

8. CONCLUSÕES

A presente tese fornece metodologias para prever o volume de óleo recuperável e apresenta aplicações práticas em cinco bacias petrolíferas. As metodologias têm a vantagem de conseguir modelar:

- i. A intervenção humana (conhecimento) através da função seleção de controle;
- ii. O declínio natural do número de campos a serem descobertos através da função seleção de condições.

Para os conjuntos de dados analisados, as metodologias propostas alcançam melhores resultados de ajuste (*in sample*), análise de resíduo e previsão (*out of sample*) do que os modelos propostos por Hubbert (1956) e Knoring *et al.* (1999).

Cinco trabalhos para estimar as descobertas futuras de óleo e gás foram abordados na revisão bibliográfica: i) o método Creaming tem a vantagem de avaliar probabilisticamente as novas descobertas; ii) os modelos propostos em Drew (1990) baseiam-se no princípio da exaustão física; iii) o USGS (2000) considera os dados geológicos em suas estimativas; Deffeyes (2001) e Knoring *et al.* (1999) utilizam dados históricos para prever recursos através do ajuste de curva.

Para uma melhor compreensão dos resultados, as metodologias foram divididas em dois grupos: i) previsões a curto prazo (Metodologias I, II e III); ii) previsões a longo prazo (Metodologias IV e V). As diferenças entre as cinco metodologias são expostas a seguir:

1. Metodologia I: refere-se aos modelos propostos por Knoring *et al.* (1999). Estes modelos procuram reproduzir o processo de descoberta através da modelagem de duas funções: função seleção de controle (linear) e função de seleção de condições;
2. Metodologia II: baseia-se na Metodologia I, porém sugere funções seleção de controle não lineares para explicar o processo de descoberta;

3. Metodologia III: fundamenta-se na Metodologia II, porém considera mudanças nos objetivos exploratórios para explicar a evolução do processo de descobertas;
4. Metodologia IV: refere-se aos modelos propostos por Knoring *et al.* (1999) construídos a partir de indicadores de eficiência em função do esforço exploratório;
5. Metodologia V: baseia-se na Metodologia II, mas usa o esforço exploratório como variável explicativa para prever o volume de óleo recuperável.

As Metodologias I, II e III são relevantes para o planejamento a curto-prazo (1-3 anos), pois os modelos dependem do valor imediatamente anterior para o cálculo dos volumes recuperáveis.

As Metodologias IV e V são relevantes para o planejamento a longo prazo, pois os modelos dependem somente do número de poços exploratórios para estimar os volumes recuperáveis.

As três metodologias propostas atingem o objetivo principal da tese, que é desenvolver novos procedimentos para melhorar a estimação dos volumes recuperáveis de óleo e gás, servindo de ferramenta para as empresas do setor petrolífero na tomada de decisão. As principais contribuições para os conjuntos de dados testados são:

1. Bacia de Campos:

Metodologia II: Bom desempenho “*in sample*”. Ao contrário da Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999), os resultados do Teste BDS nos resíduos não rejeitam a hipótese nula (i.i.d.), indicando que não existe estrutura de dependência (linear ou não linear) nos resíduos. Todavia, a previsão de 3 anos “*out of sample*” não acompanhou o crescimento dos últimos anos.

Pode-se observar que o ajuste utilizado nas três primeiras metodologias fica um pouco defasado no ano 15, devido ao forte crescimento neste ano. Este crescimento deve-se à mudança no modelo geológico para águas profundas, possibilitada pelo progresso tecnológico (sísmica) e tecnologias de perfuração e produção.

Metodologia V: Além de classificar o resíduo como sendo ruído branco, apresenta melhor ajuste “*in sample*” que a Metodologia IV (Knoring *et al.*, 1999). Em relação à previsão de 10 anos, embora o Modelo 1x8 não tenha acompanhado o acréscimo dos últimos três anos devido principalmente à reavaliação dos parâmetros de engenharia de reservatório e à perfuração de poços de delimitação, os resultados são melhores que os fornecidos utilizando a Metodologia IV.

2. Bacia do Recôncavo:

Metodologias II e III: Além de classificar o resíduo como sendo ruído branco, apresentam melhores ajustes “*in sample*” e previsões de 3 anos “*out of sample*” que a Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999).

Metodologia V: apresenta melhor ajuste “*in sample*” e previsões de 10 anos “*out of sample*” que a Metodologia IV (Knoring *et al.*, 1999).

3. Bacia do RN/CE:

Metodologia II: Assim como a Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999), a Metodologia II classifica o resíduo como sendo ruído branco e apresenta bom desempenho “*in sample*”. Entretanto, apresenta melhor previsão de 3 anos “*out of sample*” que a Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999).

Metodologia V: Além de classificar o resíduo como sendo ruído branco, apresenta melhor ajuste “*in sample*” e previsão de 10 anos “*out of sample*” que a Metodologia IV (Knoring *et al.*, 1999). Além disso, pode-se observar nas Figuras 64 e 76 que os poços injetores são os maiores responsáveis pelo acréscimo do controle (informação) nos anos finais da exploração.

4. Bacia do SE/AL:

Metodologia II: Apresenta melhor desempenho “*in sample*” que a Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999). Assim como a Metodologia I, a Metodologia II apresenta bom desempenho “*out of sample*” nas previsões de 3 anos.

Metodologia V: Além de classificar o resíduo como sendo ruído branco, apresenta ajuste “*in sample*” muito melhor que a Metodologia IV (Knoring *et al.*, 1999). Assim como a Metodologia IV, a previsão de 10 anos “*out of sample*” não acompanhou o crescimento dos últimos anos devido ao aumento no volume de

água injetada, resultando num maior fator de recuperação. Os modelos não capturaram o incremento de volume, pois não houve um maior esforço exploratório.

5. Golfo do México:

Metodologia II: Além de classificar o resíduo como sendo ruído branco, apresenta melhor ajuste “*in sample*” e previsões de 3 anos “*out of sample*” que a Metodologia I (Knoring *et al.*, 1999). A previsão de 3 anos “*out of sample*” não acompanhou o crescimento dos últimos anos.

Foram feitos testes utilizando-se somente os poços exploratórios nas Metodologias IV e V para explicar a evolução das descobertas. Entretanto, os resultados utilizando o esforço exploratório como sendo a soma do número de poços injetores e exploratórios foram melhores sucedidos. Por esta razão, os Capítulos 6 e 7 apresentaram somente os resultados considerando os poços injetores e exploratórios.

Apesar de os poços injetores conseguirem explicar o aumento no volume recuperável em algumas bacias, nada nos garante que os poços injetores a serem perfurados no futuro continuarão explicando o comportamento nos próximos anos.

É relevante observar que as altas no preço do petróleo e o fim do monopólio a partir de 1998 aceleraram a incorporação de reservas nos últimos anos. Ou seja, a definição dos tempos de exploração dos blocos pela ANP mudou o ritmo das atividades das empresas petrolíferas e, conseqüentemente, o ritmo do aumento do volume recuperável nos últimos anos.

Esta mudança pode ser observada nos gráficos da função seleção de controle (Figuras 72, 76 e 78). Três das quatro séries testadas apresentam uma função de controle ainda crescente. A única exceção é a Bacia do Recôncavo, que nos últimos anos permanece num nível quase que constante.

Os resultados das previsões de 10 e 5 anos utilizando os dados de SE/AL mostram uma limitação importante dos modelos que utilizam séries temporais para previsão: a estimação dos parâmetros e, conseqüentemente, as previsões de longo prazo são afetadas pelos dados do passado. Ou seja, irá depender de onde cortamos a curva para testar a capacidade preditiva do modelo.

A previsão de 5 anos em SE/AL mostra que, após iniciado um novo ciclo de crescimento, o modelo se adapta bem a este novo padrão, resultando em excelentes previsões. Porém, conforme mostrado na previsão de 10 anos, o modelo não consegue se antecipar ao novo período de crescimento.

Se, por um lado, isto mostra que os modelos podem resultar em previsões destoantes, por outro, mostra também a flexibilidade dos modelos que, através da combinação de diferentes parâmetros, se adaptam às mudanças no controle e nas condições do processo exploratório.

Outra possível explicação para a mudança de comportamento entre as previsões de 5 e 10 anos na Bacia SE/AL diz respeito aos dados de esforço exploratório. Isto porque a estimativa do número de poços a serem perfurados com 10 anos de antecedência pode não ser uma tarefa fácil, tornando-se “ambiciosa” demais para os métodos baseados em séries temporais.

De acordo com especialistas da Petrobras, baseando-se nos modelos vigentes dos contratos de concessão das operadoras que exploram e produzem petróleo no Brasil, é possível planejar, com certa precisão, o número de poços num horizonte de até 5 anos.

Isto mostra que, devido às estimativas mais confiáveis do esforço exploratório, um horizonte mais adequado para as Metodologias IV e V é de 5 anos.

Dessa forma, para trabalhos futuros, sugere-se:

1. Aplicar as metodologias para um horizonte de 5, em vez de 10 anos;
2. Na Metodologia V, fazer uma análise multi-variável, dividindo-se a variável esforço exploratório (L) em dois componentes: poços exploratórios e poços injetores. Além disso, pode-se analisar os dados referentes às novas descobertas e de crescimento de reservas dos campos existentes separadamente;
3. Considerar somente os poços exploratórios como variável explicativa nas Metodologias IV e V, excluindo os poços injetores;
4. Considerar novas variáveis explicativas que influenciam o fator de recuperação como, por exemplo, o volume a ser injetado. Dessa forma,

os modelos podem capturar o incremento de volume mesmo que não haja aumento no número de poços perfurados;

5. Fazer analogia entre os padrões de crescimento de diferentes bacias petrolíferas como, por exemplo, a Bacia de Campos e a Bacia do Espírito Santo;
6. Validar a Metodologia III com dados de outras bacias petrolíferas;
7. Modelar a descontinuidade no momento em que novos objetivos exploratórios são adicionados (Metodologia III);
8. Propor diferentes cenários para a função seleção de controle;
9. Aplicar as Metodologias II, III e V com dados de bacias petrolíferas internacionais;
10. Verificar se as metodologias são adequadas para séries históricas de gás e óleo equivalente.