



O Pico de Hubbert e o Futuro da Produção Mundial de Petróleo

SÉRGIO EDUARDO SILVEIRA DA ROSA
GABRIEL LOURENÇO GOMES*

RESUMO O artigo visa divulgar o conceito de pico da produção mundial de petróleo (Pico de Hubbert), assim como a metodologia utilizada para estimar sua data de ocorrência. Apresentam-se ainda dois cenários para a produção futura de petróleo: o de um grupo de especialistas seguidores da metodologia de Hubbert e o adotado por órgãos governamentais norte-americanos.

O pico da produção de petróleo deverá ocorrer – se a hipótese apresentada no artigo estiver correta – em poucos anos, tornando crucial a questão da sua substituição como fonte de energia. As perspectivas das diversas fontes alternativas com potencial para substituir parcialmente o petróleo são, portanto, examinadas sumariamente. O trabalho faz igualmente comentários a respeito da situação do Brasil em face de uma possível crise energética, concluindo que a posição do país é relativamente favorável.

ABSTRACT *This article aims to inform about the concept of the world oil production's peak (Hubbert's Peak), as well as the methodology used to estimate when it will happen. Two scenarios are also developed regarding the oil production in the future: one conceived by a group of experts who follow Hubbert's methodology, and another adopted by North American Government institutions.*

The peak of oil production should occur – if the hypothesis presented in this article are correct – in a few years, making it crucial the substitution of oil as a source of energy. The prospects of various alternative sources as potential oil substitute are, therefore, briefly examined. This paper also makes comments about Brazil's situation concerning a probable energy crisis, concluding that the country's position is relatively favorable.

* Respectivamente, gerente no Departamento de Bens de Consumo e Serviços e gerente no Departamento de Indústrias Químicas do BNDES. Os autores agradecem a colaboração de Luiz Sérgio de Figueiredo Macedo e Pedro Martins Simões, respectivamente assistente técnico e estagiário no Departamento de Bens de Consumo e Serviços do BNDES, assim como os comentários de Sergio Varella.

1. Introdução

O objetivo principal deste artigo é contribuir para a divulgação no Brasil do conceito de pico da produção mundial de petróleo (Pico de Hubbert), ou seja, da concepção de que a sua produção segue, ao longo do tempo, uma curva aproximadamente normal. Trata-se de tema de grande importância, uma vez que há indícios de que o pico – correspondente ao ponto médio da curva – ocorrerá dentro de poucos anos.

Caso essas previsões estejam corretas, a crise de oferta é iminente, e pouco poderá ser feito para amenizar seus efeitos danosos para a economia mundial. Provavelmente, o ajuste inicial do mercado de petróleo seria feito por meio de uma forte retração da demanda, pressionada pelos preços elevados, o que se traduziria em uma forte e duradoura recessão mundial. Somando-se a isso, a substituição do petróleo por outras fontes de energia teria de ocorrer de forma abrupta e constante para manter estáveis os níveis de atividade econômica.

A parte central do artigo consiste na exposição do conceito de pico de produção, assim como da metodologia utilizada por um grupo de especialistas para estimar o momento em que ele será atingido. Como a metodologia exige a quantificação das reservas conhecidas de petróleo, serão apresentadas as estimativas do montante das reservas feitas por esses especialistas, que são muito diferentes dos valores geralmente aceitos. Em virtude da natureza controversa do assunto, essa parte do trabalho aborda, em contraposição, as projeções de longo prazo do governo norte-americano para a produção mundial de petróleo.

Além de breve exame dos aspectos relativos à distribuição geográfica das jazidas de petróleo e gás natural, será discutida a questão – decisiva – das fontes de energia alternativas ao petróleo. Finalmente, será analisada a situação do Brasil em face de uma eventual crise energética, que seria muito diferente dos choques do petróleo ocorridos na década de 1970.

2. Situação Atual das Reservas de Petróleo e de Gás Natural

Um fator crucial para a análise do mercado mundial de petróleo é a concentração das reservas no Oriente Médio. Após a crise na década de

1980, foram realizados enormes esforços para extração de reservas em países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), o que diminuiu a sua participação na produção mundial de 52% em 1974 para um mínimo de 29% em 1985. O investimento maciço em novas fronteiras de produção, em tecnologias de extração (inclusive em águas profundas) e no aproveitamento das reservas, diminuiu a poder de barganha da Opep ao longo das décadas de 1980 e 1990. No entanto, a maior produção de petróleo fora do cartel levou diversos países a atingirem mais cedo o pico de produção, a qual voltou, assim, a se concentrar nos países do cartel.

Em 2003, a Opep foi responsável por 30 milhões de barris/dia, ou cerca de 40% da produção mundial. Além disso, as reservas atuais de petróleo são da ordem de 1,1 trilhão de barris, com 77% desse total localizados em países da Opep. Nesse contexto, as projeções indicam uma participação crescente da produção de países da Opep no mercado mundial e queda nas demais regiões produtoras, com algumas poucas exceções, como é o caso do Brasil. Esse fato por si só já pode resultar em um aumento do preço do petróleo e provocar uma crise de proporções moderadas antes mesmo que o pico de produção mundial seja atingido. A evolução das reservas mundiais de petróleo pode ser observada na Tabela 1.

As reservas de gás natural, por sua vez, são mais abundantes que as de petróleo (ao nível de produção atual) e menos concentradas no Oriente Médio. As maiores localizam-se na Rússia, no Irã e no Qatar, que detêm em conjunto 57% das reservas mundiais. Essa relativa abundância vem ampliando a participação do gás natural na matriz energética mundial, apesar das enormes dificuldades logísticas que envolvem seu transporte e distribuição. O transporte pode ser feito por gasodutos ou, no caso de grandes distâncias, por navios-tanque criogênicos, que necessitam de terminais adaptados para carga e descarga, com elevados riscos ambientais e de acidentes. Além disso, são necessários investimentos na malha de distribuição e na adaptação dos equipamentos para atender aos diversos consumidores residenciais, comerciais e industriais.

Grandes investimentos em infra-estrutura de transporte e distribuição estão sendo realizados em todo o mundo, visando ampliar a utilização do gás natural. Esse movimento poderá aumentar o comércio mundial com diversos fornecedores alternativos de gás natural liquefeito (GNL), supridores dos sistemas de distribuição nacionais ou regionais. A implantação desses projetos é fundamental para absorver o impacto do pico de produção de petróleo sobre a economia, através da ampliação do consumo de gás natural em substituição aos derivados de petróleo. A evolução das reservas mundiais de gás natural pode ser observada na Tabela 2.

Tabela 1
Petróleo: Reservas Provadas – 1983/2003

(Em Bilhões de Barris)

	1983	1993	2002	2003	% DO TOTAL	RELAÇÃO RESERVAS/ PRODUÇÃO ANUAL
Estados Unidos	35,6	30,2	30,7	30,7	2,7	11,3
Canadá	9,6	10,0	17,6	16,9	1,5	15,5
México	49,9	50,8	17,2	16,0	1,4	11,6
Total América do Norte	95,2	91,0	65,5	63,6	5,5	12,2
Brasil	2,1	5,0	9,8	10,6	0,9	18,7
Venezuela	25,9	64,4	77,2	78,0	6,8	71,5
Total América Central e do Sul	33,7	79,1	100,5	102,2	8,9	41,5
Cazaquistão	n.d.	n.d.	9,0	9,0	0,8	22,3
Noruega	3,8	9,5	10,4	10,1	0,9	8,5
Federação Russa	n.d.	n.d.	67,0	69,1	6,0	22,2
Total Europa e Eurásia	100,1	80,4	104,3	88,2	9,2	17,1
Irã	55,3	92,9	130,7	130,7	11,4	92,9
Iraque	65,0	100,0	115,0	115,0	10,0	^a
Kuwait	67,0	96,5	96,5	96,5	8,4	^a
Qatar	3,3	3,1	15,2	15,2	1,3	45,5
Arábia Saudita	168,8	261,4	262,8	262,7	22,9	73,3
Emirados Árabes Unidos	32,3	98,1	97,8	97,8	8,5	^a
Total Oriente Médio	396,9	660,1	726,8	726,6	63,3	88,1
Argélia	9,2	9,2	11,3	11,3	1,0	16,7
Angola	1,7	1,9	8,9	8,9	0,8	27,5
Líbia	21,8	22,8	36,0	36,0	3,1	66,3
Nigéria	16,6	21,0	34,3	34,3	3,0	43,1
Total África	58,2	60,9	101,7	101,8	8,9	33,2
China	18,2	29,5	23,7	23,7	2,1	19,1
Total Ásia-Pacífico	39,0	52,0	47,5	47,7	4,2	16,6
Total Mundo	723,0	1.023,6	1.146,3	1.147,7	100,0	41,0
OCDE	110,3	111,0	87,3	85,8	7,5	11,1
Opep	475,3	774,5	881,6	882,0	76,9	79,5
Não-Opep	162,9	186,5	179,9	178,8	15,6	13,6
Antiga União Soviética	84,8	62,6	84,8	86,9	7,6	22,7

Fonte: *British Petroleum (2004)*.

Nota: Países selecionados, com reservas acima de 0,8% das reservas mundiais.

^aMais de 100 anos.

Tabela 2
Gás Natural: Reservas Provadas – 1983/2003
 (Em Trilhões de m³)

	1983	1993	2002	2003	% DO TOTAL	RELAÇÃO RESERVAS/ PRODUÇÃO ANUAL
Estados Unidos	5,61	4,55	5,23	5,23	3,0	9,5
Canadá	2,61	2,23	1,66	1,66	0,9	9,2
Total América do Norte	10,40	8,75	7,32	7,31	4,2	9,5
Argentina	0,68	0,52	0,66	0,66	0,4	16,2
Bolívia	0,13	0,12	0,81	0,81	0,5	^a
Brasil ^b	0,10	0,19	0,24	0,25	0,1	24,3
Venezuela	1,56	3,69	4,18	4,15	2,4	^a
Total América Central e do Sul	3,18	5,54	7,22	7,19	4,1	60,6
Azerbaijão	n.d.	n.d.	1,37	1,37	0,8	^a
Cazaquistão	n.d.	n.d.	1,90	1,90	1,1	^a
Holanda	1,94	1,88	1,57	1,67	0,9	28,6
Noruega	0,47	1,76	2,12	2,46	1,4	33,5
Federação Russa	n.d.	n.d.	47,00	47,00	26,7	81,2
Turcomenistão	n.d.	n.d.	2,90	2,90	1,6	52,6
Uzbequistão	n.d.	n.d.	1,85	1,85	1,1	34,5
Total Europa e Eurásia	40,48	63,62	61,86	62,30	35,4	60,8
Irã	14,05	20,70	26,69	26,69	15,2	^a
Iraque	0,82	3,10	3,11	3,11	1,8	^a
Kuwait	1,04	1,49	1,56	1,56	0,9	^a
Qatar	3,40	7,07	25,77	25,77	14,7	^a
Arábia Saudita	3,54	5,25	6,65	6,68	3,8	^a
Emirados Árabes Unidos	3,05	5,80	6,06	6,06	3,4	^a
Total Oriente Médio	26,38	44,43	71,69	71,72	40,8	^a
Argélia	3,53	3,70	4,52	4,52	2,6	54,6
Egito	0,20	0,60	1,66	1,76	1,0	70,4
Nigéria	1,37	3,68	5,00	5,00	2,8	^a
Total África	6,29	10,01	13,68	13,78	7,8	97,5
Austrália	0,50	0,56	2,55	2,55	1,4	76,9
China	0,75	1,03	1,75	1,82	1,0	53,4
Indonésia	1,19	1,82	2,56	2,56	1,5	35,2
Malásia	1,40	1,83	2,48	2,41	1,4	45,0
Total Ásia-Pacífico	5,95	8,73	13,38	13,47	7,7	43,4
Total Mundo	92,68	141,08	175,15	175,78	100,0	67,1
União Européia (15)	3,44	3,24	2,79	2,88	1,6	14,1
OCDE	15,23	14,70	15,05	15,48	8,8	14,2
Antiga União Soviética	36,00	57,80	56,40	56,40	32,1	78,0

Fonte: *British Petroleum (2004)*.

Nota: Países selecionados, com reservas acima de 0,8% das reservas mundiais, ou localizados próximos ao Brasil.

^aMais de 100 anos.

^bNão considera a nova descoberta de 70 bilhões de m³ na Bacia de Santos, anunciada recentemente pela Petrobras.

3. 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 prazo, 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.

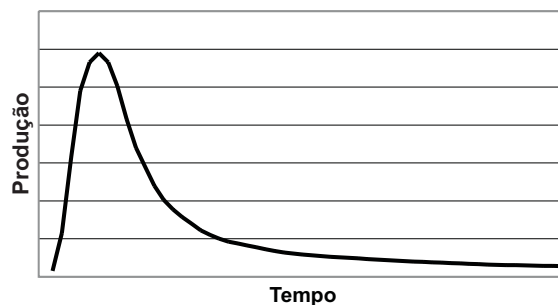
A curva habitual da produção de um determinado campo de petróleo, entretanto, não obedece a nenhum desses dois padrões. Como se trata de aspecto crucial para os objetivos deste trabalho, é conveniente fazer uma breve digressão a propósito dos mecanismos da extração de petróleo.

O petróleo – assim como o gás natural – se origina, como é amplamente conhecido, de alterações químicas sofridas por sedimentos orgânicos ao longo de milhões de anos.¹ O material orgânico inicialmente sólido transforma-se em uma mistura de hidrocarbonetos líquida – ou gasosa – que preenche os interstícios de uma camada rochosa. Ocorre que esses hidrocarbonetos, em virtude de serem menos densos que o material orgânico original, estão submetidos a considerável pressão por parte das rochas que os contêm [Campbell (1997)]. Ao se perfurar um poço, a pressão nos poros da camada rochosa faz com que o petróleo ou o gás subam até à superfície.

O papel da pressão da jazida explica o perfil de extração normalmente encontrado em poços de petróleo (Gráfico 1). Após uma rápida expansão até um pico, a extração decresce gradativamente, à medida que cai a pressão da jazida e o fluxo do petróleo em seu interior é dificultado pela tensão superficial dos poros [Campbell (1997)].

¹ Existe uma teoria alternativa, com muito poucos seguidores, que atribui origem inorgânica ao petróleo e ao gás natural [Gold (1993)].

Gráfico 1
Curva Natural de Extração



Fonte: Campbell (1997).

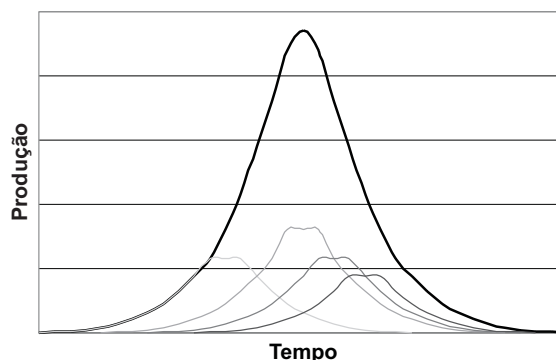
A queda da pressão e o fluxo de petróleo são influenciados por diversos fatores, cuja análise detalhada está fora do escopo deste trabalho. O importante, para os nossos fins, é observar que a curva de exaustão de um poço de petróleo diverge da sugerida pela relação reservas/produção.

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)] (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)].

Baseando-se nos perfis de extração expostos acima, o renomado geólogo M. King Hubbert previu, em 1956, que a produção de petróleo dos Estados Unidos 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.

Gráfico 2

Extração em uma Província Petrolífera



Fonte: Campbell e Laherrère (1998).

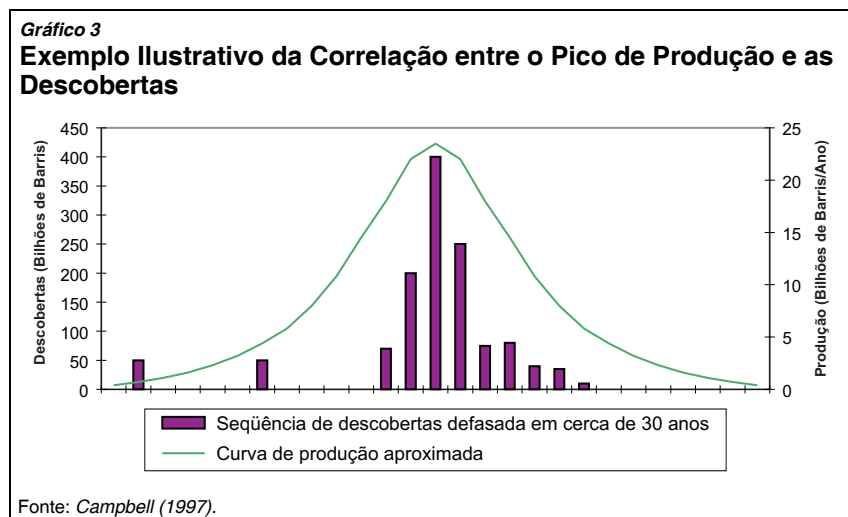
A metodologia utilizada por Hubbert é relativamente simples, podendo ser entendida por não especialistas sem grandes dificuldades, desde que fixados os conceitos básicos. A premissa inicial é que as jazidas de petróleo são descobertas, em geral, de acordo com a seqüência descrita a seguir [Goods-tein (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, sendo semelhante ao verificado em diversas regiões. Já a curva de produção, por outro lado, 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 a partir da 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, conforme pode ser observado no exemplo do Gráfico 3.

A previsão de Hubbert foi bastante facilitada, sem dúvida, pela abundância de informações a respeito da produção e das descobertas de petróleo nos Estados Unidos, assim como pelo fato de que a evolução da produção norte-americana obedece basicamente a fatores de ordem econômica. A tentativa de estimar o pico da produção mundial – que será objeto da próxima seção – é muito mais difícil. De fato, as informações a respeito da produção e das reservas são de qualidade muito desigual e, com freqüência, pouco confiáveis. Além disso, a produção de petróleo na região mais importante – o Golfo Pérsico – sofreu forte influência de fatores políticos por muito tempo, o que distorce consideravelmente as projeções.



4. Estimativas da Data de Ocorrência 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), Deffeyes (2001)]. O resultado desses esforços será apresentado a seguir.

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

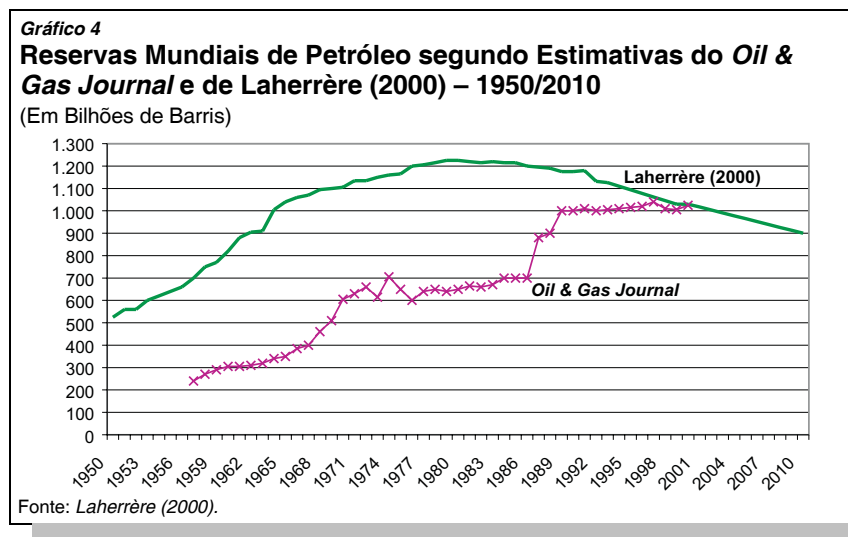
- a produção acumulada;
- as reservas conhecidas;
- as reservas a serem descobertas; e
- a evolução futura da taxa de extração.

A produção acumulada não oferece, naturalmente, grandes problemas. A situação é bem diferente no que se refere às demais questões, a começar pelas reservas conhecidas. Com efeito, a definição de “reserva” de petróleo varia de modo substancial, conforme os países ou empresas produtores. A discussão dos critérios utilizados encontra-se fora do escopo do presente

artigo,² que se baseará nas informações divulgadas pela imprensa especializada,³ com importantes ressalvas que serão feitas adiante.

Além do valor absoluto das reservas, é fundamental levar em consideração em que data elas foram descobertas. De fato, boa parte do crescimento das reservas se deve à reavaliação das já conhecidas, e não à descoberta de novas jazidas. Alguns autores, utilizando informações de bases de dados privadas, procuraram eliminar esse “crescimento” aparente através do chamado *back-dating*, técnica que permite antecipar que, se as reservas em uma jazida são reavaliadas, o valor revisado é considerado como estando presente na data em que ela foi descoberta [Illum *et alii* (2003)]. O Gráfico 4 permite comparar a evolução das reservas mundiais de petróleo, de acordo com a técnica do *backdating* e com os métodos usuais.

O gráfico torna perfeitamente claro – supondo, naturalmente, que as estimativas dos autores citados sejam corretas – o caráter errôneo da percepção generalizada de que as reservas têm crescido regularmente, apesar do aumento da produção. É fácil imaginar as conseqüências de uma mudança nessa percepção para as expectativas quanto ao futuro da produção, e dos preços, do petróleo.



² Os múltiplos critérios de mensuração das reservas são discutidos em Simmons International (2004).

³ Relatórios da British Petroleum (ver Seção 2).

Antes de examinar as perspectivas de novas descobertas, é necessário analisar, sumariamente, os aumentos das reservas declaradas por países e empresas produtores que, aparentemente, não estão relacionados com novas jazidas. O exemplo mais nítido, sem dúvida, é o dos países da Opep, cuja produção obedece a um sistema de quotas, estabelecido em 1982, no esforço de manter os elevados preços então vigentes [Yergin (1993)]. O sistema de quotas, entretanto, não conseguiu deter a acentuada queda dos preços a partir de 1986, motivada, principalmente, pelo grande aumento na produção de países não pertencentes à Opep, o que levou os seus membros a tentar aumentar suas quotas individuais, de modo a compensar a queda nos preços pelo aumento da produção. Como as reservas declaradas constituem um dos fatores para determinar as quotas de cada membro, o resultado foi o grande crescimento das reservas, o que parece suspeito a muitos analistas do setor, por não corresponder a descobertas conhecidas [Campbell (1997)] (a Tabela 3 ilustra a situação). Nesse contexto, existem razões para supor que a Arábia Saudita estaria próxima do pico, já que a maior parte de sua produção é extraída de um único campo que já produz há muitos anos.⁴

A prática de declarar níveis de reservas provadas que não correspondem à realidade não está restrita aos países exportadores de petróleo, pois há indícios de que algumas empresas petrolíferas subestimam o volume das

Tabela 3

Aumentos Anômalos Reportados das Reservas^a – 1980/95

	ABU DHABI	DUBAI	IRÃ	IRAQUE	KUWAIT	ARÁBIA SAUDITA	VENEZUELA
1980	28,0	1,4	58,0	31,0	65,4	163,3	17,9
1981	29,0	1,4	57,5	30,0	65,9	165,0	18,0
1982	30,6	1,3	57,0	29,7	64,5	164,6	20,3
1983	30,5	1,4	55,3	41,0	64,2	162,4	21,5
1984	30,4	1,4	51,0	43,0	63,9	166,0	24,9
1985	30,5	1,4	48,5	44,5	90,0	169,0	25,9
1986	31,0	1,4	47,9	44,1	89,8	168,8	25,6
1987	31,0	1,4	48,8	47,1	91,9	166,6	25,0
1988	92,2	4,0	93,0	100,0	91,9	167,0	56,3
1989	92,2	4,0	92,9	100,0	91,9	167,0	58,0
1990	92,2	4,0	92,9	100,0	94,5	257,5	59,0
1995	92,2	4,3	88,2	100,0	94,0	258,7	64,5

Fonte: Campbell (1997).

^aOs aumentos estão sublinhados em negrito.

4 Ver a entrevista de Matt Simmons à publicação Petroleum News, de 1º de agosto de 2004.

reservas contabilizadas em seus relatórios financeiros periódicos. O objetivo seria, aparentemente, apresentar aos investidores do mercado de capitais um quadro de crescimento regular das reservas (principal ativo dessas empresas), de modo a garantir a valorização contínua de suas ações [Laherrère (2000)]. O recurso à subestimação, no entanto, tem limites, já que em algum momento o crescimento declarado das reservas colidiria com a realidade, o que seria uma explicação para a surpreendente revisão para baixo das reservas da Shell, ocorrida em janeiro de 2004 [Aspo (2004)].

Levando em conta os ajustes mencionados acima, os seguidores de Hubbert – reunidos na Association for the Study of Peak Oil&Gas (Aspo) – estimam que as reservas provadas de petróleo convencional (excluídos os provenientes das regiões polares e de águas profundas) são da ordem de apenas 780 bilhões de barris, em contraste com a estimativa de 1.150 bilhões da British Petroleum (ver Seção 2). Já o dimensionamento da quantidade de petróleo a ser descoberta é, naturalmente, muito mais controverso que o das reservas existentes e constitui o núcleo da discórdia entre os seguidores de Hubbert e o meio petrolífero (*mainstream*) em geral. A estimativa da Aspo (2004) é de 150 bilhões de barris.

As conclusões dos defensores do modelo de Hubbert serão expostas a seguir, mostrando-se em contraposição o ponto de vista da Energy Information Administration (EIA), órgão especializado do governo norte-americano. Serão feitas igualmente algumas breves considerações sobre a questão – particularmente árdua – do aumento da taxa de extração de petróleo.

O procedimento usado por Hubbert para estimar o total de petróleo existente nos Estados Unidos – descrito na seção anterior – foi generalizado por seus seguidores para estimar o total mundial [Campbell (1997), Laherrère (2000), Deffeyes (2001)]. O grau de incerteza do resultado é bem maior, em virtude, como já foi mencionado, da qualidade inferior das informações disponíveis e da evolução menos regular das descobertas e da produção.

Para definir a data do pico mundial – que estará situado no entorno do ponto médio da curva de produção global – é preciso quantificar a totalidade do petróleo recuperável existente. Cabe salientar que a maior parte do petróleo contido nas jazidas (*oil in place*) não é recuperável, mesmo com as tecnologias mais avançadas. O total do petróleo recuperável consiste na soma de produção acumulada + reservas + reservas a descobrir. Pela definição adotada pela Aspo – que é bastante restritiva – para o petróleo convencional, os valores são os seguintes, em bilhões de barris:

- produção acumulada até 2003: 920;
- reservas conhecidas: 780;
- reservas a descobrir: 150; e
- total: 1.850.

O pico seria, portanto, iminente, devendo ocorrer por volta de 2005. A participação crescente do petróleo não-convencional – que na definição da Aspo abrange o petróleo das regiões polares, o de águas profundas e os líquidos de gás natural – teria pouca influência, deslocando o pico para 2006 (Gráfico 5). A inclusão do petróleo não-convencional eleva o montante do petróleo recuperável para cerca de 2,5 trilhões de barris.

A data estipulada no Gráfico 5 pode parecer excessivamente próxima, principalmente para quem não tem familiaridade com os trabalhos de Hubbert e de seus discípulos. Trata-se, no entanto, de questão crucial: basta imaginar as consequências da redução contínua da oferta da fonte de energia usada nos transportes para a economia global. Não é surpreendente que a própria idéia do Pico de Hubbert enfrente tanta resistência. O detalhamento das estimativas do pico de produção de petróleo convencional segundo região encontra-se na Tabela 4.

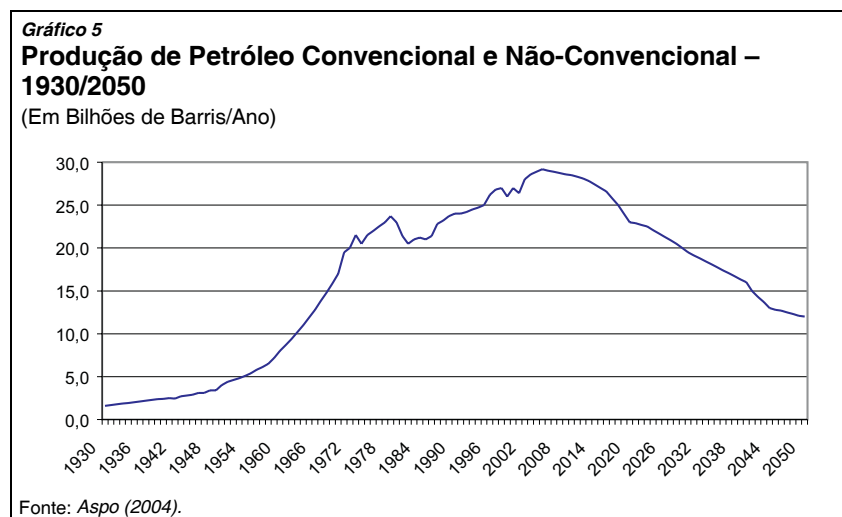


Tabela 4
Previsão do Pico de Produção segundo Região – 2005/2050

REGIÃO	EXTRAÇÃO ANUAL DE PETRÓLEO CONVENCIONAL (Milhões de Barris/Dia)				BILHÕES DE BARRIS (Total)	DATA DO PICO ^a
	2005	2010	2020	2050		
Estados Unidos (menos Alasca)	3,6	2,8	1,7	0,4	200	1969
Europa	5,0	3,6	1,8	0,3	75	2000
Rússia	9,1	10,0	5,5	0,9	210	1987
Golfo Pérsico	19,0	19,0	17,0	10,0	675	1974
Outras Regiões	27,0	23,0	17,0	9,0	690	1997
Total	64,0	58,0	43,0	20,0	1.850	2005

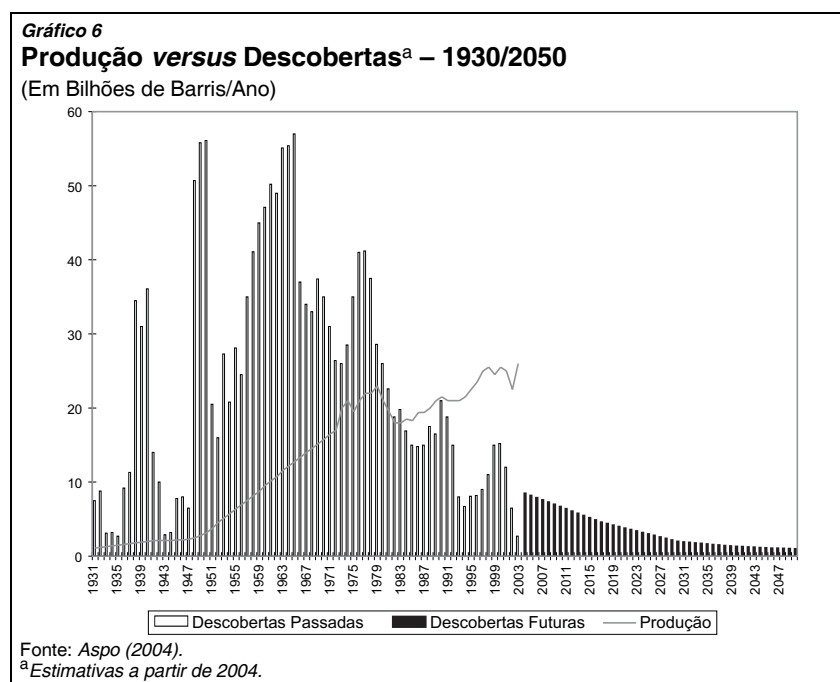
Fonte: *Aspo (2004)*.

^aOs picos regionais ocorreram anteriormente ao pico global projetado em virtude do caráter atípico das curvas de produção dos países da Opep e da antiga União Soviética, entre as décadas de 1970 e 1990.

Antes de apresentar o cenário adotado pela EIA, é interessante observar que dois argumentos distintos parecem corroborar a previsão de que o pico da produção está próximo: em primeiro lugar, de acordo com algumas estimativas, em cerca de metade dos países produtores a quantidade extraída anualmente está em queda, ou seja, já passou do pico, encontrando-se nessa situação alguns dos maiores produtores mundiais, como Estados Unidos, Grã-Bretanha, Noruega, Canadá⁵ e Indonésia (este último país, embora faça parte da Opep, tornou-se recentemente importador de petróleo); além disso, em segundo lugar, o pico das descobertas ocorreu em meados da década de 1960, enquanto na atualidade o volume descoberto anualmente corresponde a menos de um terço, aproximadamente, da produção [Aspo (2004)]. O Gráfico 6 ilustra a evolução das descobertas desde 1930.

Para estimar o total do petróleo recuperável existente no mundo, a EIA utiliza-se de metodologia bastante diferente da que foi discutida até agora, adotando os métodos de outro órgão governamental, o United States Geological Survey (USGS). Em vez de estimar o total a partir da extrapolação da tendência histórica das descobertas, o método do USGS divide a superfície da Terra em numerosas regiões, e em cada uma delas, com base em suas características geológicas, procura então calcular a quantidade de petróleo recuperável original, considerando uma certa distribuição de probabilidade (95%, 50% e 5%). A projeção do USGS, além disso, supõe que a

⁵ Parcela expressiva da produção canadense atual é formada por petróleo não-convencional (areias asfálticas). Ver Seção 5.

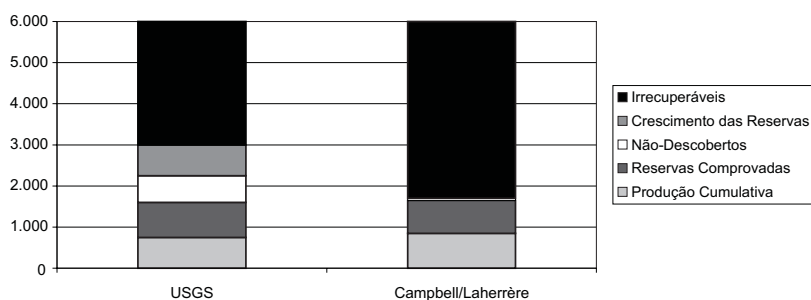


taxa de extração, ou seja, a proporção do petróleo original que pode ser recuperável economicamente, irá elevar-se dos 30% atuais para 40%, em virtude do progresso das tecnologias de extração. O Gráfico 7 compara as abordagens do USGS e do grupo cujas idéias foram discutidas até o momento.

Em documento divulgado recentemente pela internet, é interessante observar que a EIA (2003) declara-se seguidora das idéias de Hubbert, uma vez que o modelo utilizado trabalha com o conceito de pico de produção. Verifica-se, no entanto, uma diferença fundamental em relação ao modelo original de Hubbert: enquanto a curva de produção se mostra assimétrica, a etapa de declínio é muito mais rápida que a de crescimento. Dessa forma, o pico, nas projeções da EIA, encontra-se muito distante, no futuro, do ponto médio da produção.

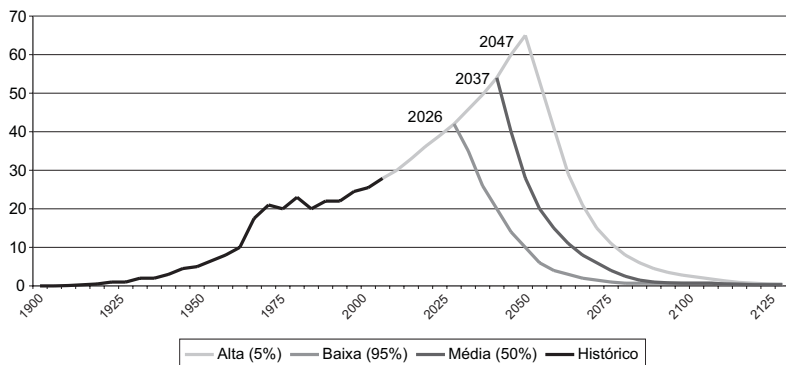
A combinação das probabilidades estimadas pelo USGS para o total de petróleo recuperável com três projeções de crescimento da demanda resultou no conjunto de nove cenários para o pico de produção de petróleo. Os três cenários com crescimento de 2% são apresentados no Gráfico 8.

Gráfico 7
Reservas Totais Recuperáveis de Petróleo
 (Em Bilhões de Barris)



Fonte: EIA (2003).

Gráfico 8
Cenários de Produção Anual com Taxas de Crescimento de 2% e Diferentes Níveis de Reservas Recuperáveis – 1900/2125
 (Em Bilhões de Barris/Ano)



Estimativas de Recuperação de Petróleo da USGS

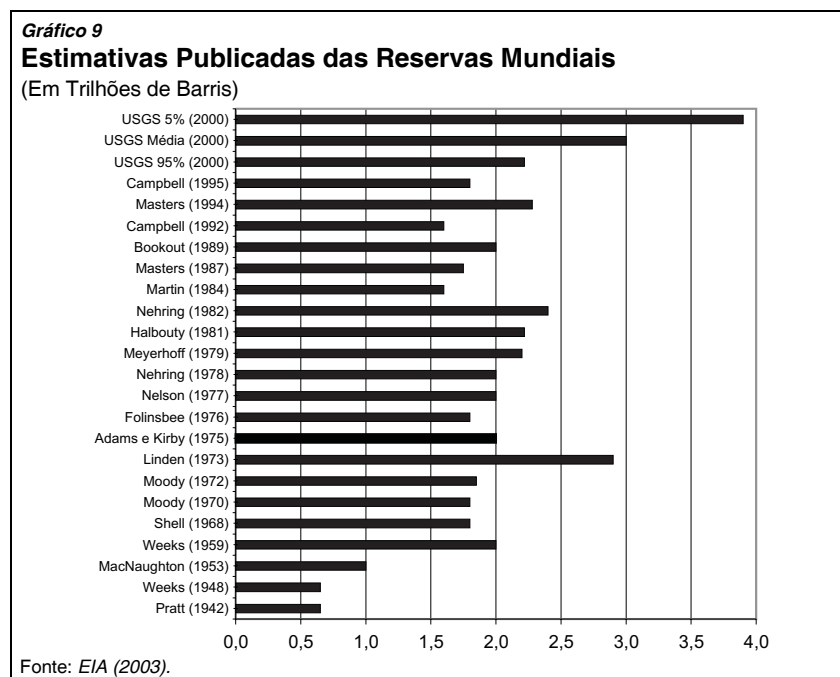
PROBABILIDADE	TOTAL RECUPERÁVEL (Bilhões de Barris)
Baixa (95%)	2.248
Média (50%)	3.003
Alta (5%)	3.896

Fonte: EIA (2003).

Embora a análise detalhada dos vários cenários esteja fora do escopo deste trabalho, talvez seja conveniente duas objeções formuladas por especialistas aos cenários da EIA (2003):

- a rapidez do declínio é pouco compatível com as condições geológicas da maioria das jazidas de petróleo; e
- as tecnologias que permitiriam o aumento da taxa de extração de 30% para 40% defrontam-se com problemas para ser aplicadas em numerosas jazidas [Aspo (2003)].

O aparente otimismo das projeções da EIA pode ser constatado pelo exame do Gráfico 9, que reúne diversas estimativas das reservas mundiais de petróleo feitas por vários autores em datas diferentes. Das 24 estimativas, as duas maiores são a média e a otimista do USGS, verificando-se igualmente que a maior parte das estimativas está mais próxima das de Campbell que da projeção média do USGS.

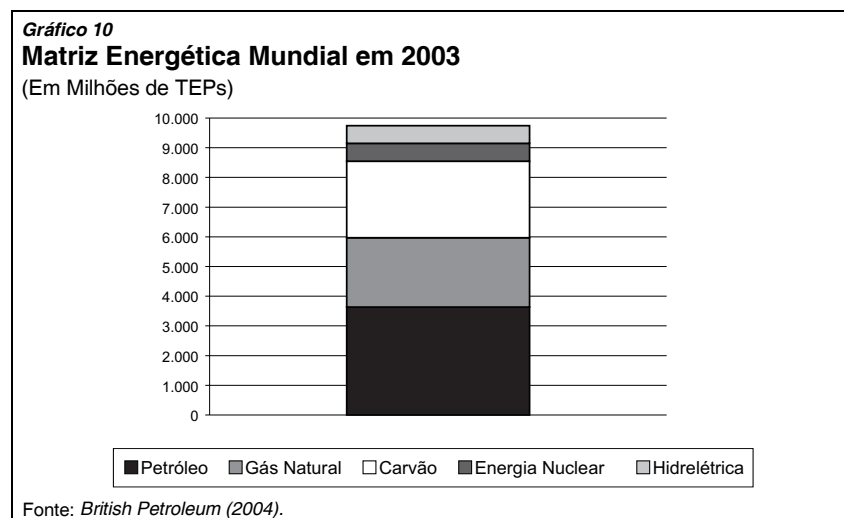


5. Alternativas à Energia do Petróleo

O consumo mundial de energia em 2003 foi de cerca de 9,7 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEPs) e estima-se que esse valor deverá crescer cerca de 2% ao ano, atingindo 11,7 bilhões de TEPs até o final da década. Essa projeção poderá ser alterada no caso de haver uma crise de oferta, em que preços elevados de combustíveis diminuiriam a demanda por energia.

O consumo de energia é distribuído pelos seguintes combustíveis: petróleo (37,3%), carvão (26,5%), gás natural (23,9%), energia nuclear (6,1%) e hidrelétrica (6,1%). O combustível que mais vem aumentando sua participação na matriz energética mundial é o gás natural. A participação do carvão, que vinha diminuindo historicamente, em 2003 cresceu 1%. O petróleo, por sua vez, deverá permanecer como a principal fonte de energia mundial, até que haja restrição de oferta, causada pelo pico de produção mundial.

A partir da queda na produção de petróleo, a disponibilidade de outras fontes de energia será decisiva para a economia global. Assim, apresentam-se a seguir alguns breves comentários sobre o assunto.



Um fator de importância ao avaliar as alternativas energéticas ao petróleo é o fato de que as fontes de energia alternativas citadas na Tabela 5 possuem custos de produção mais elevados e requerem uma quantidade de energia maior para serem produzidas do que a simples extração de petróleo. Desse modo, a energia gerada por esses combustíveis (taxa de conversão) tem de ser maior do que a consumida na sua produção, ou eles não são de fato um substituto para o petróleo como fonte de energia [Goodstein (2004)].

As reservas conhecidas de areias asfálticas (*tar sands*) e de petróleo pesado chegam a trilhões de barris e constituem a maior parte do chamado petróleo não-convencional. As areias do Canadá, em particular, já são exploradas em grande escala e respondem por parcela expressiva da produção petrolífera do país. No entanto, o potencial econômico das areias e do petróleo pesado não deve ser superestimado, uma vez que ambos só podem ser utilizados após processamento custoso, em termos energéticos e ambientais. O aumento da produção de combustíveis provenientes dessas fontes deverá ser lento, mesmo que ocorra grande elevação nos preços do petróleo.

As perspectivas do xisto betuminoso são ainda mais problemáticas. De fato, embora as reservas estimadas sejam enormes, o xisto tem de ser extraído como mineral, aquecido e hidrogenado, de modo a proporcionar materiais líquidos. Os efeitos sobre o ambiente são graves, pois é preciso utilizar vários barris de água para obter um barril de “petróleo”, e o processamento consome muita energia.

Os hidratos de metano, que são sólidos semelhantes ao gelo encontrados em sedimentos oceânicos, constituem-se provavelmente na fonte de energia

Tabela 5

Fontes de Energia Alternativas ao Petróleo

NÃO-RENOVÁVEIS	RENOVÁVEIS
Areias Asfálticas	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: Youngquist (2000).

fóssil mais controversa. Não há perspectivas de utilização comercial a médio prazo.

A principal fonte de energia alternativa ao petróleo é o gás natural, que pode inclusive substituir a gasolina em motores a combustão, desde que feitas pequenas adaptações, conforme o exemplo verificado em diversos estados no Brasil. Suas reservas ainda são elevadas e poderiam adiar a crise de oferta de energia por vários anos caso as modificações de infra-estrutura, necessárias para a substituição dos derivados de petróleo, possam ser feitas de forma rápida. No entanto, esses investimentos são bastante vultosos, principalmente para viabilizar o transporte de longa distância, através de gasodutos ou de navios de GNL. Além disso, como o gás natural também é uma fonte não-renovável, inevitavelmente o crescimento da produção levará ao esgotamento mais rápido das reservas mundiais existentes.

Ainda mais distante das características do petróleo está o carvão, que foi a principal fonte de energia dos países industriais até meados do século 20 e é a fonte de energia não-renovável convencional mais abundante na Terra (reservas provadas de cerca de 1 trilhão de toneladas). Em relação ao petróleo, o carvão é mais difícil de ser extraído e transportado, possui menor densidade de energia e é um combustível mais poluente, já que a sua extração está associada a um nível elevado de elementos nocivos ao meio ambiente, como enxofre e mercúrio. Além disso, a maior parte do petróleo é consumida no setor de transportes, no qual o uso do carvão é tecnicamente bem mais difícil.

A fissão nuclear utiliza como “combustível” um isótopo (variedade) que corresponde a apenas 0,7% do urânio existente na natureza. Assim, deve ser considerada como energia não-renovável, sendo importante destacar que a relação entre reservas e produção de urânio físsil é da mesma ordem de grandeza que a verificada para os combustíveis fósseis. A disponibilidade de material físsil poderia multiplicar-se por cerca de 100 vezes se fosse viabilizada a produção de plutônio em reatores *breeders*, tecnologia que, porém, é extremamente complexa e ainda não atingiu de forma plena o estágio comercial, após décadas de desenvolvimento. A energia nuclear, além disso, está restrita – pelo menos até hoje – à geração de eletricidade, o que limita seriamente seu emprego nos transportes.

A energia geotérmica consiste na utilização de vapor ou água quente provenientes de camadas subterrâneas. Trata-se, por sua vez, de fonte de interesse local ou, no máximo, regional, pela escassez de lugares que reúnam as condições naturais necessárias.

No que se refere às fontes de energia renovável, a mais importante tem sido a biomassa, em suas múltiplas formas: lenha, resíduos vegetais, álcool, biodiesel etc. Seu papel é particularmente relevante nos países que ainda estão no início do processo de industrialização, sendo pouco provável que venha a substituir em grande escala os combustíveis fósseis. No caso do Brasil, entretanto, a biomassa poderá contribuir de forma significativa para a matriz energética, em virtude dos custos de produção relativamente pequenos.

A energia hidrelétrica abundante constitui outra vantagem do Brasil. Cabe salientar, todavia, que boa parte dos rios com potencial expressivo de geração de eletricidade já foi aproveitada e que a participação da hidreletricidade na matriz energética brasileira deverá diminuir ao longo do tempo. É interessante observar, ainda, que a energia hidrelétrica não pode, rigorosamente, ser classificada como renovável, já que todos os reservatórios sofrerão com o assoreamento no longo prazo. A exceção, naturalmente, são as usinas a fio d'água, que não necessitam de reservatórios.

As energias eólica, das ondas e das marés assemelham-se à geotérmica, no sentido em que são primordialmente de interesse local e complementar, além de não haver muitos lugares favoráveis. Quanto à utilização da energia térmica dos oceanos, não passa, no momento, de uma possibilidade teórica.

Finalmente, restam as duas fontes de energia que poderão, a longo prazo, substituir de modo definitivo os combustíveis fósseis. A fusão nuclear é, sem dúvida, a mais avançada em termos técnicos e, se vier a ser comercialmente viável, deverá suprir as necessidades humanas durante muitos milênios. Ocorre, porém, que essa tecnologia ainda se encontra, após décadas de esforços contínuos, no estágio de pesquisa básica, em face das gigantescas dificuldades técnicas envolvidas. Nas previsões de longo prazo é frequente a consideração de que a fusão nuclear não será economicamente viável antes de 2050. Já a energia solar, ao contrário, é muito mais simples, do ponto de vista estritamente técnico, limitando-se os problemas, de modo geral, a aumentar a eficiência dos conversores (por exemplo, células fotovoltaicas). O principal obstáculo à sua utilização futura em grande escala consiste na natureza dispersa da radiação solar, que é pouco compatível com a estrutura produtiva do mundo atual.

Em suma, é possível afirmar que a substituição do petróleo por outras fontes de energia representará um desafio de grandes dimensões, pois nenhuma das alternativas – com exceção parcial do gás natural – reúne os mesmos atributos de densidade energética, facilidade de transporte e armazenamento, segurança e versatilidade.

O pior cenário possível da crise de oferta gerada pelo pico de produção seria aquele em que a velocidade de substituição do petróleo por outros combustíveis não é suficiente para compensar o déficit crescente entre oferta e demanda de petróleo. Por outro lado, na melhor das hipóteses, a velocidade de substituição de petróleo por gás natural é suficiente para amortecer a crise e possibilitar a construção de novas usinas nucleares e infra-estrutura para utilização de fontes de energia não-convencionais, que adiariam o pico de produção de energia por algumas décadas [Goodstein (2004)].

6. Posicionamento Estratégico do Brasil: Riscos e Oportunidades

O pico de produção de petróleo no Brasil é bastante difícil de ser previsto devido à localização em águas profundas das principais reservas, que elevam o custo do investimento em procura e mapeamento de novas áreas de produção. Ao final de 2003, cerca de 91% das reservas brasileiras provadas de petróleo, de 10,6 bilhões de barris, localizavam-se no mar. As reservas provadas de gás, por sua vez, eram de 245 bilhões de m³, sem incluir a recente descoberta anunciada pela Petrobras, de 70 bilhões de m³, na Bacia de Santos. A distribuição geográfica das reservas pode ser observada na Tabela 6.

O crescimento da produção de petróleo no Brasil vem sendo bastante significativo: entre 1993 e 2003, quando foram produzidos 545 milhões de barris, houve um aumento de 112%. A produção é fortemente concentrada na Bacia de Campos, sendo o Rio de Janeiro responsável por 84% do petróleo produzido em 2003.

A produção de novos campos com planos de desenvolvimento aprovados, listados pela ANP, indica crescimento até 2009, porém será necessário descobrir e desenvolver outros campos de grande porte nos próximos anos para que a tendência de crescimento se mantenha, porque o campo de Marlim, o principal da Bacia de Campos, estaria próximo de atingir o pico de produção. Vale ressaltar, no entanto, que é estimado um investimento de US\$ 2,5 bilhões em exploração e de US\$ 18 bilhões em desenvolvimento e produção de novas áreas no período 2003/07, valores que representam um incremento de US\$ 5,7 bilhões em relação à previsão anterior realizada para o período 2002/06 e poderão ser revertidos em incremento das reservas nacionais de petróleo [Silveira, Cavalcanti e Franco (2004)].

Apresentemente, nos últimos anos a Petrobras concentrou esforços na exploração dos campos já provados, que demandaram vultosos investimentos em um período de preços e rentabilidade relativamente baixos. Nesse cenário de restrição de fontes de recursos, a opção parece ter sido investir menos na prospecção de novas áreas de produção e na recomposição de suas reservas e mais no desenvolvimento e produção dos campos existentes.

Tabela 6

Reservas do Brasil em 31 de Dezembro de 2003 (Versão de 26 de Março de 2004)

LOCAL	ESTADO	RESERVA PROVADA			RESERVA TOTAL		
		Petróleo (Milhões de m ³)	Petróleo (Milhões de Barris)	Gás (Milhões de m ³)	Petróleo (Milhões de m ³)	Petróleo (Milhões de Barris)	Gás (Milhões de m ³)
Terra	Alagoas	1,811	11,390	4.286,073	3,239	20,372	6.175,721
	Amazonas	17,579	110,572	49.074,605	20,796	130,807	77.986,183
	Bahia	33,643	211,614	16.987,387	58,881	370,361	24.035,320
	Ceará	0,911	5,730	–	2,319	14,587	–
	Espírito Santo	18,272	114,931	2.237,244	30,279	190,455	2.548,089
	Paraná	–	–	–	0,002	0,013	702,830
	Rio Grande do Norte	41,377	260,261	3.151,095	53,760	338,150	3.298,402
	Sergipe	34,984	220,049	860,863	47,049	295,938	994,978
	Subtotal	148,577	934,548	76.597,267	216,325	1.360,683	115.741,523
Mar	Alagoas	0,219	1,378	979,738	0,389	2,447	1.105,247
	Bahia	0,344	2,164	8.680,843	0,974	6,126	30.218,609
	Ceará	10,675	67,146	1.139,473	11,505	72,366	1.211,487
	Espírito Santo	96,937	609,734	15.257,817	116,573	733,244	21.696,489
	Paraná ^a	3,761	23,657	61,320	9,839	61,887	1.508,618
	Rio de Janeiro ^b	1.407,651	8.854,125	119.257,453	1.756,257	11.046,857	148.796,622
	Rio Grande do Norte	11,382	71,593	17.289,282	18,679	117,491	22.457,801
	São Paulo	0,630	3,963	3.507,647	0,630	3,963	3.507,647
	Santa Catarina ^c	1,983	12,473	43,803	4,588	28,859	43,800
	Sergipe	3,359	21,125	2.525,419	9,542	60,017	5.327,815
	Subtotal	1.536,941	9.667,356	168.742,795	1.928,976	12.133,257	235.874,135
Total	1.685,517	10.601,904	245.340,062	2.145,301	13.493,940	351.615,658	

Fonte: ANP, Boletim Anual de Reservas.

^aAs reservas do campo de Roncador estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro por simplificação.

^bAs reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná por simplificação.

^cRevisão de 26 de março de 2004.

Há evidências de que a geologia do Atlântico Sul é uma das mais favoráveis ao descobrimento de novas reservas de petróleo em águas profundas [Aspo (2003)]. Portanto, do ponto de vista da oferta de fontes de energia, o posicionamento estratégico do país é bastante favorável. O Brasil estaria relativamente bem preparado para absorver um novo choque do preço do petróleo ou até mesmo uma diminuição da produção mundial após o pico de produção. Existem quatro principais fatores que corroboram essa opinião:

- O primeiro fator é a participação acentuada da geração hidrelétrica renovável e de baixo custo na matriz energética nacional. No caso de elevação do preço do petróleo, a grande parcela de geração hidrelétrica deverá aumentar a competitividade da economia nacional, comparada com economias cuja matriz é fundamentada no petróleo.
- A previsão de auto-suficiência na produção de petróleo, que deverá ser atingida nos próximos anos, é uma segunda vantagem, no caso de ocorrência de um cenário de escassez da oferta. A produção nacional seria suficiente para atender à demanda e poderia evitar que o país fosse obrigado a disputar petróleos escassos a preços elevados em caso de escassez no mercado internacional. A manutenção dessa situação dependeria, no entanto, da manutenção da capacidade de produção nacional.
- Um terceiro fator de vantagem relativa do Brasil é a recente descoberta de grandes reservas de gás natural na Bacia de Santos e a previsão de aumento de sua participação na matriz energética nacional. O gás natural é mais abundante que o petróleo no mundo e vem substituindo seus derivados com vantagens em diversas áreas (geração de energia, transporte etc.). No Brasil, o esforço de aumento das redes de distribuição e transporte deve ser ampliado, visando maximizar a possibilidade de substituição de derivados de petróleo pelo gás natural (vale ressaltar que o BNDES está financiando ou analisando uma série de projetos de infra-estrutura que visam à ampliação das redes de transporte e distribuição). A disseminação do uso do gás natural no país deve levar em conta ainda que existem reservas consideráveis nos países vizinhos que não têm utilização alternativa para o gás a não ser a possibilidade de produção de GNL para exportação, que, entretanto, possui um custo bastante elevado de investimento e rentabilidade relativamente mais baixa do que a venda *in natura* para o Brasil. A participação do gás natural na matriz energética nacional vem crescendo, apesar do preço elevado do gás importado da Bolívia e dos gargalos de infra-estrutura e regulação do mercado. No entanto, esses pontos devem ser equacionados, para que o país possa aproveitar ao máximo a vantagem da localização próxima dos centros industriais a grandes reservas de gás natural.

- Finalmente, o Brasil possui uma grande vantagem competitiva na produção de energia a partir de fontes alternativas e renováveis, como o álcool e o biodiesel. Portanto, deve haver apoio institucional aos investimentos na produção desse tipo de energia e à pesquisa e desenvolvimento de biotecnologia associada a tais produtos. O BNDES vem discutindo alternativas para desenvolver a produção de biodiesel e aumentar a competitividade da produção de álcool e outras fontes renováveis de energia.

Por outro lado, no caso de um choque do preço de petróleo, seja ele causado por fatores conjunturais ou por escassez de oferta devido ao atingimento do pico de produção mundial, existem dois fatores principais de fragilidade da economia brasileira: o atual nível de endividamento externo e a concentração dos transportes no modal rodoviário.

No que diz respeito ao endividamento externo, os choques de preços de petróleo, no passado, foram acompanhados por grande elevação das taxas de juros em todo o mundo, visando conter a disseminação do aumento dos preços de petróleo e derivados para o resto da economia, sob a forma de inflação. Esse movimento agravou, principalmente, a situação de países como o Brasil, cujas dívidas se multiplicaram pela necessidade de importar derivados de petróleo caros e pelo pagamento de juros elevados. No caso de ocorrer um novo choque de preços, possivelmente a elevação dos juros não se repetirá na mesma magnitude dos choques anteriores. Isso se as autoridades monetárias nacionais decidirem que os efeitos recessivos do aumento dos juros, quando associados a um aumento de preços de petróleo (que por si só já é um fator de restrição da capacidade de gasto), podem ser desastrosos para as economias nacionais.

A concentração no transporte rodoviário de cargas e de passageiros, por sua vez, pode aumentar o efeito multiplicador de um choque de preços de petróleo na economia brasileira, porque a enorme frota de caminhões e ônibus depende quase que exclusivamente do suprimento de diesel, derivado de petróleo. O desenvolvimento de outros modais (ferroviário, marítimo e fluvial) é fundamental, pois podem utilizar diferentes combustíveis ou energia elétrica gerada de fontes diversas e, além disso, possuem uma eficiência energética maior. Portanto, economias neles baseadas terão custos de transporte mais baixos. Nesse aspecto, o Brasil tem muito o que avançar, sendo essa uma excelente oportunidade de investimento.

Em síntese, o país deve se preparar para um cenário de escassez de oferta de petróleo, que provavelmente está próximo. Serão necessários diversos investimentos em infra-estrutura, principalmente no transporte e distribui-

ção de gás natural, na prospecção e exploração de novas áreas de extração de petróleo e no transporte ferroviário, marítimo e fluvial. Desse modo, poderão ser absorvidos os efeitos de um novo choque de preços de petróleo, sem que haja reflexos danosos maiores à economia nacional.

Somando-se a isso, nesse cenário o Brasil poderá desenvolver vantagens comparativas importantes, relacionadas às características específicas da sua matriz energética e ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia a custos competitivos.

7. Conclusão

A possível materialização das previsões apresentadas neste artigo teria conseqüências dramáticas para a economia mundial. De fato, a conjugação de demanda crescente com queda duradoura da oferta se traduziria em elevação explosiva dos preços do petróleo e, provavelmente, de seu substituto mais próximo – o gás natural. Uma recessão generalizada dificilmente seria evitável.

A situação se revelaria muito mais séria do que a verificada nas crises de 1974 e 1979, pois a escassez de petróleo seria permanente. Além disso, nenhuma das fontes de energia possui a gama de vantagens do petróleo, o que dificulta consideravelmente a sua substituição. Assim, a transformação radical da matriz energética, que seria necessária, deveria ser planejada, em um esforço de coordenação internacional, o que tem poucos precedentes históricos.

O impacto da escassez de petróleo, por outro lado, ocorreria de maneira muito diferenciada nos vários setores da economia. Os insumos petroquímicos, por exemplo, seriam bastante afetados, com conseqüências imprevisíveis para a demanda dos produtos plásticos. O setor mais prejudicado, no entanto, seria certamente o de transportes, que é muito dependente do petróleo na atualidade. O transporte aéreo, em particular, se encontraria em situação crítica, pela grande dificuldade de operar com combustíveis alternativos.

A escassez também afetaria de forma diferenciada os diversos países, encontrando-se o Brasil em situação relativamente favorável no que diz respeito à disponibilidade e variedade de fontes de energia. A economia brasileira, no entanto, é vulnerável a uma nova crise energética, pela excessiva dependência do transporte rodoviário.

Para concluir, é preciso ressaltar que a noção da iminência do Pico de Hubbert é muito controversa, não sendo aceita pelos países e empresas produtores de petróleo. A gravidade da crise associada à concretização do Pico, entretanto, justifica que o tema seja mais conhecido e debatido.

Referências Bibliográficas

- ANP – Agência Nacional do Petróleo. *Reservas nacionais de petróleo e gás natural 2003*. Disponível em http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/reservas_20031231.pdf, acesso em 14 de setembro de 2004.
- ASPO – Association for the Study of Peak Oil&Gas. *Newsletter*, n. 26, Feb. 2003. Disponível em <http://www.asponews.org/ASPO.newsletter.026.php>, acesso em 14 de setembro de 2004.
- _____. *Newsletter*, n. 45, Sept. 2004. Disponível em <http://www.asponews.org/HTML/Newsletter45.html>, acesso em 14 de setembro de 2004.
- BRITISH PETROLEUM. *Statistical review of world energy 2004*. June 2004. Disponível em http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/publications/energy_reviews/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2004.pdf, acesso em 14 de setembro de 2004.
- CAMPBELL, C. J. *The coming oil crisis*. England: Multi-Science Publishing Company and Petroconsultants SA, 1997.
- CAMPBELL, C. J., LAHERRÈRE, J. The end of cheap oil. *Scientific American*, Mar. 1998.
- DEFFEYES, K. S. *Hubbert's Peak: the impending world oil shortage*. New Jersey: Princeton University Press, 2001
- EIA – Energy Information Administration. *International energy outlook*. Washington, 2003. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>, acesso em 14 de setembro de 2004.
- FLEAY, B. J. *Climaxing oil: how will transport adapt?* Apresentado ao Chartered Institute of Transport no Simpósio Nacional da Austrália “Beyond Oil: Transport and Fuels for the Future”. Tasmania: Launceston, 1998.
- GOLD, T. *The origin of methane (and oil) in the crust of the earth*. USGS, 1993. Disponível em <http://people.cornell.edu/pages/tg21/usgs.html>, acesso em 14 de setembro de 2004

- GOODSTEIN, D. *Out of gas: the end of the age of oil*. New York: W. W. Norton Company, 2004.
- ILLUM, K., *et alii*. *Oil-based technology and economy: prospects for the future*. Copenhagen: Society of Danish Engineers (SDE), 2003.
- LAHERRÈRE, J. *Vers un déclin de la production pétrolière*. Apresentado no colóquio “Énergie et Développement Durable”. Bruxelas, 2000.
- LONG, G. R., MOREHOUSE, D. F., WOOD, J. H. *Long term oil supply scenarios: the future is neither as bleak or rosy as some assert*. Aug. 2004. Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/feature_articles/2004/worldoilsupply/oilsup, acesso em 14 de setembro de 2004.
- SILVEIRA, J. P., CAVALCANTI, M. C. B., FRANCO, C. B. Investimentos previstos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural 2003-2007. *Conjuntura e Informação*, ANP, n. 24, jan. 2004.
- SIMMONS INTERNATIONAL. *Energy industry research*. February 25, 2004. Disponível em http://simmonsco_intl.com/files/092304.pdf.
- YERGIN, D. *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo, 1993.
- YOUNGQUIST, W. *Alternative energy sources*. Oregon, 2000. Disponível em <http://www.hubbertpeak.com/youngquist/altenergy.htm>, acesso em 14 de setembro de 2004.

