



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

UMA ABORDAGEM SOBRE O CUSTO DE DESCOBERTA EM EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

Saul B. Suslick¹, Darcy Corrêa Neto²

¹Departamento de Geologia e Recursos Naturais, IG/UNICAMP e Centro de Estudos de Petróleo - UNICAMP, Caixa Postal: 6152 – Campinas(SP)
13083 - 970, Campinas, SP, suslick@ige.unicamp.br

²Departamento de Geologia e Recursos Naturais, IG/ UNICAMP, Caixa Postal: 6152 – Campinas, SP, darcy.neto@ige.unicamp.br

Resumo – O custo de descoberta representa um dos principais elementos estratégicos do processo decisório de investimentos em exploração de uma empresa de petróleo. Este trabalho apresenta um dos produtos do sistema de monitoração das informações do Laboratório de Análises Geoeconômicas de Recursos Minerais instalado no IG/UNICAMP. O presente trabalho destaca os resultados preliminares do levantamento dos principais indicadores econômico-financeiros cobrindo uma amostra de 20 empresas de petróleo consideradas “majors” e independentes no período de 1991 a 2000. Essa amostra representa aproximadamente 28% da produção mundial de petróleo excluindo os países da OPEP e 18% da produção mundial de gás. Resultados preliminares indicam uma redução substancial no referido período entre 2% a 6% ao ano no custo de descoberta definido como a razão entre investimentos em exploração e a agregação de novas reservas sem incluir as revisões e as quantidades adicionais obtidas na recuperação avançada nos reservatórios.

Palavras chaves: custo de descoberta; adição de reservas; investimentos em E&P.

Abstract – Discovery costs is one of the main strategic factors in the decision process for E&P investments. This paper presents one of the possible outputs from the information monitoring system from the Laboratory of Geoeconomical Analysis of Mineral Resources at the IG/UNICAMP. This output involves a survey of the main financial and economical indicators of a sample of twenty majors and independents oil companies in the 1991-2000 period. The sample represents approximately 28% of world petroleum production excluding OPEC's participation and 18% of world gas production. The discovery costs has been assumed as the ratio between investments and the addition of new reserves without the inclusion of revisions and the additional quantities obtained from advanced recovery methods in the reservoirs. Preliminary results indicated an important reduction between 2% to 6% per year in the discovery cost in the mentioned period.

Key words: discovery cost; reserves addition, E&P investments

1. Introdução

A busca do petróleo é uma atividade que envolve altos riscos, uma grande quantidade de investimentos e um longo período de maturação do capital investido. O risco existente na fase de exploração está ligado ao grande número de variáveis envolvidas na procura de hidrocarbonetos, destacando-se além das incertezas geológicas dos reservatórios, a alta volatilidade dos preços, os riscos políticos e as incertezas inerentes dos mercados.

Uma das principais vantagens competitivas de uma companhia petrolífera nas etapas de exploração e produção está ligada ao seu grau de sucesso na fase exploratória, ou seja, a capacidade da companhia de encontrar hidrocarbonetos para manter a dinâmica do ciclo de geração de jazidas e oportunidades. Um outro indicador importante para as empresas, no ambiente atual de grande volatilidade de preços e de incertezas dos mercados, refere-se ao potencial de redução do custo de descoberta de novas jazidas ou de agregação de reservas com novas tecnologias a baixos custos.

Na fase de exploração os fatores que mais influenciam no custo podem ser agrupados nos investimentos necessários para aquisição e participação nas oportunidades exploratórias (licitações, aquisições, etc.), na pesquisa geológica e nos levantamentos geofísicos (sísmica 2D e 3D) e nos trabalhos envolvendo a locação e a realização de poços exploratórios. Nesta fase estão agrupadas grandes quantidades de capital, cabendo as empresas avaliar corretamente as possibilidades e os retornos dos investimentos

Dentro desta perspectiva visando acompanhar as tendências atuais do comportamento frente ao risco das empresas petrolíferas, este trabalho tem como objetivo apresentar algumas tendências da evolução do custo de descoberta na indústria do petróleo ao longo da década de 90, baseando-se nos dados apresentados em relatórios anuais de diversas empresas e fontes públicas de informações de empresas de capital aberto.

2. Metodologia Adotada

Os dados utilizados para a realização deste trabalho foram coletados nos últimos 3 anos. Essa coleta representa um dos produtos da base de dados do projeto de pesquisa denominado Monitoramento da Disponibilidade Primária de Petróleo realizado no Laboratório de Análises Geoeconômicas de Recursos Minerais no Instituto de Geociências da UNICAMP (Unicamp,2002). Neste trabalho serão abordados os dados referentes ao comportamento de aversão ao risco das principais corporações petrolíferas classificadas como majors e independentes.

A Figura 1 apresenta um fluxograma de metodologia adotada na coleta das informações. Os dados primários foram coletados de relatórios anuais disponíveis na SEC (U.S. Securities and Exchange Commission), bem como contatos diretos, relatórios anuais das empresas e informações secundárias em publicações especializadas. Os dados passaram por um processo de análise de consistência e homogeneização visando padronizar as informações das companhias. Atualmente está sendo construído um sistema na forma de banco de dados que permitirá o cruzamento mais rápido das informações.

As empresas selecionadas nesta fase inicial encontram-se listadas na Tabela 1. A escolha de empresas baseou-se nos seguintes critérios: empresas de capital de aberto, atuação significativa como empresa major e/ou independente e uma perspectiva de atuação presente ou futura no cenário brasileiro de exploração e produção de petróleo.

As principais variáveis financeiras e operacionais coletadas no processo de monitoração são: faturamento anual, lucro líquido, lucro bruto, investimento em exploração, reserva, produção anual, e poços exploratórios perfurados com sucesso e sem sucesso, no período de 1990 a 2001. Em decorrência da complexidade e do grau de heterogeneidade das informações, os dados sobre reservas foram subdivididos em diferentes categorias tais como revisões, recuperação avançada, extensões e descobertas, aquisições, vendas e transferências de ativos de reservas.

Os dados monetários foram corrigidos pelo índice de inflação dos Estados Unidos para o ano de 2000 segundo o deflator de preços do IPA dos EUA (World Bank, 2001). As reservas utilizadas correspondem a definição utilizada pela SPE/AAPG/WPC e adotada pela ANP¹. Neste estudo, foram utilizadas as reservas de óleo e de gás natural, sendo elas apresentadas como reservas em barris de óleo equivalente (boe), pois o investimento em exploração não pode ser separado dos mesmos montantes utilizados

¹ Portaria ANP nº 009 de 21 de janeiro de 2000.

para a descoberta de reservatórios de óleo ou de gás natural, incluindo os dois recursos no cálculo de custo de descoberta.

A amostra utilizada neste trabalho é bem representativa da indústria petrolífera, na qual os conjuntos das empresas pesquisadas ocupam, excluindo-se o universo da OPEP, cerca de 28% das reservas mundiais de petróleo, 8% das reservas mundiais de gás natural, 29% da produção mundial de petróleo e 21% da produção mundial de gás natural.

Essa base de informações permite monitorar algumas tendências e estratégias tomadas pelas petrolíferas e acompanhar os níveis de aversão ao risco em relação aos investimentos em exploração de petróleo na década de 90. Portanto, o acompanhamento das tendências do custo de descoberta é apenas um dos possíveis produtos que podem ser obtidos por intermédio da metodologia proposta.

2.1. Conceito de Custo de Exploração e os Impactos nas Atividades de E&P

O custo de descoberta refere-se ao montante de dinheiro utilizado na exploração para encontrar petróleo. O custo de exploração corresponde ao custo incorrido na exploração de petróleo, permitindo a inclusão dos custos dos trabalhos de geologia, geofísica, poços exploratórios, etc. O custo de descoberta é calculado dividindo-se o custo de exploração pela reserva explorável provada descoberta durante a fase de exploração, sendo apresentado como função de dólares por barril de óleo equivalente (\$/boe).

Segundo a ANP (2000), as reservas representam um subconjunto dos recursos descobertos extraídos comercialmente. Dentro desse subconjunto existem outras três categorias: reserva provada, reserva provável e reserva possível, sendo que o conceito utilizado é o de reserva provada. As reservas provadas correspondem ao petróleo que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes e os métodos operacionais usualmente viáveis.

O termo adição de reservas corresponde principalmente a reservas adicionadas por processos exploratórios, podendo incluir revisões provenientes do cálculo de reservatórios já existentes e também da recuperação avançada.

Desta maneira, pode-se adotar as razões utilizadas usualmente pela indústria e aceita pelas comissões de valores mobiliários na qual o custo de descoberta (CD) é geralmente definido como sendo a razão entre o investimento em exploração pelo volume adicionado pelas extensões e descobertas petrolíferas. As equações anexas apresentam as diversas formas de estimativas dos custos de descobertas.

O custo de descoberta estimado pela eq.(1) diferencia-se dos demais pela não inclusão das revisões de reservas nos cálculos, o que torna essa forma pouco utilizada, pois as revisões correspondem a um indicador de avanço tecnológico, que no caso da indústria do petróleo é um fator indispensável a ser considerado para uma análise de longo prazo. Basicamente, o custo de descoberta corresponde ao investimento aplicado em exploração dividido pelo montante de petróleo descoberto considerado como reserva, conforme indicado na eq.(2) proposto por Johnston e Bush (1998). A eq.(3) apresenta uma estimativa mais abrangente do custo de descoberta, mas não será apresentada neste trabalho pela dificuldade na obtenção de dados de investimentos em desenvolvimento e de recuperação avançada que geralmente são apresentados de forma agregada nas rubricas dos investimentos em produção.

O custo de descoberta indica o sucesso das companhias na substituição de suas reservas. Sendo assim, se o custo de descoberta de uma companhia for alto, esta estará investindo muito dinheiro para encontrar poucas reservas, podendo implicar na ruína do investidor. Esse termo indica que uma companhia esgotou seu investimento exploratório se que tenha adicionado reservas, ou tenha adicionado poucas reservas, mas não o suficiente para equilibrar o prejuízo obtido. Esse raciocínio pode ser explicado através da interpretação da Figura 2. Essa figura mostra uma rede, no qual, o deslocamento unitário horizontal indica que a companhia realizou a perfuração de um poço exploratório. Na obtenção de um poço seco, essa obterá um prejuízo decorrente do investimento exploratório utilizado. Supondo que o custo de um poço seja em torno de US\$ 3 milhões, a companhia terá uma redução dessa quantia no seu fluxo de caixa. Se a empresa dispõe de US\$ 15 milhões iniciais, isso lhe dará direito de perfurar 5 poços sem sucesso até que esta perca todo seu montante financeiro inicial.

Na Figura 2, o deslocamento unitário horizontal indica a perfuração de um poço, e o deslocamento unitário vertical corresponde ao ganho de US\$ 3 milhões (para cima) ou a perda de US\$ 3 milhões para baixo. Portanto, se uma companhia perfurar um poço, a situação desta irá acompanhar a seta vermelha uma unidade para a direita, caso esse poço seja seco, ela irá acompanhar a seta vermelha para baixo indicando um prejuízo de US\$ 3 milhões. Se essa situação persistir, ao perfurar o quinto poço seco, a companhia estará sem capital

para perfurar mais poços, partindo do princípio de que essa tinha um capital exploratório inicial de US\$ 15 milhões, encontrando assim, a ruína do apostador.

Apesar do custo de descoberta ser utilizado para avaliar as dificuldades para encontrar reservatórios, exaustão e a competência da exploração, esse indicador envolve diversos níveis de complexidade e de estimativas das variáveis envolvidas no ciclo exploratório. Conforme visto anteriormente é necessário definir a priori como são conduzidas as estimativas de reservas utilizadas (extensões e descobertas, aquisições, revisões e recuperação avançada). Além disso, deve-se estimar com precisão a forma e os itens incidentes nos custos utilizados que nem sempre são expressos de maneira uniforme pelas empresas. Este fato reflete-se diretamente em um outro obstáculo encontrado para estimar o custo de descoberta que é o período de tempo utilizado. Por exemplo, considerando-se que um custo referente a uma exploração geológica ou geofísica realizadas no tempo “t” poderá resultar em descobertas apenas no tempo “t + Δt”. Para contornar essa restrição é necessário sempre levar em consideração o espectro de variação temporal dos custos associados, possibilitando uma análise mais abrangente das tendências ao invés de um único valor pontual sem muito significado para a tomada de decisão.

3. Resultados Obtidos

A Figura 3 apresenta o custo de descoberta estimado pela eq.(1) e eq.(2). A variação temporal da relação entre investimentos e descobertas foi compensada pelo uso de médias-móveis trienais. É possível perceber a tendência declinante dos custos de descoberta ao longo do período analisado. A Figura 3 apresenta os resultados obtidos na estimativa dos custos de descoberta, observa-se uma redução no período 1991-2000 de 2,63 US\$/boe para 1,35 US\$/boe, considerando a eq.(1) e de 1,23 US\$/boe para 0,92 US\$/boe, utilizando-se a eq.(2), representando uma diminuição média anual de 6% (eq.(1)) e de 2% (eq.(2)).

A queda do custo de descoberta no período analisado é compatível com a tendência estimada por Bohi (1998) no período de 1985 a 1995, representando uma redução anual no custo de descoberta de 17% considerando-se as *majors* e de 7% para as independentes. Para amenizar a diferença de escala entre os dados estimados por Bohi (1998) e pela Unicamp (2002), os valores resultantes do cálculo utilizado pelo primeiro foram divididos por um fator constante de 3. Essa diferença deve-se ao uso de metodologias distintas nas estimativas, os resultados maiores de Bohi (1998) deve-se a inclusão na eq.(3) dos investimentos em desenvolvimento. Apesar da diferença entre as estimativas no período, é possível perceber que o custo de descoberta tem mantido sua tendência de queda relativa no período de 1985 a 2000.

A Figura 4 apresenta a evolução do custo de descoberta das principais *majors*. Pode-se perceber uma redução anual no custo de descoberta dessas empresas de 5%, 9%, 7% e 6% para a Shell, Texaco, Exxon/Mobil e BP/Amoco, respectivamente. O custo de descoberta destas companhias, considerando-se a eq.(1) apresentou uma variação de 1,4 a 2,1 US\$/boe em 1991 para 0,3 a 0,7 US\$/boe em 2000.

A queda do custo de descoberta pode ser analisada em conjunto com outros indicadores de evolução da indústria. É possível comparar o custo de descoberta com a evolução da taxa de sucesso (Figura 5). Pode-se perceber que o custo de descoberta não está diretamente ligado ao preço do barril quando observado no curto prazo, mas está diretamente ligado à taxa de sucesso na exploração e inversamente à disponibilidade das reservas das companhias. A diminuição do custo de descoberta no período está intimamente ligada ao avanço tecnológico, destacando-se a sísmica 3D e as novas tecnologias de perfuração e de suporte a exploração (Aylor, 1999)

Segundo Bohi (1998) que usou dados coletados de 159 levantamentos sísmicos 3D conduzidos durante o período de 1991 a 1994 em diversas regiões do mundo, na qual a utilização da sísmica 3D é responsável pelo incremento da taxa de sucesso em exploração de 20% para 50%. Ele explica que o valor da sísmica 3D como uma ferramenta na exploração não se dá apenas na redução das incertezas, mas também no fato de que ela permite identificar sistemas petrolíferos e feições de reservatórios não perceptíveis pelas antigas tecnologias.

4. Considerações Finais

Este trabalho buscou apresentar alguns resultados obtidos com o sistema de monitoração da disponibilidade primária de petróleo, destacando-se a análise do custo de descoberta de petróleo ao longo da última década. Segundo os dados analisados, observou-se um decréscimo médio anual de 2% no custo médio de descoberta. Um outro aspecto importante observado na monitoração desses indicadores no período analisado refere-se ao aumento das reservas das *majors* que se encontra em parte associado à diminuição do

custo de descoberta, associando-se aos preços praticados no mercado internacional de petróleo no longo prazo.

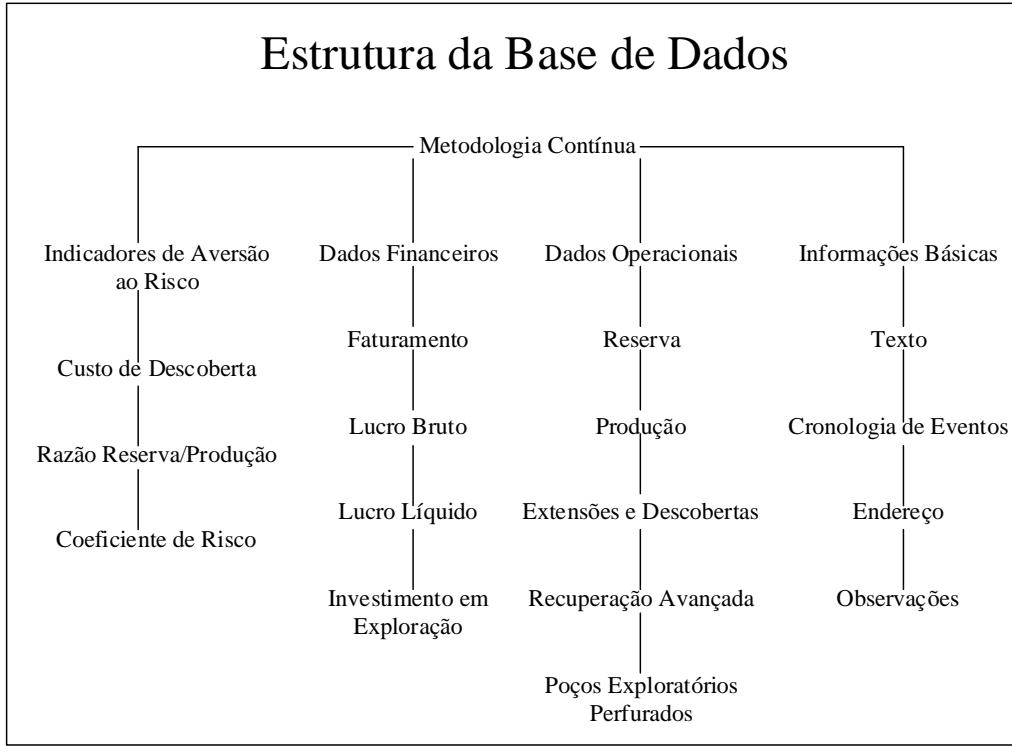


Figura 1 - Fluxograma da metodologia adotada na coleta e monitoração das informações

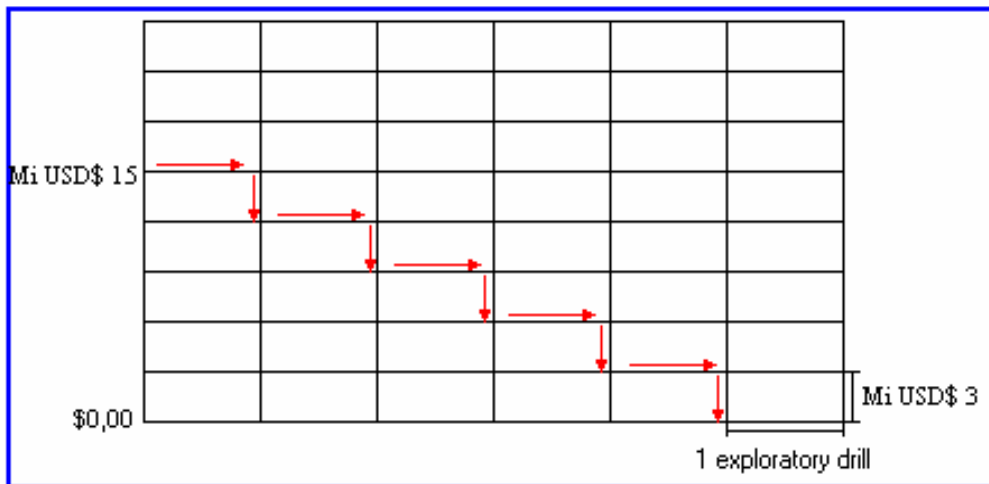


Figura 2 - A ruína do investidor após uma série de insucessos na perfuração de poços exploratórios.

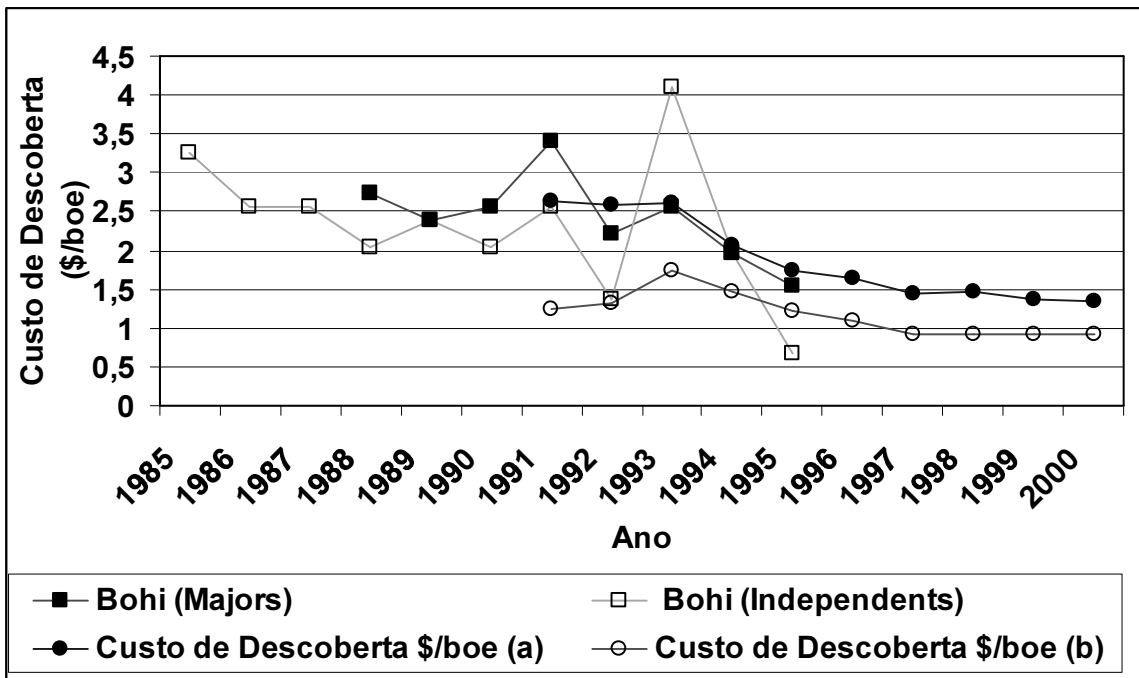


Figura 3 Estimativas do custo de descoberta por Bohi (1998) e Unicamp (2002).

Obs.: Os dados de Bohi (1998) correspondentes ao período de 1985 a 1995 foram divididos por um fator constante, objetivando uma melhor comparação, já que o autor utilizou a eq.(3) para estimar o custo de descoberta.

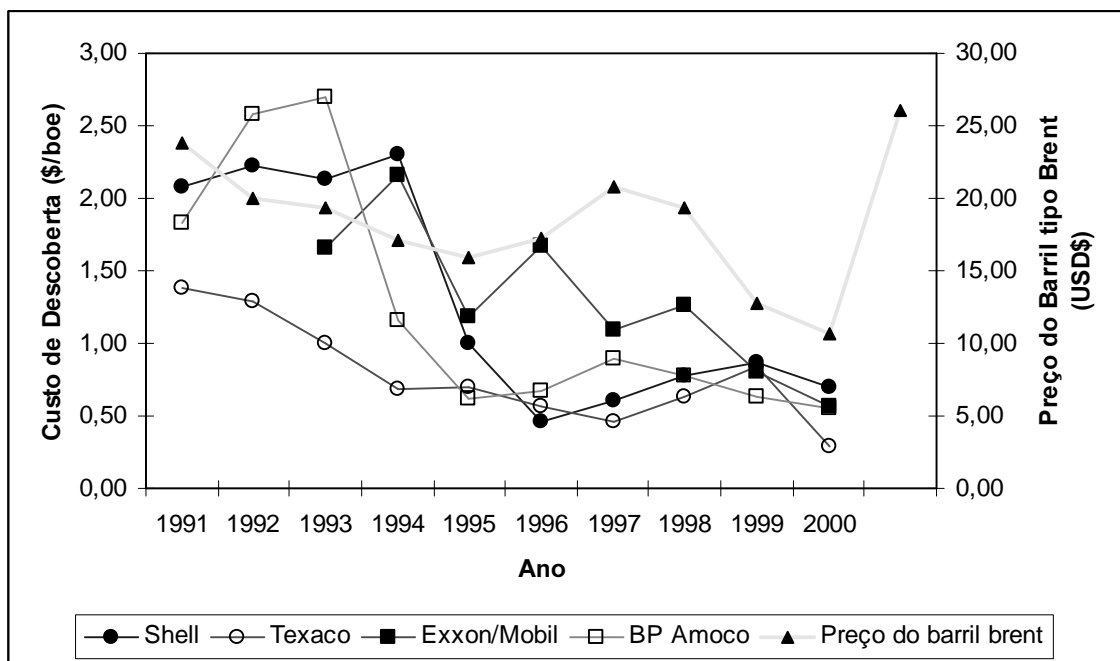


Figura 4 - Estimativa do custo de descoberta das quatro principais companhias petrolíferas atuantes no mercado internacional e a evolução do preço de petróleo.

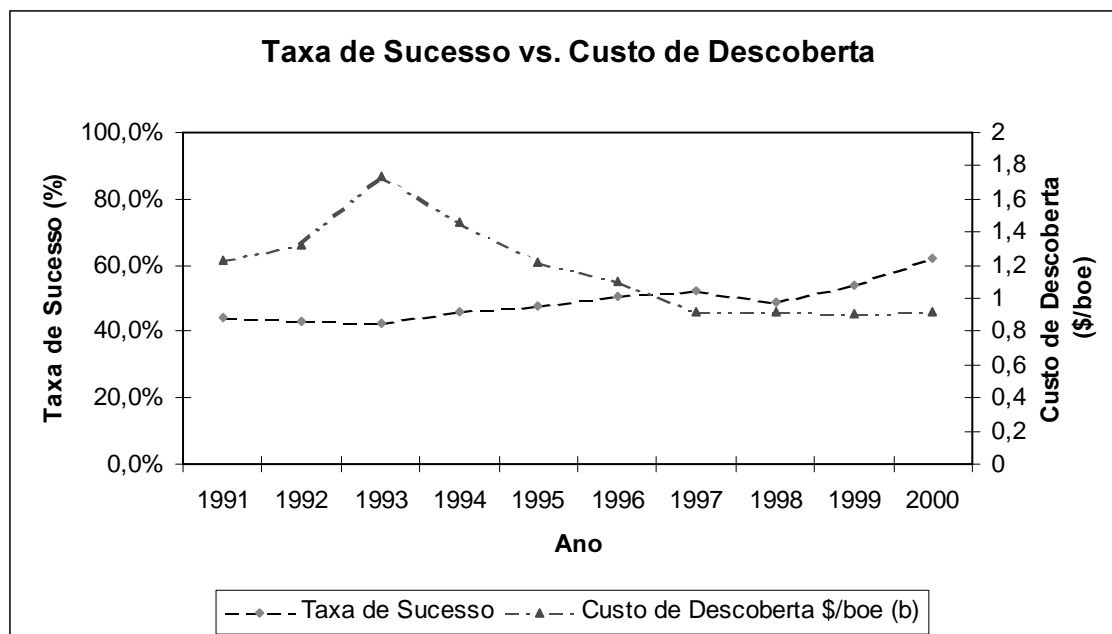


Figura 5 - Comparação entre a taxa de sucesso exploratório e o custo de descoberta das empresas da amostra

Tabela 1- Dados de reserva e produção das empresas utilizadas na amostra

| Empresas | Reserva 2001 (MM boe) | Variação 1992-2001 | Produção 2001 (mil boe/d) | Variação 1992-2001 |
|----------------------|--------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------|
| Amerada Hess*** | 1.084,00 | -4% | 385,00 | -2% |
| BP Amoco | 15.027,73 | 140% | 3.500,45 | 153% |
| Chevron | 12.053,09 | 137% | 2.759,65 | 84% |
| Coastal** | 687,00 | 227% | 111,00 | 73% |
| Conoco* | 3709,09 | 96% | 801,09 | 38% |
| ExxonMobil | 21.663,00 | 33% | 4.353,42 | 50% |
| Imperial Oil | 1.229,09 | -35% | 268,91 | -16% |
| Kerr Mc'Gee | 1.569,55 | 400% | 305,85 | 194% |
| Marathon | 1.089,64 | -30% | 439,18 | 25% |
| Occidental Petroleum | 2.273,00 | 105% | 493,40 | 56% |
| Pan Canadian | 1.068,60 | 84% | 273,73 | 70% |
| Petrobrás | 9.393,00 | 88% | 1.567,37 | 102% |
| Phillips Petroleum | 5.265,27 | 147% | 881,94 | 72% |
| Repsol/YPF | 5.675,55 | 63% | 1.022,27 | 54% |
| Royal Dutch Shell | 19.619,73 | 4% | 3.857,04 | 14% |
| Texaco*** | 5.026,00 | 32% | 1.205,00 | 6% |
| Total** | 4.434,01 | 148% | 827,50 | 31% |
| Unocal | 1.920,09 | -5% | 558,53 | 4% |
| Média | 6.265,97 | | 1.311,74 | |
| TOTAL | 112.787,43 | 54% | 23.611,33 | 50% |

* Reserva e produção são correspondentes ao ano de 2000 e a variação entre os anos de 1996 à 2000

** Reserva e produção são correspondentes ao ano de 1999 e a variação entre os anos de 1992 à 1999

*** Reserva e produção são correspondentes ao ano de 2000 e a variação entre os anos de 1992 à 2000

Equações

$$CD = \frac{\textit{Investimento Exploratório}}{\textit{Ad. Re serva (Excluindo Re visões)}} \quad (1)$$

$$CD = \frac{\textit{Investimento Exploratório}}{\textit{Ad. Re servas (Incluindo Re visões)}} \quad (2)$$

$$CD = \frac{\textit{Investimento Exploratório} + \textit{De senvolvimento}}{\textit{Ad. Re servas (Incluindo Re visões} + \textit{Re cuperação Avançada)}} \quad (3)$$

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao apoio do PRH/ANP e do CNPq para a realização desta pesquisa.

Referências Bibliográficas

- Aylor, W.K., Measuring the impact of 3d seismic on business performance, SPE 52970 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, 20-23 March, 15p., 1999.
- Bohi, D.R. *Changing Productivity in U.S. Petroleum Exploration and Development*, Charles River Associates, Washington D.C., Resources for the Future, 1998, 110p.
- BP Amoco, **Statistical Review of World Energy**, 2001, (www.bp.com).
- Jacob, N. L.; Pettit, R. R., *Investments*, second edition, 1988.
- Johnston D.; Bush J. *International Oil Company Financial Management in Non-technical Language*, 1998.
- Megill, R. E., *History of Exploration Expenditures in the United States, 1956 – 1989*, AAPG – Handbook of Petroleum Geology, 1991.
- Relatórios Anuais das Empresas Pesquisadas correspondentes aos anos de 1990 a 2001: *Royal Dutch Shell, Pan Canadian, Amerada Hess, Oryx, Total, Occidental Petroleum, Repsol, YPF, Enterprise Oil, Imperial Oil, Coastal, Kerr Mcgee, Atlantic Richfield Corp, Chevron, Exxon, Marathon, Mobil, Phillips, Texaco e Unocal*
- Suslick, S.B. **Avaliação Econômica de Projetos de Exploração e Petróleo**, Curso de Pós-graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Notas do curs, 200p, 2002.
- Unicamp, **Monitoramento da Disponibilidade Primária de Petróleo**, Centro de Estudos de Petróleo, Instituto de Geociências, Laboratório de Análises Geoeconômicas de Recursos Minerais, Unicamp, 2002 (www.ige.unicamp.br/~lage), 2002