

Copyright 2004, 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

Classificação de Reservas de Petróleo Utilizando Simulação Estocástica

Noele Ferreira Carvalho¹, Saul B. Suslick², Gabriel A. C. Lima³

¹ Instituto de Geociências – UNICAMP, João Pandiá Calógeras, 51 CEP: 13083-970 Caixa postal 6152, noele.carvalho@ige.unicamp.br

² Instituto de Geociências – UNICAMP, João Pandiá Calógeras, 51 CEP: 13083-970 Caixa postal 6152 João Pandiá Calógeras, 51 CEP: 13083-970 Caixa postal 6152, suslick@ige.unicamp.br

³ Instituto de Geociências e Centro de Estudos de Petróleo – UNICAMP, João Pandiá Calógeras, 51 CEP: 13083-970 Caixa postal 6152, gabriel@ige.unicamp.br

Resumo – O presente trabalho trata da classificação dos recursos e reservas minerais visando a uma melhor adequação à análise integrada de portfólios de projetos. O uso de simulação de parâmetros geológicos e econômicos permite a obtenção de curvas de probabilidade, possibilitando a quantificação de incertezas e riscos nas diversas etapas do projeto. A partir daí, pode-se analisar a viabilidade econômica de desenvolvimento do campo. A escolha de um diagrama de classificação que permita boa diferenciação entre os volumes simulados, bem como dos riscos e incertezas para cada fase do projeto, representa um grande desafio no processo de estimativa de reservas. Neste trabalho, utilizou-se uma adaptação do sistema de classificação SPE/WPC/AAPG que, juntamente com a simulação Monte Carlo dos dados geológicos e econômicos permitiu a elaboração de uma metodologia compatível às necessidades da indústria. Para comprovação do método, escolheu-se o Campo de Namorado como estudo de caso. Os dados de campo foram simulados para todas as fases de exploração e desenvolvimento e, então, divididos no diagrama de classificação escolhido.

Palavras-Chave: diagramas de classificação de reservas, viabilidade econômica, simulação estocástica, análise de portfólios.

Abstract – This paper deals with reserves and resources classification for portfolio analysis through the use of geological and economic simulated parameters considering probability curves that quantify uncertainties and risks in different E&P stages. One of the great challenges in the oil reserves classification is the selection of a classification scheme that differentiates all the volumes simulated for each phase of the project and a diagram that quantifies risk and uncertainty. This paper proposes an adaptation of SPE/WPC/AAPG diagram and it was based on Monte Carlo simulation to obtain a methodology that corresponds to the industry needs. Namorado Field was used as a study case to evaluate the performance of the classification scheme proposed. The field data were simulated for exploration and development phases and distributed into the classification diagram.

Keywords: reserves classification diagrams, economic feasibility, stochastic simulation, portfolio analysis.

1. Introdução

Nos últimos anos tem-se observado um aumento considerável de interesse pelas definições de recursos e reservas de hidrocarbonetos, bem como uma crescente conscientização da necessidade de maior consistência nos sistemas de classificação e nos seus métodos de determinação. Recursos e reservas são indicadores importantes da disponibilidade mineral, pois tanto os organismos governamentais como as empresas petrolíferas necessitam dessas informações para organizar as suas ações estratégicas e políticas de investimentos. Episódios recentes, envolvendo a Shell (Oil & Gás Journal, 2004) que resultaram na reclassificação de aproximadamente 3,9 bilhões de barris de óleo equivalente trouxeram à tona a discussão sobre as complexas relações que cercam a estimativa das reservas e as incertezas associadas.

O advento da globalização, que provocou mudanças significativas no ambiente de negócios e demandas específicas por maior homogeneidade na definição dos padrões dos ativos minerais por parte dos agentes do mercado (organismos reguladores, bolsas de commodities, dentre outros), é um dos determinantes dessa nova tendência na busca de uma melhor aferição dos volumes. Além disso, deve-se adicionar que uma parte significativa das jazidas encontra-se localizada em regiões que apresentam uma elevada complexidade técnica. Esse fato pode ser percebido pela inclusão nas carteiras de projetos das empresas de petróleo de um número crescente dessas jazidas situadas em ambientes cada vez mais complexos (águas profundas, reservatórios não-convencionais, etc.), que envolvem elevados e desafiantes riscos técnicos e financeiros que exigem padrões específicos de certificação no sentido de incorporar níveis de incertezas adequados às estimativas das reservas minerais.

Dentro desta perspectiva, este trabalho apresenta uma classificação de recursos e reservas petrolíferas adaptada da classificação proposta pelo SPE/WPC/AAPG (Ross, 2001), incorporando as incertezas por intermédio da modelagem estocástica de volumes, bem como incluindo o estágio de maturação do projeto (exploração, avaliação, desenvolvimento e produção). Pode-se considerar todo o projeto de forma integrada porque os volumes mudam de classe conforme se desenvolve e produz o campo. Como estudo de caso utilizou-se o campo de Namorado com simulações para um volume de óleo *in situ* de 700 milhões de barris em diferentes estágios evolutivos do projeto e diferentes níveis de incertezas associados. Os dados deste campo foram fornecidos pela ANP.

Dentro da metodologia proposta, após a fase de simulação estocástica, todos os volumes obtidos são alocados no diagrama de classificação de acordo com suas incertezas e riscos associados para compor o diagrama dos volumes do Campo de Namorado.

2. Sistema de Classificação de Reservas: Risco, Incertezas e Maturidade do Projeto

Para se analisar os sistemas de classificação de reservas é necessário que se conheça a diferença entre risco e incerteza. Groebner & Shannon (1993) atribuem para incerteza o conceito de impossibilidade em prever resultados. Pode-se especificar os possíveis resultados para cada alternativa de decisão, mas não se pode conhecer o exato resultado de uma trajetória qualquer a ser tomada. Já o risco refere à avaliação de um investimento usando um mecanismo conhecido que incorpore as probabilidades de ocorrência de sucesso e falha e/ou diferentes valores dos parâmetros considerados (Stermole & Stermole, 1993). A maturidade é o estágio/fase do campo (por exemplo: exploração, desenvolvimento, produção) em que o volume de óleo descrito se encontra, indicando o grau de conhecimento e o valor da informação que os decisores possuem sobre os respectivos volumes a serem estimados.

Os primeiros trabalhos sobre sistema de classificação de reservas e recursos são atribuídos a Arps (1956). O sistema desenvolvido por este autor relacionava o tempo com a produção acumulada e permitia que todos os volumes produzidos do campo pudessem ser visualizados. Entretanto, por tratar apenas da produção acumulada, o sistema não levava em conta os recursos, mas somente as reservas.

Na tentativa de incorporar os volumes ainda não produzidos a um diagrama, McKelvey (1972) propôs dividir as reservas em provadas, prováveis e possíveis, e os recursos em comerciais e sub-comerciais. Este diagrama foi chamado de diagrama de McKelvey e foi o primeiro a incorporar as incertezas e a viabilidade econômica do projeto.

Paralelamente ao diagrama de McKelvey, a Norwegian Petroleum Directorate (NPD) desenvolveu um sistema diferente, que buscava incorporar o estágio de maturidade do projeto. A maturidade era analisada segundo a fase de desenvolvimento em que se encontrava o volume no campo e todos os volumes eram subdivididos nestas fases de maturidade (Ross, 2001).

No trabalho aqui proposto será utilizado o diagrama SPE/WPC/AAPG, advindo da junção dos diagramas de McKelvey e NPD. A Figura 1 apresenta o sistema SPE/WPC/AAPG (Ross, 2001). Este diagrama considera risco, incertezas e maturidade do projeto. Assim, com a simulação dos volumes do campo nos diversos estágios de maturidade do projeto, podem-se acessar todos os volumes do mesmo por meio do diagrama. O risco decresce de baixo para cima e as incertezas, da direita para a esquerda. Além disso, a maturidade do projeto também aumenta em direção ao topo do diagrama. Portanto, as reservas provadas têm a maior confiabilidade do diagrama, enquanto os volumes de play têm a menor. Os termos recursos contingentes e prospectivos designam, respectivamente, os volumes descobertos, mas não viáveis em condições correntes e aqueles ainda não descobertos.

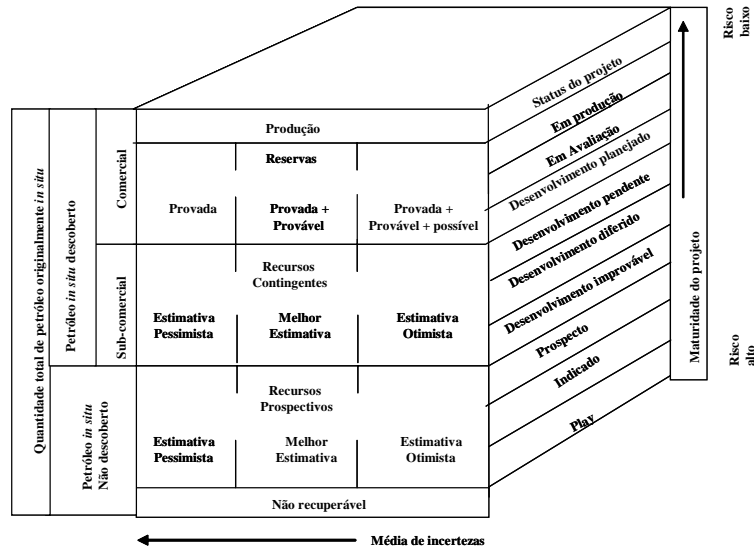


Figura 1. Diagrama modificado SPE/WPC/AAPG incluindo status do projeto (modificado de Ross, 2001).

No caso deste sistema, para os recursos, a estimativa otimista representa P10, a melhor estimativa representa P50 e a pessimista, P90. Isto acontece porque uma visão otimista dos volumes do campo incorre num volume maior de óleo existente (ou recuperável). Entretanto, quanto maior o volume, maior a incerteza do volume total ser recuperado.

Do mesmo modo, para as reservas, P10 é a estimativa possível, P50 a provável e P90 a provada. Por exemplo, se considerarmos uma acumulação fictícia com volume Q, a probabilidade de recuperação de certo volume é descrita pela curva de risco da Figura 2.

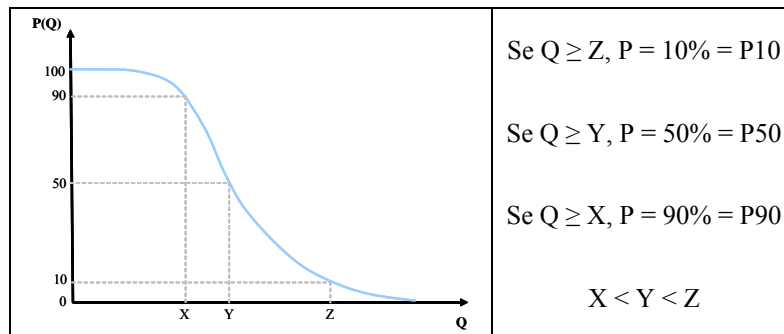


Figura 2. Curva de risco fictícia de Q versus P (Q).

3. Simulação estocástica dos volumes

Escolhido o sistema de classificação, passou-se à fase de simulação dos dados. Dois softwares de simulação estocástica foram escolhidos para o trabalho. São eles: Geo-X e @Risk. Após o teste dos simuladores com dados fictícios, o campo de Namorado (Bacia de Campos) foi escolhido como estudo de caso, para que se pudesse comprovar a funcionalidade do modelo.

A primeira fase da simulação consistiu em utilizar os dados de volume e das características do óleo para análise de play e prospecto. Esta análise foi feita no programa Geo-X, que simula estocasticamente dados de campo para a fase de exploração. Neste trabalho, as fases de play e prospecto foram escolhidas. Depois de escolha da fase de análise, inseriram-se os dados de campo na tabela de entrada do simulador e para cada dado aplicou-se uma distribuição de probabilidade (normal, lognormal, uniforme, constante, triangular, etc.). A tela de seleção da fase a ser analisada e a tabela de input podem ser vistas na Figura 3. Na primeira janela a fase de análise é estabelecida criando-se um novo projeto e abrindo as opções “new play analysis” e “new prospect analysis”. No caso da segunda janela, cada item clicado fornece uma tabela para input de dados como a que pode ser vista na Figura 3.

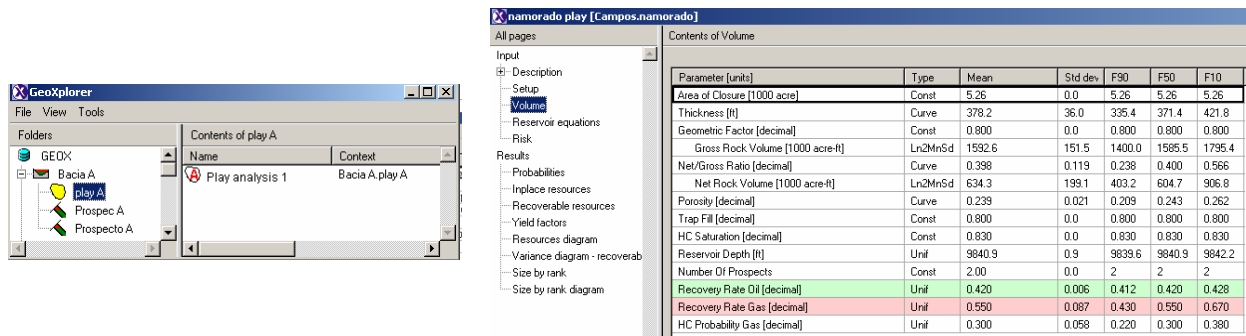


Figura 3. Janelas de seleção de fase (esquerda) e de input de dados (direita) do programa Geo-X.

Os primeiros volumes simulados foram os de play. Depois de classificados os volumes do play, passou-se à análise dos prospectos do Campo de Namorado. Para ambas as classes, o simulador gera resultados na forma de distribuição de probabilidade e apresenta, então, as estimativas P10, P50 e P90. As curvas de risco para play e prospecto podem ser vista na Figura 4. Estas três classes, respectivamente otimista, melhor e pessimista, foram alocadas no diagrama da Figura 1 na classe de petróleo *in situ* não descoberto.

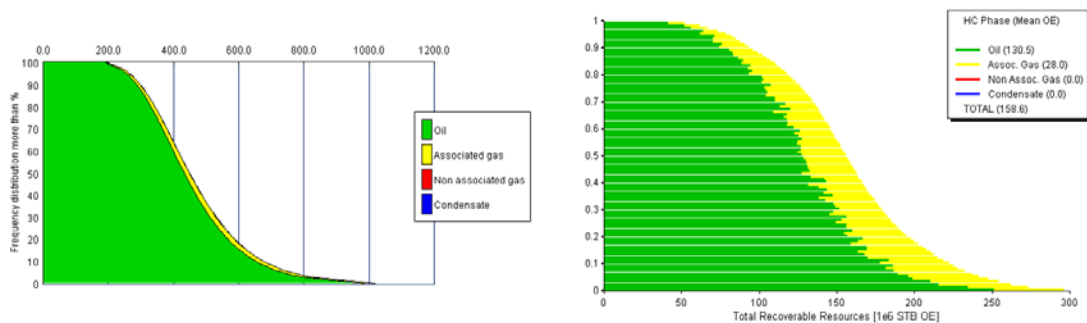


Figura 4. Curvas de risco geradas pelo Geo-X para play e prospecto. No caso dos prospectos, a curva mostra apenas os recursos recuperáveis. Contudo, os recursos originalmente *in situ* podem chegar a mais de 300 MMbbl.

Já para a simulação das reservas, utilizou-se uma planilha Excel com os dados de produção do Campo de Namorado e uma projeção para 20 anos da produção do mesmo e o simulador estocástico @Risk. Aos dados anuais de produção, foram ajustadas distribuições de probabilidade por meio do recurso de substituição de células do simulador. O ajuste é feito selecionando-se a célula Excel que se deseja alterar e reescrevendo a célula com uma distribuição selecionada no simulador.

O processo de simulação é realizado depois de alteradas todas as células, obtendo-se as saídas em forma de tabelas, com possibilidades de análise de sensibilidade, estatísticas e cenários possíveis para os dados. A tabela de estatística dos saída dos dados pode ser vista na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, assim como a curva de risco obtida através dos valores desta tabela. Pode-se perceber que as reservas provadas (P90) são de, aproximadamente, 130 MMbbl enquanto as reservas possíveis (P10) são maiores que 140MMbbl.

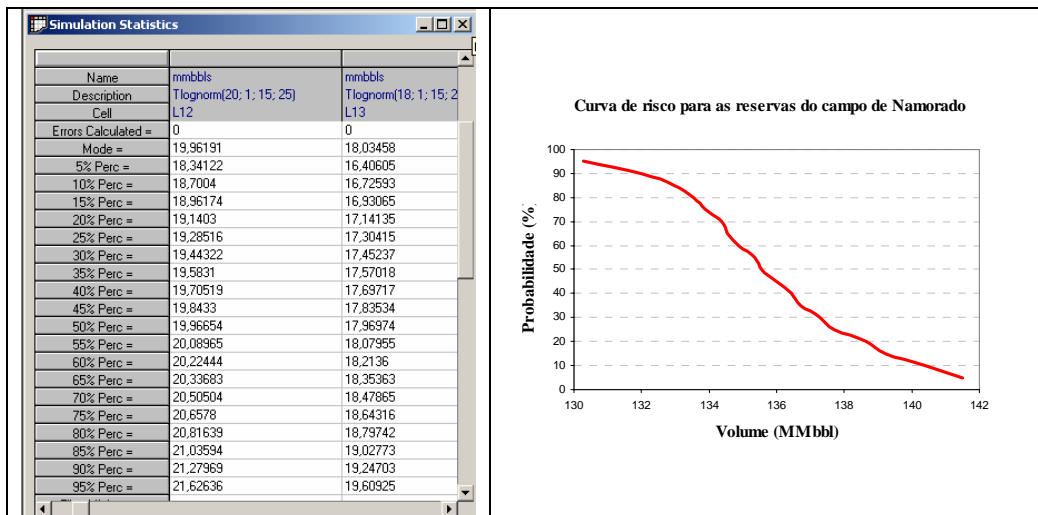


Figura 5. Tabela de estatística dos dados fornecidos como output pelo @Risk e curva de risco para as reservas do campo de Namorado.

A variação dos volumes no caso das reservas é menor do que para os recursos. Este comportamento se deve ao fato de os volumes de recursos possuírem inseridas incertezas maiores que nas reservas, bem como ao fato de a amplitude da série de estimativas ser mais ampla para os recursos. De posse dos dados obtidos do Geo-X e do @Risk foi possível proceder à classificação dos volumes do Campo de Namorado.

3. Resultados Obtidos: Classificação dos Volumes

Utilizando o modelo modificado SPE/WPC/AAPG a simulação dos volumes do campo de Namorado resultou nos volumes de reservas e recursos descritos na Figura 6.

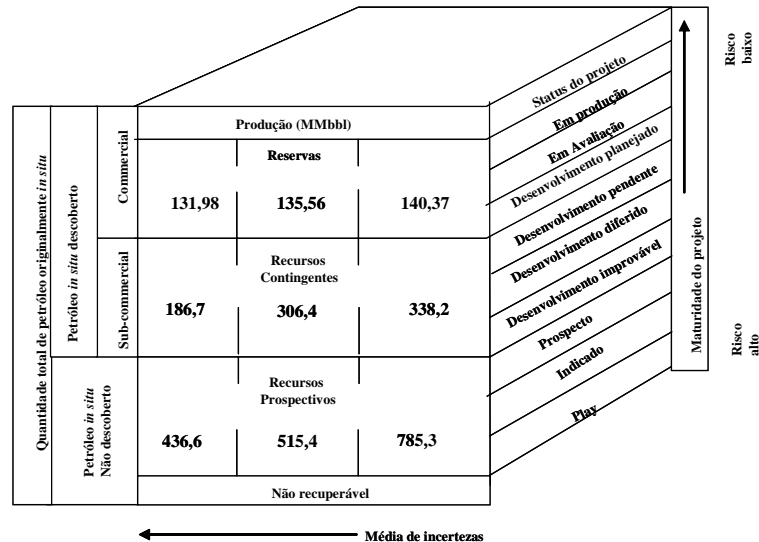


Figura 6: Diagrama de classificação para os volumes simulados do Campo de Namorado.

Em todas as categorias dentro do diagrama foram usadas as estimativas P10, P50 e P90 obtidas nos simuladores para classificação dos volumes. As probabilidades decrescem da direita para a esquerda, conforme decresce a incerteza. Por exemplo, para “petróleo *in situ* não descoberto” o valor simulado de play foi dividido em três classes. O valor P10, com maior incerteza foi classificado como fase de maturidade play, com estimativa otimista. Por isso tem maior valor.

No caso das reservas, pode-se perceber que as incertezas são inferiores à dos recursos contingentes e do play. E isso se deve ao nível de informação que se tem nessas fases de exploração e desenvolvimento do campo. Na fase de play, são utilizadas informações geológicas e geofísicas, que são mais incertas. Já para as reservas, como deve haver ao menos um poço produzindo, as incertezas vão diminuindo conforme o campo avança rumo à exaustão. Por isso, a margem de erro associada a essa estimativa é menor.

Então, o volume classificado como play é de 785 MMbbl e o volume de reservas provadas é de 132MMbbl. Porque quando se leva em conta os prospectos deste play, a viabilidade de recuperar aqueles volumes, o fator de recuperação para cada um deles etc., chega-se a um volume de reservas que é muito reduzido em relação ao volume inicial de prospecto. Entretanto, todos os volumes do diagrama podem mudar de classe. Por exemplo, um advento tecnológico pode transformar em provados os valores de reservas possíveis por possibilitar sua recuperação. Portanto, a classificação dos volumes deve ser realizada várias vezes durante a vida útil do campo, visando a possibilitar um melhor estudo econômico e um planejamento adequado de sua estratégia de produção.

4. Considerações Finais

A Figura 6 indica que em todas as fases da vida de um campo estão presentes riscos e incertezas. Contudo, ambos decrescem conforme se desenvolve o campo e deixam de existir quando do abandono. As incertezas podem aumentar ou decrescer, dependendo da quantidade e da qualidade das informações que podem ser obtidas nas fases de exploração e do desenvolvimento. Quanto maior o nível de informação, menor as incertezas.

O estágio de conhecimento das reservas tem impacto direto nos processos decisórios de uma empresa podendo, inclusive, afetar sua disponibilidade de capital, incorrendo no uso de critérios específicos para que se possam qualificar

como reservas, os volumes recuperáveis estimados. Estes critérios são geralmente definidos na forma de “Definições de Reservas”. A simulação pode ser uma ferramenta importante para aumentar a confiança nas estimativas de reservas porque engloba todos os dados geológicos e de engenharia do reservatório, permitindo que se faça uma previsão do comportamento futuro do campo e, com isso, um planejamento estratégico.

Entretanto, a simulação também apresenta limitações e a maior delas é a impossibilidade de se descrever exatamente o reservatório, com suas heterogeneidades. Como o simulador utiliza um modelo que é sempre uma aproximação da realidade, ele geralmente subestima o grau de heterogeneidade do reservatório e, conseqüentemente, superestima o volume recuperável de hidrocarbonetos. Desta maneira, torna-se necessário o uso de correções e ajustes nos dados de simulação para tornar o modelo uma representação adequada do reservatório.

E neste ponto, a simulação como realizada neste trabalho é adequada. Porque para os valores de reserva utiliza uma série histórica de produção que serve de correção às estimativas.

Portanto, a integração de um diagrama de classificação completo com a simulação estocástica é uma ótima ferramenta para análise dos volumes de petróleo de um campo em todas as fases de sua vida.

5. Referências

- ARPS, J. J. 1956. Estimation of primary oil reserves. *Petroleum Transactions AIME*, Dallas, Texas – USA. p. 182-191
- GROEBNER, D.F., SHANNON, P.W. 1993. *Business statistics: a decision making approach*. 4ª ed. New York: Macmillan. 1119p.
- MCKELVEY, V. E. 1972. Mineral resource estimates and public policy. *American Scientist*, vol 60. p.32-40.
- OIL & GAS JOURNAL. 2004. *Royal Dutch Shell lowers proved reserves estimates 20%*. 19 de Janeiro de 2004.
- ROSS, J. G. 2001. SPE /WPC/AAPG Resources definitions as a basis for portfolio management, *SPE paper 68573 - SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas – USA. 7 p.
- STERMOLE, F.J., STERMOLE, J.M. 1993. *Economic evaluation and investment decision methods*. 8ª ed. Golden, Colorado: Investments Evaluations Corporation. 646p.