

ESTUDO DO IMPACTO DE INCERTEZAS NO DESEMPENHO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Roberto Loschiavo - rloschiavo@ep-seal.petrobras.com.br - PETROBRAS

Denis J. Schiozer - denis@cepetro.unicamp.br – CEPETRO - UNICAMP

Daniel Escobar Steagall - steagall@dep.fem.unicamp.br - PETROBRAS/UNICAMP

Resumo. *A avaliação econômica de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo e o dimensionamento dos seus equipamentos são feitos com base em estimativas de previsão de produção. Em função das incertezas na estimativa dos vários parâmetros envolvidos, tais previsões não devem ser realizadas deterministicamente e as distribuições de probabilidade estimadas para os parâmetros críticos devem ser levadas em conta. Com base neste enfoque, as previsões de desempenho de reservatórios passam a ter um caracter probabilístico. No presente trabalho, procura-se desenvolver uma metodologia que permita estimar perfis probabilísticos de parâmetros de produção de hidrocarbonetos, como vazões e produções acumuladas, obtidos através de simulação de fluxo. A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão, construída a partir das possíveis combinações de modelos estruturais, realizações estocásticas do modelo sedimentar e demais parâmetros críticos. A combinação de cada ramo da árvore de decisão define um modelo completo do reservatório, com uma probabilidade associada de ocorrência. Um programa foi desenvolvido para automatizar o processo de geração dos diversos modelos de reservatório e realizar as simulações de fluxo no meio poroso e processar os resultados. A metodologia faz uso da computação paralela, reduzindo substancialmente o tempo total de processamento.*

Palavras-chave: *Incerteza, Previsão de Produção, Simulação de Reservatórios*

1. INTRODUÇÃO

A análise de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo baseada em estimativas de desempenho probabilístico expressa o risco envolvido, onde tradicionalmente associa-se os percentis P_{10} à estimativa otimista, o P_{50} à mais provável e P_{90} à estimativa pessimista do parâmetro de desempenho (função objetivo) analisado (Fig. 1). Nestes percentis, o índice subscripto indica a probabilidade de que o valor real de determinado parâmetro venha a ser superior àquele estimado. Os perfis probabilísticos de produção podem ser estimados submetendo-se ao simulador de fluxo um número variado de modelos prováveis de reservatório, assumindo-se uma estratégia de exploração definida. Cada um destes modelos constitui uma realização das possíveis características do reservatório, tais como o volume poroso e a distribuição espacial das propriedades de rocha e fluido, e deve sempre estar associada à sua probabilidade de ocorrência.

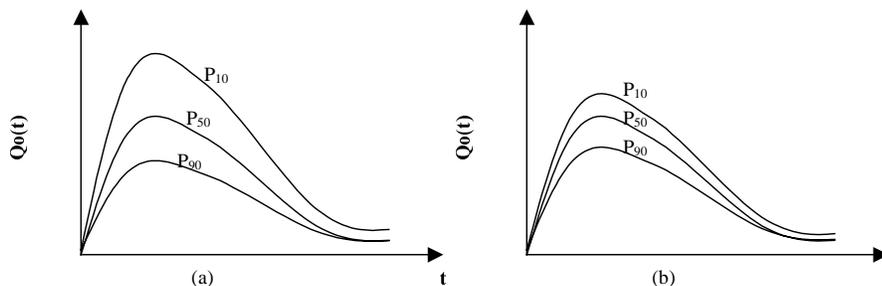


Figura 1: Exemplo de representação de perfis probabilísticos. O exemplo (a) implica em maior risco ou incerteza do que o exemplo (b).

Este trabalho baseia-se na dissertação de mestrado de Loschiavo, 1999, e aborda a metodologia e um exemplo de aplicação de estimativa de perfis probabilísticos de previsão de produção, considerando incertezas das propriedades do reservatório. A abordagem proposta pode fornecer importantes subsídios na fase de avaliação de projetos de exploração e produção, principalmente na fase de avaliação e no início do desenvolvimento de campos de petróleo. A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão (Fig. 2), onde cada ramo final corresponde a uma determinada combinação de parâmetros de entrada de um modelo numérico de reservatório e uma estimativa de probabilidade de ocorrência. Exemplos de aplicação de árvore de decisão na estimativa de incertezas de previsão de produção foram apresentados por Jensen et al. (1996) Jensen (1998) e por Campozana e Ballin (1998).

2. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida, tem como fundamento a aplicação da árvore de decisão (Fig. 2) com uma abordagem das incertezas baseada no trabalho de Lia et al, 1997. Ela é utilizada para definir as composições de variáveis e probabilidades dos diversos modelos de reservatórios, os quais serão submetidos ao simulador de fluxo. Os resultados destas simulações e suas probabilidades associadas são utilizadas para gerar os perfis probabilísticos de parâmetros de produção, tais como, P_{10} , P_{50} , P_{90} e VE (valor esperado).

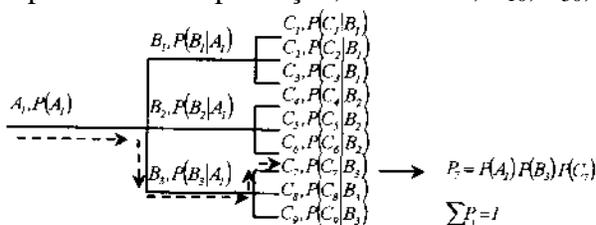


Figura 2: Árvore de decisão, variáveis B e C independentes.

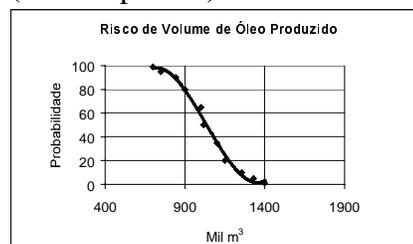


Figura 3: Curva probabilística de produção Acumulada de óleo.

A árvore de decisão deve incluir as variáveis identificadas como as mais críticas na previsão do parâmetro de produção em estudo, assim como os valores e probabilidades de ocorrência representativos das classes definidas como pessimista, provável e otimista. Deste modo, a soma das probabilidades que convergem em um nó deve totalizar a unidade. Cada modelo de reservatório definido no final da árvore de decisão será composto por uma diferente combinação de variáveis, com uma probabilidade associada equivalente ao produto das probabilidades condicionais das variáveis que o compõem, $P\alpha_i$. O somatório das probabilidades de ocorrência de cada modelo de reservatório resultante também será igual à unidade. Ao serem submetidos ao simulador de fluxo, estes modelos irão gerar previsões de

parâmetros de produção, com uma probabilidade correspondente P_i . Após a classificação destas previsões, para cada tempo t , a probabilidade acumulada de um dado parâmetro pode ser estimada como sendo a soma das probabilidades associadas aos modelos que geraram valores superiores àquele parâmetro (Fig.3).

O número total de modelos a serem simulados será definido pelo número de variáveis e de níveis de cada variável. Admitindo-se, por exemplo, três modelos estruturais, A1, A2 e A3 e três variáveis adicionais, com três níveis de incerteza, o número total de simulações será $3^4=81$. A inclusão de mais uma variável eleva este número para 243. Esse exemplo evidencia a necessidade de realização de uma cuidadosa análise de sensibilidade, a fim de serem identificados os fatores incertos mais críticos para o caso em estudo e limitar o número total de simulações de fluxo.

A metodologia proposta inicia-se com a identificação dos fatores que apresentam incerteza e influenciam no volume de fluidos do reservatório e no fator de recuperação de óleo e gás do reservatório. Após esta identificação é realizada uma análise de sensibilidade para a seleção dos fatores que apresentam maior influência na função objetivo, as variáveis críticas. As variáveis críticas são caracterizadas através dos valores e probabilidades de ocorrência representativos de sua incerteza. Através da aplicação da árvore de decisão, realiza-se a montagem dos modelos de fluxo, com a combinação das variáveis críticas. Os modelos de fluxo obtidos são simulados e seus resultados processados para a obtenção das curvas probabilísticas da função objetivo.

3. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

No caso estudado, a metodologia constou dos seguintes passos:

- interpretação de três modelos estruturais representativos da variabilidade prevista do reservatório;
- simulação estocástica dos modelos sedimentares;
- identificação, para as variáveis do reservatório a serem analisadas (propriedades de rocha, fluidos e interação rocha-fluido) dos valores baixo, provável e alto, com suas probabilidades associadas;
- definição da função-objetivo (ex.: produção acumulada de óleo, valor presente líquido, etc.);
- análise de sensibilidade e classificação das variáveis com relação à função-objetivo;
- construção da árvore de decisão;
- simulação de fluxo dos modelos de reservatório definidos na etapa anterior;
- processamento dos resultados das simulações, com obtenção das curvas probabilísticas da função objetivo.

3.1 Dados Utilizados

O modelo utilizado para a aplicação da metodologia foi construído utilizando-se os dados disponibilizados em programa comercial de simulação geoestatística e que já foram utilizados nos trabalhos de de Chu et al. (1991 e 1994), Deutsch & Journel (1992) e Chamber et al. (1994).

Os dados constam de porosidades médias verticalizadas de 55 poços, topo e espessura do reservatório nas locações dos poços, impedância acústica normalizada e tempo de trânsito. Devido à ausência de dados de perfis e testemunhos, foram arbitrados diversos valores de porosidade ao longo dos poços, com objetivo de suprir dados condicionantes para as simulações estocásticas e modelagem 3-D do reservatório.

O intervalo produtor do reservatório representa uma seqüência de plataforma carbonática progradante com arraseamento para o topo, formada sob condições de energia moderadamente baixa (Chamber & Zinger, 1990).

3.2 Modelagem Geológica

Modelo Estrutural: Para obter as estimativas do topo e espessura total do reservatório, foram realizadas krigagens ordinárias a partir de dados correspondentes a 55 poços. A estimativa da base foi deduzida a partir destes resultados. Os variogramas utilizados para as krigagens foram deduzidos por Chu et al. (1991). As incertezas com relação aos limite do reservatório, foram traduzidas com a elaboração de três modelos de geometria externa, representando os casos pessimista, provável e otimista (Fig. 4), que apresentam os valores de 5.414, 6.031 e 6.443 Mm³ de óleo *in situ*.

As áreas destes modelos, juntamente com as estimativas de topo e base, simulam três interpretações estruturais feitas com base nos dados disponíveis.

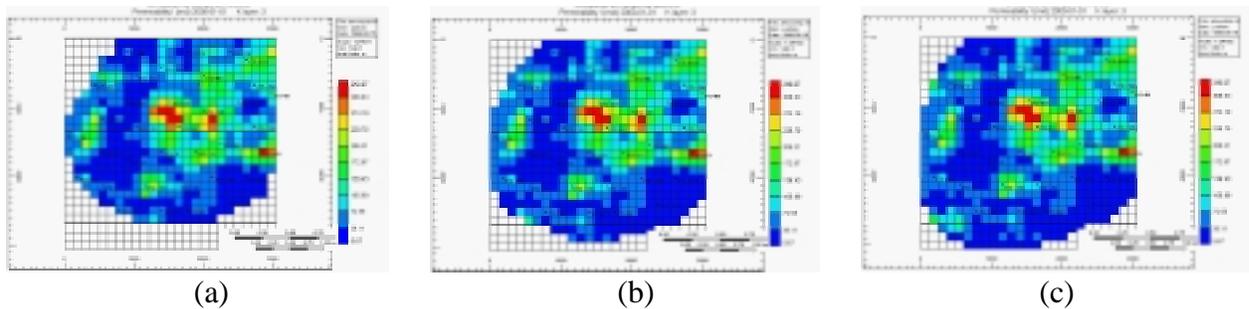


Figura 4: Interpretações estruturais pessimista (a), provável (b) e otimista (c).

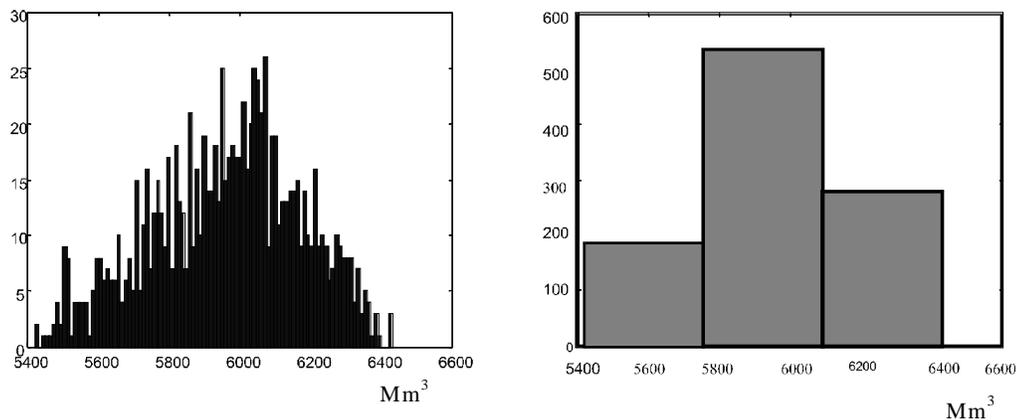


Figura 5: Resultados da simulação Monte Carlo (direita) e histograma de volume de óleo *in situ* com três classes (esquerda).

Para a estimativa de probabilidade de ocorrência de cada modelo foi realizada uma simulação do tipo Monte Carlo, com 1000 iterações, assumindo-se uma distribuição triangular em que os valores mínimo, provável e máximo dos prospectos sejam os valores anteriormente citados. Dividindo-se os valores simulados em três classes, a probabilidade de ocorrência de cada classe pode ser estimada como a razão entre o número de iterações que simularam valores dentro daquela classe e o número total de simulações (Fig. 5). Estas estimativas resultaram em probabilidades aproximadas de 18, 54 e 28%, para cada prospecto.

Modelo Sedimentar: O modelo sedimentar foi caracterizado pela distribuição da porosidade e permeabilidade do reservatório com a utilização de simulação estocástica,

efetuada com os dados de 12 dos 55 poços disponíveis. Estes 12 poços procuram reproduzir uma situação do campo na fase de avaliação, que geralmente conta com informações sísmicas e dos poços descobridores e de delimitação do reservatório:

- número reduzido de poços, com dados precisos, porém escassos (topos de formações, perfis elétricos, testes de formação, dados petrofísicos).
- dados sísmicos delineando o reservatório, com boa cobertura espacial, mas de pequena precisão.

O método de simulação estocástica utilizado foi a *collocated cokrigging*, por possibilitar integrar os dados de porosidade obtidas por perfis elétricos (variável primária) aos dados de impedância acústica sísmica (variável secundária). O modelo de variograma utilizado foi o determinado por Chu et al. (1991). Foi adotada uma malha de simulação geoestatística de 125 x 125 x 20, totalizando 312.500 células ativas. Foram processadas vinte realizações de imagens de porosidade. As porosidades simuladas nesta malha estão compreendidas entre 3,0 e 12,8 % (Fig. 6).

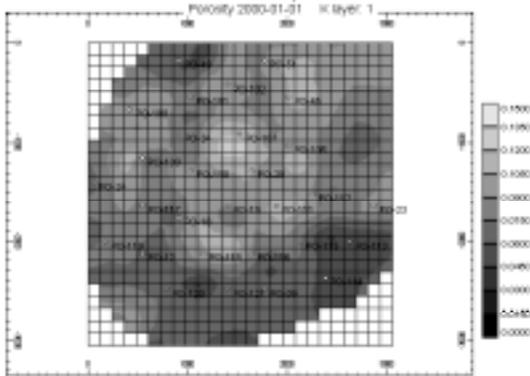


Figura 6: Imagem de porosidade.

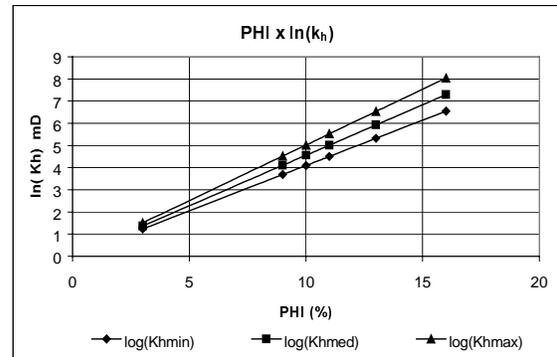


Figura 7: Relação $\phi \times \log(k_h)$.

Para a modelagem do campo de permeabilidades horizontais, foi assumida uma relação $\phi \times \log(k_h)$ ⁽¹⁾, com incerteza expressa na Figura 7. A determinação da permeabilidade para cada célula da malha foi efetuada escolhendo-se aleatoriamente a relação $\phi \times \log(k_h)$ pessimista, média ou máxima, aplicada à porosidade conhecida.

Os valores de permeabilidade gerados na malha de simulação geoestatística situam-se entre 3,4 e 611,7 mD. Para o processo de mudança de escala, a malha foi reduzida de 125 x 125 x 20 para 25 x 25 x 5. Os valores de permeabilidade desta malha ficaram compreendidos entre 6 e 338 mD (Fig. 8), ilustrando a eliminação de um certo nível de detalhamento das heterogeneidades e conseqüente perda de informações que caracteriza a mudança de escala.

Foram realizadas 20 simulações de fluxo visando a classificação das realizações do modelo sedimentar com relação ao volume de óleo produzido (Fig. 9), para a escolha das imagens representativas do modelo sedimentar pessimista, provável e otimista. Nesta classificação foram utilizados os valores prováveis das outras variáveis analisadas e uma estratégia única de produção. Para fins de comparação, também são apresentados os perfis obtidos ao assumirmos um reservatório homogêneo. Os valores adotados para caracterizar este reservatório foram a porosidade média de 9%, e a permeabilidade média absoluta, 55 mD, correspondente ao valor P₅₀ da malha de simulação, após a mudança de escala.

Para as permeabilidades verticais foram assumidos valores variando entre 10% e 30% da permeabilidade horizontal.

⁽¹⁾ ϕ = porosidade, K_h = permeabilidade horizontal

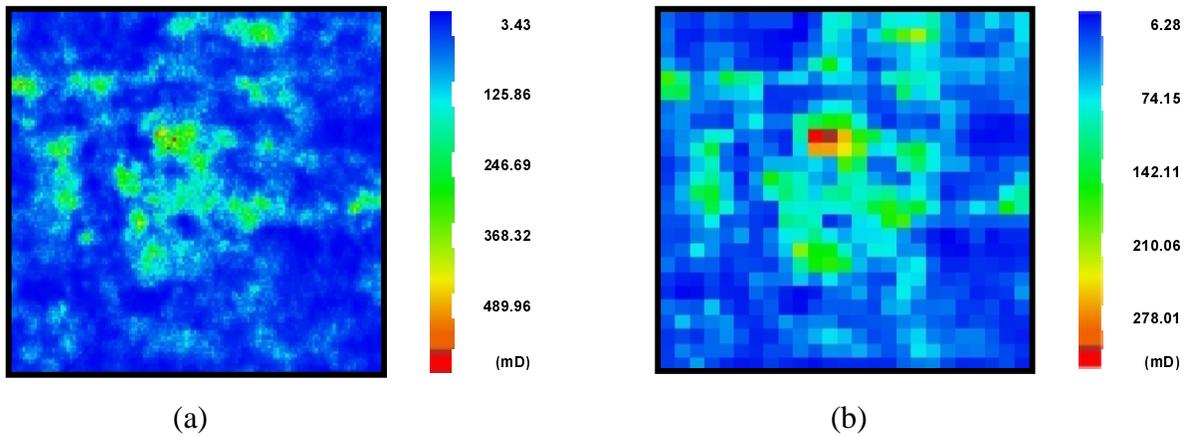


Figura 8: Campo de permeabilidades horizontais antes (a) e após mudança de escala (b).

3.3 Modelagem de Fluidos e Rocha-Fluido

O modelo de fluidos caracteriza a distribuição espacial de saturações iniciais e as propriedades do óleo, água e gás. Assumiu-se equilíbrio vertical e o contato óleo-água posiciona-se, sem incerteza, a -1336 m. Acima do contato óleo-água a saturação de água inicial é a saturação de água conata, abaixo do qual a saturação de óleo é zero.

As características de fluido, tais como viscosidade, densidade e dados de PVT foram definidas utilizando-se dados sintéticos e tratadas sem incertezas, em um campo não compartimentado, com pequeno mergulho estrutural e com análise representativa para o reservatório.

Foram criados três modelos de curvas de permeabilidade relativa óleo-água. Estas curvas são modelos simplificados, assumidas como pseudofunções de permeabilidade relativa representativas para todo o reservatório (Fig. 10).

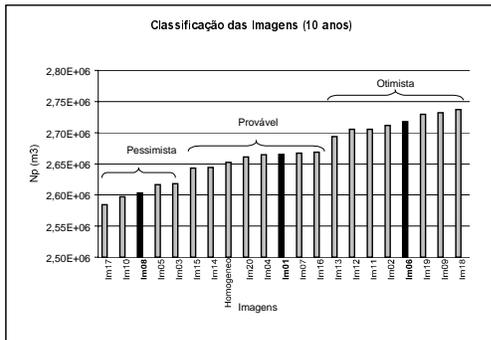


Figura 9: Classificação das imagens do modelo sedimentar.

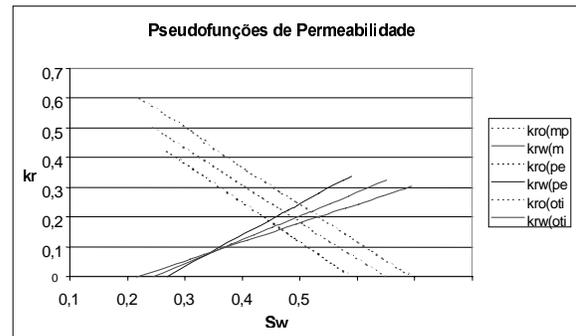


Figura 10: Pseudofunções de permeabilidade relativa.

Assumiu-se na avaliação de incertezas da pseudofunção da permeabilidade relativa do reservatório, as probabilidades de 25% (pessimista), 50% (provável) e 25% (otimista) para cada conjunto de curvas.

3.4 Estratégia de Produção

O arquivo de entrada do simulador deve conter o projeto de exploração através de:

- definição de poços produtores e injetores;
- cronograma de plataformas e poços;
- condições e restrições de produção;

Estratégias distintas correspondem a projetos e riscos econômicos diferentes, merecendo, portanto, uma estimativa dos perfis probabilísticos de produção para cada caso.

No presente trabalho, a exploração do reservatório é obtida através de 27 poços produtores e 10 injetores de água (Fig.11), abertos simultaneamente, e um período de produção de 10 anos. Embora esta estratégia não reproduza uma situação real, servirá perfeitamente para aplicação do método e análise dos resultados.

Os poços produtores estão completados nas camadas superiores 1, 2 e 3, que são isoladas seletivamente ao atingir valores de BSW superiores a 90%. Os injetores, completados nas camadas 3, 4 e 5, apresentam vazão máxima de injeção de 5.000 m³/dia, com pressão de fundo 10% inferior à pressão de fraturamento inferida. Os poços injetores operam de modo a repor o volume de fluido produzido.

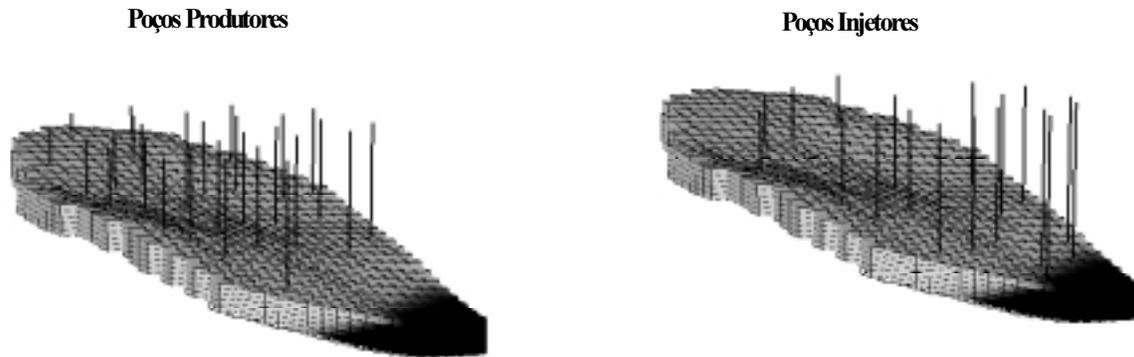


Figura 11: Modelo Estrutural Provável e Distribuição dos poços.

3.5 Análise de Sensibilidade

A identificação da imagem 01 (Fig. 9) como representativa do modelo geológico provável, completa a relação de parâmetros necessários para definição do caso-base, com os valores prováveis das variáveis, a partir do qual é realizada a análise de sensibilidade. Adicionalmente às incertezas do modelo estrutural, do modelo sedimentar e da permeabilidade relativa, foram considerados como parâmetros incertos a permeabilidade vertical e a atuação de um aquífero, admitindo-se que estas cinco variáveis (Tabela1) sejam as mais críticas para este modelo. Para a permeabilidade vertical (k_z), assumiremos que estes valores estejam situados no intervalo $0,1 k_h \leq k_z \leq 0,3 k_h$. As incertezas relativas às dimensões do aquífero foram expressas através de três valores de raio efetivo.

Tabela 1: Variáveis Analisadas e Probabilidades Associadas

Variável	Pessimista	Provável	Otimista
Modelo estrutural	Estrutpes (18%)	Estrutprv (54%)	Estrutotim (28%)
Modelo sedimentar	Geopes (25%)	Geopr (50%)	Geotim (25%)
Permeabilidade relativa óleo-água	Krpes (25%)	Krprv (50%)	Krotim (25%)
Aquífero	Aqpes (25%)	Aqprv (50%)	Aqpotim (25%)
Permeabilidade absoluta vertical	Kzpes (25%)	Kzprv (50%)	Kzotim (25%)

Variando-se um parâmetro por vez no caso base, foram obtidos os perfis de vazão de óleo e produção acumulada de óleo (Fig. 12). O gráfico da Fig. 13 apresenta os resultados grafados em termos de desvios relativos ao caso-base, adotando-se a produção acumulada de óleo (N_p) como função-objetivo. Observa-se que a permeabilidade relativa óleo-água, o

modelo estrutural e o modelo sedimentar aparecem como os parâmetros mais críticos, entre os cinco considerados.

Foi investigado também o impacto das variáveis ao longo do tempo. O modelo geológico apresentou maior grau de sensibilidade com respeito à N_p em curto prazo do que o modelo estrutural. As heterogeneidades tendem a perder a importância relativa ao longo do tempo, pois todo o óleo móvel seria produzido caso a injeção de água se desse por um tempo indefinido. Ao longo do tempo cresce a importância do volume de óleo in situ, relacionada neste caso ao modelo estrutural. No caso apresentado, apenas os três primeiros parâmetros foram considerados para a definição da árvore de decisão, devido ao impacto comparativamente desprezível do aquífero e da permeabilidade vertical.

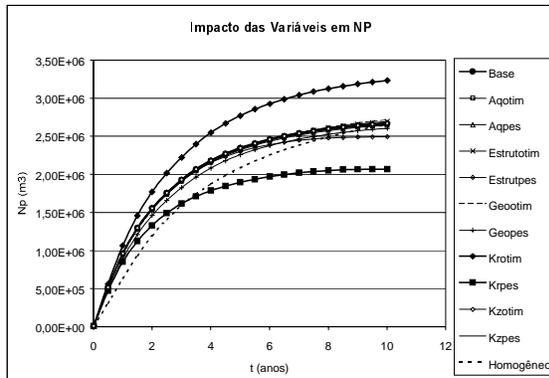


Figura 12: Perfis de $N_p(t)$, variando-se os parâmetros incertos.

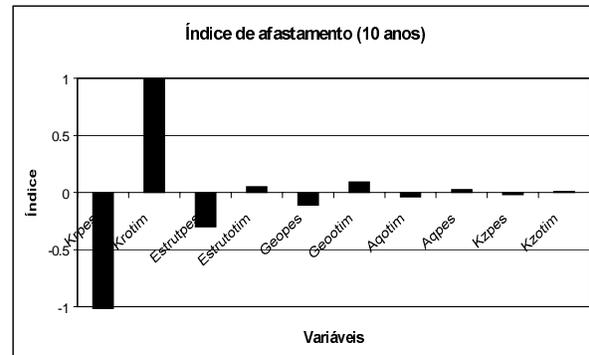


Figura 13: Análise de sensibilidade para volume de óleo produzido.

3.6 Árvore de Decisão e Simulações de Fluxo

A estrutura da árvore de decisão descreve as relações entre as variáveis e probabilidades estimadas a partir de dados ou estimativas existentes. A montagem de todos os modelos a serem simulados, a simulação de fluxo destes modelos e o tratamento estatístico dos resultados, é realizado automaticamente através de um programa desenvolvido com esta finalidade. Toda a simulação foi realizada utilizando-se computação paralela, com a distribuição dos processos de simulação entre as estações de trabalho disponíveis, reduzindo sobremaneira o tempo de processamento.

3.7 Processamento dos Resultados

O valores dos resultados de previsão de produção de todos os modelos de simulação de fluxo, montados de acordo com a árvore de decisão, foram processados, obtendo-se por interpolação linear, as probabilidades de ocorrência P_{10} , P_{50} e P_{90} (Figs. 14 e 15). O valor esperado é definido por $VE [N_p(t)] = \sum P_i N_{p_i}(t)$ e representa o perfil médio, enquanto o P_{50} representa o perfil das medianas.

A Figura 16 apresenta os perfis de produção de todos os modelos simulados, onde podem ser identificadas três famílias de curvas controladas pelos modelos de permeabilidade relativa.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

No caso estudado, a permeabilidade relativa óleo-água foi a variável de maior impacto no volume de óleo produzido, com uma influência muito maior que o da segunda variável crítica, o modelo estrutural, responsável neste caso pela incerteza do volume de óleo. O estudo probabilístico dos parâmetros de produção pela análise apenas na variação possível do volume

de óleo, mantendo-se o fator de recuperação constante, resultaria em uma errônea menor dispersão dos valores pessimistas e otimistas com relação aos valores esperados. A identificação da permeabilidade relativa e do modelo geológico como uma das principais fontes de incertezas na previsão de produção reforça a necessidade do envolvimento de simulação de fluxo no processo de avaliação de projetos em campos de petróleo.

A adoção de um modelo determinístico, com parâmetros médios e reservatório homogêneo, pode originar perfis de produção não incluídos pelo envelope de perfis probabilísticos, principalmente nos primeiros anos de produção, quando as heterogeneidades do reservatório podem apresentar grande influência nas vazões iniciais (Fig. 14). Na Figura 16 são apresentados todos os perfis simulados, onde podem ser identificadas três famílias de curvas controladas pelos modelos de permeabilidade relativa.

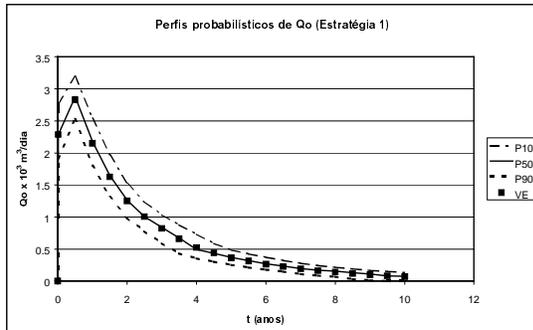


Figura 14: Perfis probabilísticos de N_p .

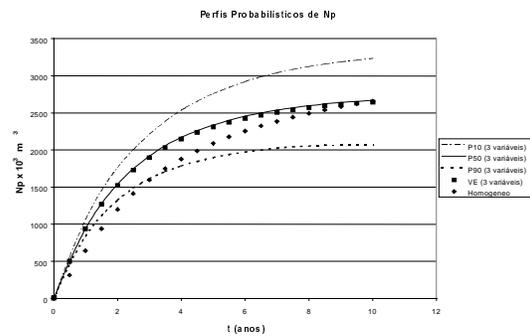


Figura 15: Perfis probabilísticos de Q_o .

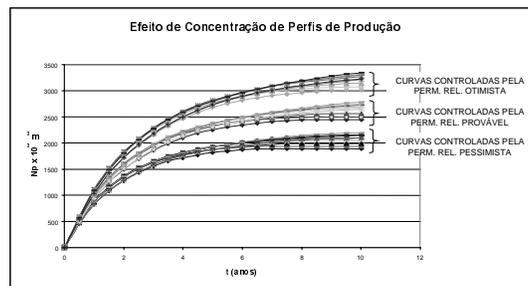


Figura 16: Perfis de produção de todos os modelos simulados.

A utilização de apenas três níveis, pessimista, provável e otimista, pode criar um efeito de concentração dos perfis de desempenho em grupos de curvas controladas pelas variáveis mais críticas. Essa concentração corresponde a uma função de distribuição de probabilidade multimodal daquele parâmetro (Fig. 16). Deve-se verificar se este fato altera os valores P_{10} , P_{50} e P_{90} encontrados. Se for necessário, pode-se adotar um maior número de níveis através da distribuição triangular dos valores de P_{10} , P_{50} e P_{90} .

Para análises com o objetivo de previsão dos valores limites de vazões para fins de dimensionamento de facilidades de produção, as informações fornecidas pelos perfis das figuras 14 e 15 podem ser consideradas satisfatórias. Na avaliação de riscos econômicos, a utilização destes resultados pode causar distorções.

Um estudo consistente de incertezas na previsão de parâmetros de produção implica em um número elevado de simulações de fluxo, requerendo uma razoável capacidade computacional instalada e utilização dos recursos de processamento paralelo. A utilização da computação paralela resulta em uma grande diminuição do tempo de processamento, tornando viável a utilização desta metodologia.

5. CONCLUSÕES

A metodologia apresentada, de fácil implementação, permite reduzir o número de simulações necessárias para a estimativa de perfis probabilísticos de parâmetros de desempenho de reservatórios. Baseia-se em um aprimoramento da aplicação da árvore de decisão, incluindo entre as variáveis, diferentes interpretações do modelo estrutural e várias realizações provenientes de simulações estocásticas do modelo sedimentar.

A aplicação de apenas três níveis para as variáveis críticas pode resultar em perfis probabilísticos multi-modais (Fig. 16). Nos casos em que este fato prejudique as estimativas de P_{10} , P_{50} e P_{90} , um maior número de níveis da variável crítica deve ser utilizado.

A confiabilidade dos perfis probabilísticos obtidos depende da qualidade das estimativas dos valores, das probabilidades do nível de discretização de cada uma das variáveis envolvidas. O número de variáveis analisadas e o seu número de níveis de discretização deve compatibilizar o nível de precisão requerido com as limitações de tempo e recursos computacionais. A paralelização de simuladores tem um papel fundamental neste processo, possibilitando uma redução considerável do tempo de processamento.

A estimativa dos perfis probabilísticos dos diversos parâmetros de produção envolve várias áreas de conhecimento específicos (geologia, engenharia de reservatórios, produção, etc.), sendo um trabalho que requer a interação de especialistas das diversas áreas envolvidas, através de grupos multi-disciplinares, com contínua avaliação dos resultados obtidos.

REFERÊNCIAS

- Abrahamsen, P., Egeland, T., Lia, O., Omre, H., 1992, An Integrated Approach to Prediction of Hydrocarbon in Place and Recoverable Reserve With Uncertainty Measures, SPE 24276.
- Campozana, F. P. & Ballin, P. R., 1988, Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada, Documento Interno Petrobras.
- Chamber, R. L.; Zinger, M. A.; Kelly, M. C., 1994, Constraining Geo-statistical Reservoir Descriptions with 3-D Seismic Data to Reduce Uncertainty, AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, pp 143-155 in Geology, No. 3, pp 143-155, 1994.
- Chu, J.; Xu, W.; Journel, A. G., 1991, The Amoco Case Study. In: Stanford Center for Reservoir Forecasting. Stanford, USA: Stanford University, (Report 4).
- Chu, J.; Xu, W.; Journel, A. G., 1994, Implementation of Geo-statistical Analyses – The Amoco Case Study, AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, pp 201-216.
- Deutsch, C. V.; Journel, A.G., 1992, Annealing Techniques Applied to the Integration of Geological and Engineering Data, Stanford Center for Reservoir Forecasting. Stanford, USA: Stanford University, (Report 5).
- Jensen, T.B.; Skarsholt, L.T.; Vienot, M. E., 1996, Risked Production Forecast for Horizontal Well Development at Albuskjell, SPE 35537.
- Jensen, T. B., 1998, Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence, SPE 49091.
- Lia, O.; Omre, H., Thelmeand, H., Holden, L., Egeland, T., 1997, Uncertainty in reservoir production forecasts, AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5.
- Loschiavo, Roberto, 1999, Estimativas de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, São Paulo, Brasil.

STUDY OF THE IMPACT OF THE UNCERTAINTIES IN PETROLEUM RESERVOIR BEHAVIOR

Abstract: *Economic evaluation of a project as well as facilities design for oil exploitation is, in general, based on production forecasts. Since production forecast depends on several parameters that are not completely known, one should take a probabilistic approach for reservoir modeling and numerical flow simulation. With this research we propose a procedure to estimate probabilistic production forecasts profiles based on the decision tree technique. The most influencing parameters of a reservoir model are identified and combined to generate a number of realizations of the reservoirs. The combination of each branch of the decision tree defines the probability associated to each reservoir model. A computer program was developed to automatically generate the reservoir models, submit them to the numerical simulator, and process the results. Parallel computing was used to improve the performance of the procedure.*

Key Words: *Uncertainties, Production Forecast, Reservoir Simulation*