



PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL NAS PRÓXIMAS DÉCADAS: SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS A PARTIR DE UM MODELO DE HUBBERT

Alexandre Szklo¹, Giovani Machado², Roberto Schaeffer³

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Este artigo simula a produção futura de petróleo no Brasil a partir da modelagem de Hubbert, considerando diferentes probabilidades de adição de reservas. Analisa porque a formulação de Hubbert é mais apropriada para o caso brasileiro do que a de Hotelling, destacando os efeitos associados de informação e depleção para a evolução temporal das descobertas acumuladas. As curvas de produção de petróleo para o Brasil indicaram picos de produção com defasagem de mais de 15 anos, conforme se evoluiu de reservas com 75% de certeza (pico de 3,27 Mbpd em 2020) para reservas com 50% (pico de 3,28 Mbpd em 2028) e 30% de certeza (pico de 3,88 Mbpd em 2036). Estes resultados mostram que, frente o ainda reduzido número de poços perfurados por descoberta acumulada, o Brasil está na fase em que os efeitos de informação sobre a adição de reserva parecem ser maiores do que os efeitos de depleção. É uma característica de áreas de fronteira como o Brasil, que indica também a necessidade de o esforço exploratório ser contínuo.

Abstract

This paper forecasts oil production in Brazil, according to the Hubbert model and different probabilities for adding reserves. It analyzes why the Hubbert model might be more appropriate to the Brazilian oil industry than that of Hotelling, as it implicitly emphasizes the impacts of information and depletion on the derivative over time of the accumulated discoveries. Brazil's oil production curves indicate production peaks with a time-lag of more than fifteen years, depending on the certainty (degree of information) associated to the reserves. Reserves with 75% certainty peak at 3.27 Mbpd in 2020, while reserves with 50% certainty peak at 3.28 Mbpd in 2028, and with 30% certainty peak at 3.88 Mbpd in 2036. These findings show that Brazil oil industry is in a stage where the positive impacts of information on expanding reserves (mainly through discoveries) may outstrip the negative impacts of depletion. The still limited number of wells drilled by accumulated discoveries also explains this assertion. Being a characteristic of frontier areas such as Brazil, this indicates the need for ongoing exploratory efforts.

1. Introdução

O problema dos recursos naturais e mais propriamente dos recursos energéticos fósseis, historicamente, esteve associado à preocupação com a sua escassez. O carvão foi a fonte primária “motor” do século XIX, de tal forma importante que levou Jevons a escrever o texto *The Coal Question*, onde anunciava o fim da Revolução Industrial Inglesa em função do esgotamento físico das reservas de carvão (Jevons, 1866). Isto não ocorreu, assim como não correu o esgotamento das reservas de petróleo, previsto no documento do Clube de Roma (Relatório Meadows) nos anos 70 (Meadows e Meadows, 1972; Meadows et al., 1978). As reservas provadas atuais de carvão permitiriam uma extensão de mais de 200 anos da sua produção, mesmo na ausência de novas descobertas. Para o petróleo, a sua razão

¹ PhD, Engenheiro Químico – PPE/COPPE/UFRJ

² PhD, Economista – PPE/COPPE/UFRJ

³ PhD, Engenheiro Elétrico – PPE/COPPE/UFRJ

reserva provada/produção (R/P), que era de 30 anos em 1973 (quando do primeiro choque), alcançou 47 anos em 2004 (BP, 2005).

Assim, ambos os textos clássicos, citados nos parágrafos anteriores, com uma diferença de 100 anos aproximadamente, associam os limites do crescimento econômico do mundo moderno ao esgotamento de dois hidrocarbonetos fósseis: carvão e petróleo. Para os próximos 50 anos, esta não é, de fato, a grande limitação do uso destes hidrocarbonetos. Duas questões (ou restrições) são mais importantes atualmente: a questão geopolítica e a questão ambiental. Foge ao escopo deste texto analisá-las. Porém, vale notar, especialmente para o petróleo, a concentração de suas reservas provadas em poucos países, especialmente no Oriente Médio (cerca de 60%), que concentram também os fluxos internacionais desta fonte de energia (BP, 2005). Por sua vez, a partir dos anos 80, a não internalização das externalidades associadas à produção, transporte e consumo de combustíveis fósseis passou a ser tratada amiúde como um “subsídio escondido” (hidden subsidy), porque o custo total destas fontes (custos privados e custos sociais) parece ser maior do que os seus custos privados. A partir dos anos 90, por sua vez, o problema da emissão crescente de gases de efeito estufa (GEE) e das Mudanças Climáticas Globais tornou-se a principal limitação ao uso de combustíveis fósseis no mundo.

Neste texto, o que importa, portanto, são as definições objetivas de recursos e de reservas, e como estas impactam a modelagem e, sobretudo, as estratégias de produção de petróleo em áreas sedimentares não maduras, como o Brasil. Assim, na próxima seção os conceitos de recurso e reserva e a dinâmica da relação reserva provada/produção serão abordados. A Seção 3 discute os princípios gerais do Modelo de Hotelling para recursos naturais não-renováveis, explicitando as limitações deste modelo, que justificam a adoção do Modelo de Hubbert no setor petróleo. Este modelo é ainda mais adequado no caso de zonas produtoras tomadoras de preço (price-taker), como o Brasil. Assim, na Seção 4, aplica-se uma formulação de Hubbert para o Brasil, a partir de diferentes estimativas da reserva recuperável última do país. Finalmente, nos comentários finais do artigo, derivam-se implicações para estratégias empresariais e políticas públicas, a partir dos resultados obtidos.¹

2. Conceitos de Recurso e de Reserva

Recurso é a quantidade total de recursos naturais finitos de hidrocarbonetos, descoberta ou não, recuperável ou não. É a ocorrência do hidrocarboneto numa forma reconhecida. Para óleo, por exemplo, é essencialmente a estimativa da quantidade de óleo no subsolo (oil in place). Assim, quando óleo (carvão ou GN) não é mais produzido numa bacia, as reservas se anulam, mas não os recursos, porque parte do óleo não pôde ser recuperada. Métodos de recuperação avançada podem aumentar, portanto, as reservas, mas não os recursos.

Por sua vez, reservas constituem a parte dos recursos que pode ser técnica e economicamente extraída ou produzida, no momento da sua determinação. Há duas abordagens para delimitar as reservas: a abordagem determinista (reservas medidas, indicadas e inferidas) e a abordagem probabilista (reservas 1P, 2P e 3P). Existe certo consenso internacional sobre a necessidade de se estabelecer precisamente as probabilidades que devem ser atribuídas às reservas 1P, 2 e 3P. A falta de um padrão cria inconsistência nas estimativas dos recursos últimos recuperáveis (EUR) e, conseqüentemente, da evolução futura da produção de petróleo (e do pico). Também afeta a avaliação dos ativos das empresas de petróleo.

Em 1997, a Society of Petroleum Engineers (SPE) e o World Petroleum Congress (WPC) adotaram as seguintes definições (Laherrere, 1999):

- Reservas Provadas ou 1P são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 90%.
- Reservas Provadas + Prováveis 2P: são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 50%.
- Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis 3P: são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 10%.

Normalmente, para a abordagem probabilista, utiliza-se uma curva Log-Normal, que expressa a medida da probabilidade de as reservas em um campo de petróleo serem maiores do que um determinado volume. Esta distribuição traduz um efeito de proporcionalidade do tipo $y = ax^b$, sendo muito “pessimista” para objetos pequenos, e muito “otimista” para objetos grandes.

Subjacente a este conceito está a idéia de uma curva logística, que indica que o conhecimento aumenta as descobertas e vice-versa. Assim, conforme as definições de reserva, variações positivas de preço aumentam a reserva até o ponto em que viabilizam um substituto (backstop technology). O aumento do preço pode levar a uma

¹ Impende ainda destacar, nesta introdução, que este texto é uma versão modificada de artigo enviado em 2006 a um periódico internacional indexado da área de energia.

reclassificação de parte dos volumes das reservas (mudança de 2P para 1P, por exemplo). Variações positivas de preço também incitam o E&P. Por exemplo, a elasticidade dos gastos mundiais em E&P em relação ao preço do petróleo (entre 1989 e 2004) foi, em média, de 0,5 (IEA, 2004).

Adicionalmente, avanços tecnológicos e de conhecimento (por exemplo, novos modelos de interpretação geológica) são importantes no E&P de petróleo, redefinindo, inclusive, os conceitos de óleo convencional e não-convencional, através de:

- Novas descobertas
- Redução de custos de exploração, desenvolvimento e extração
- Melhora na taxa de recuperação de óleo

Finalmente, o refino de petróleo afeta o tamanho das reservas provadas de petróleo:

- Diretamente, porque uma maior capacidade de conversão pode levar à revisão do próprio conceito de óleo convencional (caso do óleo canadense de Alberta)
- Indiretamente, porque uma menor ou maior capacidade de refino (processamento, conversão e tratamento) pode afetar o preço do petróleo (net-back) e o diferencial entre óleos leves e pesados (permitindo ou não a incorporação de volumes adicionais às reservas provadas)

Assim, a quantidade e a classificação das reservas estão sujeitas a contínuas revisões. Aumentos de preço e redução de custos de produção e processamento aumentam as reservas, transformando recursos em reservas, assim como, dentro das próprias definições 1P, 2P e 3P pode haver reclassificações. Os avanços tecnológicos são amiúde tratados como as principais forças motrizes deste processo, especialmente ao aumentar o conhecimento das reservas e reduzir os custos de produção. No caso do E&P, especificamente, pode-se citar os seguintes avanços: desenvolvimento de Sísmicas 3-D e 4-D; desenvolvimento da perfuração direcional; desenvolvimento de plataformas flutuantes, especialmente os navios-sonda FPSO; desenvolvimento da árvore de natal molhada: controle do poço no fundo do mar; posicionamento dinâmico dos navios, plataformas e sistemas de ancoragem e minimização dos efeitos de flutuação da plataforma; desenvolvimento de cabos flexíveis (risers) para a conexão com as árvores de natal (linhas que recebem petróleo, levam fluidos para o poço e permitem seu controle à distância); métodos de recuperação avançada (EOR); sistema de separação submarina (downhole produced water separation); core flow system (CFS).²

3. Considerações Metodológicas

3.1 Princípio Fundamental de Hotelling

Bem entendidos os conceitos de reserva e de recursos, resta identificar a taxa ótima de extração dos recursos não renováveis. Esta taxa é uma medida da raridade econômica ou da escassez. A extração e o consumo de um recurso hoje fazem com que não se o possa extrair e consumir amanhã. Extrair hoje significa ganhar hoje e perder amanhã. Existe um custo de oportunidade da extração do petróleo no tempo. O valor de não extração é o custo de oportunidade do recurso ao longo de seu processo de depleção. No equilíbrio, ele deve tornar-se igual ao valor de extração, pois a firma (proprietário) extrai até o limite em que ocorre esta igualdade, visando maximizar a sua receita líquida no tempo.

Assim, a renda de escassez (o royalty do petróleo) não deve ser confundida com a renda ricardiana (ou diferencial), gerada a partir das diferenças de custo de extração ou de qualidade dos recursos petrolíferos. A renda de escassez é dinâmica. É dada pela diferença de valor no tempo. Ou pela irreversibilidade da decisão de extrair no tempo. O produtor, que deseja maximizar receitas líquidas, deve avaliar todo o período de extração do recurso. A renda de escassez representa a perda de benefício em $(t+1)$ devida à extração do recurso em t .

O modelo simplificado proposto Hotelling (Hotelling, 1931) para solução deste problema de maximização de receitas intertemporais baseia-se nas seguintes premissas básicas:

1. Quantidade de recurso não renovável conhecida desde o início (R). Logo, este conhecimento independe da descoberta (ao contrário, por exemplo, do modelo logístico de Hubbert, que será brevemente discutido adiante)
2. Demanda se anula, quando R se esgota.
3. Custo de produção é função do tempo e do esgotamento das reservas: ou os recursos de menor custo são produzidos primeiro, ou os custos marginais de produção são crescentes.
4. Taxa de preferência pelo presente constante. Ou o produtor privado não altera a taxa de desconto (dada pelo mercado).
5. Propriedade privada do recurso natural

Assim, no modelo de Hotelling, o produtor busca maximizar a seqüência temporal de lucros atualizados, sujeita ao esgotamento das reservas. O ponto de equilíbrio instantâneo e dinâmico é a permanente igualdade do valor de extração e o de não extração. Foge ao escopo deste texto a solução deste problema maximização, que pode ser feita

² Ver, por exemplo, Managia et al. (2005), Pinto et al (2001), Baruzzi et al. (2001), Rosa et al. (2003).

através do uso de multiplicadores indeterminados de Lagrange. Como resultado, obtém-se que existe para recursos finitos uma diferença entre receita marginal (RMg) e custo marginal (CMg), que é um custo de oportunidade “intertemporal”. Por exemplo, para a estrutura de mercado em concorrência pura e perfeita (onde normalmente o preço, p , seria igual ao custo marginal, CMg):

$$p - CMg = \Pi Mg(0) \cdot e^{at}$$

O termo à direita na igualdade é precisamente a renda de escassez ou o custo de uso. Como se nota, o custo econômico do uso (i.e. o custo de oportunidade de se utilizar o recurso num dado momento) cresce com o tempo, assim como o custo marginal (porque a extração se dá a partir dos recursos de menor custo, conforme a hipótese de Hotelling).

3.2. Limitações de Hotelling

O Princípio Fundamental dos Recursos Naturais tem 3 grandes limitações, especialmente para o petróleo:

1. Falha do princípio dos custos marginais crescentes. Reservas de petróleo não são exploradas conforme o princípio dos custos marginais crescentes, havendo rendas diferenciais (mineiras, de posição, qualidade, tecnológicas), que justificam tanto ao produtor de menor custo quanto ao de maior custo uma exploração “não ideal”. Ademais, existem estratégias comerciais e questões geopolíticas. Reservas de custo maior podem ser exploradas antes das de custo inferior, por motivos de acesso, segurança energética, geração de receita, dinâmica das descobertas (o papel do acaso devido à ignorância geológica ou conhecimento imperfeito), e outros.

2. Esgotamento das reservas quando a demanda se anula. O progresso tecnológico leva à substituição entre fontes energéticas. Em outras palavras, será a “Backstop technology” que definirá o preço-teto para o petróleo.

3. Conhecimento das reservas no instante inicial. Cabe lembrar que o preço afeta a dimensão (definição) de reservas. Outrossim, o conhecimento geológico é incerto e as reservas estão associadas a probabilidades. Finalmente, a produção de um hidrocarboneto como o petróleo tende a seguir, menos a lógica de Hotelling, e mais a base da logística de Hubbert, segundo a qual (Rehrl e Friedrich, 2005):

i. A informação sobre reservas (EI) cresce com as descobertas acumuladas no tempo (CD):

$$EI(t) \propto CD(t)$$

ii. A taxa de descoberta deve aumentar com a informação (EI) que advém de novas descobertas, e portanto com as descobertas acumuladas (efeito de informação):³

$$\begin{aligned} \frac{\partial CD(t)}{\partial t} &\propto EI(t) \\ \therefore \frac{\partial CD(t)}{\partial t} &\propto CD(t) \end{aligned}$$

iii. Porém, as descobertas acumuladas estão limitadas pela quantidade de recursos (*oil in place*), independentemente do nível de informação acumulado. O progresso técnico aumenta o conhecimento (as reservas, i.e. os recursos técnica e economicamente recuperáveis), mas não os recursos em si. Assim, a taxa de descoberta também deve cair com as descobertas acumuladas, considerando-se que existe uma quantidade fixa de recursos, Q^∞ , disponível (efeito de depleção):⁴

$$\frac{\partial CD(t)}{\partial t} \propto (Q_\infty - CD(t))$$

iv. Por fim, nota-se que, algebricamente, a composição dos efeitos de informação e depleção leva a uma logística que incorpora um efeito de depleção (negativo) e de informação (positivo):

$$\frac{\partial CD(t)}{\partial t} \propto CD(t) \cdot (Q_\infty - CD(t))$$

3.3 Fundamentação de Hubbert

Como se mostrou na sub-seção anterior, existe uma logística de descobertas para adição de reservas, que é limitada pelos efeitos de informação (positivo) e depleção (negativo). Tal logística está expressa numa curva como a de Hubbert, segundo a qual (Moroney e Berg, 1999):⁵

³ Note-se que o conceito de informação na formulação de Hubbert envolve a sua origem no sucesso da perfuração. Não obstante, o próprio sucesso traz em si informações valiosas para o processo de exploração, levando o empreendedor a optar pela continuidade da exploração ou seu abandono (Smith, 2005).

⁴ Este é, por exemplo, o fundamento da *Creaming Curve*, que indica um efeito de rendimento marginal decrescente para as descobertas acumuladas segundo os poços pioneiros perfurados (Laherrere, 2001)

⁵ Também é expressa na distribuição Log-Normal.

$$P = 2P_m / (1 + \cosh(-b(t - t_m)))$$

$$b = 4P_m / U = 5/c$$

$$U = 0,8 P_m \times c$$

Onde P é a produção em t, P_m a produção no pico, t_m o tempo do pico, U os recursos últimos recuperáveis (EUR); b e c são parâmetros, obtidos através da definição de U e da estimativa da extensão da vida útil média dos campos (aqui assumido em 27 anos, conforme dados de campos do Brasil).

O modelo de Hubbert se mostrou particularmente adequado para projeção da evolução de descobertas e de produção dos US-48 nos Estados Unidos (Hubbert, 1956). Neste caso, o ritmo de produção seguia o de reserva descoberta, com uma defasagem temporal, indicando, outrossim, que a descoberta levava à produção.

Na verdade, realizando-se um Multi-Hubbert,⁶ esta modelagem das curvas de descoberta e produção dos Estados Unidos foi ainda mais refinada, conforme diferentes categorias de reservas, indicando a própria evolução temporal do conceito de óleo convencional. Por exemplo, Rehrl e Friedrich (2005) apresentam uma modelagem Multi-Hubbert para os Estados Unidos adicionando 3 categorias de reservas, com curvas de Hubbert independentes: os US-48, a produção do Alasca e a produção em águas profundas (acima de 500 m).

Também importante é a comparação entre a modelagem Hubbertiana dos produtores formadores de preço (*price-makers*) do Oriente Médio, que assumem uma estratégia *swing* para afetar o nível de preços (Ramcharan, 2002), e esta modelagem para os produtores *price-takers* do resto do mundo. Esta comparação mostra que ambos produtores tendem a seguir, normalmente, a Hubbertiana para as curvas de descoberta acumulada (conforme o modelo informação-depleção, antes descrito). Porém, a partir de 1973, há um descolamento entre as curvas de descoberta e produção para os produtores *swing* (Rehrl e Friedrich (2005). Para estes produtores, a curva de produção não segue mais a Hubbertiana, a partir de 1973.

Estes resultados indicam que países produtores não *swing* (*price-takers*), como o Brasil, tenderiam a seguir uma modelagem acoplada de descoberta e produção, desde que mantivessem um ritmo constante de esforço exploratório e buscassem otimizar o fluxo de caixa dos campos descobertos. Neste caso, esta simplificação possibilita estimar o pico de produção de petróleo no Brasil, conforme o modelo de Hubbert.

4. Projeções do Pico da Produção de Petróleo no Brasil

Conforme é possível depreender da seção anterior, a projeção da evolução da descoberta de reservas baseada numa formulação hubbertiana (e, no caso de a produção acompanhar temporalmente estas descobertas, também da produção) depende, primeiramente, da estimativa do Q_∞ (EUR). Isto não é trivial. Estas reservas não são conhecidas inicialmente, como supunha o modelo de Hotelling.

Por exemplo, a USGS (2000) estimou o EUR mundial de óleo convencional e condensados em 3.345 bilhões de barris. Esta estimativa incluiu a produção acumulada, as reservas 1P e 2P. Porém, há uma possibilidade de que este valor esteja subestimado, porque o esforço exploratório no Oriente Médio se concentrou entre as décadas de 40 e 60. Por exemplo, em 2002, apenas 3% dos poços pioneiros (*wildcat*) foram perfurados no Oriente Médio (IEA, 2004). Ademais, como se destacou antes, a distinção entre óleos convencionais e não-convencionais é variável no tempo.

Esta estimativa é ainda mais intrincada para o Brasil, devido ao atual estágio do conhecimento de suas bacias. Neste caso, um instrumento útil de análise da maturidade exploratória de regiões é o Indicador de Intensidade Exploratória (IE), que consiste na razão área sedimentar/número de poços perfurados (exploratórios ou totais). O IE brasileiro varia entre o valor de aproximadamente 10 km²/PExp (quilômetros quadrados/poço exploratório) no Recôncavo Baiano, a bacia sedimentar mais explorada, e aproximadamente 21.000 km²/PExp na Bacia do Parnaíba, a menos explorada. No Brasil existem ainda áreas de fronteiras quase que totalmente inexploradas, como, por exemplo, a Bacia do Parecis-Alto Xingu com apenas dois poços perfurados, perfazendo um IE de 177.700 km²/PExp. Na média, o IE brasileiro situa-se em torno de 1.100 km²/PExp ou 305 km² (quilômetros quadrados por poços totais, incluindo os de desenvolvimento) – (Bacocoli e Cuñia Filho, 2004). Assim, mesmo as bacias consideradas maduras no Brasil seriam consideradas relativamente pouco exploradas em países como os Estados Unidos. Adicionalmente, os esforços exploratórios até hoje aplicados na maior parte das bacias interiores do país foram reduzidos e certamente ainda insuficientes para uma efetiva análise crítica de seu real potencial petrolífero (Bacocoli e Cuñia Filho, 2004).

Em outro artigo, Szklo et al. (2005) definiram, de forma conservadora, uma probabilidade de 75% para adição de reservas de forma a estimar o EUR e projetar uma curva de Hubbert para a produção de petróleo no Brasil. Neste caso, assumindo-se que a curva de adição de reservas estaria acoplada à curva de produção, apenas com uma defasagem temporal média de 7 anos, obteve-se na modelagem um pico de produção em 2020, equivalente a 3,27 Mbpd (Figura 2).

⁶ Vide Laherrere (1997a)

Porém, as estimativas de reservas brasileiras da USGS (2000) e a intensidade de esforço exploratório mostram per se quanto a curva, anteriormente simulada, é conservadora. De fato, frente o ainda reduzido número de poços perfurados por descoberta acumulada, o Brasil ainda estaria na fase em que os efeitos de informação sobre a adição de reserva seriam maiores do que os efeitos de depleção. A Tabela 1 apresenta as estimativas do USGS para os recursos não descobertos de óleo, gás natural e LGN de bacias sedimentares brasileiras, conforme a sua probabilidade associada.

Tabela 1 Estimativas de recursos não descobertos de petróleo, gás natural e LGN de bacias sedimentares brasileiras

Bacia Sedimentar	Recursos de Óleo(milhões de barris)	Recursos de GN(milhões de m ³)	Recursos de LGN(milhões de barris)
Probabilidade 95% (P95)			
Total <i>Onshore</i>	18	1,4	1
Total <i>Offshore</i>	8.042	962,9	1.234
Total - Brasil	8.060	964,4	1.236
Probabilidade 50% (P50)			
Total <i>Onshore</i>	57	5,1	5
Total <i>Offshore</i>	42.177	4.859,3	6.935
Total - Brasil	42.234	4.864,4	6.940
Probabilidade 5% (P5)			
Total <i>Onshore</i>	119	11,9	14
Total <i>Offshore</i>	100.728	12.164,3	19.064
Total - Brasil	100.848	12.176,2	19.078

Fonte: USGS, 2000.

Segundo a Tabela 1, com 95% de probabilidade, 8.060 milhões de barris de óleo, 964,4 milhões m³ de gás e 1.236 milhões de barris de LGN terão sido adicionados às reservas provadas remanescentes brasileiras até 2030. Com 50% de probabilidade, a adição de óleo cru (sem condensado) sobe para 42.234 milhões de barris. Chega, finalmente, a 100.848 milhões de barris com P5.

Mesmo reconhecendo-se as incertezas associadas ao estudo da USGS (Laherrere, 2000) seria interessante, na falta de outras informações publicamente disponíveis, simular a curva de Hubbert para probabilidades menos conservadoras do que 75% (probabilidade simulada em Szklo et al., 2005), ainda usando-se os dados da USGS. A estimativa hubbertiana com P50 (Figura 2) mostra uma curva cujo ajuste se estende por uma maior intervalo de tempo do que a curva P75. O pico se desloca de 2020 para 2028, permanecendo relativamente inalterado (3,28 Mbpd). Por sua vez, a estimativa hubbertiana para uma probabilidade acumulada de 30% (Figura 2) mostra um pico de 3,88 Mbpd em 2036. Este resultado está próximo, em quantidade, da previsão realizada pelo DOE (2004), porém com uma desfasagem temporal de quase 1 década.

Mais do que isto, dado o grau de conhecimento reduzido da fronteira exploratória brasileira, esta probabilidade de 30% está mais próxima da média da curva Log-Normal do que a probabilidade P75. De fato, a média da Log-Normal brasileira, conforme os dados da USGS, ocorreria em cerca de P40, com adição de 50,8 bilhões de barris em 30 anos.

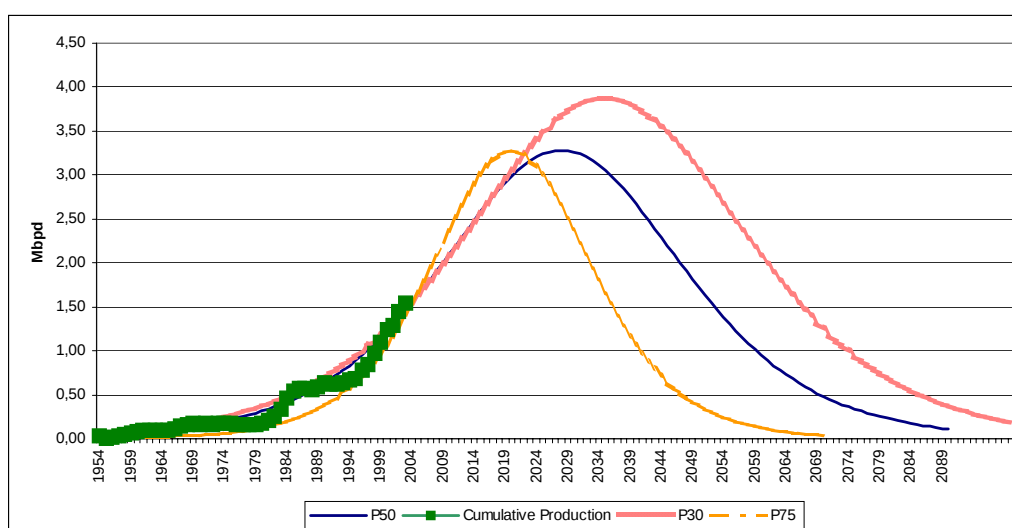


Figura 1: Curva de Hubbert para Produção Brasileira de Petróleo conforme diferentes probabilidades
 Nota: A estimativa P75 está detalhada em Szklo et al. (2005).

Em suma, assumindo-se que o modelo de Hubbert é válido para adições de reservas no Brasil e que o ritmo de produção seguirá o de reservas, com uma defasagem temporal relativamente constante, há grande variação de pico (tempo e quantidade) para a produção brasileira. Neste caso, menos importante ainda do que avaliar se o modelo de Hubbert é o mais adequado para o caso brasileiro ou se os dados da USGS (2000) são os mais atuais das bacias do país, é indicar, em ordem de grandeza, quão variável pode ser o pico de produção de uma área produtora pouco madura, como o Brasil, conforme as próprias classificações de reserva e a probabilidade de adição futura. Para esta adição permanece válida a lógica do modelo com efeitos de informação e depleção associados. Para o caso brasileiro, efeitos de informação parecem ser, neste momento (bacias não maduras), mais importantes do que de depleção. Aliás, tal fato está expresso na própria evolução das estimativas das reservas brasileiras feitas pela USGS, num período menor do que 10 anos. Para o ano-base de 1988, a USGS definiu um EUR para o Brasil de cerca de 10 Gb, com P50. Para o ano-base de 1993, o EUR estimado chegou a 30 Gb. Finalmente, para 1996, chegou a 60 Gb – i.e., aproximadamente igual ao usado neste estudo para P50 (USGS, 2000). Para áreas não maduras como o Brasil, isto mostra que a probabilidade de adição de reservas indica um grau de conhecimento sobre as bacias sedimentares. Neste caso, é mais uma probabilidade Bayesiana do que *frequentista*.

5. Considerações Finais

A projeção da produção de petróleo de um país é elemento importante para definição da sua política energética, especialmente no que se refere à segurança energética, investimento em E&P e refino e estratégia de diversificação de matriz energética. Neste estudo, mostrou-se a importância desta simulação para áreas de fronteira exploratória como as bacias sedimentares brasileiras, cujo grau de conhecimento geológico é ainda relativamente reduzido. As curvas de produção de petróleo, modeladas segundo Hubbert para o Brasil, indicaram picos de produção com defasagem de mais de 15 anos, conforme se evoluiu de reservas com 75% de certeza (pico de 3,27 Mbpd em 2020) para reservas com 50% (pico de 3,28 Mbpd em 2028) e 30% de certeza (pico de 3,88 Mbpd em 2036).

Por outra, dado grau de conhecimento geológico das bacias brasileiras, os próprios conceitos de 1P, 2P e 3P aplicados para o Brasil diferem, qualitativamente, do que se aplica em áreas produtoras mais maduras. É de se esperar um maior dinamismo na transformação de reservas conforme se aumente o esforço exploratório no Brasil. Neste caso, usando-se um conceito bayesiano de probabilidade, poder-se-ia dizer que as reservas P30 no Brasil devem ser dinamicamente mais prováveis do que as reservas P30 em bacias maduras de outras áreas produtoras do mundo, pois é mais provável que parte do P30 brasileiro aumente a sua probabilidade no tempo, com o aumento do conhecimento que se lhe associa. É uma característica de áreas de fronteira como o Brasil. Ora, isto também indica a necessidade de o esforço exploratório ser contínuo no atual estágio de maturidade das bacias brasileiras. Indica, finalmente, a importância de se avaliar os recursos petrolíferos no Brasil. Um aprimoramento necessário ao tipo de análise aqui realizado seria aplicar um Multi-Hubbert para o país. Porém, para tal, seriam necessários dados sobre características das reservas, que permitissem segmentá-las em diferentes curvas. Contudo, estes dados não estão disponíveis publicamente, no momento.

6. Referências

- ADELMAN, M. Comment on R.W. Bentley "Global Oil & Gas Depletion", Energy Policy v.30, p. 189-205, 2003.
 ADELMAN M. The Real Oil Problem. Regulation Journal Spring, p 16-21, 2004.
 BACOCOLI G. e CUNIA FILHO E. Aplicação do Indicador de Intensidade Exploratória como Ferramenta de Focalização, Rio de Janeiro: IBP, Rio Oil&Gas Expo and Conference, 2004.
 BARUZZI, J., CAETANO, F. Production forecast for s subsea multiphase pumping system in the Marlim Field. SPE Annual Technical Conference. New Orleans. 30 September, 2001.
 BP, 2005. BP Statistical review of World.
 CAMPBELL C. Forecasting Global Oil Supply 2000-2050. Hubbert Center Newsletter 2002, p. 1-8, 2002
 DOE. International Energy Outlook. Available at www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. 2004
 HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources. The Journal of Political Economy v. 39, n. 2, p. 137-175, 1931.

- HUBBERT, K. Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Publication 95. Shell Development Company. Houston Texas, June, 1956.
- IEA. World Energy Outlook 2004. Paris: IEA, 2004
- JEVONS, W. The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal-Mines. Published: London: Macmillan and Co., 1866. (Second edition, revised) Disponível em <http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Jevons/jvnCQ.html>, 1866.
- LAHERRERE J. Multi-Hubbert Modeling. Available at <http://www.oilcrisis.com/laherrere/multihub.htm>, 1997a.
- LAHERRERE J. Evolution of "development lag" and "development ratio". Presented at IEA Oil Reserve Conference 11, 1997b.
- LAHERRERE J. Quel sont les problèmes quand on parle des réserves? Conférence AFTP 31 Mars, 1999.
- LAHERRERE J. Is USGS 2000 Assessment Reliable? published on the cyberconference of the WEC on May 19, 2000.
- LAHERRERE J. Estimates of oil reserves. Presented at the EMF-IEA-IEW Meeting IIASA (June 19th, 2001), Laxemburg, Austria, 2001.
- MANAGIA, S., JAMES J. OPALUCH, DI JINC, THOMAS A. GRIGALUNAS. Technological change and petroleum exploration in the Gulf of Mexico. Energy Policy v. 33, p. 619–632, 2005.
- MEADOWS D. MEADOWS D. RANDERS J. Limites do Crescimento, São Paulo: Ed. Perspectiva, 2a Edição, 1978.
- MEADOWS D. MEADOWS, D. 1972. Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind, 2nd Edition Paperback/Universe Pub, 1972.
- MORONEY, J., BERG, D. An Integrated Model of Oil Production. The Energy Journal v.20, n 1, p. 105-124, 1999.
- PINTO, A., GUEDES, S., BRUHN, C. Marlim Complex Development: reservoir engineering overview. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires. 25 March, 2001.
- RAMCHARRAN, H. Oil Production Responses to Price Changes: an Empirical Application of the Competitive Model to OPEC and non-OPEC Countries. Energy Economics v.24, p. 97-106, 2002.
- REHRL T. FRIEDRICH R. Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: The LOPEXmodel Energy Policy In press, 2005.
- ROSA, F., BIANCO, L., BARATA, P. New Well Design Using Expandable Screen Improves Deep Water Oil Production in Brazil. SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, 19-21 February, 2003.
- SMITH, J. Petroleum Prospect Valuation: The Option to Drill Again. The Energy Journal v.6, p 53-68, 2005.
- SZKLO A. MACHADO G. SCHAEFFER R. Perspectiva da produção de petróleo no Brasil. Ajuste de uma curva de Hubbert para o Brasil. In: 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, Salvador, 2005.
- SZKLO, A., MACHADO, G., SCHAEFFER, R., SIMÕES, A., MaRiano, J. Placing Brazil's Heavy Acid Oil on International Markets. Energy Policy v. 34, p. 692-705, 2006.
- TAVARES M, SZKLO A, SCHAEFFER R, MACHADO G. Oil Refining Expansion Criteria for Brazil. Energy Policy In Press, 2005.
- USGS. U.S. World Geological Survey Petroleum Assessment – Description and Results, Washington D.C. 2000.