



OTIMIZAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO COM ANÁLISE DE RISCO

IBP1093_06
Kellerman A. Novaes¹

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, 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, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Expo and Conference 2006*.

Resumo

Cada vez mais, a indústria está ciente da necessidade de melhorar o planejamento do desenvolvimento dos campos de petróleo e a tomada de decisões com análises mais rigorosas em relação ao risco envolvido. Prever o número e a posição ótima dos poços considerando as incertezas do reservatório e econômicas é um trabalho complexo e frequentemente um desafio em relação ao tempo hábil para a execução da tarefa. Muitos autores reconhecem que o problema da posição ótima de um poço é um problema de análise combinatória e otimizações globais com as variáveis em jogo. Este trabalho apresenta um processo para determinar o número e a posições ótima para poços produtores e injetores em um reservatório visando otimizar o desempenho e a valorização dos investimentos no reservatório. O processo envolve planejar um primeiro cenário para a estratégia de recuperação no modelo estático do reservatório transferir este cenário para um modelo dinâmico e otimizar o posicionamento dos poços com o objetivo de maximizar o valor presente líquido do projeto, em conjunto com uma análise de risco, visando quantificar a probabilidade do risco inerente a este cenário. Nós demonstramos o método com uma aplicação em um modelo de reservatório com injeção de água.

Abstract

Increasingly, the industry is aware of the need to improve field development planning of well number and locations decisions with more rigorous risk analysis. Forecasting optimal number and locations for a new set of wells considering field uncertainty is complex and often a time-consuming challenge for field development planning. Many authors recognized that the well location problem is a highly combinatorial, global optimization problem with integer variables. This paper presents a process for determining optimal number and locations for producing and injecting wells in a field to improve reservoir performance and value. The process involves planning a set of wells (producer and injector) on the static reservoir model using an automated well planner. These locations are then optimized with dynamic flow simulation to achieve economic benefit, using a global, stochastic search-optimization algorithm and finite-difference reservoir simulation. The optimization problem is posed with the business goal stated as the objective and includes economic, reservoir, and production constraints and statistical requirements. In this work, we present the integrated methodology for optimizing many well numbers and locations simultaneously, with reservoir simulation and risk analysis. We demonstrate the method with an application on a field-scale simulation model with water injection

1. Introdução

Uma das principais tarefas da engenharia de reservatórios é a elaboração de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento de campos produtores, considerando restrições e incertezas físicas, operacionais e econômicas. A solução deste problema é complexo e depende das características geológicas do reservatório, do sistema de produção, e dos movimentos gerais do mercado, apresentando um elevado número de variáveis que influenciam a tomada de decisão. Identificar o posicionamento e o número ótimo dos poços, faz parte do desafio da escolha da estratégia de produção e vem sendo estudo de muitos autores a procura de uma metodologia que permita otimizar o estudo do reservatório na fase de desenvolvimento.

¹ Mestre, Geoengenharia de Petróleo - HALLIBURTON

A teoria de valoração dos ativos de renda variável, aqueles cujo fluxo de caixa evolui de forma imprevisível, não sendo possível o seu conhecimento no instante em que a decisão é tomada, considera que a taxa de desconto deve compensar o investidor, não apenas pela sua preferência pela liquidez, mas também pela imprevisibilidade do fluxo de caixa futuro. Portanto, deve-se adicionar um prêmio à taxa de desconto, em função do risco do ativo. A avaliação de projetos de investimentos sob um ambiente de incertezas, envolve um conjunto de técnicas que buscam estabelecer parâmetros para quantificar o risco associado a decisão, fornecendo uma estimativa da taxa de desconto em função do risco total do projeto.

A idéia central deste trabalho é demonstrar uma metodologia de otimização do número e posicionamento dos poços seguida por uma análise de risco da estratégia de produção em um campo em desenvolvimento, através do uso de técnicas como: (a) mapa de qualidade, indicando os locais com maior potencial de produção de um reservatório; (b) planejamento automatizado de poços, para caracterizar um cenário inicial; (c) otimização do posicionamento dos poços, através de técnicas de programação, análise combinatória, simulação numérica de fluxo e o uso de um otimizador global; (d) caracterização das incertezas do reservatório e do modelo econômico; (e) análise de sensibilidade, para otimizar o número de variáveis e (f) análise de risco, através do uso de técnicas de simulação de Monte Carlo, proporcionando o conhecimento, em termos de probabilidade, da estratégia encontrada ser viável. Na figura 1 encontra-se o fluxo de trabalho utilizado, com detalhes.

A motivação é criar uma maior integração entre as diferentes disciplinas que estão envolvidas em uma estratégia de produção de um campo sob um ambiente de incertezas, visando o melhorando do fluxo de trabalho, do aprimoramento do planejamento e das previsões.

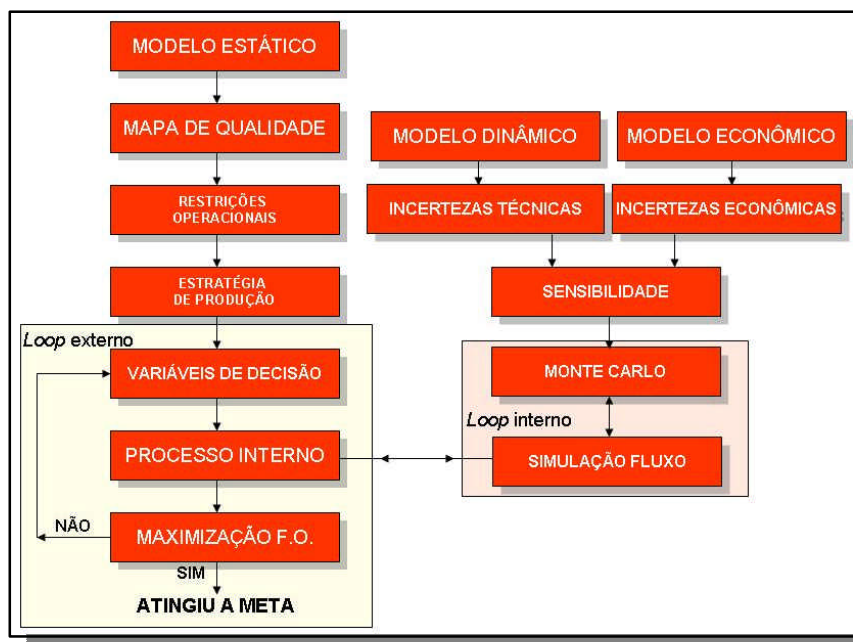


Figura 1. Fluxograma das etapas utilizadas no trabalho

2. Dados do reservatório

Neste trabalho os dados utilizados são dados sintéticos, baseados em um estudo de reservatório, April et al (2003), com uma área de aproximadamente 48 km² com sísmica 3D, poços de avaliação ao longo de toda sua extensão, com dados de perfilagem e petrofísica. O exemplo utiliza um reservatório em águas marinhas com lâmina de água da ordem 600 metros, com uma espessura porosa de aproximadamente 150 metros, modelo *black oil*, e com propriedades de permeabilidades, porosidade, volume poroso, compressibilidade da rocha, permeabilidade relativa, pvt, oriundas de um estudo anterior encontrado em Narayana (2003). Três modelos geológicos foram criados, um P10, P50 e P90, com o intuito de oferecer uma discretização melhor do problema de incertezas geológicas. Na metodologia utilizada escolhemos o P50 para criar um primeiro cenário de estratégia de produção e a partir deste aplicou-se as técnicas de otimização do posicionamento dos poços assim como a análise de risco referente a este cenário. Durante um estudo de campo deve-se realizar o mesmo procedimento para os diferentes modelos geológicos propostos, sendo que o fluxo de trabalho é o mesmo. Neste trabalho o modelo de reservatório é utilizado como uma plataforma de experimento para o processo de otimização da posição dos poços produtores e injetores de água.

3. Mapa de Qualidade

Escolher a localização ótima de um poço é uma etapa importante na definição de uma estratégia e tem sido tema de inúmeros estudos. Porém, determinar se um poço apresentará uma boa produtividade em um certo local exige análise de outros parâmetros, que ditam o comportamento do fluxo dos fluidos no reservatório. O uso do mapa de qualidade tem a função de informar o potencial de produção de regiões no reservatório, indicando quão bom é o local em que o poço está localizado. O uso do mapa de qualidade também pode ser utilizado como uma ferramenta para auxiliar no re-posicionamento e/ou no acréscimo de poços, oferecendo uma melhor escolha do tipo de alteração a ser realizada e na definição de um melhor re-posicionamento para os poços (Nakajima, 2003).

O processo na elaboração do mapa de qualidade pode variar de acordo com as informações, tecnologias e com o tempo útil que a equipe de trabalho possui para realizar esta tarefa. Neste trabalho utilizamos um método conhecido como “álgebra de mapas”, restringindo determinadas propriedades no modelo geológico seguida de uma integração do somatório resultante das restrições dando origem a um mapa contendo somente os critérios desejáveis em relação as propriedades geológicas, modelo estático. Basicamente as regras utilizadas na construção do mapa de qualidade para os poços produtores foi restringir as propriedades, conforme a Tabela 1. A Figura 2 representa as restrições impostas nas variáveis e o uso da álgebra de mapas na integração das diferentes informações espaciais do mapa resultante, em busca dos melhores locais para inserir os poços. Muitas vantagens estão implícitas em um mapa de qualidade, o geoprocessamento é uma ferramenta muito útil no estudo de fenômenos espaciais e tem contribuído na área de prospecção de recursos naturais, Novaes (2003).

Tabela 1. Mapa de qualidade, controle das propriedades

Propriedade	Intervalo	Restrição
Volume poroso PV	0 a 1.342	100 a 1.342
Saturação de óleo SO	0.2 a 0.7	0.4 a 0.7
Permeabilidade - Kx	0 a 2.327	100 a 2.327

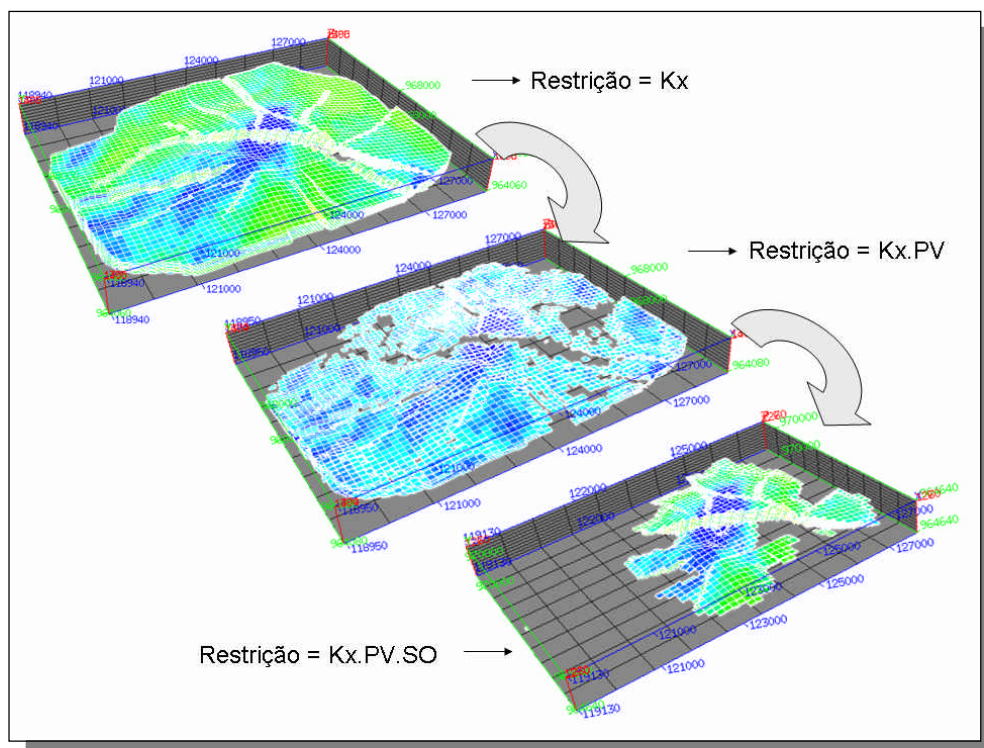


Figura 2. Integração de diferentes propriedades na elaboração do mapa de qualidade.

3. Estratégia inicial de produção

Na criação da estratégia inicial, utilizou-se uma ferramenta automatizada na definição dos alvos para o posicionamento dos poços produtores e injetores, assim como a definição do tipo de poço. Com base no mapa de qualidade identificamos o volume de maior interesse no reservatório, figura 2, restringindo o modelo estático em uma área menor com as melhores propriedades, conforme a descrição da elaboração do mapa de qualidade do item anterior, ver tabela 1. O próximo passo foi calcular um número de poços, produtores e injetores, e suas principais características no planejamento das trajetórias. Informações do tipo espaçamento entre os poços, tipo de poço, características físicas de planejamento dos poços, número de plataformas, além de outras, completam esta parte do trabalho. O modo como a solução utilizada realiza este trabalho, esta descrita em Harbison et al (2003). A figura 3 mostra o fluxo de trabalho da criação dos alvos a construção dos poços e por fim a definição do cenário inicial da estratégia de produção. Com base nestas informações o cenário inicial contemplou 25 poços verticais, sendo 15 poços produtores e 10 poços injetores.

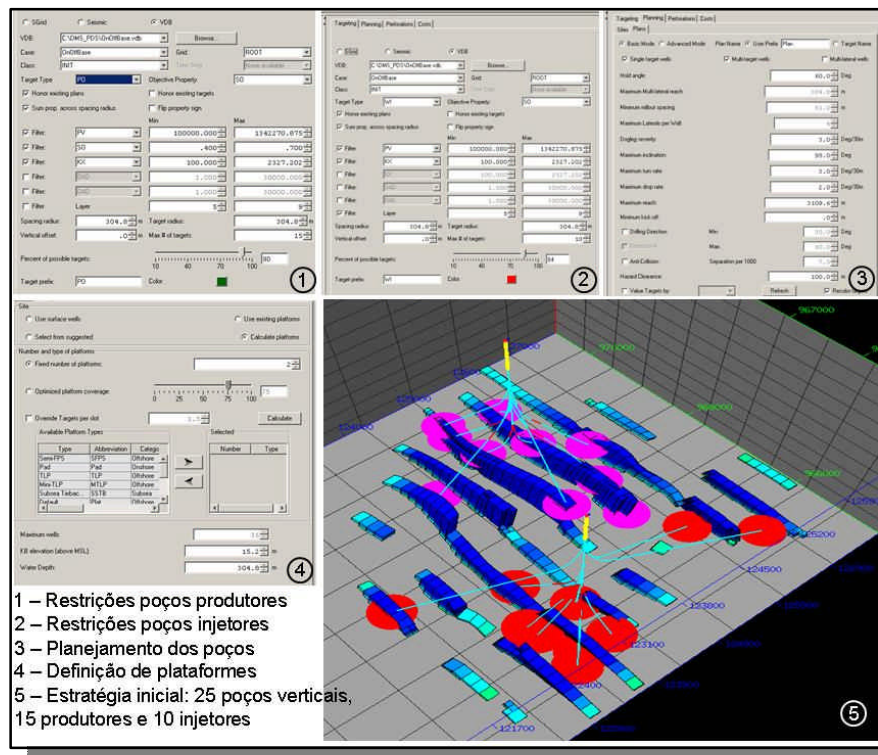


Figura 3. Fluxo de trabalho na definição da estratégia inicial de produção.

4. Restrições operacionais

Em vários trabalhos publicados sobre otimização das estratégias de produção considera-se apenas o reservatório, simplificando o processo de definição por não considerar as restrições operacionais das facilidades de produção. Entretanto, as restrições da unidade de processamento e dos equipamentos necessários para o escoamento do petróleo, não só influenciam a produtividade do reservatório e o retorno financeiro do empreendimento, como também podem causar impacto significativo na definição da estratégia de drenagem, influenciando a quantidade e localização de poços produtores e injetores e no gerenciamento das condições de operação, Magalhães (2005). Algumas restrições operacionais foram utilizadas neste trabalho, como a limitação na produção de líquidos, a vazão máxima para poços injetores e os índices de produtividades dos poços.

5. Otimização da estratégia de produção

A otimização da estratégia de produção é um processo que demanda bastante tempo, onde o número e o posicionamento dos poços produtores e injetores e os parâmetros do sistema de produção são modificados buscando a maximização ou minimização de uma função objetivo. A solução deste problema é complexo e depende das características geológicas do reservatório e do sistema de produção do campo, apresentando um elevado número de variáveis que influenciam a tomada de decisão, como: propriedades da rocha e dos fluidos, número de poços, espaçamento entre poços (posicionamento), condições de operação, sistema de injeção de fluidos, número de sondas, etc.

Em função deste número grande de variáveis não é possível analisar todas as combinações possíveis, sendo necessário estabelecer alguns critérios e metodologias de análises que possibilitam a identificação das melhores soluções, Mezzono (2002).

De posse, do cenário inicial contendo a localização e o número de poços produtores e injetores a próxima etapa é otimizar o posicionamento e o número de poços que garanta a maximização de uma função objetivo. Cullick (2005), utilizou uma metodologia para a identificação do posicionamento ótimo dos poços, produtores e injetores, procurando maximizar o valor presente líquido do projeto, tratando do problema de identificar a localização ótima dos poços com uma abordagem de análise combinatória, programação não linear e o uso de algoritmos de otimização, considerando as restrições e as incertezas técnicas em relação a caracterização geológica e o modelo dinâmico do reservatório. Neste trabalho utilizamos a mesma metodologia proposta por Cullick, acrescentando as incertezas no modelo econômico das previsões, proporcionando uma forma mais rigorosa em definir e quantificar o risco inerente no processo decisório dos investimentos.

5.1. Otimização do número e do posicionamento dos poços

O processo de otimização foi feito utilizando uma solução que executa as análises do simulador de fluxo do reservatório, os dados econômicos e um otimizador em um mesmo fluxo de trabalho integrado. No caso da otimização do posicionamento dos poços o processo exige atribuir uma função para os parâmetros de decisão, possibilitando a análise de diferentes cenários, visando a maximização do VPL do projeto. Isto significa em substituir a posição fixa de cada poço no espaço, x, y e z por uma função capaz de dar dinamismo no posicionamento, possibilitando diferentes combinações de arranjo espacial entre os poços ao longo do volume do reservatório, movendo os poços no *grid* tanto na vertical como na horizontal. Cullick (2005) explica com mais detalhes o processo de criação dos diferentes cenários em função da movimentação dos poços. Para a otimização do número dos poços a mesma forma é utilizada, uma variável de decisão é incorporada no “status” dos poços com as opções do poço estar “on” “aberto” ou “off” “fechado”. Com a execução dos cenários, através do simulador de fluxo do reservatório, a alimentação da planilha econômica, com as informações oriundas do simulador como: curva de produção de óleo, curva de produção de água, curva de injeção de água, entre outras, calcula-se o VPL do projeto e o otimizador pode checar, através de seu algoritmo “metaheurístico”, a maximização dos resultados de acordo com a função objetivo proposta e as variáveis de decisão impostas ao problema, que neste caso é o posicionamento dos poços. A figura 4 demonstra o fluxo de trabalho no processo de otimização.

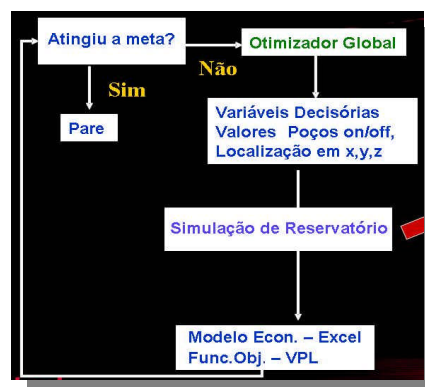


Figura 4. Fluxo de trabalho no processo de otimização.

5.2. O otimizador

O problema matemático da otimização de multi-objetivo consiste na obtenção de um conjunto de variáveis (solução) que satisfaça algumas restrições e otimize uma função constituída por diversos termos ou funções objetivos. Devido a sua natureza combinatório este tipo de problema pode se tornar impraticável computacionalmente, pois apresenta dimensão de ordem exponencial. O desafio se caracteriza em encontrar uma solução, ou um conjunto de soluções próxima da fronteira do resultado-eficiente, sem a necessidade de percorrer todo o espaço decisório. A eficiência da busca deve ser avaliada pelo tomador de decisão e seu compromisso com a qualidade dos resultados obtidos e a possibilidade de melhorá-lo. A tecnologia interna de funcionamento do otimizador utilizado neste trabalho é baseada na otimização metaheurística. Esta metodologia é poderosa quando se trata de problemas complexos de otimização. A heurística procura encontrar uma solução satisfatória sem a necessidade de percorrer todo o espectro de soluções de dimensões exponenciais. A metaheurística, também conhecida como algoritmos de sistemas inteligentes, é utilizada para descrever uma heurística que esta sobreposta a uma outra heurística, ou seja, constitui uma estrutura mais genérica baseada em princípios ou conceitos, sobreposta a uma heurística específica do problema. No caso do otimizador utiliza-se uma otimização metaheurística por busca populacional conhecida como *scatter search*, busca por dispersão, que

consiste em manter boas soluções e combiná-las de forma a tentar produzir melhores soluções, permitindo um certo controle entre as combinações. No método metaheurístico, a convergência é baseada na "falta de progresso". A falta de progresso pode ser definida como uma situação onde, por um período de tempo prolongado isto é, número das iterações, a busca é incapaz de melhorar em cima da melhor solução encontrada. Neste trabalho utilizamos 600 iterações, ou seja, foi permitido ao otimizador analisar 600 cenários diferentes em busca das melhores soluções dentro do espectro possível de respostas. Maiores detalhes sobre o otimizador e suas características podem ser encontradas em Kelly (2002).

6. Análise de risco

O alto grau de incertezas das variáveis presentes em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo aliado aos grandes investimentos necessários, justificam a importância de se utilizar metodologias de análise de projetos que ajudem a identificar onde estão as maiores incertezas e quais as variáveis que mais influenciam no resultado econômico do projeto. Deve-se então quantificar o impacto dessas incertezas nas decisões a serem tomadas e avaliar o risco envolvido nos projetos sob pena de serem gerados resultados econômicos indesejáveis para a empresa. No caso de projetos de exploração e produção de petróleo, as decisões de investimentos são afetadas pelos componentes técnico e econômico da incerteza. As incertezas técnicas são as internas ao projeto, presentes na caracterização do reservatório, na operação da produção, no cronograma de atividades e que não são correlacionadas aos movimentos gerais da economia/mercado e as econômicas são as correlacionadas aos movimentos gerais da economia/mercado.

Para a realização de uma análise de risco deve-se considerar primeiramente somente as incertezas técnicas, pois as mesmas são gerenciáveis podendo o gerente do projeto realizar ações para reduzir o risco técnico do mesmo. A distribuição de probabilidade do VPL resultante desta análise mostrará o grau de risco do projeto e o gerente poderá saber as variáveis que mais causaram impacto no resultado econômico do mesmo. Após realizar a análise considerando apenas incertezas técnicas, podem-se misturar as duas incertezas, técnica e econômica, para verificar qual o impacto que estas duas incertezas combinadas podem causar no VPL do projeto.

6.1. Incertezas técnicas

Uma das principais incertezas no desenvolvimento de campos de petróleo estão relacionadas a variáveis estáticas, modelo geológico, e dinâmicas, parâmetros de fluxo do reservatório, o que reflete diretamente na curva de produção e conseqüentemente no Valor Presente Líquido (VPL) do projeto. A curva de produção deve representar as principais incertezas existentes e para isso, é recomendável se obter o maior número possível de curvas de produção considerando os parâmetros que mais causam impacto no reservatório. A Tabela 2 demonstra as incertezas utilizadas no reservatório, assim como as distribuições atribuídas para cada variável, procurando representar em forma de uma função a incerteza no valor.

Tabela 2. Incertezas técnicas e suas respectivas distribuições

Variável	Distribuição	Valor
Trans. das falhas	Uniforme	min=1 max=100
Kv/Kx	Uniforme	min=0.2 max=0.8
Dano no poço	Uniforme	min=-1 max=1
Compres. da rocha	Uniforme	min=3.6E-6 max=4.4E-6
Contato óleo/água	Uniforme	min=5350 max=5450

6.2. Incertezas econômicas

A engenharia econômica utiliza um conjunto de métodos e técnicas para a quantificação e avaliação dos riscos financeiros envolvidos nos projetos e fornece critérios para uma comparação consistente entre opções de investimentos tecnicamente viáveis. O uso destas técnicas permite determinar a atratividade de cada alternativa, auxiliando a gerência a selecionar as melhores possibilidades.

As incertezas correlacionadas aos movimentos gerais da economia, são incertezas de mercado. Isso significa que a incerteza de uma previsão cresce com o horizonte de previsão, dado o preço de hoje, uma previsão para a semana que vem teria uma incerteza menor do que uma previsão para daqui a um ano. Assim, os preços do petróleo seguem um processo estocástico, mapeamento de probabilidades ao longo do tempo. Neste trabalho utilizou-se o processo estocástico conhecido como o movimento geométrico Browniano -MGB. A volatilidade dos preços do mercado futuro é bem menor do que a volatilidade dos preços *spot*, e assim ao se trabalhar com os preços de mercado futuro as incertezas devidas exclusivamente a fatores de curto prazo não são consideradas na análise. Isso geralmente é conveniente pois as incertezas de curto-prazo nos preços do petróleo são irrelevantes para análise de projetos de desenvolvimento da produção, Newendorp (1975).

Como incertezas de mercado neste trabalho utilizamos, investimentos, custo operacional, preço do barril e abandono, conforme tabela 3.

Tabela 3. Incertezas de mercado e suas respectivas distribuições

Variável	Distribuição	Valor
Investimentos MMU\$	Triangular	45, 50 e 55
Custo operacional MMUS	Triangular	7, 8 e 9
Preço do óleo MMU\$	Mov. Geométrico Browniano	
Abandono MMU\$	Triangular	3, 4 e 5

O abandono de cenários determinísticos, na avaliação de projetos, implica em um melhor conhecimento e planejamento do problema. Para quantificação do risco de um projeto, é recomendável realizar uma análise para estas variáveis por meio de algumas das diversas formas conhecidas. Uma das mais utilizadas trata-se da simulação numérica com o método de Monte Carlo que, segundo Dias (1996), é uma maneira de se transformar um conjunto de números aleatórios em outro conjunto de números (variáveis aleatórias), com a mesma distribuição de probabilidade considerada, proporcionando uma visão mais ampla dos resultados, explicitando a probabilidade do projeto ultrapassar os níveis mínimos de aprovação, o que adiciona maior robustez à tomada de decisão.

7. Resultados

Na figura 5 encontra-se o histórico do otimizador durante as interações da maximização do VPL. Na figura 6 as alterações no posicionamento dos poços em função da busca por locais com melhor performance tanto na produção como na injeção. Na tabela 4 apresentamos os principais resultados, mostrando a diferença entre o modelo base e o modelo otimizado. E por último, na tabela 5, os resultados esperados, em termos de probabilidade, indicando o P10, P50 e P90 da estratégia otimizada.

8. Agradecimentos

Agradecimentos a Landmark/Halliburton por permitir o uso das suas tecnologias como DecisionSpace, AssetView, Well Planner, Decison Management System (DMS) e o VIP na elaboração deste trabalho, a Stan Cullick e Keshav Narayanan pelas discussões sobre a metodologia do trabalho. A Jorge Estrada, Álvaro Abrão, Klaus Soffried e Carlos Henrique por permitir o desenvolvimento deste trabalho.

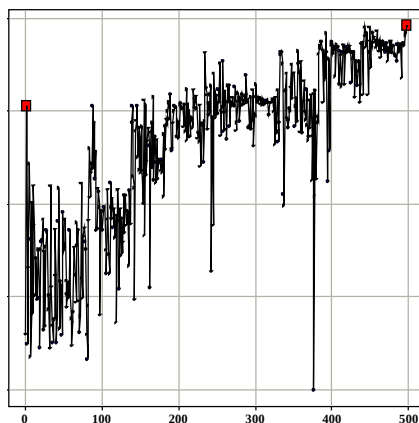


Figura 5. Histórico do processo de otimização.

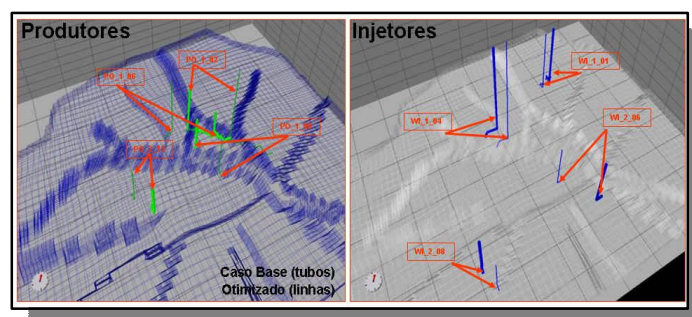


Figura 6. Alteração no posicionamento dos poços em função da maximização do VPL.

Tabela 4. Resultados entre o modelo otimizado e o caso base

Variável	Caso Base	Otimizado
Num. Poços produtores	15	12
Num. Poços injetores	10	8
Produção Óleo acum.	1.14E+09 bbl	1.15E+09 bbl
Produção Água acum.	1.7E+09 bbl	9.21E+08 bbl
Injeção de Água acum.	5.7E+08 bbl	5.7E+08 bbl
Valor Presente Líquido	105.834.656 MM\$	116.956.964 MM\$

Tabela 5. Resultados da distribuição de probabilidades do VPL do projeto

Variável	VPL MM\$
P10 >=	234
P50 >=	116
P90 >=	97

9. Referências

- APRIL, J., et al: "Advanced Optimization Methodology in the Oil and Gas Industry: The Theory of Scatter Search Techniques with Simple Examples", SPE 82009, presented at the *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, Dallas, TX, April 5-8, 2003
- CULLICK, A. S. "Optimal Field Development Planning of Well Locations with Reservoir Uncertainty" presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* held in Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October 2005
- DIAS, M.A.G. "Investimento sob incertezas em exploração & produção de petróleo" Dissertação de mestrado PUC-Rio, RJ, 1996.
- HARBINSON, SHELDON, "Visualization technology speeds field development", *World Oil*, December, 2003
- KELLY, J., "Simulation Optimization is Evolving", *INFORMS Journal of Computing*, 14 (2002), p. 223-225
- URAN, MAGALHÃES, T.C.B. Influência de restrições operacionais na definição das estratégias de produção Campinas: *Instituto de Geociências e Faculdade de Engenharia Mecânica*, Unicamp, 2005, 141 p., Dissertação (mestrado).
- MEZZONO, C.C. "Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo". Campinas. *Faculdade de Engenharia Mecânica*, Universidade Estadual de Campinas, 2000 106p. Dissertação (Mestrado).
- NAKAJIMA, L. "Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo". Campinas: *Instituto de Geociências e Faculdade de Engenharia Mecânica*, Unicamp, 2003, 128 p., Dissertação (mestrado).
- NARAYANAN, Keshav, Cullick, A. S. and Bennett, Matthew: "Better Field Development Decisions from Multiscenario, Interdependent Reservoir, Well, and Facility Simulations", paper SPE 79703, presented at the *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, TX, Feb. 3-5, 2003
- NEWENDORP, P.D. "Decision Analysis for Petroleum Exploration". *PennwellBooks*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma 1975.
- NOVAES, K.A. "Sistema de identificação de recursos petrolíferos utilizando geotecnologias: um enfoque metodológico". Campinas: *Instituto de Geociências e Faculdade de Engenharia Mecânica*, Unicamp, 2003, 119 p., Dissertação (mestrado).