

DISTRIBUIÇÃO AREAL AUTOMÁTICA OTIMIZADA DE POÇOS  
PRODUTORES E INJETORESDirceu Bampi<sup>1</sup>, José Adilson Tenório Gomes<sup>2</sup>

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas 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 & Gas Expo and Conference 2006*

---

## Resumo

Neste trabalho é proposto um algoritmo automático para a otimização da distribuição de poços produtores e injetores, fazendo uso de um mapa de  $H.\phi So$  e um modelo de fluxo baseado na técnica de linhas de fluxo. O mapa de  $H.\phi So$  é utilizado para gerar uma estimativa inicial da distribuição dos poços produtores. Os efeitos dinâmicos são considerados através da simulação de fluxo para a inserção dos poços injetores na malha e na realocação dos poços de forma a otimizar a função objetivo, definida pelo volume recuperável de óleo. Estas duas etapas, estática e dinâmica, decorrem da necessidade de existência de, no mínimo, um par de poços, produtor e injetor, para a execução de um simulador de linhas de fluxo. Para a alocação estática, o mapa de  $H.\phi So$  é transformado em um mapa de volume de óleo e os poços produtores distribuídos arealmente de forma proporcional a este volume. A distribuição dos poços injetores e a realocação destes e dos poços produtores é feita através da execução exaustiva de um simulador de linhas de fluxo, permitindo maior rapidez das simulações e estabilidade numérica que os simuladores de diferenças finitas.

## Abstract

In this work an automatic algorithm is proposed for the producers and injectors wells distribution optimization, basing on the  $H.\phi So$  map existence and a flow model that uses the flow lines technique. The  $H.\phi So$  map is used to generate an initial estimate producers wells distribution. The dynamic effects are considered through the flow simulation for the injectors wells input in the grid and for searching the new wells locations to optimize the objective function, defined as the recoverable oil volume. These two stages, static and dynamic, are necessary because, for the flow lines simulator execution, it needs of, at least, a pair of wells, producer and injector. For the static allocation, the  $H.\phi So$  map is transformed in a oil volume map and the producers wells are areally distributed in a proportional way to this volume. The injectors wells distribution and the reallocation of these and the producers is done through the exhausting flow lines simulator execution, for allowing larger simulations speed and larger numeric stability that finite differences simulators.

## 1. Introdução

Tradicionalmente, adotam-se metodologias empíricas não-sistemáticas para a definição da distribuição e número de poços produtores e injetores, fundamentadas em simulações por tentativa e erro, que não garantem a otimização econômica ou a curva de produção. Estas técnicas estão centradas em simulações por diferenças finitas, demandando enormes esforços humano e computacional. Uma decisão inadequada quanto à distribuição areal dos poços no reservatório exigirá um número maior de locações para maximizar os resultados, significando maiores custos em perfurações, completações, árvores de natal, linhas de escoamento, risers, e, conseqüentemente, a possibilidade de um número maior de intervenções.

Na abordagem deste problema, neste trabalho é proposto um algoritmo de otimização automática da distribuição areal dos poços produtores e injetores, conciliando simultaneamente propriedades estáticas e condições dinâmicas do reservatório. Como estimativa inicial, a propriedade estática Volume de Óleo no Reservatório é utilizada para alocar os poços produtores. Na etapa seguinte, o algoritmo faz uso de um simulador de linhas de fluxo capaz de capturar as

---

<sup>1</sup> D.Sc., Engenheiro de Petróleo – PETROBRAS S.A.

<sup>2</sup> D.Sc., Engenheiro de Petróleo – PETROBRAS S.A.

condições dinâmicas do reservatório e assim distribuir mais eficientemente os poços injetores e otimizar a distribuição inicialmente proposta dos poços produtores. Como produto final, o algoritmo definirá a distribuição areal otimizada dos poços produtores e injetores que maximizam a função objetivo, definida pela máxima produção acumulada de óleo, nominal ou atualizada a uma taxa mínima de atratividade. Para sua execução, o usuário necessita do conhecimento de informações normalmente disponíveis nas atividades de gerenciamento e estudos de reservatórios, como mapa de volume de óleo, modelagem geológica e de fluidos e demais dados para a elaboração de um simulador de fluxo. Este fato, aliado à racionalidade com que o algoritmo avança nas diversas etapas de inserção e otimização dos poços, torna esta proposta de fácil aplicabilidade pelos técnicos da área de engenharia de reservatórios.

## 2. Revisão de Literatura

Determinar a melhor localização de um conjunto de poços, sejam eles produtores ou injetores, é um problema complexo e de difícil solução, que depende das propriedades do reservatório e dos fluidos nele contidos, das especificações dos poços, dos equipamentos de superfície e de critérios econômicos. A literatura apresenta diferentes metodologias para resolver o problema de otimização da distribuição areal de poços, desde métodos já consagrados, utilizados em modelos geológicos e de fluxo simplificados, a sofisticados algoritmos acoplados a simuladores de fluxo que permitem capturar o comportamento de fluxo de complexas modelagens geológicas e de fluidos existentes no reservatório.

Todavia, estudos para quantificar a influência da mudança da posição dos poços, ou do número de poços, no comportamento de fluxo do reservatório requerem um grande número de simulações para investigar o maior número de combinações possíveis de distribuições. A metodologia com que estas simulações são executadas deve seguir critérios claros, específicos e de forma sistemática, evitando repetições de simulações com distribuições idênticas ou áreas não investigadas. A partir da análise das linhas de investigação existentes na literatura para a otimização da distribuição e do número de poços é possível separar os trabalhos em duas correntes principais: (1) otimização manual da distribuição de poços produtores e injetores e (2) utilização de algoritmos no processo de otimização da distribuição de poços.

### 2.1. Otimização Manual da Distribuição de Poços Produtores e Injetores

A determinação da distribuição areal otimizada dos poços apresenta grandes dificuldades para sua definição e, muitas vezes, são simplesmente adotados padrões já conhecidos, negligenciando-se as características peculiares de cada reservatório e seus efeitos no comportamento de fluxo (Pathak et al., 2000; Samier et al., 2001). Isso é claro, não permite obter uma drenagem adequada dos fluidos, potencializa a necessidade de novas locações, favorece a erupção de água nos poços produtores e, como consequência, reduz a rentabilidade da concessão.

Os resultados, naturalmente, dependerão da capacidade de interpretação de cada usuário, podendo variar significativamente, dependendo de vários fatores, como sorte e experiência. Na condição de um reservatório complexo, com a presença de um elevado número de poços produtores e injetores, em uma malha com grande número de células, o uso desta metodologia para a otimização da localização dos poços pode levar a resultados que, apesar de melhores que aqueles inicialmente observados, ainda poderiam ser mais otimizados com a implementação de técnicas mais adequadas para a distribuição areal das novas locações.

### 2.2. Utilização de Algoritmos no Processo de Otimização da Distribuição de Poços

Muitas das técnicas de otimização da distribuição dos poços, que inicialmente adotavam métodos de inspeção intuitiva dos resultados das simulações, evoluíram para uma forma automática de interpretação. Diversas pesquisas têm sido reportadas sobre a distribuição areal de poços que adotam como metodologia o acoplamento de um simulador de fluxo a um algoritmo de otimização, capaz de gerar diferentes distribuições, seguindo determinados critérios pré-estabelecidos. Diferentes técnicas de elaboração destes algoritmos conferem características distintas de geração das distribuições de poços e pela maneira com que os algoritmos evoluem. Entre as técnicas mais comuns estão algoritmos que investigam a malha de simulação de uma maneira geral, exigindo um grande número de simulações, mas capazes de escapar de áreas com presença de máximos locais e os algoritmos genéticos, que operam da mesma maneira que a natureza, selecionando o indivíduo mais adaptado ao ambiente. Estes mesmos algoritmos podem distinguir-se pelo tipo de simulador de fluxo acoplado, podendo ser derivado dos métodos que utilizam diferenças finitas ou linhas de fluxo.

Santellani et al. (1998) propuseram um algoritmo genético de otimização da localização de poços, partindo da simulação de um caso base com um número definido de poços produtores e injetores e de um dado número de realizações geológicas. Vários outros autores utilizaram algoritmos genéticos híbridos para a otimização da distribuição de poços, acoplados a diferentes métodos de pesquisa (Bittencourt e Horne, 1997; Güiyagüler e Gumrah, 1999; Pallister e

Ponting, 2000; Güyagüler e Horne, 2001; Badru e Kabir, 2003). Thiele e Batycky (2003) propuseram um método automático de otimização das vazões de produção e injeção a partir do conceito de eficiência de injeção, realocando uma parcela da água injetada em poços com baixa eficiência para poços com um índice maior, otimizando portanto a produção para cada unidade de água injetada e maximizando o volume recuperável. Estas mudanças nas vazões de injeção consideraram as restrições operacionais, como capacidades de produção e injeção e condições dos poços. A aplicação deste algoritmo em um estudo de reservatório permitiu prever o incremento do volume recuperável de óleo sem um incremento significativo na produção acumulada de água simplesmente rearranjando as vazões de injeção e produção dos poços.

Diferentemente de outras metodologias empregadas na otimização da distribuição de poços, onde os algoritmos apenas definem a sequência com que as simulações de fluxo são executadas, Cruz et al. (1999) introduziram o conceito de Mapa de Qualidade para a determinação da configuração areal de um dado número de poços. A técnica de distribuição areal dos poços produtores baseia-se na existência de um Mapa de Qualidade, gerado a partir de uma série de simulações de fluxo. Posteriormente, este Mapa de Qualidade é acoplado a um simples algoritmo de otimização, sem a necessidade de efetuar novas simulações de fluxo. Um Mapa de Qualidade define o potencial de produção de uma área. A qualidade de uma área é a medida da produção esperada de óleo se um poço estivesse naquele ponto, sem a presença de outros poços. O uso de um simulador de fluxo para avaliar a qualidade assegura que as interações dinâmicas e não lineares entre os parâmetros são levados em consideração. O uso de múltiplas realizações assegura que as incertezas geológicas também sejam consideradas. O Mapa de Qualidade é gerado por meio do uso do simulador de fluxo com apenas um poço produtor, variando sua posição em cada rodada até cobrir todo a malha horizontal. Em cada rodada é avaliada a qualidade da célula que contém o poço produtor. A qualidade é o valor da produção acumulada de óleo, após um certo tempo de produção. O tempo total de produção depende do tamanho do reservatório, devendo ser suficiente para o poço atingir o limite de sua economicidade.

Considerando a produção acumulada de um poço vertical, posicionado em diferentes locais, a caracterização tridimensional do reservatório, envolvendo múltiplos parâmetros, é transformada em uma malha bidimensional de uma única variável. O simulador de fluxo considera todas as interações entre as variáveis e define apenas um valor de produção acumulada para cada célula, devido à presença de um poço produtor. Quanto maior a transmissibilidade ao redor do poço, maior será a vazão inicial e maior será a qualidade da célula.

### 2.3. Motivação para este Trabalho

A proposta deste trabalho é apresentar um algoritmo simples, de fácil aplicabilidade, que possibilita a otimização automática da distribuição areal de um dado número de poços produtores e injetores definidos pelo usuário, fazendo uso exaustivo de um simulador de linhas de fluxo para avaliar as interações dinâmicas e não lineares entre os parâmetros de reservatório e a distribuição dos poços na malha de simulação. A adoção de um simulador fundamentado em linhas de fluxo para a execução do algoritmo proposto é devida à sua maior eficiência, tanto em termos de memória como de velocidade computacional, decorrente, principalmente, da utilização do método IMPES (Implicit Pressure, Explicit Saturation), exigindo apenas a solução implícita da pressão.

Da análise dos métodos de alocação de poços existentes na literatura, admite-se que a técnica adotada por Cruz et al. (1999) será útil como uma estimativa inicial da posição dos poços produtores. Além de proporcionar uma distribuição preliminar, fundamentada em propriedades estáticas do reservatório, esta alocação será importante para iniciar o processo de simulação de fluxo através da técnica de linhas de fluxo, em que é necessária a presença de, no mínimo, um par de poços: produtor – injetor. Após a estimativa da distribuição inicial dos poços produtores, o algoritmo insere os poços injetores com o uso de um simulador de linhas de fluxo, capturando a condição dinâmica do reservatório.

Concluída a etapa de inserção inicial dos poços, na qual os poços produtores foram alocados através de estimativa baseada em um Mapa de Volume de Óleo e os poços injetores através da simulação dinâmica de fluxo, seguem-se as etapas de otimização da distribuição. A movimentação dos poços é realizada através de uma nova pesquisa na malha para a realocação sequencial dos poços produtores, posicionados na etapa de alocação estática e por perturbações locais de pares de poços, produtor–produtor, injetor–injetor e injetor–produtor.

## 3. Metodologia de Otimização da Distribuição dos Poços Produtores e Injetores

A concepção básica do algoritmo proposto considera que a otimização da distribuição areal dos poços produtores e injetores pode ser obtida em duas etapas sequenciais, alocação estática e dinâmica, conforme apresentado na Figura 1. Uma característica importante do algoritmo é que permite ao usuário especificar a forma de atualização da função objetivo, definida pelo volume recuperável de óleo, em valores nominais ou atualizado por uma taxa mínima de atratividade. Todos os demais parâmetros de fluidos e rocha do reservatório, assim como as variáveis de superfície, são considerados determinísticos, sendo supostos conhecidos e previamente determinados.

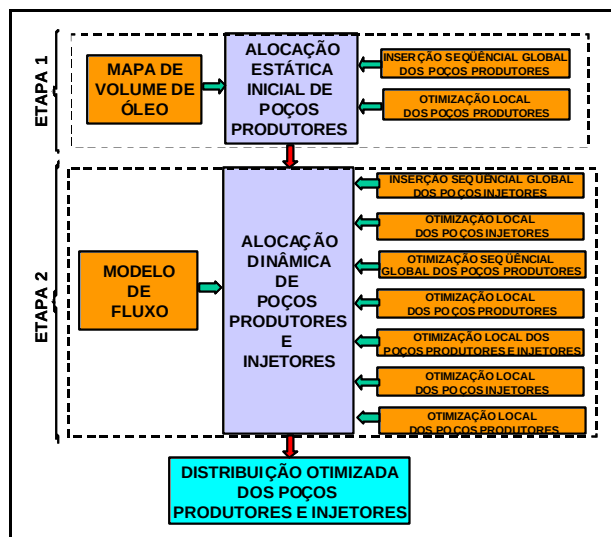


Figura 1: Etapas do algoritmo de otimização da distribuição areal de poços.

### 3.1. Alocação Estática Inicial de Poços Produtores

A metodologia adotada nesta fase para a alocação dos poços produtores está fundamentada no algoritmo proposto por Cruz et al. (1999), caracterizando-se por uma fase inicial de inserção sequencial dos poços na malha, com busca global da melhor localização dos poços. A seguir, ocorre uma etapa de otimização da localização dos poços, com uma pesquisa local na vizinhança das posições anteriormente definidas. O algoritmo originalmente proposto considera a existência de um Mapa de Qualidade, enquanto, nesta proposta, este mapa é substituído por um Mapa de Volume de Óleo. Os poços já perfurados, produtores ou injetores, podem ser tratados durante a execução do algoritmo como locações fixas.

### 3.2. Alocação Dinâmica de Poços Produtores e Injetores

As combinações possíveis para distribuir um dado número de poços, produtores e injetores, numa malha de simulação com  $n_x$  células na direção "x" e  $n_y$  células na direção "y" são enormes. Toma-se então necessário utilizar um simulador que faça a simulação de uma forma rápida e uma técnica de investigação que otimize a função objetivo em um tempo factível de execução. Um simulador fundamentado na técnica de linhas de fluxo é ideal para ser utilizado na execução desta etapa, por aliar as vantagens de estabilidade e rapidez de execução. A otimização da alocação dos poços é dita dinâmica por ser realizada por múltiplas simulações de fluxo, na qual todas as propriedades que interferem no comportamento dinâmico do reservatório são incorporadas na modelagem geológica e de fluidos. Neste trabalho, foi utilizado o simulador comercial de linhas de fluxo denominado 3DSL<sup>®</sup>, capaz de simular reservatórios com três fases de fluidos, com as três dimensões e diferentes modalidades de compressibilidades e mobilidades.

A metodologia de investigação adotada pelo algoritmo nesta etapa é similar àquela da alocação estática. Enquanto naquela etapa o algoritmo buscava a melhor distribuição dos poços de forma a maximizar o volume de óleo associado a cada poço produtor, independentemente das características da rocha e dos fluidos presentes, nesta fase será intensivamente utilizado um simulador de linhas de fluxo para definir a distribuição de poços que maximiza a função objetivo, definida como sendo o volume recuperável de óleo do reservatório. Inicialmente, o algoritmo insere os poços injetores na malha de simulação. Seguem-se então diversas fases de pesquisa local, com a perturbação simultânea da posição de um par de poços, podendo ser injetor–injetor, produtor–produtor e injetor–produtor.

O algoritmo de otimização da função objetivo segue a execução de várias etapas sequenciais de investigação. Considerando a distribuição definida pelo usuário dos poços produtores e injetores pré-existentes e a alocação estática dos poços produtores, o algoritmo primeiramente insere na malha de simulação, sequencialmente, os poços injetores para, em seguida, efetuar uma otimização local destes mesmos poços. Como na etapa de inserção e otimização inicial dos poços produtores fez-se uso apenas de uma propriedade estática, estes mesmos poços são então dinamicamente realocados, efetuando-se primeiramente uma busca sequencial global, seguida de uma pesquisa local, alterando-se simultaneamente a posição de um par de poços. Na etapa seguinte, o algoritmo permite a alteração da posição na vizinhança original de um par de poços produtor–injetor. Finalmente, mais duas etapas de busca local, uma permitindo liberdade de movimento simultâneo nas direções X e Y de dois poços injetores e outra de dois poços produtores.

### 3.2.1. Metodologia para Inserção Sequencial Dinâmica de Poços Injetores

O método de posicionamento dos poços injetores é similar àquele utilizado na alocação estática dos poços produtores. Primeiramente, para cada poço injetor faz-se uma varredura global na malha de simulação, pesquisando a célula que maximiza a função objetivo, definida no algoritmo como sendo o Volume Recuperável de Óleo do Reservatório, atualizado por uma taxa mínima de atratividade, estabelecida como parâmetro de entrada para o algoritmo pelo usuário. O número de células visitadas para encontrar a melhor posição para os poços dependerá do passo de avanço para cada rodada de simulação, podendo ser igual ao número de células ativas, se o passo de avanço for igual a um. O algoritmo também considera como parâmetro de entrada o número das células iniciais e finais a serem visitadas nas duas direções preferenciais X e Y.

Após a conclusão da “varredura” da malha de simulação, o poço injetor ocupará a posição da célula (x,y) que maximizou a função objetivo. Mantendo-se este poço nesta posição e todos os demais previamente definidos, novas pesquisas são realizadas com os poços seguintes, até o total de poços estabelecidos no arquivo de parâmetros de entrada. Com a conclusão desta fase, o processo de inserção dos poços na malha está concluído. Os poços estão posicionados a partir de informações do próprio usuário; os poços produtores através da inserção global e otimização local na etapa de alocação estática do algoritmo e os poços injetores através de uma busca global na malha.

### 3.2.2. Metodologia para Otimização Dinâmica dos Poços Injetores e Produtores

Nas etapas seguintes, o algoritmo faz novas pesquisas de otimização, movimentando a localização dos poços de forma a maximizar o Volume Recuperável de Óleo do reservatório. Primeiramente, o algoritmo realiza uma busca local na vizinhança de cada poço injetor, tomados dois a dois, exceto aqueles previamente estabelecidos pelo usuário. Cada poço pode movimentar-se nas duas direções principais X e Y da malha de simulação e o número de células que serão investigadas é igual a  $(2i+1)^2$ , onde “i” é a distância em cada direção, informada no arquivo de parâmetros. O grau de liberdade que cada poço possui durante a alocação dinâmica é sempre constante e pode ser diferente daquele definido para a alocação estática. Antes de iniciar o processo de refinamento de otimização local, os poços injetores são organizados em ordem decrescente de Volume de Óleo Conectado a cada poço, que é obtido após a inserção na malha de simulação de todos os poços injetores através da simulação de fluxo. A seguir, os poços produtores são organizados em ordem decrescente de Produção Acumulada de Óleo. Então, retira-se da malha de simulação o poço que apresenta a maior Produção Acumulada de Óleo e faz-se uma “varredura” completa na malha de simulação com este mesmo poço, na tentativa de otimizar a função objetivo. Concluída a pesquisa, este poço é novamente inserido na malha, mas na posição que apresentou o máximo Volume Recuperável de Óleo do reservatório. Este processo de pesquisa global é repetido para os demais poços produtores, até aquele que apresentou, inicialmente, a menor Produção Acumulada de Óleo. No passo seguinte, os poços produtores são perturbados localmente e tomados dois a dois.

A seguir, ordenam-se os poços produtores em ordem decrescente de Produção Acumulada de Óleo e os poços injetores em ordem decrescente de Volume de Óleo Conectado, nas condições originais do reservatório. As posições dos dois poços, produtor e injetor, são modificadas conforme a vizinhança estabelecida pelo usuário. Para cada uma das diferentes posições é realizada uma simulação de fluxo com o simulador de linhas de fluxo, num total de  $n^2$  simulações, em que “n” é o número de células que constitui a vizinhança dos poços, calculando o Volume Recuperável de Óleo do reservatório em cada rodada. A nova posição dos dois poços será aquela que maximizou a função objetivo. Caso a posição de um ou dos dois poços seja diferente da original, uma nova vizinhança é estabelecida e o processo é repetido. Quando toda a vizinhança de ambos os poços é investigada e não é possível incrementar a função objetivo, o processo investigativo continua com um novo par de poços, mantendo-se o poço injetor e tomando-se o segundo poço produtor da hierarquia. Após a execução do processo descrito acima, o algoritmo verifica se houve incremento da função objetivo. Caso isto efetivamente tenha ocorrido, o algoritmo é reiniciado, retornando-se ao poço produtor de maior hierarquia. Quando o poço produtor de menor Produção Acumulada de Óleo for alcançado e, não sendo possível encontrar novas posições que incrementam a função objetivo, toma-se o segundo poço injetor de maior Volume de Óleo Conectado, em condições de reservatório, a ser realocado e o primeiro poço produtor, de maior Produção Acumulada de Óleo. Sucessivamente, todos os poços produtores e injetores, dois a dois, são investigados, até que, os poços de menor hierarquia sejam encontrados, quando esta etapa é concluída. Finalmente, o algoritmo conclui a investigação tomando novamente pares de poços injetores e produtores.

## 4. Aplicação do Algoritmo de Otimização da Distribuição Areal de Poços

O algoritmo proposto foi utilizado na otimização de dois reservatórios. No primeiro caso, verificou-se a aplicabilidade em um reservatório sintético, homogêneo e isotrópico, com a consideração de otimização de quatro poços injetores e um poço produtor. A seguir, utilizou-se de dados reais de um modelo de fluxo de um reservatório da Bacia de

Campos, para o algoritmo gerar uma distribuição de poços produtores e injetores. Esta foi então comparada com algumas propostas de distribuições, geradas de forma intuitiva, por engenheiros e geólogos de reservatórios responsáveis pelo gerenciamento do campo. O estudo consistiu em alocar oito novos poços produtores e quatro injetores e admitindo a existência de dois produtores e um injetor.

#### 4.1. Otimização da Distribuição Areal de Poços em um Reservatório Homogêneo

O reservatório foi modelado considerando apenas uma camada de 5 m de espessura e 31 células quadradas de 40 m nas direções X e Y da malha de simulação. A permeabilidade absoluta, vertical e horizontal, e porosidade consideradas foram 500 mD e 25%, respectivamente. As viscosidades para os fluidos foram 5,0 cP para o óleo, 0,5 cP para a água e 0,01 cP para o gás. As densidades dos fluidos foram definidas em 884 kg/m<sup>3</sup>, 0,854 kg/m<sup>3</sup> e 1060 kg/m<sup>3</sup> para o óleo, gás e água, respectivamente. As restrições impostas à simulação de fluxo consideraram uma vazão máxima de líquido para os poços produtores e uma pressão máxima de fundo para os poços injetores, de modo a permitir um equilíbrio entre volumes injetados e produzidos. Esta análise de desempenho do algoritmo considera a necessidade de posicionamento de um poço produtor e quatro poços injetores na malha especificada. Naturalmente, o algoritmo posicionou os poços injetores e produtor nos vértices e centro da malha, respectivamente. A evolução da produção acumulada com a execução do algoritmo é observada na Figura 2.

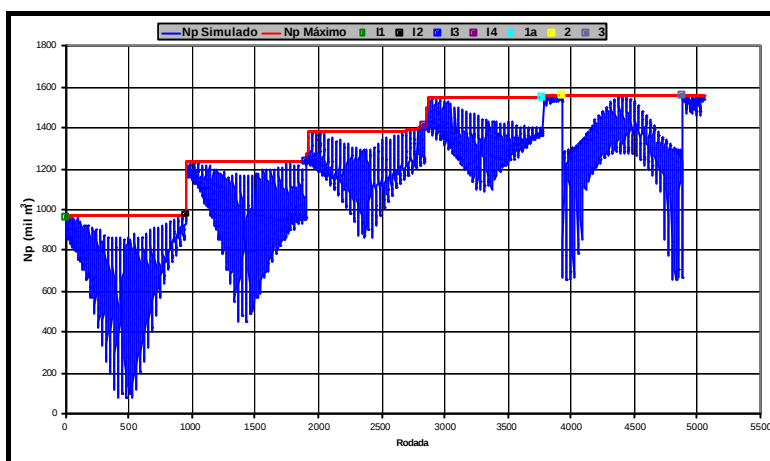


Figura 2: Evolução da produção acumulada com quatro poços produtores e um injetor.

Os quatro primeiros ciclos, que se iniciam com as legendas I1, I2, I3 e I4, representam a inserção dos poços injetores na malha. A etapa 1a identifica o início da perturbação local dos pares de poços injetor-injetor. Na etapa 2, o algoritmo faz uma varredura na malha inteira para tentar realocar o poço produtor, pesquisando a existência de posições que poderiam incrementar a função objetivo, sendo possível constatar que os valores máximos encontram-se quando o poço está no centro da malha. Na etapa 3, em que é realizada a pesquisa através da perturbação local simultânea de um par de poços, a execução do algoritmo não encontra qualquer outra distribuição que incremente a função objetivo, como era esperado.

#### 4.2. Otimização da Distribuição Areal de Poços em um Reservatório Real

O modelo geológico do reservatório foi particionado com um total de 40 células na direção X, 27 células na direção Y e 5 camadas na direção Z. Enquanto as dimensões horizontais das células são constantes (250 m), as cinco camadas na direção vertical apresentam espessuras variáveis, definidas a partir da identificação de diferentes unidades de fluxo. Definida a malha de simulação, obteve-se o Mapa de Volume de Óleo, correspondendo ao volume de óleo contido em cada célula, no qual foram considerados os mapas de espessura porosa com óleo, porosidade e saturação de óleo. Este mapa é apresentado na Figura 3, no qual as células em branco representam áreas desativadas em todas as camadas do modelo de fluxo e, em azul, as células sem presença de hidrocarbonetos por estarem abaixo do contato óleo-água, ou seja, localizadas no aquífero. As Figura 3a apresenta a distribuição dos poços definida pelo algoritmo, sendo que os poços P1 e P2 (produtores) e o injetor I1 são poços previamente existentes. Por sua vez, a Figura 3b apresenta a distribuição das linhas de fluxo no reservatório.

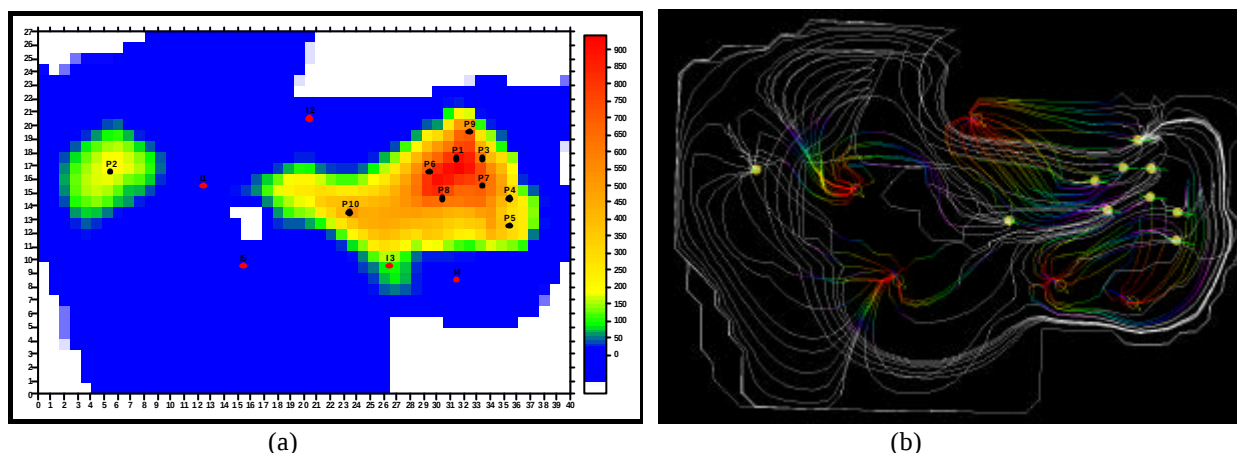


Figura 3: Mapa de Volume de Óleo (mil m<sup>3</sup>) do reservatório com a posição dos poços definida pelo algoritmo (a) e linhas de fluxo no reservatório (b).

A Figura 4 apresenta a evolução da produção acumulada atualizada de óleo com a execução do algoritmo de alocação dinâmica. Os símbolos sobre a curva de “Np máximo” servem de referência para o acompanhamento da evolução do algoritmo e indicam o início das seguintes etapas do processo de otimização dinâmica: (1a) Busca areal local para a reposição simultânea, dois a dois, dos poços injetores; (2) Busca areal global para a reposição individual dos poços produtores; (2a) Busca areal local para a reposição simultânea, dois a dois, dos poços produtores; (3) Busca areal local para a reposição simultânea do par de poços produtor - injetor; (3a) Busca areal local para a reposição simultânea, dois a dois, dos poços injetores.

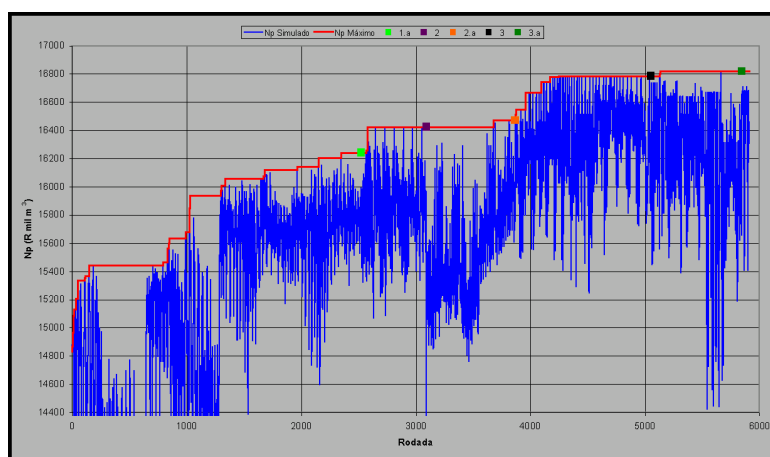


Figura 4: Evolução da produção acumulada de óleo com a execução do algoritmo de alocação dinâmica.

É evidente que a solução ótima para a otimização da distribuição dos poços na malha areal de simulação não é única. Diferentes distribuições dos poços podem levar a um mesmo resultado da função objetivo. Por outro lado, devido à formulação imposta, mantendo-se os parâmetros de entrada constantes e o mesmo modelo de fluxo, o algoritmo apresentará sempre a mesma solução, não existindo qualquer grau de liberdade para outras alternativas de distribuição. Seria possível encontrar outras soluções com distribuições que também maximizam a função objetivo, ou até mesmo melhor que aquela obtida pelo algoritmo proposto, sem grande esforço computacional, utilizando-se apenas de informações normalmente disponíveis para este tipo de trabalho? Na tentativa de obter esta resposta, foi encaminhada uma solicitação junto ao órgão responsável pelo gerenciamento do reservatório para um estudo da distribuição de poços que poderia maximizar o volume recuperável de óleo. Dentro desse escopo, foram encaminhadas as informações do reservatório para quatro engenheiros e quatro geólogos da área de reservatórios, com grande experiência na área. A proposta de trabalho consistiu em definir qual deveria ser a distribuição areal das novas locações previstas, oito produtores e quatro injetores que otimizaría o volume recuperável de óleo atualizado. A Figura 5a apresenta distribuição dos poços que apresentou a maior função objetivo, enquanto que a Figura 5b apresenta a produção acumulada atualizada de óleo entre as distribuições da pesquisa e do algoritmo. Constata-se que a distribuição definida pelo algoritmo de otimização apresenta uma produção incremental de óleo de 3,54 milhões de m<sup>3</sup>, em relação à melhor distribuição definida pela pesquisa, correspondendo a um aumento no fator de recuperação de 37,7% para 43,3%.

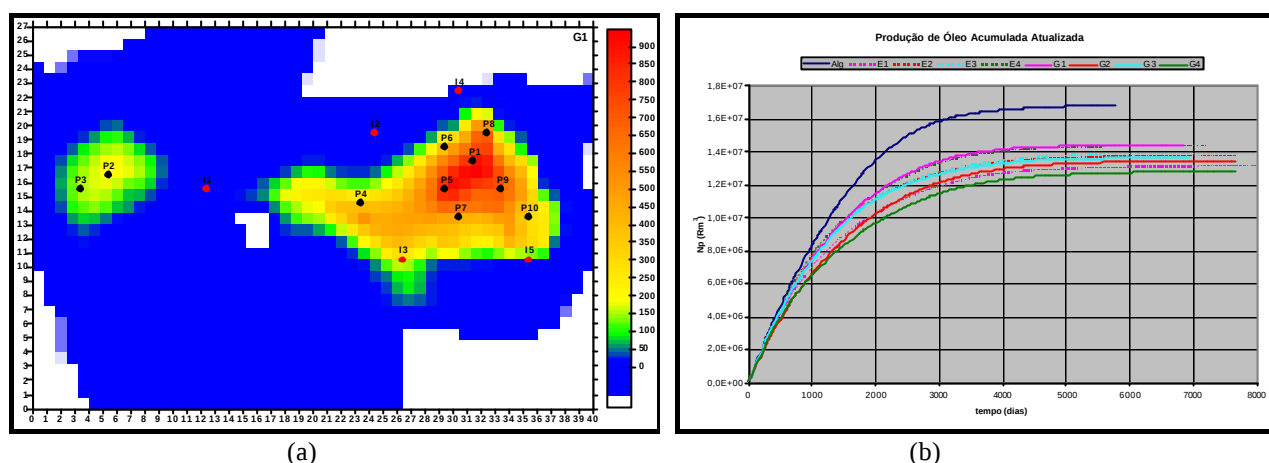


Figura 5: Distribuição dos poços definida pelo método tradicional de alocação de poços (a) e produção acumulada de óleo entre as distribuições da pesquisa e do algoritmo (b).

## 5. CONCLUSÕES

1. O algoritmo proposto possibilita a otimização automática da distribuição dos poços produtores e injetores maximizando uma função objetivo, definida pelo volume de óleo recuperável;
2. A aplicação do algoritmo a um reservatório real apresentou melhores resultados que aqueles obtidos com a forma tradicional de distribuição de poços, baseada na intuição e experiência;
3. O algoritmo gera uma distribuição areal de poços produtores e injetores que otimiza o volume recuperável de óleo nominal ou atualizado a uma taxa mínima de atratividade definida pelo usuário. Porém, não garante que não exista outra distribuição que torne a função objetivo maior;
4. O algoritmo da forma proposta é mais aplicável a modelos de fluxo com um número moderado de células e poços, devido à grande quantidade de simulações de fluxo necessárias para a investigação de todas as combinações.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BADRU, O. e KABIR, C.S. (2003) Well Placement Optimization in Field Development. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 84191, Denver, USA.
- BITTENCOURT, A.C. e HORNE, R.N. (1997) Reservoir Development and Design Optimization. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 38895, San Antonio, USA.
- CRUZ, P.S., HORNE, R.N. e DEUTSCH, C.V. (1999) The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 56578, Houston, USA.
- GÜYAGÜLER, B. e GUMRAH, F. (1999) Comparison of Genetic Algorithm with Linear Programming for the Optimization of an Underground Gas-Storage Field. In situ 23, no 2, 131.
- GÜYAGÜLER, B. e HORNE, R.N. (2001) Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 71625 New Orleans, USA.
- PALLISTER, I.C. e PONTING, D.K. (2000) Asset Optimization Using Multiple Realizations and Streamline Simulation. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan.
- PATHAK, R., OGBE, D.O. e JANSEN, J.L. (2000) Application of Geostatistical and Fluid Flow Simulations to Evaluate Options for Well Placement. SPE-AAPG Western Meeting, paper SPE 62554, Long Beach, USA.
- SAMIER, P., QUETTIER, L. e THIELE, M. (2001) Application of Streamline Simulation to Reservoir Studies. SPE Reservoir Simulation Symposium, paper SPE 66362, Houston, USA.
- SANTELLANI, G., HANSEN, B. e HERRING, T. (1998) Survival of the Fittest: an Optimized Well Location Algorithm for Reservoir Simulation. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, paper SPE 39754, Kuala Lumpur, Malásia.
- STREAMSIM TECHNOLOGIES, INC. (2003) 3DSL® Streamline Simulator – User Manual, Version 1.90, Calgary, Alberta, Canadá.
- STREAMSIM TECHNOLOGIES, INC. (2005) Why and When to Use Streamlines, [www.streamsim.com](http://www.streamsim.com).
- THIELE, M.R. e BATYCKY, R.P. (2003) Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow. SPE Annual Conference and Exhibition, paper SPE 84080, Denver, USA.