

Copyright 2005, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, 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, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

SZKLO, Alexandre, MACHADO, Giovani, SCHAEFFER, Roberto, MARIANO, Jacqueline

Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Centro de Tecnologia – Bloco C –
Sala C-211 – Cidade Universitária – Ilha do Fundão – Rio de Janeiro – RJ,
szklo@ppe.ufrj.br; giovani@ppe.ufrj.br; roberto@ppe.ufrj.br; jacqueline@ppe.ufrj.br.

Resumo – A avaliação das perspectivas de produção de petróleo de longo prazo é uma tarefa essencial para a definição do planejamento e da política energética de um país, bem como para balizar ações do órgão regulador e estratégias empresariais. Este artigo visa projetar a produção de petróleo do Brasil para os próximos 20 anos a partir da aplicação de uma abordagem de Curva de Hubbert para o país. Em particular, discutem-se a especificação do modelo, os valores de parâmetros-chave considerados na estimativa desta curva e os resultados encontrados. Ademais, as projeções obtidas pelo estudo são comparadas com aquelas elaboradas por outros especialistas. Destaca-se, ainda, que este artigo deriva de estudos anteriores realizados para o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás e para o Ministério de Minas e Energia.

Palavras-Chave: petróleo; produção; Curva de Hubbert;

Abstract – The evaluation of the long-term oil production forecast is an essential task for defining the energy planning and policy of a country, as well as for guiding regulatory actions and corporate strategies. This paper aims at forecasting the oil production of Brazil for the next 20 years by applying a Hubbert Curve approach for the country. In particular, it discusses the model specification, the values assumed for key parameters in the curve estimation and the findings. Moreover, findings assessed are compared to those carried out by other specialists. Yet, it should be pointed out that this paper derives from former studies performed for the Brazilian Oil and Gas Institute and for the Ministry of Mines and Energy.

Keywords: oil; production; Hubbert Curve.

1. Introdução

A avaliação das perspectivas de produção de petróleo de longo prazo é uma tarefa essencial para a definição do planejamento e da política energética de um país, bem como para balizar ações do órgão regulador e estratégias empresariais. Ao cruzar tais perspectivas com projeções de demanda por petróleo, por exemplo, pode-se inferir o nível de dependência externa e de vulnerabilidade de abastecimento, a necessidade de se acelerar ou não processos de licitação de blocos de exploração e de se realizar investimentos em refinarias e em infra-estrutura de terminais e transportes etc. Este artigo visa projetar a produção de petróleo do Brasil para os próximos 20 anos a partir da aplicação de uma abordagem de Curva de Hubbert para o país.

A Curva de Hubbert foi desenvolvida, na década de 50, pelo geólogo e matemático norte-americano King Hubbert, que postulou que a evolução da produção de um campo de petróleo obedeceria a uma curva em formato de sino (Campbell and Laherrere, 1998; Laherrere, 2002). Em outras palavras, ela cresceria até atingir um pico e depois decresceria no mesmo ritmo da ascensão. Esse princípio permitiria, portanto, a previsão do apogeu e do declínio da produção dos campos de petróleo das bacias sedimentares analisadas. A Teoria de Hubbert ganhou credibilidade quando definiu, com grande precisão, o pico de produção de petróleo das quarenta e oito províncias petrolíferas norte-americanas e o início de seu longo processo de declínio na década de 70. A metodologia de Hubbert é relativamente simples, e sua premissa inicial é a de que as jazidas de petróleo são descobertas, em geral, de acordo com a seguinte seqüência:

- Em primeiro lugar, são descobertas as jazidas mais acessíveis (por exemplo, aquelas 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.

Esta seqüência corresponde a, aproximadamente, uma curva log-normal (formato de sino), cujo ponto médio seria ocupado pela jazida de maior porte da região. Tal perfil não é apenas hipotético, tendo sido corroborado em diversas regiões (Laherrere, 2001). Já a curva de produção, por outro lado, também é aproximadamente normal, desde que os produtores não interrompam “artificialmente” o aumento da extração (hipótese que é pouco provável de ocorrer num cenário de aumento do consumo, como no caso do Brasil).

A evolução da produção numa determinada província, portanto, pode ser estimada com razoável precisão até seu esgotamento, desde que sejam conhecidas a seqüência temporal da produção e o total das reservas. Esse total, pode, por sua vez, ser estimado a partir da seqüência das descobertas.

Por outro lado, cabe salientar que a Teoria de Hubbert foi tão bem sucedida na previsão da produção norte-americana devido ao fato de que neste país, as bacias sedimentares foram intensivamente exploradas (tornando-se bacias maduras, i.e. com alto nível de conhecimento sobre suas estruturas geológicas), e além disso, a evolução da produção nos EUA obedeceu, e obedece, basicamente a fatores de ordem econômica. Já em outras regiões do mundo, a exploração e o aproveitamento irregular das bacias e/ou o nível de incerteza geológica das mesmas (existência de muitas áreas de fronteira exploratória) tornam esta estimativa mais difícil e, freqüentemente, muito imprecisa. De fato, práticas de E&P irregulares e novas informações geológicas acarretam em revisões sucessivas dessas curvas para diversas regiões do mundo (é isto também que leva a revisões constantes da curva de produção para o mundo como um todo). Ainda assim, é freqüente a aplicação da Curva de Hubbert na avaliação de perspectivas de produção nas bacias sedimentares de todo o mundo.

Tendo em vista facilitar sua exposição, este artigo encontra-se dividido em 3 seções principais: metodologia e hipóteses de trabalho, apresentação e análise de resultados e considerações finais. Destaca-se, finalmente, que este artigo deriva de estudos anteriores realizados para o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás e para o Ministério de Minas e Energia (Schaeffer et al., 2004a e 2004b).

2. Metodologia e Hipóteses de Trabalho

Como mencionado anteriormente, entre os principais fatores que afetam a estimativa da curva de Hubbert encontram-se as incertezas relativas ao volume de reservas - i.e., recursos já descobertos e avaliados como recuperáveis técnica e comercialmente com determinados graus de certeza - e ao potencial de recursos não-descobertos, estimados com base em estudos geológicos das bacias sedimentares, que poderão, com dados graus de certeza, ser recuperados técnica e comercialmente - i.e., que poderão se tornar reservas no futuro (USGS, 2000).

De fato, as reservas de petróleo são classificadas a partir de uma distribuição de probabilidades de ocorrência de volumes, i.e. associando volumes a graus de certeza de sua ocorrência (ANP, 2000; USGS, 2000). Assim, segundo a classificação da USGS (2000), reservas provadas são aquelas que têm 95% de probabilidade de ocorrência do volume especificado, reservas prováveis são aquelas cuja probabilidade de ocorrência é de 50% e reservas possíveis são aquelas cuja probabilidade de ocorrência é de 5%. Ressalve-se, contudo, que as estimativas de volumes associadas a tais probabilidades não são necessariamente fixos, uma vez que o aumento do conhecimento sobre as bacias sedimentares pode alterar o grau de certeza das estimativas dos volumes estimados. Assim, com a seqüência das atividades exploratórias, parte de um determinado volume cuja probabilidade de ocorrência era classificada como 5%, por exemplo, pode passar a ser classificada como 50% ou, mesmo, 95%.

Este é o ponto-chave que explica a divergência de estimativas de curvas entre os especialistas. Se um especialista assume uma postura mais pessimista, trabalhando apenas com volumes de alta probabilidade de ocorrência (95%), implicitamente considerando que a seqüência de atividades exploratórias não tornará volumes com menor probabilidade de ocorrência em reservas provadas (alta probabilidade de ocorrência), sua curva terá um pico mais baixo ou um horizonte temporal mais curto. Caso contrário, postura otimista com a incorporação na estimativa de volumes de baixa probabilidade de ocorrência, implicitamente considerando que a seqüência de atividades exploratórias trará grandes êxitos (volumes de baixa probabilidade de ocorrência tornar-se-ão volumes com alta probabilidade de ocorrência), sua curva terá um pico mais alto ou um horizonte temporal mais longo. Por isso, precisar e explicitar as premissas e parâmetros considerados na estimativa da Curva de Hubbert é fundamental para tornar a discussão sobre as projeções de produção de petróleo mais racionais.

2.1. Construção da Curva de Hubbert para o Brasil

As projeções de oferta de petróleo no Brasil foram calculadas, no presente estudo, a partir da utilização do Método da Curva de Hubbert aproximada. A Curva de Hubbert toma por base o fato de que o processo de esgotamento de um recurso finito (no caso, o petróleo) é constituído por três etapas:

- A produção principia no zero;

- O fluxo de produção ascende até alcançar um pico, ou seja, um valor máximo que não pode ser ultrapassado;
- Após o pico, o fluxo de produção declina assintoticamente até o esgotamento do recurso.

No caso do petróleo, se a produção for posta em ordenadas e o tempo, em abscissas, pode-se obter um retrato claro da situação de um país, de uma província petroleira ou até mesmo a situação mundial. A curva mostra as variações da produção anual e a área sob a curva representa a produção acumulada até um dado instante de tempo. Uma das grandes vantagens da Teoria de Hubbert é prever como será a produção futura de uma região, principalmente a partir de seu momento de pico. Vale notar que De Andrade et. al (2004) avaliaram a consecução e a manutenção da auto-suficiência na produção de petróleo no Brasil no longo prazo, a partir de diferentes estimativas das reservas totais nacionais, adotando a metodologia de Hubbert, tendo concluído que a aplicação teórica desta metodologia ao caso brasileiro é apropriada.

Para a construção da Curva de Hubbert para o Brasil, o presente estudo utilizou os seguintes dados:

- A produção anual de petróleo de 1954 a 2002 (ANP, 2004a e Petrobras, 2004);
- A produção acumulada de petróleo de 1954 a 2003 (Petrobras, 2004);
- A evolução das reservas provadas brasileiras (ANP, 2004a e Petrobras, 2004);
- A meta de incorporação de reservas prováveis e possíveis, de volumes descobertos em avaliação exploratória e de novas descobertas prevista pela Petrobras, até 2010;

E as premissas adotadas para a construção da curva foram:

- O pico de produção ocorre em 50% do valor do EUR (*Extratable Ultimate Resource*, i.e. o volume recuperável último de uma bacia sedimentar ou de um conjunto de bacias consideradas), supondo-se que a curva é simétrica, conforme a Modelagem de Hubbert;
- O intervalo temporal entre a descoberta e a entrada em produção de um campo, é de cerca de sete anos e os esforços exploratórios e produtivos são contínuos e ininterruptos no intervalo de análise;
- O pico de produção de cada campo, individualmente, é de 3 a 4 anos;
- Os esforços exploratórios são contínuos, isto é, não sofrem interrupções, após o ano 2000 (esta premissa é considerada válida durante todo o período de tempo da projeção);
- O EUR *offshore* corresponde à cerca de 90% do EUR total, conforme Andrade et al (2004).

A fim de se extrapolar a produção brasileira de petróleo para os próximos 25 anos foi necessária a obtenção do valor do EUR nacional. A literatura internacional mostra valores entre 8,1 e 47 bilhões de barris para o EUR do Brasil (IEA, 2000, USGS, 2000). A Petrobras apresenta o valor de 12,6 bilhões de barris para as reservas provadas em 2002, o valor de 21 bilhões de barris para as reservas que poderiam ser adicionadas no prazo da projeção. A produção acumulada, até esta data, foi de 7,43 bilhões de barris. O EUR para o Brasil foi estimado como sendo equivalente a 41,03 bilhões de barris, i.e., o somatório destes três volumes (produção acumulada, reservas provadas e potencial de incorporação de novas reservas).

A Tabela 1. apresenta os dados utilizados para as reservas e para a produção acumulada, relativos ao ano de 2003:

Tabela 1. Parâmetros de produção e reservas utilizados para calibrar a Curva de Hubbert

Reserva	Volume (bilhões de boe)
P	12,6
Reservas a Incorporar	21,00
Produção Acumulada	7,43
TOTAL = EUR	41,03

Com a finalidade de avaliar o valor utilizado para as reservas 2P, mostrado na Tabela 1., o USGS (2000) considera que existe uma probabilidade de 95% de adição de 8,060 Gb em até 30 anos, às reservas provadas nacionais. A probabilidade de adição de 42,234 Gb em até 30 anos é de 50%.

Assim, a adição considerada neste estudo, igual a 21 Gb, está localizada entre os percentuais de 95 e 50% de probabilidade de adição de recursos não descobertos, estimados por USGS (2000). Desta forma, a estimativa aqui considerada se encontra em torno de 75% de certeza, assumindo-se uma curva Log-Normal para a modelagem de reservas. Tal nível de probabilidade foi escolhido na medida em que as estimativas P90 são muito conservadoras, havendo uma grande probabilidade de que venham a ser superadas. Da mesma forma, as estimativas P10 são otimistas em demasia, tendo, também, grande probabilidade de estarem superestimadas. Poder-se-ia assumir as estimativas P50, mas optou-se por uma abordagem mais conservadora em função do horizonte de análise do estudo (próximos 20 anos) – num horizonte mais longo não seria irreal considerar que os volumes mais próximos das estimativas de P50 pudessem ser incorporados.

3. Apresentação e Análise de Resultados

Os resultados obtidos pela curva de Hubbert construída são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Produção nacional de petróleo segundo a Curva de Hubbert obtida

Ano	2002	2005	2010	2015	2020	2025
Volume (Mbpd)	1,28	1,66	2,37	3,01	3,27	3,01

A partir da aplicação dos parâmetros anteriormente mencionados, foi obtida a Curva de Hubbert apresentada na Figura 1.

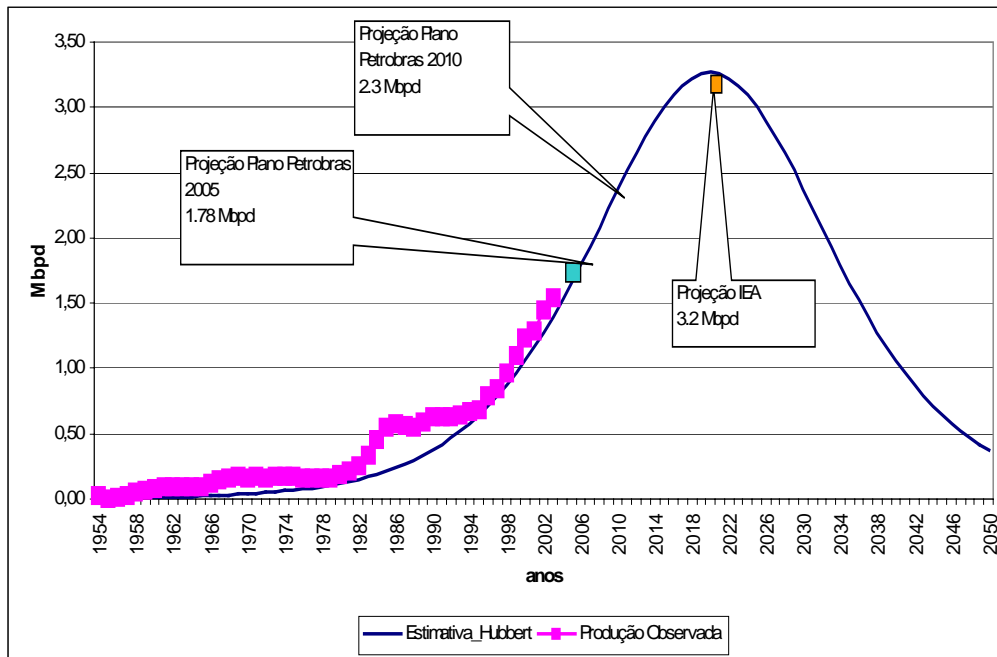


Figura 1. Curva de Hubbert estimada para o Brasil

Comparando-se os valores obtidos pela curva mostrada na Figura 1, com os dados da Petrobras e com as estimativas da IEA, verifica-se que a curva teórica de Hubbert obtida parece se aplicar bastante bem ao caso brasileiro.

De acordo com as previsões de IEA (2000), a produção de petróleo no Brasil, incluindo óleos não convencionais, deverá alcançar 2,6 Mbpd em 2010 e 3,2 mbpd em 2020, enquanto que a demanda deverá ser de 2,5 Mbpd em 2010 e de 3,0 Mbpd em 2020 - estas estimativas são baseadas em dados de USGS (2000). Estas projeções implicam no fato de que o Brasil irá alcançar a auto-suficiência e se tornará um exportador líquido de petróleo no futuro, antes de 2010. Na visão de IEA (2000), os incrementos na produção serão resultantes do aporte de capitais privados, da existência de um ambiente mais competitivo (conseqüência da flexibilização do monopólio determinada pela Lei 9.478/97) e do aumento da participação de empresas estrangeiras nos segmentos de exploração e produção. Com relação às projeções obtidas pela curva, para o ano de 2010 o volume total produzido no país seria equivalente a 2,3 Mbpd, e para o ano de 2020, equivalente a 3,27 Mbpd.

Já de acordo com as estimativas da EIA (2004), a produção de petróleo no Brasil deverá aumentar ao longo de todo o período previsto (2010-2025) e alcançar seu pico, equivalente a 3,9 Mbpd, por volta de 2025. A Curva de Hubbert estimada fornece um valor equivalente a 3,01 Mbpd, inferior em cerca de 0,9 Mbpd ao previsto pelo órgão americano. Cabe, entretanto, ressaltar, que as diferenças encontradas quando da comparação destas estimativas se devem ao fato de que as projeções de EIA (2004) considerarem que a produção no Brasil deverá crescer, independente do EUR, até que a relação Reserva/Produção caia até um valor de 10 anos. Neste caso, o pico ocorreria em cerca de 70-80% do valor do EUR (isto é, a produção é assimétrica em relação ao total do EUR), antes, portanto, do tempo de meia-vida, e, havendo, a seguir, uma queda abrupta da produção.

De acordo com a Petrobras, o valor estimado para o ano de 2005 é de 1,78 Mbpd e o valor obtido pela curva teórica é de 1,66 Mbpd. Já para o ano de 2010 a Petrobras prevê uma produção equivalente a 2,3 Mbpd, enquanto que o valor obtido pela curva é de 2,37 Mbpd, estando, portanto, bastante próximos.

De acordo com o ANP (2004b), a produção no país, em 2005, deverá ser equivalente a 1,81 Mbpd, e em 2010, igual a 2,5 Mbpd, valores estes, também bastante próximos aos obtidos pela curva teórica apresentada.

A Tabela 3. sumariza os diferentes volumes previstos pela curva teórica obtida, pela companhia, pelo EIA (2004), pela ANP (2004b) e pela IEA (2000).

Tabela 3. Projeção da produção nacional de petróleo segundo diferentes fontes

Produção (Mbpd)	2002	2005	2010	2020	2025
Curva Teórica de Hubbert	1,28	1,66	2,37	3,27	3,01
IEA	–	–	2,60	3,20	–
EIA/DOE	–	–	–	–	3,9
Petrobras	1,45	1,78	2,30	–	–
ANP	–	1,81	2,50	–	–

Com relação às estimativas obtidas por De Andrade et. al (2004), as reservas totais nacionais utilizadas por estes autores para a construção de sua Curva de Hubbert foram as reservas provadas, P90, mais conservadoras, conforme anteriormente mencionado. Os valores obtidos, tanto para o pico de produção, quanto para o ano de sua ocorrência, foram portanto, diferentes daqueles reportados no presente estudo. Conseqüentemente, com reservas menores, o pico de produção resultou num valor menor e o ano de sua ocorrência foi antecipado.

4. Considerações Finais

Este artigo projetou a produção de petróleo do Brasil para os próximos 20 anos a partir da aplicação de uma abordagem de Curva de Hubbert para o país. Ademais, discutiram-se a especificação do modelo, os valores de parâmetros-chave considerados na estimativa desta curva e os resultados encontrados. A Curva de Hubbert obtida revela, assumindo certas premissas e hipóteses, a evolução esperada da produção brasileira de petróleo no futuro. Caso as premissas e hipóteses consideradas na estimativa da curva sejam corroboradas pela realidade, o pico de produção de petróleo no Brasil se dará em torno de 2020, situando-se na faixa de 3,2 Mbpd.

Cabe, entretanto, salientar que, no futuro, informações adicionais poderão levar à revisão da curva e, conseqüentemente, à obtenção de novas estimativas, tanto para o valor do pico de produção quanto para o ano de sua ocorrência, e conseqüentemente, para o período de declínio.

De uma forma geral, pode-se afirmar que quanto maior for o conhecimento sobre um campo, maior é a chance de incorporação de reservas, uma vez que alguma parte dos volumes de menor probabilidade de ocorrência pode ser incorporada às reservas provadas à medida que incertezas técnicas (geológicas, geofísicas, geoquímica, tecnológicas etc.) e econômicas sejam superadas pelas atividades exploratórias e de exploração. Vale notar, também, que, usualmente, para não se criar expectativas excessivamente favoráveis, que resultariam em fortes desvalorizações das ações da companhia após sua revisão para baixo (vide o caso da Shell em 2004), e não subestimar as dificuldades de produção, os profissionais que avaliam as reservas de um campo tendem a optar por estimativas mais conservadoras, ponderando-se fortemente as incertezas dos dados. Todavia, à medida que novas informações vão sendo adicionadas, debelando as incertezas, as estimativas são revistas, freqüentemente, para valores maiores.

Aliás, o ponto-chave que explica a divergência de estimativas de curvas entre os especialistas é justamente o tratamento dado às incertezas. Se um especialista assume uma postura mais pessimista, trabalhando apenas com volumes de alta probabilidade de ocorrência, sua curva terá um pico mais baixo ou um horizonte temporal mais curto. Caso contrário, postura otimista (ou menos conservadora) que considera a incorporação futura dos volumes (ou de parte destes), inicialmente, avaliados com menor (baixa ou média) probabilidade de ocorrência, sua curva terá um pico mais alto ou um horizonte temporal mais longo. Por isso, precisar e explicitar as premissas e parâmetros considerados na estimativa da Curva de Hubbert é fundamental para tornar a discussão sobre as projeções de produção de petróleo mais racionais.

Finalmente, destaca-se que a avaliação das perspectivas de produção de petróleo de longo prazo é uma tarefa essencial para a definição do planejamento e da política energética de um país, bem como para balizar ações do órgão regulador e estratégias empresariais. Isto porque tais perspectivas influenciam decisões críticas de agentes públicos e privados, dada a relevância do petróleo nas matrizes energéticas dos países na sociedade contemporânea. Por exemplo, impacto sobre os níveis de dependência externa e de vulnerabilidade de abastecimento (dadas as expectativas de demanda), a necessidade de se acelerar ou não processos de licitação de blocos de exploração ou de se realizar investimentos em refinarias e em infra-estrutura de terminais e transportes ou de se estimular programas de conservação de combustíveis etc.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem ao PRH-ANP/MCT (PRH-21), a CAPES e ao CNPq pelo suporte financeiro que tem viabilizado a manutenção de um núcleo de estudos em petróleo e gás natural no PPE/COPPE/UFRJ. Eventuais erros, naturalmente, são de responsabilidade dos autores.

6. Referências

- ANP. Portaria ANP N° 009, de 21 de Janeiro de 2000. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, 2000.
- ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, 2004a.
- ANP. Plano Anual de Produção, Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, 2004b
- CAMPBELL, C., LAHERRERE, J., The End of Cheap Oil, Scientific American, March, 78-83, 1998.
- DE ANDRADE, C. A. M., SANTOS, E. M. Desafios Exploratórios – Pode o Brasil atingir a sua auto-suficiência em petróleo? Rio Oil and Gas Expo and Conference, 2004.
- EIA. International Energy Outlook. Washington, D.C.: Energy Information Administration, US Department of Energy, 2004.
- IEA. World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency, Organisation for Economic Cooperation and Development, 2000.
- LAHERRERE, J. Estimates of oil reserves. Artigo apresentado na EMF-IEA-IEW Meeting IIASA (Jun 19, 2001), Laxemburg, Austria, 2001.
- LAHERRERE, J., Hubbert's Peak: The impending world oil shortage, Int. J. Global Energy Issues 17 (4), 2002.
- PETROBRAS. Destaques Operacionais (<http://www.petrobras.com.br>), 2004.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A., MACHADO, G. (coords.). Matriz Energética Brasileira 2002-2023 - Relatório Técnico de Projeto Contratado pelo Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2004a.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A., MACHADO, G., MAGRINI, A., MARIANO, J., SALA, J. e TAVARES, M. Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015 – Relatório Técnico de Projeto Contratado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2004b.
- USGS. World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results. Washington, D.C.: US Geological Survey, 2000.