
- DEFEYES, K. S. *Hubbert's peak*. New Jersey: Princeton University Press, 2001.
- EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/>>.

- FERREIRA, D. *Curva de Hubbert: uma análise das reservas brasileira de petróleo*. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2005.
- HIRSCH, R. L.; BEZDECK, R.; WENDLING, R. *Peaking of World oil production: impacts, mitigation, and risk management* (2005). Disponível em: <[http://www.mnforsustain.org/oil\\_peaking\\_of\\_oil\\_production\\_study\\_Hirsch.htm](http://www.mnforsustain.org/oil_peaking_of_oil_production_study_Hirsch.htm)>.
- HIRSCH, R. L. “Peaking of world oil production: recent forecasts”. *World Oil Magazine*, abr. 2007.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY ASSOCIATION. “Mid Term Oil Report 2007”. Disponível em: <<http://omrpublic.iea.org>>.
- KOPPELAAR, R. “Oilwatch Monthly” (junho de 2007). Disponível em: <<http://theoil Drum.com/node/2651>>.
- LAHERRÈRE, J. *Future of natural gas supply*. Disponível em: <<http://www.hubbertaink.com/Laherrere/ASPO2004JL.pdf>>.
- NPC – NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. *Facing the hard truths about energy*. Disponível em: <<http://www.npc.org/>>.
- “Oil in troubled waters”. *The Economist*, abril de 2005.
- PETROBRAS. “Plano de Negócios 2008-2012”. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoEstrategico2008-2012.pdf>>.
- ROSA, S. E. R.; GOMES, G. L. “O pico de Hubbert e o futuro da produção mundial de petróleo”. *Revista do BNDES*, v. 11, n. 22, p. 21-49, Rio de Janeiro, dez. 2004.
- SIMMONS, M. R. *Twilight in the desert*. Hoboken, New Jersey: John Wiley and Sons, 2005.
- SKREBOWSKI, Chris. “New capacity tails to boost 2006 production – delays or depletion?” *Petroleum Review*, fev. 2007.
- SÖDERBERGH, B. *Canada’s oil sands resources and its future impact on global oil supply*. Uppsala University, 2005. Disponível em: <[http://www.thecanadiansoilsands.info/Oil\\_Sands\\_Papers\\_and\\_Presen.html](http://www.thecanadiansoilsands.info/Oil_Sands_Papers_and_Presen.html)>.
- STANIFORD, S. *Why peak oil is probably about now* (2006). Disponível em: <<http://theoil Drum.com/story/2006/3/1/34o2/63420>>.

\_\_\_\_\_. *A nosedive into the desert* (2007a). Disponível em: <<http://www.theoildrum.com/node/2331>>.

\_\_\_\_\_. *Depletion levels in Ghawar* (2007b). Disponível em: <<http://www.theoildrum.com/node/2470>>.

SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHEFFER, R. *Future oil production in Brazil – estimates based on a Hubbert Model*. Rio de Janeiro, 2006.

ZITTEL, W.; SCHINDLER, J., SYSTEMTECHN, L.-B. *The countdown for the peak of oil production has begun*. Disponível em: <<http://www.energybulletin.net/print.php?=2544>>.