



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

PROPOSTA DE UMA MODELAGEM DINÂMICA PARA A RAZÃO RESERVA/PRODUÇÃO

Darcy Corrêa Neto¹, Prof. Dr. Saul B. Suslick², Dr. Gabriel Alves da Costa Lima³

¹ Instituto de Geociências – Departamento de Geologia e Recursos Naturais - UNICAMP, R. João Pandiá Calógeras, 51, CEP: 13083-970, darcy.neto@ige.unicamp.br

² Instituto de Geociências — Departamento de Geologia e Recursos Naturais – Centro de Estudos de Petróleo – CEPETRO/ UNICAMP, R. 06 de Agosto, 50, CEP: 13083-970, suslick@ige.unicamp.br

³ Instituto de Geociências – Departamento de Geologia e Recursos Naturais – Centro de Estudos de Petróleo – CEPETRO– UNICAMP, R. 06 de Agosto, 50, CEP: 13083-970, gabriel@ige.unicamp.br

Resumo – A razão Reserva/Produção (R/P) é utilizada nas indústrias mineral e do petróleo para medir a vida útil dos recursos não-renováveis. A magnitude da razão R/P depende de alguns fatores como qualidade das reservas, estágio de desenvolvimento do campo de petróleo, fatores geológicos, técnicos e econômicos. Este projeto tem como objetivo principal o estudo da curva de produção e a sua relação com o tamanho das reservas visando a construção de um simulador que possibilite a visualização gráfica da razão R/P. Para tanto, foram selecionados dados operacionais e financeiros de algumas empresas de petróleo. O simulador gerado é bastante flexível, permitindo uma inserção simples de dados e a partir de macros, para definir o período de previsão desejada, a taxa de declínio (α) e a porcentagem da produção inicial da empresa desejada. Os resultados preliminares mostraram que o simulador possibilitou a obtenção de diversas curvas dentro de um padrão de razão R/P dinâmica, apresentando esta razão de maneira gráfica e de fácil atualização a partir dos dados públicos e relatórios anuais das companhias.

Palavras-Chave: razão R/P, previsão de produção, curva de produção, declínio exponencial.

Abstract – The Reserve/Production ratio (R/P) is used in both the mineral and petroleum industry to measure the life time of non renewable resources. The magnitude of the R/P ratio depends on a few factors, such as: quality of reservoirs, development strategy of the oil field, as well as geological, technical and economic factors. This project has as main objectives the study of production curves and its relation with the reserve size and the construction of a simulator able to show graphically the R/P ratio in a dynamic form. To achieve these objectives, operational and financial data were selected from some oil companies. The simulator created is very flexible and user-friendly with the insertion of a few necessary data. The general procedures involves a few command generated by macros in order to define the prediction time, the decline rate (α), and the percentage of the primary production desired for the company. The preliminary results made possible the generation of many curves on a pattern of a dynamic R/P ratio, showing this ratio graphically in a easy way from public data supplied by the companies and their annual reports.

Keywords: R/P ratio, production forecasting, production curve, exponential decline.

1. Introdução

A preocupação com a exaustão das reservas mundiais de petróleo tem sido discutida. Nas últimas décadas foram realizadas diversas previsões, principalmente com relação aos picos de produção mundial de petróleo. Muitas destas previsões são baseadas em perspectiva de estoque fixo de recursos minerais, não levando em consideração novas descobertas e as inovações tecnológicas atuantes nas etapas de exploração e produção de petróleo.

Além do pico de produção, outro indicador de desempenho da indústria utilizada é a razão Reserva/Produção (R/P). Esta é utilizada na indústria mineral e do petróleo para medir a vida útil dos recursos não renováveis, no caso, manteremos o foco no estudo da commodity petróleo. A razão R/P representa o tempo no qual uma determinada reserva chegaria a exaustão caso sua produção continuasse constante ao longo do tempo.

Esta razão difere entre os países e as empresas. Segundo Feygin e Satkin (2003) a magnitude da razão R/P depende de alguns fatores, como: qualidade das reservas, estágio de desenvolvimento do campo de petróleo, assim como alguns fatores geológicos, técnicos e econômicos. Estes afirmam que devido a esses fatores e ao fato de a produção de um campo apresentar um declínio exponencial em virtude de sua natureza, a razão R/P utilizada na indústria petrolífera deve ser devidamente interpretada.

Seria importante ressaltar também que este indicador não representa uma grande preocupação para todos os países produtores de petróleo. Por exemplo, a Arábia Saudita e a Venezuela têm razões R/P (em anos) de 73,3 e 71,5 respectivamente. Já o Brasil e os EUA detêm razões de 18,7 e 11,3 respectivamente. No entanto, existem países como o Iraque que por motivos políticos mantém uma razão R/P de 234,5 anos (BP 2004).

2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivos principais o estudo da correlação entre a intensidade da produção de uma empresa e o tamanho de sua reserva, seguindo-se o estudo das curvas de produção, ou seja, como a produção de um reservatório comporta-se ao longo do tempo. Outros objetivos deste seriam levantar dados operacionais e financeiros destas empresas, analisar a relação R/P para estas, fazer estimativas de produção em curto prazo e construir um simulador capaz de mostrar graficamente a relação R/P ao longo do tempo e uma previsão precisa em curto prazo da produção de óleo destas empresas.

3. Metodologia

Os dados utilizados na realização deste trabalho provêm de uma base de dados do Laboratório de Análises Geoeconômicas de Recursos Minerais (LAGE) do Instituto de Geociências (IG) da Unicamp. Esta base de dados é o resultado de um programa de iniciação científica que teve início no ano de 2000, intitulada “Monitoramento da Disponibilidade Primária dos Recursos Petrolíferos” e consiste de dados financeiros e operacionais coletados dos relatórios anuais apresentados pelas companhias petrolíferas para investidores e para a U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

Os dados apresentados no projeto contêm informações financeiras e operacionais de 24 empresas *Majors* (empresas que detêm o domínio de toda a cadeia produtiva, desde a exploração até o marketing) e *Independentes* (empresas que possuem o controle de apenas algumas partes da cadeia produtiva), referentes aos anos de 1990 a 2003: faturamento anual, lucro bruto, lucro líquido, investimento em exploração, reserva¹ provada, revisões de reservas, recuperação avançada, extensões e descobertas, aquisições de reservas, vendas de reservas, transferências de reservas, produção, poços perfurados com sucesso e poços secos. Os dados são referentes as seguintes companhias²: Arco Corp., BP Amoco, ChevronTexaco, Conoco, ConocoPhillips, El Paso, En Cana, Exxon, ExxonMobil, Imperial Oil, Kerr McGee, Marathon Corp., Mobil, Occidental Petroleum, Oryx, Petrobras, Phillips Petroleum, Repsol, RepsolYPF, Texaco, Total Fina Elf, Unocal e YPF.

Na realização deste projeto foram utilizados os dados de reserva provada, produção e extensões e descobertas. Onde o foco principal no primeiro momento seria encontrar uma correlação entre a reserva e a produção. Caso o volume produzido por uma companhia fosse diretamente ligado ao volume de sua reserva, seria possível fazer uma previsão da produção futura a ser gerada pela adição de novas reservas.

A partir do momento em que foi analisada uma relação entre a reserva e a produção, restaria fazer uma análise da produção ao longo do tempo. O comportamento da produção ao longo do tempo é conhecido como curva de produção. Interpretamos neste projeto que a produção de um campo de óleo passa por um período de três anos de desenvolvimento onde não haverá produção. O início da produção será ao final do terceiro ano onde será atingido o seu

¹ Os dados referentes a reservas e produção são separados para óleo, gás natural e óleo equivalente.

² As estatísticas das empresas que foram submetidas ao processo de fusão foram consideradas de maneira individual durante o período que atuaram como empresas independentes. Nos períodos posteriores ao processo de fusão foram incorporadas nas estatísticas das empresas maiores detentoras das ações e/ou dos ativos das empresas absorvidas.

pico o qual permanecerá por um período de três anos (esta produção será chamada de produção inicial). A partir destes seis anos, entra em vigor o declínio de produção.

A escolha de um período de três anos para o desenvolvimento do campo foi feita de maneira arbitrária. Segundo Lohrenz e Williams (1999), o tempo para se iniciar a produção de um campo pode variar de zero a muitos anos, dependendo do grau de desenvolvimento do campo, se por acaso, um poço simples for perfurado, este pode entrar em produção assim que encontrar petróleo, ou, se for encontrado um novo campo em regiões remotas, que por exemplo precisariam da construção de um oleoduto para iniciar sua produção, levando anos para isso ocorrer.

Já o declínio de produção parte do princípio de que a produção de um campo de petróleo não é constante ao longo do tempo por motivos conhecidos segunda a engenharia de produção (queda de pressão do poço, aumento da razão água/óleo, entre outras). Esta produção pode decair, segundo Cronquist (2001), de três maneiras principais, sendo elas: declínio hiperbólico, declínio exponencial ou declínio harmônico, sendo os dois últimos, casos especiais do primeiro.

O declínio hiperbólico é governado pela Equação 1, onde “a” é a taxa de declínio instantânea, “b” é o expoente de declínio hiperbólico e “t” é o tempo. Segundo Matthews e Lefkovits (1956) *apud* Cronquist (2001) este padrão de declínio foi detectado na produção de poços de óleo com drenagem gravitacional com capa de gás. Wong e Ambastha (1995) *apud* Cronquist (2001) também detectou declínio hiperbólico em uma série de poços cuja razão óleo/água estava diminuindo. Este tipo de declínio também foi observado em poços de gás na sua fase inicial de produção sob condições de pressão terminal constante e fluxo radial, assim como em período intermediário em poços completados nos arenitos Cretáceos heterogêneos de baixa permeabilidade da Green River Basin no oeste dos EUA, segundo Russel *et al.* (1996) *apud* Cronquist (2001) e Stewart (1970) *apud* Cronquist, respectivamente.

$$q_2 = q_1 \cdot (1 + b \cdot a \cdot t)^{-\frac{1}{b}} \quad (1)$$

A curva do declínio exponencial é um caso especial da curva de declínio hiperbólico, onde $b = 0$, tendo como resultado a Equação 2. Segundo Matthews e Lefkovits (1956) *apud* Cronquist (2001) este padrão de declínio foi detectado na produção de poços de óleo com drenagem gravitacional sem capa de gás. O declínio exponencial é um dos métodos de performance mais utilizados na estimativa de reservas.

$$q_2 = q_1 \cdot e^{-at} \quad (2)$$

A curva de declínio harmônica também é um caso especial da curva de declínio hiperbólico, onde a taxa de declínio é proporcional a taxa de produção, onde $b = 1$, obtendo portanto a Equação 3. Segundo Cronquist (2001) o declínio harmônico é raramente presenciado com exceção nos reservatórios com aquíferos atuantes.

$$q_2 = \frac{q_1}{1 + a \cdot t} \quad (3)$$

Neste projeto, foi utilizada a curva do declínio exponencial para completar a terceira parte da curva de produção. Isto foi decidido a partir dos resultados obtidos na simulação em comparação com os dados históricos das companhias, sendo esta curva uma ferramenta de ajuste fácil e compatível com o modelo utilizado.

Após o término da análise da curva de produção, restou apenas definir numericamente a produção gerada a partir da adição de reserva anual, ou seja, para entender melhor devemos imaginar um fator temporal, por exemplo: imagine que uma determinada empresa tenha, neste ano, uma produção P_0 . Qual será a produção da mesma no próximo ano? Temos que lembrar que a produção no ano seguinte será menor do que P_0 pois está sofrerá um declínio. Portanto a produção está ligada a alguma reserva que foi descoberta que estava em fase de desenvolvimento e entrará em produção no ano seguinte a P_0 . Portanto, iremos estipular a produção de óleo que será gerada a partir dessa reserva adicionada, relacionando tal produção com o desempenho anual médio da companhia estipulado a partir da razão R/P desta. Portanto, a produção do ano posterior a P_0 será a soma da curva de produção P_0 com a nova curva de produção gerada a partir da reserva adicionada. Foi considerado que a produção inicial da adição de reserva seria equivalente a porcentagem média de produção da reserva referente a cada empresa, como pode ser visto na Equação 4. No entanto, esta definição será aproximada, já que o simulador criado permite ajustes finos e comparações com os dados históricos, resultando em uma análise mais precisa.

$$P_i = Ad.Res. \times \sum \frac{P_n}{R_n} \times 100 \quad (4)$$

Onde “ P_i ” corresponde a produção inicial, “Ad.Res.” ao volume da adição de reserva, “ P_n ” a produção de um determinado ano e “ R_n ” a reserva deste mesmo ano. Esta corresponde portanto a produção utilizada no pico da curva de produção.

A partir do momento em que foi definido quantitativamente o padrão de cada curva de produção, foi criado um simulador para que, ao longo do tempo, estas curvas pudessem ser somadas exibindo graficamente o

comportamento futuro da produção de uma empresa. Portanto, imaginemos o seguinte: a adição de reserva feita no ano de 1990 iniciará sua produção no ano de 1993, onde esta atingirá seu pico que será, por exemplo 10% da reserva total adicionada. Esta quantidade permanecerá durante três anos, entrando em vigor, após este período a curva de declínio exponencial. Esta curva terminará quando a produção acumulada atingir o valor da reserva adicionada. Isto ocorrerá para todos os anos, no entanto, a reserva adicionada no ano de 1991 iniciará sua produção no ano de 1994, e assim por diante. Para que não haja lacunas antes do início da produção simulada, nos anos anteriores foram admitidas as produções reais históricas. Portanto cada companhia terá uma curva semelhante à Figura 1. Onde as curvas verdes representam as produções adicionadas anualmente a partir das adições de reserva das empresas

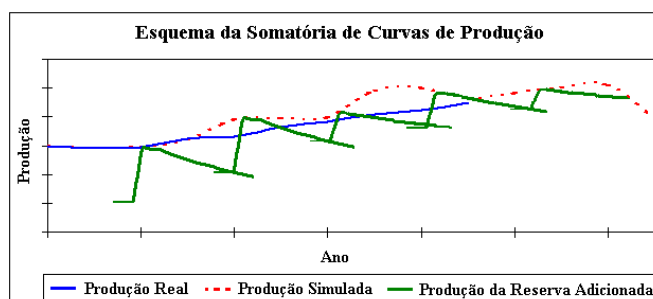


Figura 1. Esquema da simulação utilizada para fazer a previsão de produção a partir da adição de reserva anual das empresas selecionadas.

Segundo a previsão em curto prazo, a reserva adicionada, por exemplo, em 2003 entrará em produção apenas em 2006. As produções de 2004 e 2005 serão influenciadas pelas reservas adicionadas em 2001 e 2002, respectivamente. Portanto, para prever o aumento de produção em 2007, precisaríamos ter os dados de adição de reserva de 2004. Portanto, a previsão de produção precisa, considerando novas descobertas só pode ser extrapolada para os três anos seguintes após a última coleta de dados.

4. RESULTADOS

O simulador gerado utiliza os dados históricos de reserva e produção de uma determinada empresa para fazer uma estimativa do acréscimo de produção que será obtido a partir de uma adição de reserva. A partir deste acréscimo é obtida a curva de produção, onde a soma das curvas geradas pela adição de reserva anual resulta em uma produção simulada. Cada uma das adições de reservas resulta em uma curva de produção que pode ser prolongada por mais de 20 anos, permitindo assim fazer uma previsão da produção, e caso não sejam mais adicionadas reservas, esta previsão pode ser interpretada como uma representação gráfica da razão R/P. Portanto, esta razão torna-se dinâmica, pois ela considera não só apenas a reserva adicionada, mas a produção futura que será gerada a partir da mesma, podendo ser atualizada anualmente, e ajustada segundo uma mudança estratégica empresarial ou de mercado. A previsão de produção precisa, pode ser considerada até os três próximos anos do último dado real coletado. A partir disto, deveria entrar em vigor a produção da adição de reservas referentes a dados futuros.

Portanto, primeiramente, foi necessário definir a existência de uma correlação entre a intensidade da produção e o tamanho da reserva. A Figura 2 mostra a relação entre reserva e produção das companhias utilizadas neste projeto (dados de 1991 a 2001), observa-se à esquerda os dados da Petrobras. Esta distinção foi feita devido ao comportamento peculiar desta companhia com relação a sua razão R/P. Há uma relação linear entre os dois fatores (Reserva e Produção), no entanto, cada companhia tem um comportamento distinto segundo a produção. Este comportamento pode ser explicado segundo a diferença de estratégia de produção, qualidade das reservas, estratégia de desenvolvimento dos principais campos, fatores geológicos, técnicos e econômicos.

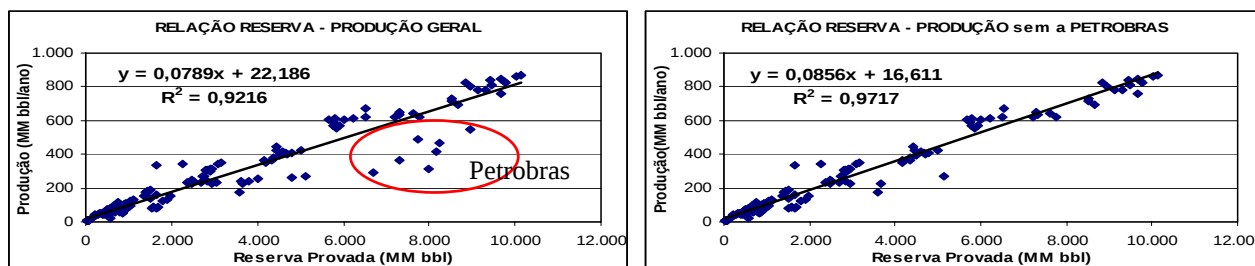


Figura 2. Relação entre a reserva provada e a produção anual das companhias petrolíferas utilizadas da base de dados do LAGE.

O volume produzido anualmente por estas companhias corresponde em média a 10,1% da sua reserva provada, podendo atingir valores mínimos e máximos de 3,7% e 20,5%, respectivamente. A Petrobras apresenta uma média do volume produzido anualmente de 5,8% de sua reserva provada, demonstrando a necessidade de ser feita uma distinção entre esta e as outras companhias. A Tabela 1 mostra o resultado do cálculo do coeficiente de correlação entre a reserva e a produção das empresas selecionadas. O alto índice de correlação vem a corroborar a relação direta entre o volume de óleo produzido por uma empresa e o volume de sua reserva, demonstrando a possibilidade da utilização de um modelo para estimar a produção de óleo a ser gerada por uma determinada adição de reserva.

Tabela 1. Coeficiente de Correlação entre Produção e Reserva das Empresas

Empresa	Corr.	Empresa	Corr.	Empresa	Corr.
Móbil	-86%	Imperial Oil	-58%	Arco	88%
Exxon	22%	Kerr McGee Oryx	39%	Chevron	85%
Amerada Hess	76%	Marathon	-44%	Pan Canadian	76%
BP Amoco	94%	Occidental Petroleum	89%	YPF	92%
ChevronTexaco	-91%	Petrobras	87%	Geral	96%
ConocoPhillips	87%	Shell	53%	Geral (sem a Petrobras)	99%
El Paso	76%	Unocal	42%		

Os dados de correlação negativos demonstram que a produção de algumas empresas diminuem à medida que a reserva aumenta. Isto poderia ser explicado em situações nas quais as empresas mantêm em seus portfólios um número significativo de campos maduros. Neste caso, apesar de haverem novas descobertas, o declínio gerado pela produção de campos maduros excede a produção gerada a partir da adição de reservas.

Além dos resultados obtidos, deve-se destacar o importante ganho na análise dos resultados decorrente da utilização do simulador. Trata-se de um algoritmo de fácil utilização, no qual a partir da inserção dos dados necessários, utilizam-se apenas alguns comandos gerados a partir de macros para definir o tempo de previsão desejado, a taxa de declínio (α) e a porcentagem da produção inicial à empresa desejada.

A Figura 3 mostra a razão R/P dinâmica desejada, apresentando esta razão de maneira gráfica e de fácil atualização a partir dos dados públicos e dos relatórios anuais das companhias. Esta figura mostra o comportamento da produção futura da Petrobras e da Shell comparando-se a metodologia tradicional e a razão dinâmica R/P proposta neste trabalho. Pode-se perceber um comportamento distinto entre as duas companhias. Isto se dá principalmente devido a diferença na porcentagem de produção da reserva, onde a Shell produz anualmente cerca de 9% de suas reservas enquanto a Petrobras produz 5,8%, proporcionando a Petrobras um período maior de produção para suas reservas.

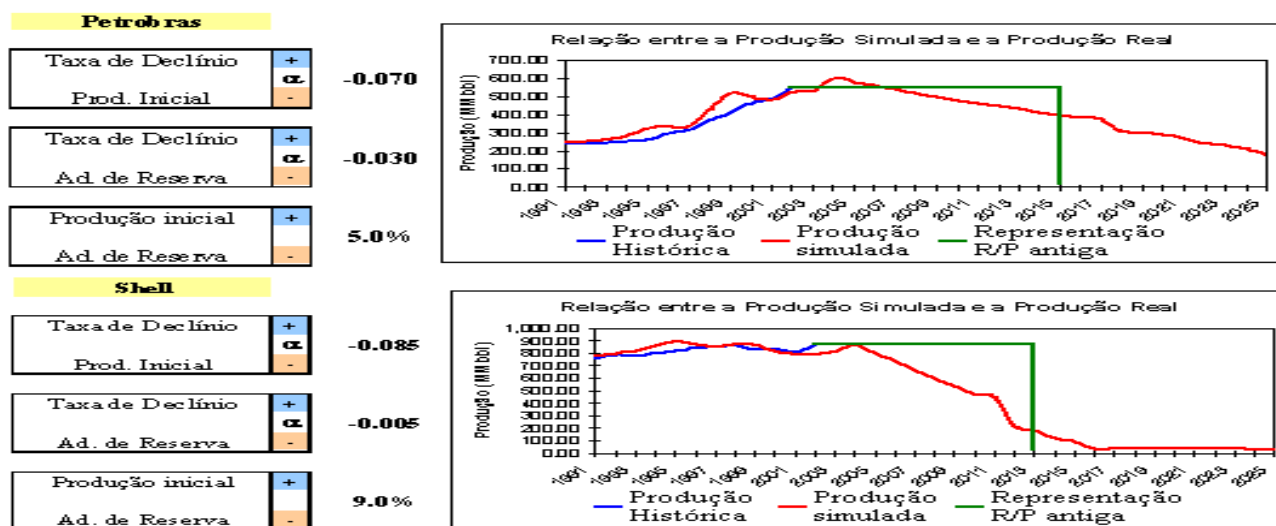


Figura 3. Resultado obtido a partir do simulador, mostrando a relação dinâmica da razão R/P em comparação com a metodologia tradicional.

Já na Figura 4 foi possível demonstrar que a previsão de produção em curto prazo de algumas das principais *Majors* apresenta um resultado bastante satisfatório, podendo-se observar um ajuste bastante significativo para a previsão e os dados históricos de produção das companhias. Como explicado anteriormente, o simulador permite fazer uma previsão com ajuste da produção de até três anos após o último dado histórico coletado. A linha em azul mostra a produção real histórica de cada uma das companhias, permitindo uma comparação do modelo com os dados históricos.

Como pode ser visto, o ajuste realizado entre a previsão e os dados históricos garantem certa confiabilidade com a previsão em curto prazo.

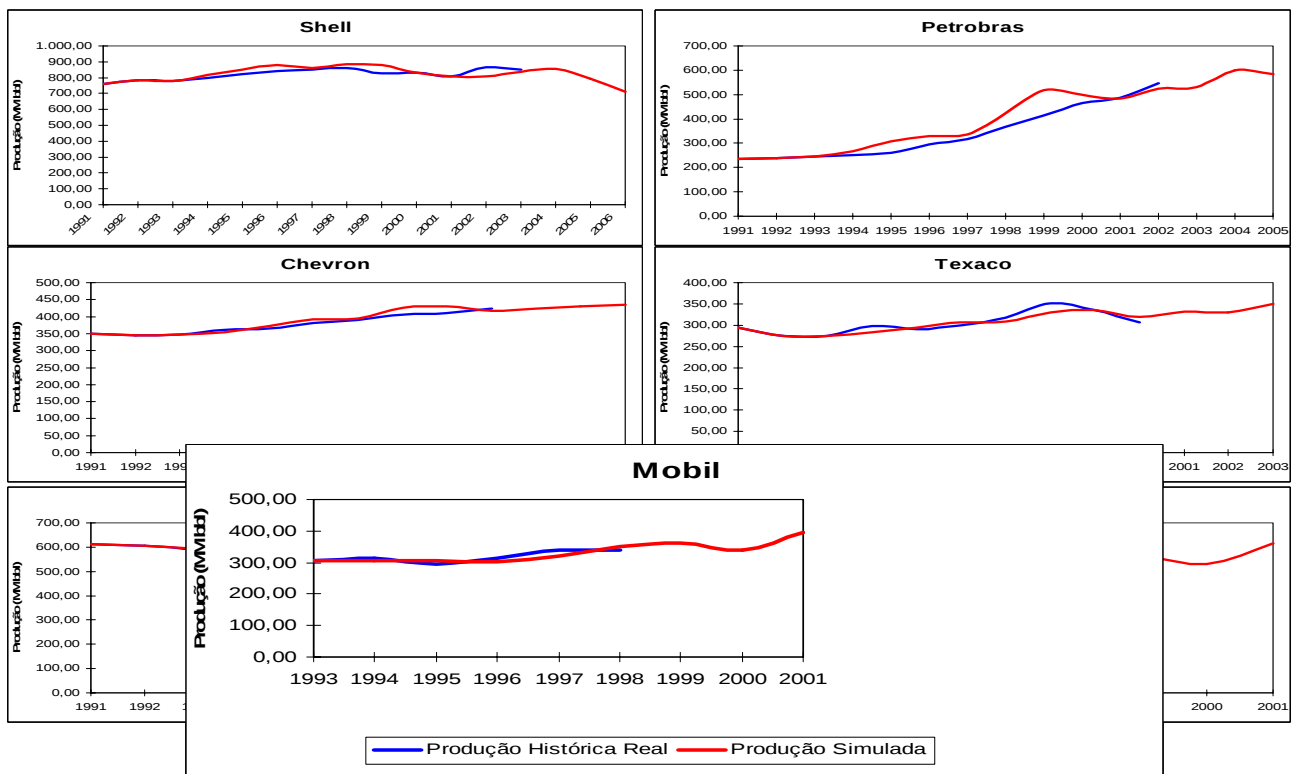


Figura 4. Esta mostra o resultado das simulações realizadas para algumas *Majors* com relação a previsão de produção em curto prazo.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos permitem algumas interpretações que refletem em parte a estratégia adotada pelas empresas, como por exemplo, a Exxon e a Mobil (ver Figura 4) que mantiveram desempenho futuro distintos, podendo-se visualizar a fusão corporativa realizada entre as duas no ano de 1997. Talvez esse processo de aquisição tenha impedido a queda da produção da Exxon, como previsto na simulação, o que poderia ter ocasionado uma possível desvalorização das ações da companhia na bolsa de valores.

Apesar de bastante utilizada, a razão R/P como é conhecida, adota uma visão um pouco pessimista da disponibilidade de recursos minerais. Ao ser calculada, esta razão considera que não serão mais encontradas reservas ou ampliadas as reservas existentes pela utilização de novas tecnologias e melhoria na recuperação. Além disso, incorpora também reservas que foram descobertas em tempos recentes ao cálculo e que ainda não entraram em produção. A proposta da utilização da razão dinâmica de R/P possibilita minimizar os efeitos destas estimativas, possibilitando uma avaliação mais próxima do estágio atual de conhecimento da dotação mineral de uma empresa.

Agradecimentos: Os autores gostariam de agradecer o CNPq, FAPESP, Petrobras, ANP e o Centro de Estudos de Petróleo – CEPETRO/UNICAMP pelo apoio para a realização desta pesquisa.

6. REFERÊNCIAS

- BP (2004) Statistical Review of World Energy.
- Cronquist, C. (2001) SPE, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gás, and Condensate, Society of Petroleum Engineers, *Oil and Gás Consultant*, Houston, Texas.
- Feygin, M. and Satkin, R. (2003) The Oil Reserves-to-Production Ratio and Its Proper Interpretation, *Natural Resources Research*, Vol. 13, No. 1, pp. 57-60.
- Lohrenz, J. and Williams, C. W. (1999) Disaggregated Remaining Reserves to Annual Production Ratios, 1999 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, SPE 52944, Dallas, Texas.
- Unicamp. Programa de Monitoramento da Disponibilidade Primária de Petróleo, CEPETRO, IG/UNICAMP, 2003.