

## APLICAÇÃO DA SIMULAÇÃO POR LINHAS DE FLUXO NO GERENCIAMENTO DE CAMPOS MADUROS

### Marcelo da Silva Guimarães

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
marcelo@dep.fem.unicamp.br

### Célio Maschio

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
celio@dep.fem.unicamp.br

### Denis José Schiozer

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
denis@dep.fem.unicamp.br

*Resumo: A simulação por linhas de fluxo tem passado por significativos avanços nos últimos anos e se tornou uma interessante ferramenta na simulação de reservatórios. A quantificação da conectividade entre áreas do reservatório, entre um poço e áreas vizinhas (um aquífero, por exemplo) e entre injetores e produtores é um dos aspectos mais interessantes da simulação por linhas de fluxo. Neste trabalho, a aplicação da simulação por linhas de fluxo no gerenciamento de campos maduros é proposta. Campos maduros tem um alto nível de restrições e apresenta baixa flexibilidade para modificações quando comparados com campos em fase de desenvolvimento. Conseqüentemente, a otimização das estratégias de produção para tais campos requer diferentes critérios e modificações. No estudo proposto, a simulação por linhas de fluxo é utilizada para: (1) classificação de injetores e sua eficiência para suporte a decisão em mudanças, tais como variação na taxa de injeção, recompletações ou fechamento de poços; (2) distribuição de custos dos injetores para os produtores baseados na distribuição entre os poços. A metodologia é aplicada para um campo marítimo brasileiro. São apresentados resultados que mostram as vantagens e limitações das técnicas apresentadas.*

*Palavras chave: Gerenciamento de Reservatórios, Simulação por Linhas de Fluxo, Campos Maduros.*

### 1. Introdução

O principal objetivo do gerenciamento de reservatórios de óleo e gás é atingir uma eficiente recuperação através da definição de uma estratégia de produção que respeite limites físicos e econômicos do campo em estudo. O processo de gerenciamento de campos de petróleo envolve um grande número de incertezas e um grande número de possibilidades de se produzir óleo e/ou gás dos reservatórios. Essas possibilidades dependem da fase de desenvolvimento em que se encontra o campo. Estas fases são: escolha de estratégia inicial, plano de desenvolvimento, implementação; monitoramento, avaliação e revisão contínua.

A definição de estratégia de produção para campos de petróleo passa por diversas fases de estudo. No início da vida útil do campo os dados são escassos, o que vai refletir em grande indefinição, fazendo com que a adoção de uma estratégia de produção inicial seja feita de forma aproximada sem grande detalhamento. Após a etapa de escolha da estratégia inicial, chega-se à etapa de refinamento desta estratégia, com menores incertezas (embora ainda significativas), e presença de maior quantidade de dados, que reflete no maior detalhamento do modelo do campo a ser simulado. O grau de sofisticação do processo de escolha da estratégia desta fase deve ser bem maior pois essa é a fase onde as primeiras decisões são tomadas, principalmente em campos marítimos onde toda a vida do campo deve ser planejada antecipadamente. Nessa fase, é escolhido o tipo de plataforma, número de poços, capacidade de injeção, etc.

Chega-se então à terceira etapa, que é o gerenciamento e otimização de campos considerados maduros. Nesta etapa o grau de conhecimento do reservatório aumenta, permitindo um maior detalhamento do modelo do campo devido ao melhor conhecimento geológico e do comportamento dos fluidos do reservatório, acarretando menores incertezas envolvidas no processo de gerenciamento. Esta etapa apresenta um complicador: embora se trabalhe com modelos mais detalhados, o engenheiro de reservatórios está restrito a uma estratégia inicial que foi utilizada e otimizada, tornando mais complicado o processo de mudanças na estratégia, pois com os poços já perfurados e em operação, mudanças radicais dificilmente apresentam viabilidade econômica, logo, trabalhar com estratégias de produção nestes casos implica em menor liberdade. Entretanto, a mudança de estratégia nesses casos pode ser necessária para o bom gerenciamento do campo, já que estas mudanças podem: aumentar a vida útil do campo; aumentar a recuperação de

óleo e/ou gás; e impedir que a exploração do campo seja inviabilizada devido a flutuações do preço do óleo no mercado internacional.

Este trabalho tem como objetivo mostrar como a simulação por linhas de fluxo pode auxiliar, junto com a simulação por diferenças finitas, na otimização de estratégias de produção para campos maduros de petróleo. Também será estudada a utilização desta ferramenta visando o estudo da distribuição de custos de injeção para poço produtores.

## 1.1 Campos Maduros

Campos maduros de petróleo são conjuntos de reservatórios que têm uma estratégia de produção inicial já estabelecida, ou seja, estão em fase de produção com uma configuração inicial de poços já definida. Estes campos podem apresentar sua curva de produção em fase de declínio. Embora a estratégia inicial já esteja definida e as possibilidades de mudanças sejam menores do que nas fases iniciais de desenvolvimento, muitas mudanças podem ser necessárias para a otimização da recuperação desse tipo de campo. Dentre os motivos mais comuns para estas mudanças estão: incertezas ainda podem causar mudanças no comportamento esperado do campo; mudança de cenários econômicos ou regulatórios; novas tecnologias podem se tornar disponíveis e/ou viáveis; mudança de estratégia devido ao baixo desempenho de poços produtores e/ou injetores; e mudança no modelo geológico devido a melhor caracterização do reservatório.

Weber e Dronket (1999) mostram que o contínuo gerenciamento de reservatórios maduros freqüentemente se concentra na delimitação de zonas de óleo remanescente móvel. A avaliação de um campo maduro envolve, dentre outras medidas, a determinação do volume e locação desse óleo, e a subsequente avaliação técnica e econômica de métodos para a sua recuperação. Falhas, estratificações e descontinuidades laterais no reservatório podem fornecer volumes consideráveis de óleo remanescente. Fabel *et al.* (1999) trabalharam com gerenciamento de campos maduros, onde os principais objetivos do estudo foram analisar e recomendar medidas eficazes de redução de custos e acelerar a produção e o desenvolvimento de reservas adicionais.

Estremadoyro (2001) procurou avaliar, através de simulações, desenvolvimentos adicionais e comparar alternativas com diferentes políticas de operação para a otimização da estratégia de depleção para o campo maduro. Neste trabalho foi estudada a adição de novos poços produtores, reabertura de antigos poços produtores, reinício da injeção de água (que foi interrompida durante meses, devido à alta taxa de água produzida), conversão de poços produtores em injetores e, por fim, a utilização de métodos de elevação artificial.

Ria e Singh (2002) abordaram o fato de campos maduros gerarem grande produção de água, o que pode causar problemas ambientais. Para resolução ou diminuição deste problema, os autores estudaram a re-injeção da água produzida. O principal objetivo do estudo de Ria e Singh foi investigar aspectos plausíveis de engenharia de reservatórios para prospectos de injeção de água em reservatórios.

## 1.2 Simulação por Linhas de Fluxo

A simulação por linhas de fluxo (*streamlines*) atualmente é aceita como uma ferramenta efetiva e complementar para modelagem de reservatórios. Através deste tipo de simulação se pode trabalhar com malhas que apresentam grande número de blocos e geologia mais complexa e heterogênea. Thiele (2001) mostra que a simulação por linhas de fluxo funciona com base em seis princípios básicos: traçar linhas de fluxo tridimensionais em termos de tempo de residência; reformulação da equação de conservação de massa ao longo das linhas de fluxo; atualização periódica das linhas de fluxo; soluções numéricas unidimensionais ao longo das linhas de fluxo; estimativa dos efeitos da gravidade através da separação dos operadores; extensão para fluidos compressíveis.

Segundo Batycky *et al.* (1997), a aplicação em sistemas tridimensionais, a consideração de mudanças nas condições dos poços e o fato de considerar a gravidade em fluxos multifásicos, tornou a simulação por linhas de fluxo um método alternativo para simulação de reservatórios de petróleo. De acordo com Grinestaff (1999), através da quantificação das relações entre produtores e injetores, ineficiências no fluxo de água são observadas, desta forma poços podem ser classificados de acordo com seu rendimento. A taxa de injeção de fluxo de água pode ser usada para maximizar a produção de óleo. Segundo Grinestaff, o controle do fluxo de água requer um entendimento de como os poços injetores deslocam óleo para poços produtores. Pela quantificação destes movimentos de fluido o processo de deslocamento pode ser ativamente controlado, auxiliando o gerenciamento do campo maduro.

Para Ruan *et al.* (2002), a simulação por linhas de fluxo pode identificar áreas com potencial para conversão de poços produtores em injetores, onde deve ser observado: histórico de injeção de fluidos na área em estudo; produtividade dos poços produtores; distância entre o poço com potencial de conversão em relação aos injetores e os demais poços produtores; e a presença de canais de fluxo na área em estudo. Utiliza-se a quantificação das relações entre poços produtores e injetores que é obtida através da simulação por linhas de fluxo, de forma que se consiga classificar poços injetores de acordo com sua eficiência, e se determine com quais poços produtores estes injetores estão correlacionados.

## **2. Metodologia**

Para otimizar um campo maduro, é necessário conhecer: quais os poços produtores apresentam condição de serem convertidos em injetores; quais poços produtores são passíveis de recompletação; quais poços devem ser fechados (qual a data ideal para o seu fechamento); áreas com potencial para perfuração de novos poços produtores ou injetores. O primeiro passo a ser tomado deve ser a classificação dos poços, tanto injetores quando produtores, para se saber quais poços são mais problemáticos. Como se trata de um campo maduro, os poços já produziram ou injetaram fluidos por um determinado período de tempo, logo, deve ser feita uma análise prévia do campo.

A análise de dados de produção (volume de óleo, água e gás produzidos), injeção (volume de água ou gás injetado) e de reservatório (pressão, saturação de óleo, água e gás) é feita durante dois períodos de tempo distintos. São eles o período de histórico de produção e o período de previsão de comportamento. O período de histórico é aquele onde se tem dados de injeção, produção e pressão desde a abertura dos poços até a data atual, sendo que os dados de produção e injeção gerados pelo simulador devem ser o mais parecido possível com os dados de produção e injeção do campo real, para que o período de previsão apresente maior confiabilidade. O período de previsão apresenta dados de produção e injeção gerados por simulação para o futuro, de forma que se possa conhecer os volumes que serão produzidos e injetados pelos poços, comportamento da pressão do campo e nos poços, saturações residuais de óleo, água e gás no reservatório, vida útil do campo e dos poços, etc. As mudanças sugeridas, como por exemplo abertura de novos poços, só é testada durante período de previsão. Antes de descrever a metodologia utilizada para otimização de um campo maduro com auxílio da utilização da simulação por linhas de fluxo (Seção 2.2), será mostrado como é feita a otimização sem o auxílio desta ferramenta (Seção 2.1).

### **2.1 Otimização de Reservatórios Maduros sem utilização da Simulação por Linhas de Fluxo**

Primeiramente é feita uma análise econômica através do valor presente líquido (VPL), de forma que se consiga conhecer o rendimento geral do campo, rendimento dos poços produtores e custos de injeção. De acordo com Mannarino (1985), um estudo econômico pode ser definido como uma comparação entre alternativas cujas diferenças estão homogeneamente expressa em termos monetários. O VPL é um exemplo de método para comparação de alternativas, optando-se pelo modelo que apresentar maior VPL. Dados de produção de óleo, água e gás devem ser analisados para todos os poços produtores, de forma que se tenham valores de produção diária, valores de produção acumulados e valores médios, sempre para o período de previsão de comportamento do campo. A análise da pressão deve ser feita visando principalmente: o estudo do comportamento do reservatório após a chegada da água e/ou gás nos poços produtores e a análise da manutenção da pressão do campo pelos poços injetores.

São testadas através da análise de resultados gerados pela simulação por diferenças finitas a conversão de poços produtores em injetores, a recompletação de poços produtores, análise de áreas no reservatório que apresentem potencial para perfuração de novos poços produtores ou injetores e determinação de data para fechamento de poços.

As modificações que podem ser feitas são testadas através de simulação, e a análise econômica feita através do valor presente líquido (VPL), de forma que as modificações que apresentem aumento no VPL do campo são mantidas, as que gerem perda são descartadas. Após a execução de um grupo de mudanças, todas as análises executadas no início do processo de otimização são repetidas usando os mesmos procedimentos que foram mostrados anteriormente, desta forma novas mudanças podem ser sugeridas e testadas.

O processo chega ao seu fim após as novas análises mostrarem sugestão de modificações muito próximas das já indicadas e testadas em rodadas anteriores e/ou após todo o conjunto de mudanças sugeridas após uma análise não gerar aumento de VPL do campo.

### **2.2 Otimização de Reservatórios Maduros utilizando a Simulação por Linhas de Fluxo**

A metodologia que será apresentada utiliza a simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar no processo de otimização de campos maduros. A simulação por linhas de fluxo fornece a relação existente entre poços produtores e injetores e o volume de óleo que foi produzido em função de um determinado volume de água que foi injetada por determinado poço. A razão entre o volume de óleo produzido e o volume de água injetada é utilizada como critério para definir a eficiência dos poços injetores.

A simulação por linhas de fluxo é utilizada no gerenciamento do fluxo de água do campo, de forma que se determinam quais poços injetores são passíveis de fechamento, quando este fechamento deve ocorrer e em quais poços produtores deve ser testada a conversão em poço injetor.

Para a utilização da simulação por linhas de fluxo, o primeiro passo é a conversão e a calibração do modelo de linhas de fluxo, adaptando principalmente o modelo de poço para que os volumes de produção para o campo e para os poços produtores, os volumes de injeção para os poços injetores e a pressão do campo encontrados através da simulação por linhas de fluxo não apresentem grandes distorções em relação aos valores encontrados através da simulação por diferenças finitas. Os dados de produção do campo e dos poços que são utilizados para execução da análise econômica são obtidos através da simulação por diferenças finitas.

Primeiramente é feita uma simulação por diferenças finitas, para a análise econômica através do valor presente líquido (VPL). Após isso, é feita uma simulação do mesmo modelo através da simulação por linhas de fluxo, de onde se tem a primeira classificação dos poços injetores em relação a sua eficiência e as relações entre poços produtores e injetores. Os poços produtores serão classificados de acordo com os resultados encontrados pela simulação por diferenças finitas, como mostrado na Seção 2.1.

Com os poços já analisados, pode-se então relacionar, através dos resultados obtidos pela simulação por linhas de fluxo, quais poços injetores estão correlacionados aos produtores com pior rendimento (baixo VPL, caracterizado por baixa produção de óleo e/ou alta produção de água). Desta forma, poços com baixa eficiência e correlacionados a produtores com baixo rendimento são passíveis de fechamento. A conversão de poços produtores em poços injetores deve ser testada quando poços produtores com baixo VPL, decorrente da baixa produção de óleo, estão correlacionados a injetores que apresentam grande porcentagem de água injetada direcionada para este poço produtor, ou relacionados a injetores com baixa eficiência. As datas para fechamento ou conversão dos poços são estudadas através da análise da chegada de água e do comportamento das curvas de receita e custos para os poços produtores.

Todos os poços injetores presentes no campo se apresentam correlacionados com certo número de poços produtores, e esse fato deve ser usado como critério de fechamento deste poço injetor caso os produtores a ele correlacionado sejam fechados. Após as sugestões obtidas através da simulação por linhas de fluxo terem sido testadas através da simulação por diferenças finitas, é feita toda análise econômica, uma nova simulação por linhas de fluxo deve ser executada no modelo que apresentou os melhores resultados em termos de VPL, de forma que se conheça quais as novas relações entre poços produtores e injetores, e qual é a eficiência dos poços com a nova estratégia. O critério de parada é mostrado na Seção 2.1.

A simulação por linhas de fluxo também será utilizada no estudo da distribuição de custos dos poços injetores para os produtores baseados na distribuição de fluidos entre os poços, analisando se ocorrerá grande variação na curva de custos marginais dos poços produtores.

### 3. Aplicação

A metodologia foi aplicada em um campo de petróleo com malha de simulação com 60 blocos na direção x, 35 blocos na direção y e 7 blocos na direção z (7 camadas), drenado por 20 poços horizontais, sendo 9 poços injetores e 11 poços produtores. O período de histórico é de 1800 dias. Na otimização feita utilizando somente a simulação por diferenças finitas foram testados a recompletação de poços produtores, conversão de poços produtores em injetores, locação de novos poços produtores e injetores e fechamento de poços. A Tabela 1 mostra os dados econômicos para o cálculo do VPL, já a Tabela 2 apresenta os valores de custos e investimentos para os poços presentes no campo. Os valores utilizados para cálculo de conversão de poço produtor em injetor correspondem a 40% dos valores de abertura, abandono e completação de um novo poço produtor.

Tabela 1. Dados econômicos para cálculo do VPL

<b>CAPEX</b>	US\$ 10.000.000,00
<b>Custos de Produção de Óleo</b>	37,7 US\$/m <sup>3</sup>
<b>Custos de Produção de Água</b>	12,6 US\$/m <sup>3</sup>
<b>Custos de Injeção de Água</b>	1,9 US\$/m <sup>3</sup>
<b>TIR</b>	15%
<b>Preço do Óleo</b>	113,2 US\$/m <sup>3</sup>

Tabela 2. Valores de custos e investimentos (em milhares de US\$) para poços.

Tipo de Poço	Orientação	Abertura	Abandono	Completação
Produtor	Horizontal	4000	150	4000
Injetor	Horizontal	4000	150	3000

### 4. Resultados e Discussão

#### 4.1 Otimização sem a Utilização da Simulação por Linhas de Fluxo

Primeiramente são analisados: valores de VPL para os poços, produção de óleo acumulada (Np), produção de água acumulada (Wp) e produção de gás acumulada (Gp) de todos os poços para o período de previsão de comportamento

para a estratégia original, respectivamente, mostrados nas Figuras 1a, 1b, 2a e 2b. Os resultados mostrados por estas figuras, somados aos valores de produção média de óleo ( $Qo\_med$ ) e produção média de água ( $Qw\_med$ ), mostrados na Tabela 3, serviram de base para a classificação dos poços produtores.

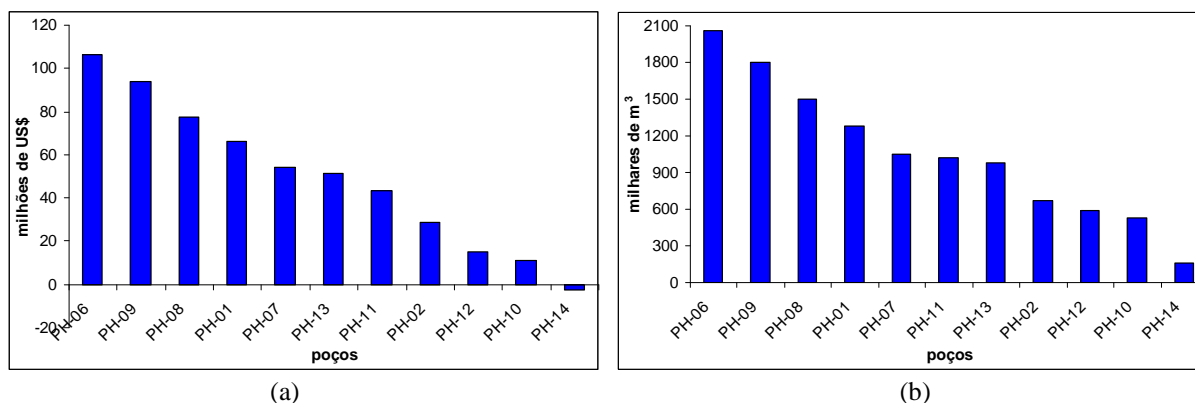


Figura 1. (a) VPL para os poços produtores e (b)  $N_p$  para os poços produtores.

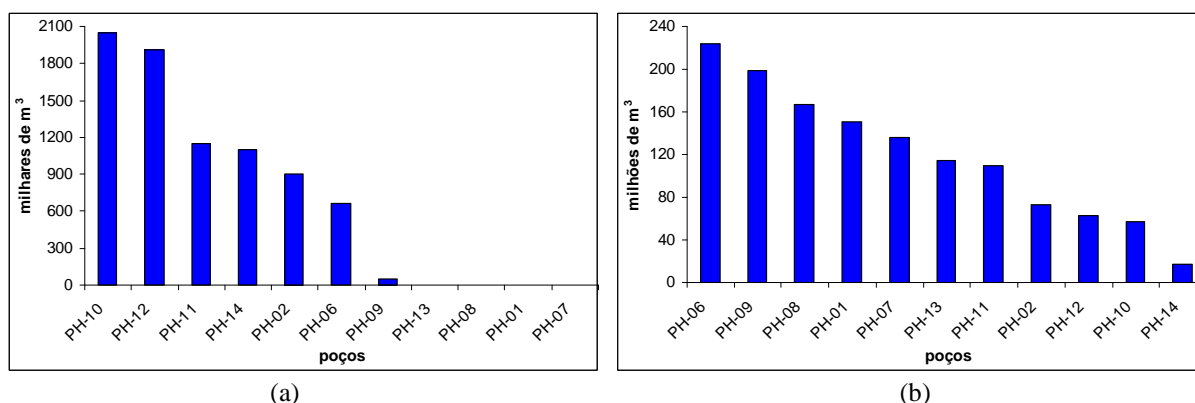


Figura 2. (a)  $W_p$  para os poços produtores e (b)  $G_p$  para os poços produtores.

Tabela 3.  $Qo\_med$  e  $Qw\_med$  (valores em m<sup>3</sup>/dia).

Poço	$Qo\_med$	$Qw\_med$
PH-01	1138.9064	134920.14
PH-02	600.19519	64971.925
PH-06	1832.1938	199848.27
PH-07	938.45383	121453.83
PH-08	1335.9496	148432.95
PH-09	1599.9554	177446.52
PH-10	473.41622	50663.636
PH-11	913.082	98211.23
PH-12	527.06061	56435.027
PH-13	874.92299	102063.92
PH-14	140.05348	14974.064

Após classificação dos poços produtores, foram estudados quais destes poços apresentavam condições de ser recompletados ou convertidos em injetor. A recompletação em poços produtores foi testada quando a análise de mapas de saturação de óleo, mapas de NetGross (espessura porosa da camada), mapas de espessura da camada e mapas de pressão mostraram que a região vizinha ao poço apresenta potencial para testes. Estes mapas também foram utilizados no estudo de áreas para abertura de novos poços. A conversão foi testada em produtores que apresentavam baixo VPL. O estudo da variação da saturação de água com o tempo foi utilizado visando à busca de caminhos de fluxo de água no reservatório, procurando desta forma diagnosticar qual a origem da água que está sendo produzida, desta forma se tentou determinar quais poços injetores estavam correlacionados aos produtores que apresentavam menor VPL ou alta produção de água. A otimização chega ao seu final após alcançar as condições mostradas na Seção 2.1.

Durante a otimização, observou-se que nenhuma conversão mostrou melhorias em termos de VPL e somente os poços PH-01 e PH-07 apresentaram resultados satisfatórios após mudanças de completção. Três novos poços horizontais foram locados, sendo dois injetores e um produtor. As datas de fechamento para os poços produtores e para conversão são determinadas através do estudo da chegada de água no poço produtor como mostrado pela Figura 3a e do comportamento das curvas de receita e custo para os poços produtores, mostradas pela Figura 3b (ambas as figuras mostram o comportamento do produtor PH-02). Os poços injetores que foram considerados correlacionados aos produtores que eram fechados também tiveram testado seu fechamento com base nos resultados mostrados pelas Figuras 3a e 3b.

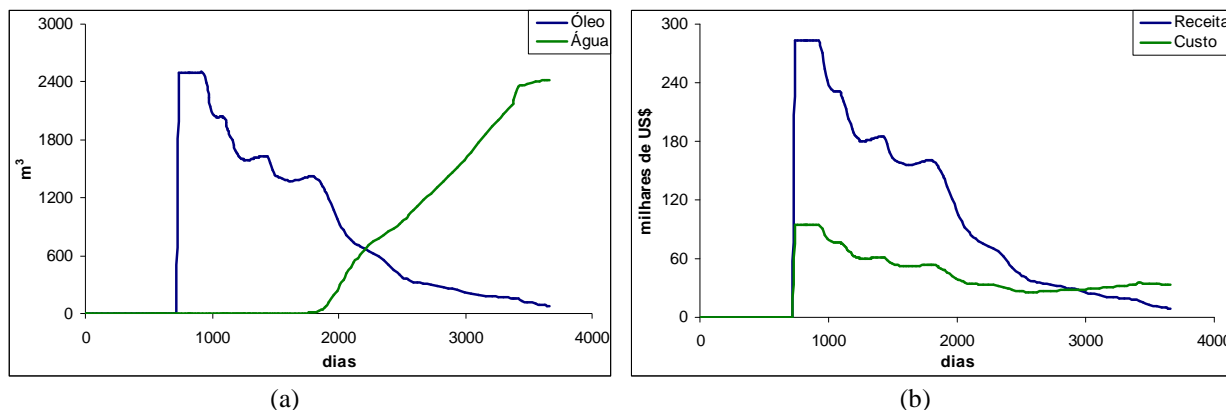


Figura 3. (a) Curvas de produção e óleo e água para o poço PH-02 (valores em m<sup>3</sup>) e (b) curvas de receita e custo para o poço PH-02.

A Figura 4 mostra a evolução de ganho do VPL de acordo com as modificações, chegando-se a um total de 51 testes feitos na busca da melhor estratégia.

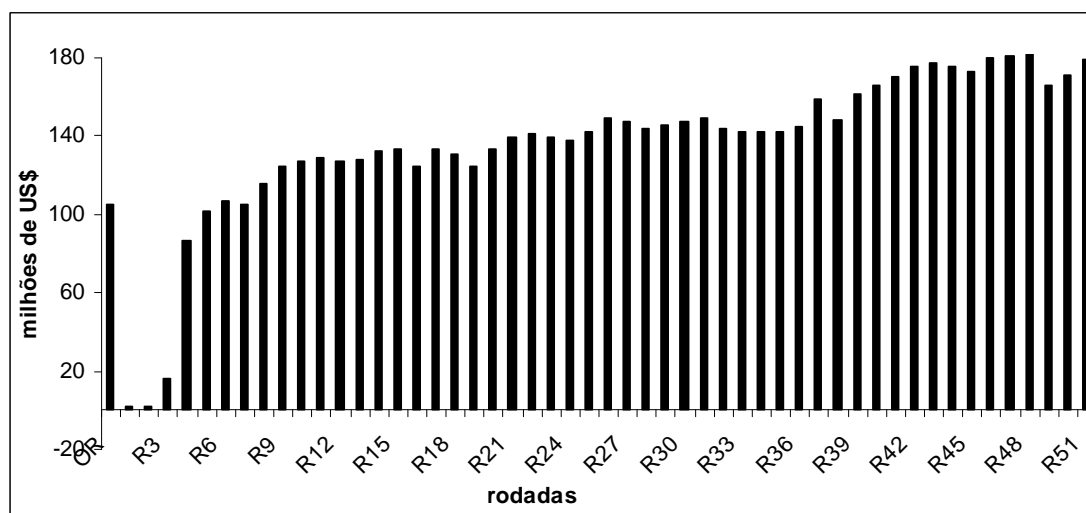


Figura 4. Evolução do VPL do campo na otimização sem a utilização da simulação por linhas de fluxo.

#### 4.2 Otimização Utilizando a Simulação por Linhas de Fluxo

O processo de otimização foi realizado com o auxílio da simulação por linhas de fluxo. Como a técnica é utilizada como ferramenta auxiliar no processo de otimização, todos os cálculos de volume de fluidos produzidos e injetados continuam sendo feitos através da simulação por diferenças finitas, os resultados mostrados nas Figuras 1a, 1b, 2a, 2b e na Tabela 3 também são utilizados na classificação dos poços produtores, o diferencial da utilização das linhas de fluxo está no fato da classificação dos poços injetores e do estudo de correlação entre todos os poços presentes e regiões vizinhas.

Os poços injetores foram classificados através de sua eficiência (volume de água injetada versus volume de óleo produzido), mostrado na Figura 5, e para estudo de correlação entre os poços e áreas vizinhas foram confeccionados gráficos como o mostrados nas Figuras 6a e 6b. A figura 6a mostra a distribuição do volume de água originária do poço injetor IHW-03, já a Figura 6b mostra de onde é originária a água que chega ao poço produtor PH-02. Estes gráficos foram confeccionados para todos os poços presentes no campo.

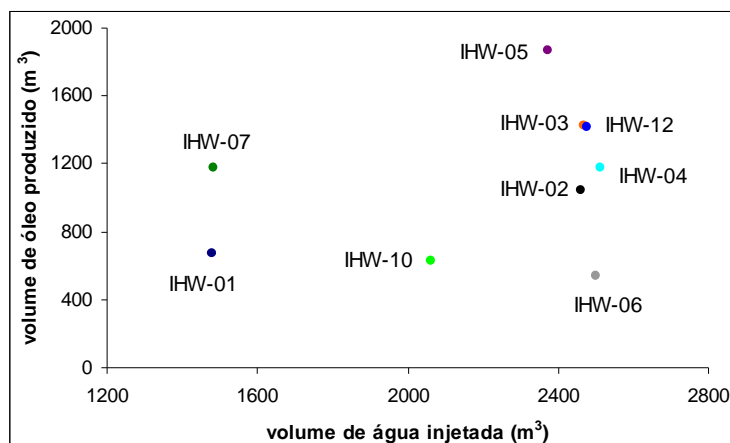
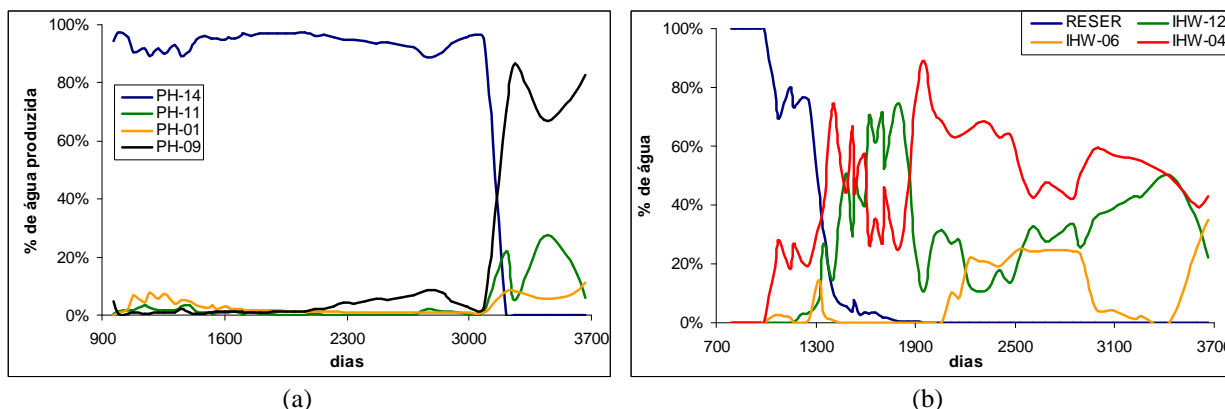


Figura 5. Volume de água injetada versus volume de óleo produzido para todos os poços injetores presentes no campo.



(a) distribuição da água injetada pelo poço IHW-03 e (b) origem da água produzida pelo poço PH-02.

Classificando todos os poços produtores e injetores através do estudo de sua eficiência, e de posse das correlações existentes entre todos os poços do campo, foram então sugeridas as primeiras mudanças na estratégia de produção do campo, começando pelo fechamento dos injetores IHW-06, IHW-10 e IHW-01 e a conversão em poço injetor PH-14, todas estas mudanças apresentaram ganho em termos de VPL do campo. Após esta etapa, uma nova simulação por linhas de fluxo foi feita, estudando assim as novas relações entre os poços presentes, mais uma vez foi analisada a eficiência dos poços injetores e produtores, todo o processo foi reiniciado, de forma que se encontre um novo conjunto de mudanças para serem avaliadas. Estas novas sugestões são então testadas através da simulação por diferenças finitas, e nova análise econômica é feita. O processo chega ao fim como mostrado na Seção 2.1.

A Figura 7 nos mostra a evolução do ganho de VPL do campo de acordo com as modificações propostas através da utilização da simulação por linhas de fluxo. Observa-se, através da análise das Figuras 4 e 7, que mesmo sem a presença de novos poços e recompletações, os resultados encontrados através da otimização com linhas de fluxo apresentaram resultados muito parecidos em termos de VPL, com um número inferior de simulações executadas, mostrando eficiência no controle do fluxo de água presente no reservatório, aumentando a lucratividade do campo.

O processo de otimização utilizando linhas de fluxo necessitou de 32 simulações, onde o melhor resultado foi encontrado na simulação 29, já a otimização sem a utilização desta ferramenta necessitou de 51 simulações, obtendo seu melhor resultado na simulação 48.

As figuras 8a, 8b, 9a e 9b mostram, respectivamente os valores de VPL para os poços, produção de óleo acumulada ( $N_p$ ), produção de água acumulada ( $W_p$ ) e produção de gás acumulada ( $G_p$ ) de todos os poços para período de previsão de comportamento para a melhor estratégia de produção encontrada, utilizando a simulação por linhas de fluxo. O aumento do VPL gerado pela nova estratégia (mostrado através da Figura 7) é conseguido principalmente pela diminuição da produção de água e/ou aumento de produção de óleo dos poços produtores presentes.

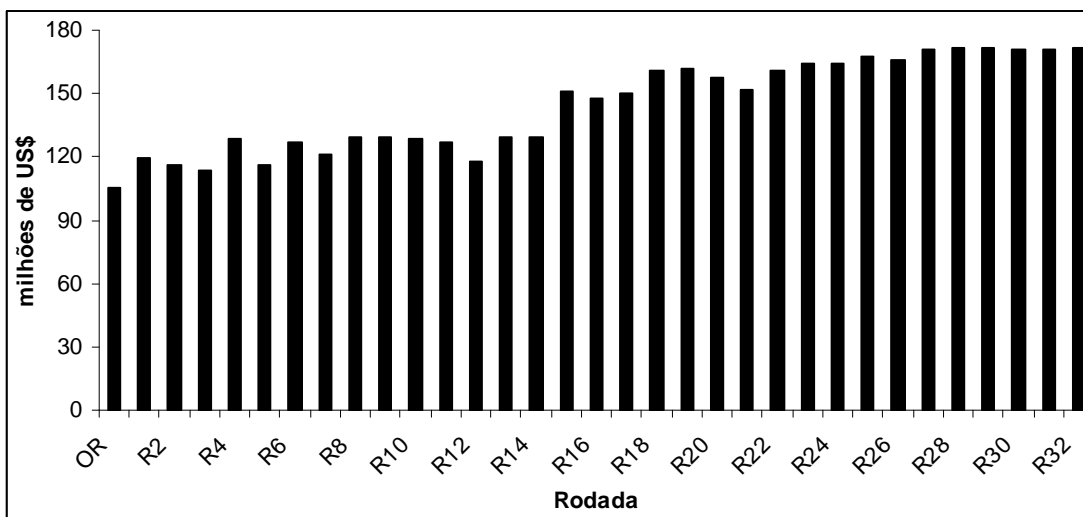


Figura 7. Evolução do VPL do campo na otimização utilizando a simulação por linhas de fluxo.

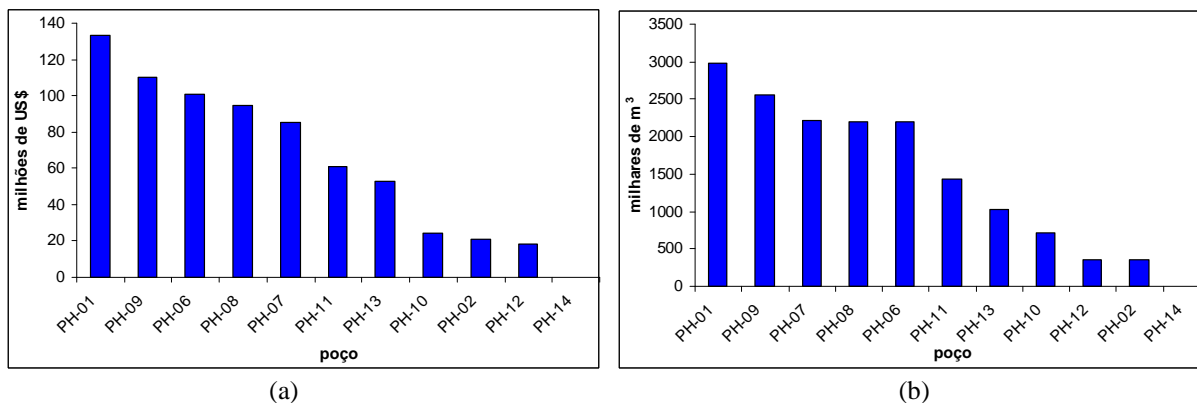


Figura 8. (a) VPL para os poços produtores para melhor estratégia e (b)  $N_p$  para os poços produtores para melhor estratégia.

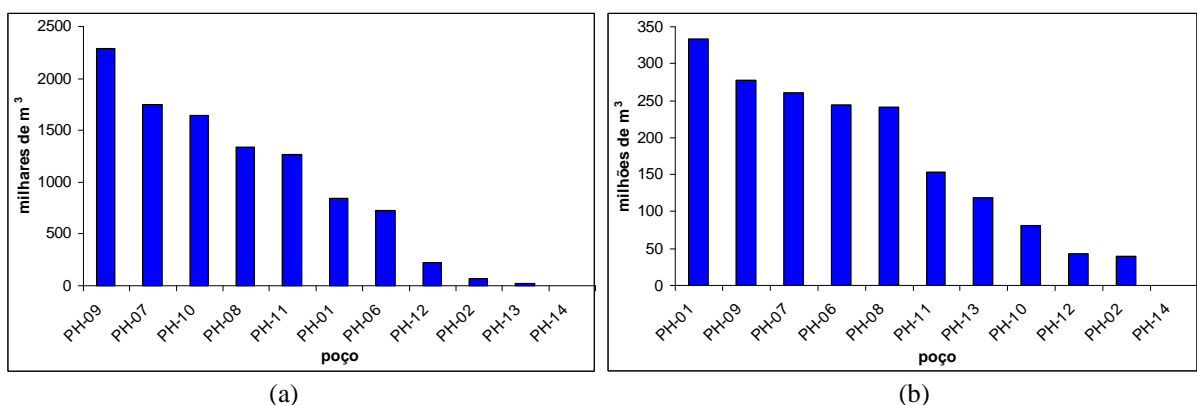


Figura 9. (a)  $W_p$  para os poços produtores para melhor estratégia e (b)  $G_p$  para os poços produtores para melhor estratégia.

O critério de fechamento para os poços produtores foi o mesmo adotado para a simulação sem a utilização da simulação por linhas de fluxo (mostrado através das Figuras 3a e 3b). Para o fechamento dos poços injetores foram utilizados a correlação entre os poços e a eficiência encontrada para cada injetor. A simulação por linhas de fluxo também foi utilizada na análise de distribuição de custos de poços injetores para os poços produtores, procurando analisar se, ao incluir custos de injeção aos poços produtores, haveria variação na curva de custos que mudaria a análise utilizada até o momento para fechamento dos poços. Como se trata de um campo maduro, os custos de abertura, completação e abandono não foram diluídos para os poços produtores, mas sim os custos de injeção durante período de previsão. A Tabela 4 mostra valores médios, para os poços PH-02 e PH-09, de onde é injetada a água que é produzida durante período de histórico e de comportamento de previsão. As Figuras 10a e 10b apresentam, respectivamente, as



curvas de receita e custo acrescido de gastos com injeção de água (custos totais) para os poços PH-02 e PH-09 durante período de previsão de comportamento. Estes gráficos também apresentam as curvas de custos sem gastos de injeção (custos parciais) para que seus comportamentos possam ser comparados. Os resultados encontrados mostraram diferenças entre as curvas de custos da ordem de 200 dias, logo, somar os custos de injeção aos custos dos poços produtores apresenta diferença para o estudo de determinação de data para fechamento de poços produtores.

Tabela 4. Distribuição da água que é produzida pelos poços produtores PH-02 e PH-09.

	PH-02		PH-09	
	histórico	previsão	histórico	previsão
IHW-12	59.66%	31.47%	8.42%	37.10%
IHW-06	0.02%	15.89%		
IHW-04	36.72%	52.60%	0.02%	23.05%
IHW-03			79.00%	22.49%
IHW-01			1.49%	16.78%

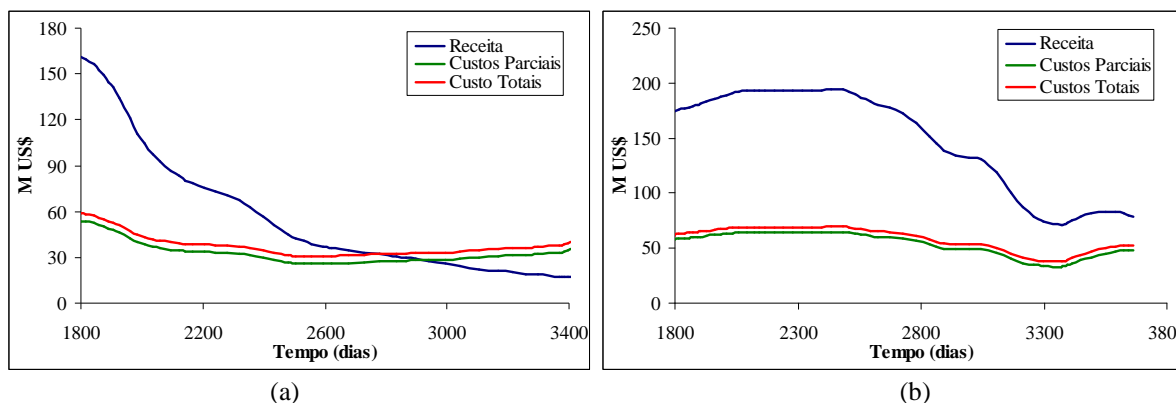


Figura 10. (a) Curvas de receita, custos parciais e custos totais para poço PH-02 e (b) Curvas de receita, custos parciais e custos totais para poço PH-09.

## 6. Conclusões

A utilização da simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar no processo de otimização de estratégias de campos maduros de petróleo visando o gerenciamento do fluxo de água mostrou grande eficiência, conseguindo para o caso em estudo chegar a resultados muito parecidos em termos de VPL com os valores encontrados utilizando unicamente a simulação por diferenças finitas, que é o método mais utilizado na otimização de estratégia pela indústria, com um número menor de simulações. Deve ser frisado que na otimização utilizando a simulação por linhas de fluxo não foram testados a inclusão de novos poços nem a recompletação dos poços presentes, o que mostra a importância do gerenciamento adequado do fluxo de água presente no reservatório.

A distribuição de custos de injeção de água para os poços produtores mostrou resultados que devem ser levados em consideração, ou seja, os novos valores de custo encontrados fornecem ao processo de otimização de estratégia para campos maduros ganhos que podem justificar a necessidade de sua implementação. Os custos de perfuração, completação e abertura do poço injetor não foram distribuídos aos poços produtores, logo, a distribuição de custos de injetores para produtores pode apresentar melhorias ainda maiores no processo de otimização de campos de petróleo em início de produção.

## 7. Agradecimentos

Os autores agradecem a FAPESP, a Petrobras, a FINEP e ao CNPq pelo suporte financeiro.

## 8. Referências

- Batycky, R. P., Thiele, M.R., Blunt, M. J., 2001, "A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood". Stanford University, SUPRIC Research Group.
- Stremadoyro, J. G., 2001, "The Use of Simulation Model to Optimize Reservoir Management in a Very Mature 24Z Reservoir, Elk Hills, California", In: SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, SPE 68843.
- Fabel, G., Neunhoffer, T., Rudschinski, D., Sasse, J., 1999, "Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning". In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California, EUA, SPE 54114.

- Grinestaff, G. H., 1999, "Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation". In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, SPE 54616.
- Mannarino, R., 1985, "Introdução a Engenharia Econômica". Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Minas Gerais, 1a edição.
- Ria, R. R., Singh, K., 2002, "Designing in Injection Program of Produced Water Re-Injection in Mature Fields", In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, SPE 77837.
- Ruan, J., 2002, "An Overview of Streamlines Tracer Modeling of Miscible/Immiscible Wag Injection IOR". In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, SPE 75198.
- Thiele, M. R., 2001, "Streamline Simulation", 6th International Forum on Reservoir Simulation, Schloss, Austria.
- Weber, K., J., Dronkert, H., 1999, "Screening Criteria to Evaluate the Development Potential of Remaining Oil in Mature Fields", SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 5, SPE 57873.

## 9. Direitos Autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído neste trabalho.

# Application of Streamline Simulation in the Management of Mature Fields

## Marcelo da Silva Guimarães

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
marcelo@dep.fem.unicamp.br

## Célio Maschio

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
celio@dep.fem.unicamp.br

## Denis José Schiozer

Departamento de Engenharia de Petróleo  
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP Caixa Postal 6122  
13.083-970 Campinas, São Paulo - Brasil  
denis@dep.fem.unicamp.br

*Abstract: Streamline simulation has made significant advances in the last year and it became an interesting tool in reservoir simulation. The quantification of connectivity between areas of reservoir, a well and its surrounding areas (an aquifer, for example) and between injector and producer, is one of the most interesting aspects of streamline simulation. In this paper, the application of the streamline simulation in the management of mature field is proposed. Mature fields have a high level of constraints and present less flexibility for modifications when compared to fields development phase. Therefore, the optimization of the production strategies for such fields requires different criteria and modifications. In the proposed approach, streamline simulation is used to: (1) classification of injectors base on their efficiency to support decision on changes, such as injection rates variation, recompletions or wells shut in; (2) distribution of costs of injectors to producers based on the contribution between the wells. The methodology is applied to an offshore field from a Brazilian basin. Results showing the advantages and limitations of the technique are presented.*

**Keywords:** Reservoir Management, Streamline Simulation, Mature Fields