

Previsão de reservas de óleo e gás: Aplicação ao cenário brasileiro

Jorge Montechiari

Industrial Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro – PUC-Rio,
CP38097, 22453-900 Rio de Janeiro – Brazil
jorge.montechiari@labnexo.com

Gabriela Ribas

Industrial Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro – PUC-Rio,
CP38097, 22453-900 Rio de Janeiro – Brazil
gabriela.ribas@labnexo.com

Silvio Hamacher

Industrial Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro – PUC-Rio,
CP38097, 22453-900 Rio de Janeiro – Brazil
hamacher@puc-rio.br

RESUMO

Esse artigo apresenta a aplicação da metodologia de previsão de reservas, desenvolvida por Knoring *et al.* (1999) e aprimorada por Barcelos (2006), para realizar a previsão do volume de hidrocarbonetos de 197 campos de bacias brasileiras. O método consiste no ajuste de séries históricas a modelos que representam a variação de reservas com o tempo, resultado da combinação de funções seleção de controle e funções seleção de condição. Essas curvas representam, respectivamente, o acréscimo de reservas devido ao conhecimento obtido com a exploração do campo e ao descobrimento de novos reservatórios. Os resultados mostram que o método possui grande exatidão na previsão tendo obtido um erro percentual médio absoluto de 0,02% para previsões de 1 ano à frente e 1,44% para previsões de 5 anos à frente, erros relativamente pequenos quando comparados ao erro obtido com a utilização de métodos conhecidos como o Método de Hubbert (Hubbert, 1956) que obteve, para os mesmos períodos, erros de 5,35% e 6,82%, respectivamente.

PALAVRAS-CHAVE. Reservas, Óleo e Gás, Previsão, Bacias Brasileiras

ABSTRACT

This paper presents a methodology for forecasting reserves, developed by Knoring *et al.* (1999) and improved by Barcelos (2006), to predict the hydrocarbon volume of 197 Brazilian fields. The method consists of adjusting the historical series to models representing the variation of reserves over time, result of combining control selection functions and condition selection functions. These curves represent, respectively, the increase in reserves due to the knowledge gained from field exploration and the discovery of new reservoirs. The results show that the method has high accuracy in predicting achieving a mean absolute percentage error of 0.02% for forecasts one year ahead and 1.44% for forecasts 5 years ahead, relatively small errors when compared to the error obtained using known methods such as Hubbert curve (Hubbert, 1956) who obtained for the same periods errors of 5.35% and 6.82%, respectively.

KEYWORDS. Reserves, Oil and Gas, Forecasting, Brazilian Basins

1. Introdução

As reservas de óleo e gás, ou seja, todo acúmulo de hidrocarboneto que ainda não foi explorado, mas já possui um plano de desenvolvimento de produção que seja economicamente viável, são os principais ativos responsáveis pela valoração das empresas petrolíferas no cenário econômico mundial. Para que o plano de desenvolvimento de um campo ou bacia seja desenvolvido é necessário um processo detalhado de avaliação econômica e captação de recursos, atividades que são otimizadas quando se conhece o volume de hidrocarbonetos a ser explorado.

O Brasil, com as recentes descobertas dos campos gigantes do pré-sal, passa pelo desafio de estabelecer os modelos de exploração destes campos e de partilha dos recursos daí advindos. Assim, a previsão de reservas possui um caráter estratégico, pois a mesma pode determinar os blocos exploratórios a serem licitados, bem como fornecer subsídios para prever as receitas e despesas destes novos campos.

Dentre os métodos de previsão de reservas da literatura, o mais difundido é a Curva de Hubbert (Hubbert, 1956), que previu com sucesso que o pico de reservas e de produção de óleo dos Estados Unidos ocorreria em dezembro de 1970 e consiste em ajustar dados históricos de produção e reservas a uma curva logística. Esse método foi melhorado posteriormente com a proposta de novas curvas, como a Gaussiana e a Lorentziana, cuja aplicação foi proposta por Deffeyes (2008).

Diferente de Hubbert (1956) e Deffeyes (2008), Knoring *et al.* (1999) desenvolveram um novo método que preconiza não existir um modelo universal de curva para representar o acréscimo de reservas e que as curvas que melhor se ajustam aos dados históricos podem possuir um comportamento assimétrico. Segundo Knoring *et al.* (1999), o processo de acréscimo de reservas não depende apenas das novas descobertas que podem ser feitas, mas depende também das estratégias de exploração adotadas que sofrem melhorias de acordo com os resultados obtidos ao longo do processo exploratório.

Assim, Knoring *et al.* (1999) assumem que a variação de reservas pode ser modelada como o resultado de duas funções nomeadas de função seleção de controle e função seleção de condição, representando o conhecimento obtido com a exploração e as novas descobertas, respectivamente. Knoring *et al.* (1999) propõem nove possibilidades de curvas para a função seleção de controle e uma curva para a função seleção de condição. Barcelos (2006), objetivando aprimorar o método, propôs mais sete curvas para a função seleção de condição, que combinadas às nove curvas da seleção de controle totalizam setenta e duas funções para representar a variação de volume.

Dessa forma, o objetivo desse artigo é aplicar as metodologias citadas na previsão de volume recuperável das bacias brasileiras tendo como foco as previsões de curto prazo (1-5 anos à frente) e comparar os resultados obtidos no intuito de definir o melhor método de previsão para o cenário brasileiro.

2. Metodologia

Este artigo aplicará os Métodos de Hubbert (1967), de Knoring *et al.* (1999) e de Barcelos (2006) na previsão de volume recuperável de óleo e gás no Brasil. O método de Hubbert já foi aplicado por Szklo *et al.* (2007) e Ferreira (2005) na previsão da produção de petróleo e das reservas no Brasil. Uma vez que, segundo Hubbert (1967), o volume recuperável também possui o formato de sino e segue a curva de produção, estando apenas deslocado alguns anos à frente, acredita-se que a comparação com o Método de Hubbert será uma boa forma de avaliar os Métodos de Knoring *et al.* (1999) e de Barcelos (2006).

2.1. Método de Hubbert

O método de Hubbert parte do princípio que os dados históricos de produção e de reservas podem ser ajustados por uma curva simétrica em formato de sino (Sorrel e Speirs, 2010).

Segundo Tao e Li (2007), a curva logística utilizada por Hubbert pode ser demonstrada de uma maneira simplificada pela equação (1).

$$P = aQ \left(1 - \frac{Q}{R}\right) \quad \text{Eq. (1)}$$

Onde:

- P – produção anual de petróleo em um instante qualquer;
- a – taxa de crescimento da produção;
- Q – produção acumulada de petróleo até um instante qualquer;
- R – produção acumulada final.

O parâmetro Q pode ser determinado a partir do somatório de todos os anos de produção até o momento do estudo. Os demais parâmetros podem ser determinados a partir do gráfico $\frac{P}{Q}$ versus Q , onde a é o valor no qual a reta formada pelos pontos intercepta o eixo vertical e R é o valor no qual a reta formada pelos pontos intercepta o eixo horizontal.

2.2. Métodos de Knoring & Barcelos

Knoring *et al.* (1999) afirmam que o acréscimo de reservas (ΔR) pode ser matematicamente representado pelo produto de duas funções, sendo a primeira a função seleção de controle ($\varphi(R)$) e a segunda a função seleção de condição ($f(R)$), como é mostrado na equação (2).

$$\Delta R = \varphi(R) \times f(R) \quad \text{Eq. (2)}$$

A função seleção de controle ($\varphi(R)$) representa o conhecimento obtido com a evolução da exploração que é representado por uma função crescente, ou seja, quanto mais explorada é uma determinada região, maior é o conhecimento e o controle sobre a mesma. Dessa forma, o controle em um instante ($t + 1$) sempre será maior que o controle em um instante (t). A função seleção de condições ($f(R)$) é uma função decrescente, a qual indica que o número de novas descobertas tende a diminuir à medida que é feita a exploração de uma determinada região. Assim, a condição em um instante ($t + 1$) sempre será menor que a condição no instante (t). Os comportamentos destas funções, assim como o comportamento da função de acréscimo de reservas podem ser vistos na Figura 1.

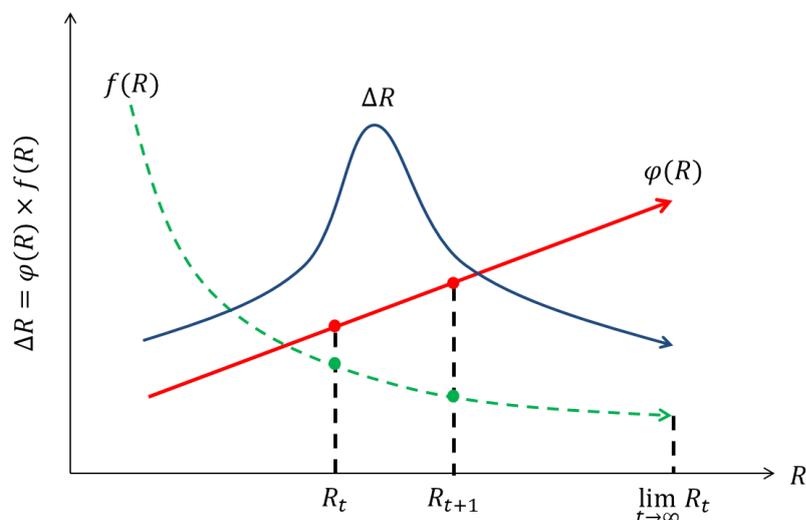


Figura 1. Método de Knoring

Fonte: Adaptado de Knoring *et al.* (1999), p.20

Para representar a função seleção de condição, Knoring *et al.* (1999) sugerem nove modelos de funções que estão representadas pelas equações (3) a (11).

$$\text{Modelo 1: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a - bR_t \quad \text{Eq. (3)}$$

$$\text{Modelo 2: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = 1 - aR_t^b \quad \text{Eq. (4)}$$

$$\text{Modelo 3: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} \quad \text{Eq. (5)}$$

$$\text{Modelo 4: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = 1 - \left(1 - c + aR_t^{\frac{1}{b}}\right)^b \quad \text{Eq. (6)}$$

$$\text{Modelo 5: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = c - aR_t^b \quad \text{Eq. (7)}$$

$$\text{Modelo 6: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = b \ln \frac{A}{R_t} \quad \text{Eq. (8)}$$

$$\text{Modelo 7: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a \left(\frac{A-R_t}{A}\right)^b \quad \text{Eq. (9)}$$

$$\text{Modelo 8: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} - c \quad \text{Eq. (10)}$$

$$\text{Modelo 9: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} - \frac{c}{R_t} \quad \text{Eq. (11)}$$

A função seleção de controle, por sua vez, é representada por uma única função crescente linear ($\varphi(R) = kR_t$), o que representaria um acréscimo de conhecimento constante ao longo do tempo. Esta hipótese é criticada por Barcelos (2006), que sustenta que as constantes melhorias na tecnologia de recuperação proporcionam aumentos significativos nos volumes de hidrocarbonetos a serem recuperados. Por essa razão Barcelos (2006) considera que a função seleção de controle deve ser construída a partir de modelos não lineares.

Além disso, a tecnologia e estratégia a serem implementadas em determinado processo exploratório podem ser mudadas ao longo da vida do reservatório segundo um processo de *feedback*, como é mostrado na Figura 2.

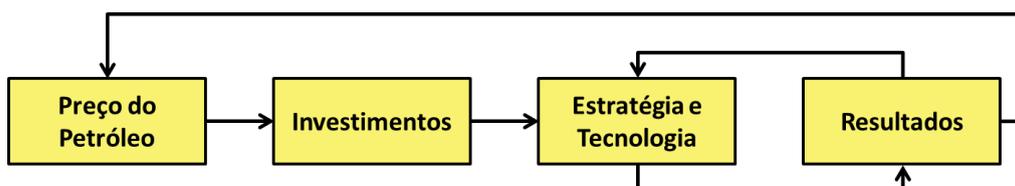


Figura 2. Processo de Decisão de Estratégia e Tecnologia
Fonte: Adaptado de Barcelos (2006), p.64

Segundo Barcelos (2006), um preço de petróleo elevado possibilita mais investimentos em pesquisa para o desenvolvimento de melhores tecnologias e a adoção de novas estratégias, além de viabilizar a utilização de tecnologias já existentes, mas que eram altamente custosas e deixavam o processo economicamente inviável. Dessa maneira, Barcelos (2006) sugere empiricamente a utilização de sete funções não lineares para representar a função seleção de controle e essas funções estão representadas pelas equações (12) a (18).

Crescimento Exponencial:

$$\text{Modelo 1: } \varphi(R) = \exp(\alpha R_t^\beta) \quad \text{Eq. (12)}$$

$$\text{Modelo 2: } \varphi(R) = \exp(\alpha + \beta R_t) \quad \text{Eq. (13)}$$

$$\text{Modelo 3: } \varphi(R) = \exp(\alpha + R_t^\beta) \quad \text{Eq. (14)}$$

Potência:

$$\text{Modelo 4: } \alpha R_t^\beta \quad \text{Eq. (15)}$$

Crescimento Logarítmico:

$$\text{Modelo 5: } \varphi(R) = \alpha + \beta \ln(R_t) \quad \text{Eq. (16)}$$

Curva de Aprendizagem:

$$\text{Modelo 6: } \varphi(R) = c - \alpha \exp(-kR_t) \quad \text{Eq. (17)}$$

Função Logística:

$$\text{Modelo 7: } \varphi(R) = \frac{c}{1 + \exp(\alpha - \beta R_t)} \quad \text{Eq. (18)}$$

Esses sete modelos de função seleção de controle propostos por Barcelos (2006), somados à função crescente linear ($\varphi(R) = kR_t$), combinados aos nove modelos propostos por Knoring *et al.* (1999) para representar a função seleção de condição, dão origem a setenta e dois modelos para representar a evolução das reservas com o tempo.

3. Estudo de caso

O estudo de caso considerou a série de volume recuperável de 197 campos de bacias brasileiras para um período de 37 anos (1974 a 2010), onde o volume recuperável corresponde à reserva provada mais a produção acumulada. Os 197 campos selecionados representam todas as bacias brasileiras e a série de volume recuperável mostrada na Figura 3 será usada para projeção de curto prazo (1 a 5 anos) a nível nacional.

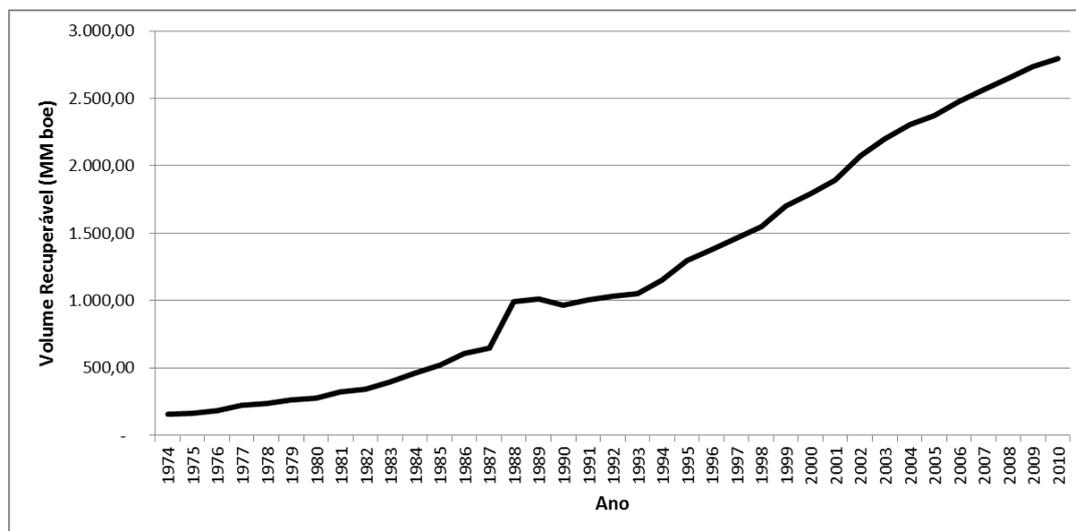


Figura 3. Curva de Volume Recuperável

Fonte: Autores

Nota-se que a série em questão possui um comportamento que facilita o ajuste uma vez que não possui nenhum ponto “outlier” com exceção de um pequeno “salto” que ocorre próximo aos anos de 1989 e 1990. Esses saltos, quando muito elevados e repetidos ao longo da série, devem ser tratados como “outliers” e corrigidos para facilitar o ajuste da série aos modelos e tornar o processo de previsão mais eficiente.

Tanto a curva proposta por Hubbert (1956) quanto os modelos propostos por Knoring *et al.* (1999) e Barcelos (2006) foram ajustados à série de dados utilizando o software econométrico Eviews 7 considerando como período de ajuste a subsérie de 1974 – 2005, sendo os demais anos

utilizados para efetuar a validação do poder de previsão das metodologias.

Além disso, dado o elevado número de modelos a serem ajustados, se faz necessário um critério de escolha para o modelo que melhor represente a série em estudo. Barcelos (2006), em seu estudo, propõe a utilização da Soma do Quadrado dos Resíduos (SQR) mostrada na equação (19).

$$SQR = \sum_{i=1}^n (A_i - F_i)^2 \quad \text{Eq. (19)}$$

Onde:

- n – número de períodos da série
- A_i – valor real da série no período i
- F_i – valor ajustado para a série no período i

Esse critério mede a diferença relativa entre os valores ajustados pelo modelo e os valores reais da série, sendo assim, o modelo que melhor representa a série o mesmo que apresenta o menor valor para o SQR.

Tendo feita a escolha do modelo, deve-se verificar a existência de correlação entre os resíduos do modelo vencedor através de uma análise de correlograma. Por fim, necessita-se medir o poder de previsão do modelo que nesse trabalho é realizado através do Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE – Mean Absolute Percentage Error) mostrado na equação (20).

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|A_i - F_i|}{A_i} \quad \text{Eq. (20)}$$

Onde:

- n – número de observações
- A_i – valor real para a observação i
- F_i – valor previsto para a observação i

O MAPE indica a diferença percentual média entre os valores previstos e os valores reais e por isso, quanto menor o valor do MAPE, melhor é a previsão.

4. Resultados

Na escolha dos modelos propostos por Knoring *et al.* (1999) e Barcelos (2006), o modelo que melhor representou a série das reservas brasileiras foi o modelo resultante da combinação da curva seleção de controle linear e da curva seleção de condição nº 1 que resulta na curva de variação de reservas mostrada na equação (21).

$$R_t = \frac{R_{t-1}}{1 - \alpha + \beta R_{t-1}} \quad \text{Eq. (21)}$$

Onde:

- R_t – volume recuperável em um momento t
- R_{t-1} – volume recuperável em um momento $t - 1$
- α, β – coeficientes estimados

Apesar da metodologia de escolha resultar na seleção de um modelo proposto por Knoring *et al.* (1999), o mesmo não ocorre quando o método é aplicado a níveis menos agregados de hidrocarbonetos como as unidades operacionais¹ que tiveram os modelos propostos por

¹ Unidades Operacionais são conjuntos de campos que possuem semelhanças geológicas como idade e porosidade das rochas e lâmina d'água.

Barcelos (2006) como os mais adequados para representar suas séries históricas de volume recuperável. Tais resultados não são apresentados neste artigo por fugirem ao escopo do mesmo.

Realizando a análise do correlograma, como mostra a Figura 4, pode-se perceber que o modelo escolhido não possui correlação entre os resíduos, sendo assim um modelo considerado satisfatório para realizar a previsão de reservas.

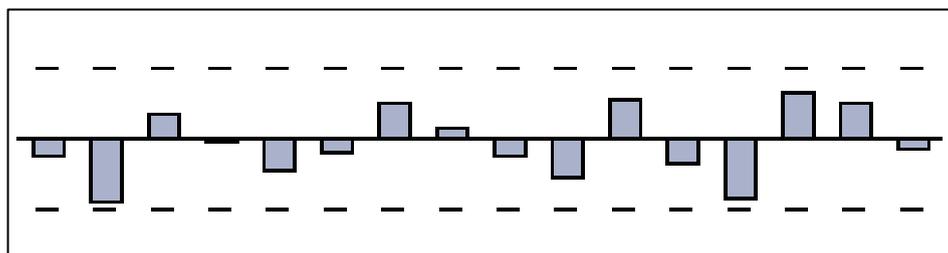


Figura 4. Correlograma do modelo de Knoring *et al.* (1999)

Fonte: Autores

Na análise do correlograma, a existência de correlação entre os resíduos ocorre caso uma das barras ultrapasse o limite estabelecido por um parâmetro de Q-Statistic a ser escolhido pelo analista. Além disso, outra forma de correlação é a existência de tendências que é percebida caso as barras se localizem em um mesmo lado do gráfico.

Fazendo uma análise gráfica dos ajustes, pode-se perceber que o Método de Hubbert consegue realizar um melhor ajuste capturando inclusive o salto da série fato esse que não é feito pelo modelo proposto por Knoring *et al.*, como mostra a Figura 5.

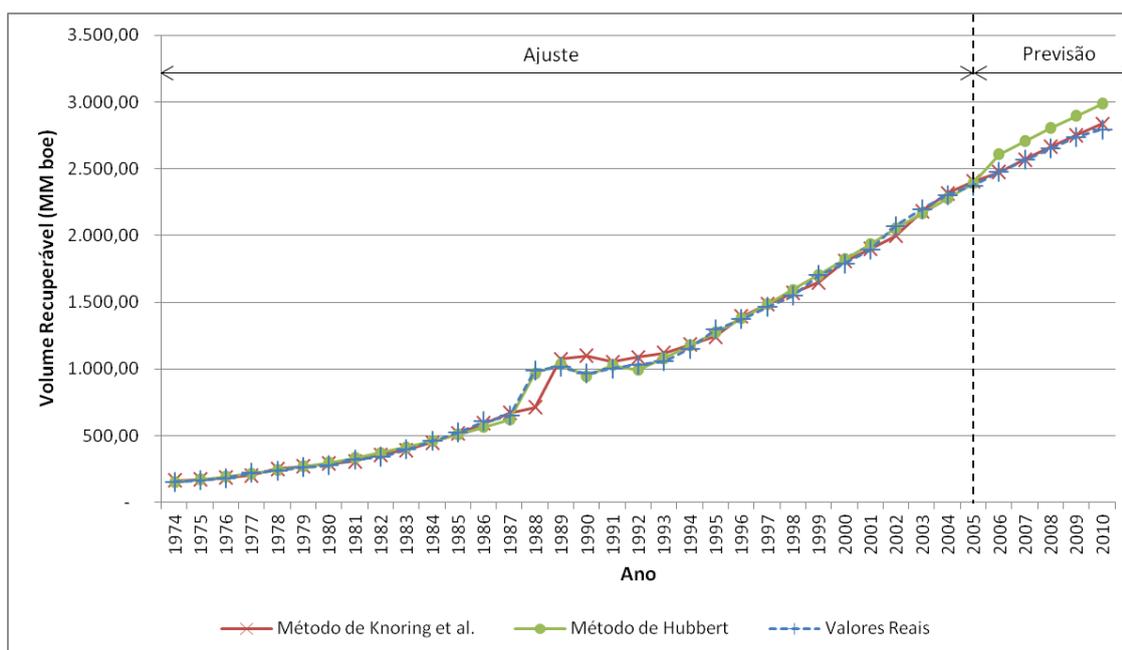


Figura 5. Comparativo de ajuste e previsão das metodologias utilizadas

Fonte: Autores

No entanto, ao analisar o período de previsão, verifica-se que o modelo proposto por Knoring consegue estimar valores mais próximos aos valores reais da série. Essa comparação pode ser mais bem feita analisando o poder de previsão e comparando a metodologia sugerida por Hubbert (1956), pode perceber que o modelo proposto consegue efetuar previsões mais eficientes como é mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Comparativo de previsões dos modelos

Período	Hubbert	Knoring <i>et al.</i> (1999) e Barcelos (2006)
1 ano à frente	5,35%	0,02%
2 anos à frente	5,55%	0,19%
3 anos à frente	5,89%	0,51%
4 anos à frente	5,81%	0,45%
5 anos à frente	6,82%	1,44%

Realizando a análise dos erros percentuais absolutos das previsões, percebe-se que o modelo proposto pela metodologia de Knoring *et al.* (1999) tem um poder preditivo muito melhor que o modelo proposto por Hubbert, com destaque principal para o período de 1 ano a frente que teve um erro próximo a 0%.

5. Conclusão

O objetivo desse trabalho foi fazer a aplicação de duas metodologias distintas de previsão de reservas, sendo elas o Método de Hubbert (Hubbert, 1956) e as curvas de condição e controle propostas por Knoring *et al.* (1999) e aprimoradas por Barcelos (2006), no intuito de verificar qual a metodologia mais adequada para o cenário brasileiro em previsões de curto prazo (1-5 anos à frente).

Além disso, foram citados o critério de SQR para efetuar a escolha do modelo vencedor, da análise de correlograma para verificar a validade do modelo como predictor de reservas e do erro percentual médio absoluto como ferramenta de verificação do poder preditivo do modelo.

Para realizar o estudo, foram coletados dados de 197 campos de bacias brasileiras em um período de 37 anos de 1974 a 2010, sendo o período de ajuste dos dados de 1974 a 2005 e o período de validação de 2006 a 2010. O ajuste foi realizado utilizando o software econométrico E-views 7.

Sobre a escolha dos modelos propostos por Knoring *et al.* e Barcelos, o modelo vencedor foi o modelo resultante da combinação da curva seleção de controle linear e da curva seleção de condição nº 1. Tal modelo foi aceito como predictor válido, dado que seu teste de correlograma não apresentou correlação entre os resíduos para nenhum dos períodos assim como não apresentou nenhuma tendência.

Esse modelo, apesar de não ter realizado um ajuste tão bom como o modelo de Hubbert, conseguiu apresentar os menores erros percentuais em todos os períodos, onde se pode concluir que os métodos propostos por Knoring *et al.* e Barcelos como sendo metodologias de grande valia na previsão de reservas no cenário brasileiro.

6. Referências

BARCELOS, F. B. Modelagem e Previsão do Volume de Óleo Recuperável: Metodologia e Aplicação em Bacias Brasileiras. 2006. 262 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

DEFNEY, K. S. Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage. New Jersey: Princeton University Press, 2008. 232p.

FERREIRA, D. (2005) Curva de Hubbert: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo. Dissertação (Mestrado em Energia), Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 103 f.

HUBBERT, M. K. (1956) Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Shell Development Company, Houston, Texas.

HUBBERT, M. K. Degree of advancement of petroleum exploration in the united States: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 51, no. 11, p. 2207-2227, illus., 1967.

KNORING, L. D.; CHILINGAR, G. V.; GORFUNKEL, M. V. Strategies for Optimizing Petroleum Exploration. Houston: Gulf Publishing Company, 1999. 321p.

SORREL, S.; SPEIRS, J. Hubbert's Legacy: A Review of Curve-Fitting Methods to Estimate Ultimately Recoverable Resources. Natural Resources Research, v.19, n.3, 2010, p.209-230.

SZKLO A., MACHADO G. e SCHAEFFER R. (2007) Future oil production in Brazil-Estimates based on a Hubbert model. Energy Policy, 35, 2360-2367.

TAO, Z.; LI, M. (2006) System dynamics model of Hubbert Peak for China's oil. Energy Policy, v.35, p.2281-2286.