

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Aplicação de Controle Preditivo Não Linear na Recuperação de Petróleo por Injeção de Água

AUTORES:

Agustinho Plucenio¹, Daniel J. Pagano² e Gustavo Bastiani²

INSTITUIÇÃO:

FEESC¹ - DAS - Universidade Federal de Santa Catarina²

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Aplicação de Controle Preditivo Não Linear na Recuperação de Petróleo por Injeção de Água

Abstract

The instantiation of a reservoir model in a simulator is a standard procedure in the oil industry. Throughout the development of a field, there are countless opportunities to refine the model. New wells are drilled, production tests are performed, fluid samples are analyzed, measurements are acquired over time, etc. All this allows the model to be adjusted using data reconciliation techniques or history matching. This paper presents an optimization technique to oil recovery that makes use of existing knowledge in the model. We use a predictive control for nonlinear systems to optimize the operation of a group of wells in a water injection 5 spot configuration.

Introdução

A instanciação do modelo de um reservatório em um simulador é um procedimento padrão na indústria do petróleo. Ao longo do desenvolvimento de um campo, inúmeras são as oportunidades para o refinamento do modelo. Novos poços são perfurados, testes de produção são realizados, amostras de fluidos são analisadas, medições são adquiridas ao longo do tempo, etc. Tudo isso permite que os modelos sejam ajustados utilizando-se técnicas de reconciliação de dados ou *history matching*. Este trabalho apresenta uma técnica de otimização da recuperação de petróleo que faz uso do conhecimento existente no modelo instanciado no simulador. Utiliza-se uma técnica de controle preditivo para sistemas não lineares para otimizar a operação de um grupo de poços funcionando em uma configuração de injeção de água do tipo 5 spot.

Metodologia

Uma técnica de controle amplamente utilizada na indústria de processos é o Controle Preditivo. Esta técnica utiliza um modelo do processo também chamado de modelo de predição. Este modelo descreve a evolução das variáveis de interesse ou variáveis do processo, V_P , em função das variáveis que se deseja manipular, V_M . Em geral se escreve as predições para instantes de tempo futuros separados por um período de tempo de amostragem, T_a . Partindo-se de um determinado valor da variável manipulada, descrevem-se os valores futuros da variável do processo em função das variações da variável manipulada. Essa é a forma incremental amplamente utilizada na indústria. Em [1] e [2] apresenta-se a técnica de controle preditivo para sistemas não lineares PNMPC (Practical Nonlinear MPC). Uma característica da técnica é a reconstrução do modelo de predição de forma numérica. Isso permite formular a predição de um sistema a partir de diferentes formas de representação do mesmo. Este potencial é utilizado aqui para obterem-se as predições a partir de um simulador de reservatório. Para um sistema onde a variável do processo a ser controlada é y que depende da variável manipulada u , pode-se escrever

$$\tilde{\mathbf{Y}} = \mathbf{F} + \frac{\partial \tilde{\mathbf{Y}}}{\partial \mathbf{u}} \Delta \mathbf{u}, \text{ onde}$$

$\mathbf{F} = \mathbf{F}^1 + \boldsymbol{\eta}$, $\tilde{\mathbf{Y}}$ é o vetor com as predições da variável $y(k)$ nos instantes de tempo $k+1$ até $k+p$, sendo k o tempo atual.

$\mathbf{F}^1$ é o vetor com as previsões da variável $y(k)$ quando $\Delta \mathbf{u} = \mathbf{0}$. É também chamada de resposta livre do sistema já que representa o resultado que se obtém quando não se modifica a ação de controle aplicada.

$\boldsymbol{\eta}$ é o vetor com o fator de correção das previsões. Conforme mostrado em [2], é obtido utilizando-se o erro entre o valor de $y(k)$ medido e o valor predito pelo modelo de previsão, $e(k) = y_m(k) - \tilde{y}(k)$. Em realidade o fator de correção é a integral do erro filtrado.

$\frac{\partial \tilde{\mathbf{Y}}}{\partial \mathbf{u}}$ é o Jacobiano de $\tilde{\mathbf{Y}}$ em relação a ação de controle $\mathbf{u}$. Em [2] demonstra-se que $\frac{\partial \tilde{\mathbf{Y}}}{\partial \mathbf{u}}$ é a matriz dinâmica generalizada do sistema e que para sistemas lineares é igual a matriz dinâmica apresentada por Cutler e Ramaker (1979).

$\Delta \mathbf{u}$ é o vetor de comprimento m com os incrementos de controle.

Em controle de processos a previsão é utilizada para determinar o vetor incremento de controle que minimiza uma função objetivo cujos termos são tipicamente o somatório do quadrado da diferença entre os valores preditos e os valores desejados. Além disso, soma-se na função objetivo o somatório do quadrado dos elementos do vetor incremento de controle multiplicado por um fator de ponderação. Isto permite suavizar a ação de controle. A cada instante de amostragem um novo vetor incremento de controle é calculado, mas utiliza-se somente o primeiro elemento para atualizar o valor da ação de controle $u(k) = u(k-1) + \Delta u(k)$.

Aplicação na otimização da recuperação de petróleo em um projeto de injeção de água 5 spot.

Neste trabalho aplica-se o algoritmo PNMPC na otimização da recuperação de petróleo de um projeto de injeção de água em uma configuração 5 spot.

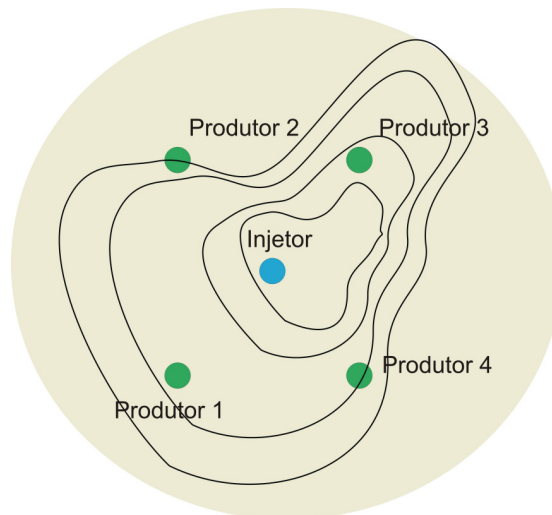


Figura 1-Configuração 5 spot

A Figura 1 mostra o conjunto de 5 poços com um poço injetor de água e 4 poços produtores. Esse sistema foi implementado no simulador SENSORTM. A vazão de injeção de água é mantida constante durante a simulação. Devido a distribuição heterogênea das propriedades da rocha reservatório, como porosidade e permeabilidade, os poços produzem com taxas diferentes. A frente de água acaba avançando com mais velocidade na direção dos poços 2 e 3 resultando em um aumento na produção

desses poços em relação aos poços 1 e 4. Uma pergunta que se faz é: haveria uma manipulação na abertura do *choke* de produção dos poços 2 e 3 que resultasse em um aumento na produção acumulada em um longo período de tempo? Acredita-se que um fechamento parcial nos *chokes* de produção dos poços 2 e 3 poderia resultar em uma melhor distribuição da água de injeção resultando em uma maior produção acumulada.

A aplicação do algoritmo PNMPC para esse problema passa pela escolha do tempo de amostragem, das variáveis controladas, variáveis manipuladas e da função objetivo. Para a determinação do tempo de amostragem foram realizadas diversas simulações e após observar a dinâmica do sistema adotou-se um tempo de amostragem de 20 dias.

Explorando a capacidade do algoritmo PNMPC de reconstruir relações dinâmicas para diferentes formas de representação de modelo adota-se a produção total de óleo, Q_o e a produção total de água, Q_a dos 4 poços como variáveis controladas. As variáveis manipuladas adotadas são a vazão total de líquido do poço 2, Q_{liq}^2 , e do poço 3, Q_{liq}^3 . Como objetivo de controle utiliza-se a maximização do ganho econômico do projeto definido aqui simplesmente como a diferença entre o ganho com o valor do óleo produzido no tempo de duração do projeto menos o custo do tratamento da água produzida. Por simplicidade não se utilizará o conceito de valor presente que levaria em conta a taxa de desconto e o tempo de realização do resultado econômico.

$$L = \int_{T_0}^{T_f} p_o Q_o(t) dt - \int_{T_0}^{T_f} c_{ta} Q_a(t) dt$$

Para que se possa encontrar as manipulações ótimas nas vazões de líquido dos poços 2 e 3, Q_{liq}^2 e Q_{liq}^3 , é necessário encontrar uma expressão para a vazão total de óleo, Q_o e vazão total de água, Q_a em função de Q_{liq}^2 e Q_{liq}^3 . Isso é feito obtendo-se uma expressão linearizada ao longo do tempo entre Q_o e Q_a e os incrementos da vazão total de líquido nos poços 2 e 3, ΔQ_{liq}^2 e ΔQ_{liq}^3 .

$$\begin{bmatrix} \tilde{Q}_o \\ \tilde{Q}_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_o \\ \mathbf{F}_a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{G}_o^2 & \mathbf{G}_o^3 \\ \mathbf{G}_a^2 & \mathbf{G}_a^3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{liq}^2 \\ \Delta Q_{liq}^3 \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 1}$$

Definindo-se

$$\mathbf{1} = [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1]^T,$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix} \text{ e}$$

$$\Delta \mathbf{Q}_{liq} = [\Delta Q_{liq}^2 \quad \Delta Q_{liq}^3]^T, \quad \text{Eq. 2}$$

pode-se escrever a função objetivo como

$$L_1 = p_o \mathbf{1}^T \tilde{\mathbf{Q}}_o T_s - c_{ta} \mathbf{1}^T \tilde{\mathbf{Q}}_a T_s.$$

Observa-se que do ponto de vista numérico pode-se omitir T_s na equação 2. Substituindo a equação 01 em 2 obtém-se

$$L_1 = p_o \mathbf{1}^T \mathbf{F}_o - c_{ta} \mathbf{1}^T \mathbf{F}_a + p_o \mathbf{1}^T (\mathbf{G}_o^2 \Delta \mathbf{Q}_{liq}^2 + \mathbf{G}_o^3 \Delta \mathbf{Q}_{liq}^3) - c_{ta} \mathbf{1}^T (\mathbf{G}_a^2 \Delta \mathbf{Q}_{liq}^2 + \mathbf{G}_a^3 \Delta \mathbf{Q}_{liq}^3). \quad \text{Eq. 3}$$

Deve-se observar que os primeiros dois termos da equação 3 que dependem da resposta livre não interferem no resultado da maximização de L_1 . Por outro lado maximizar L_1 é o mesmo que minimizar $-L_1$. Assim, pode-se escrever o seguinte problema de programação linear

$$\begin{aligned} \min_{\Delta \mathbf{Q}_{liq}} \quad & C^T \Delta \mathbf{Q}_{liq} \\ C^T = & -p_o \mathbf{1}^T [\mathbf{G}_o^2 \quad \mathbf{G}_o^3] + c_{ta} [\mathbf{G}_a^2 \quad \mathbf{G}_a^3] \\ \mathbf{Q}_{liq} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{Q}_{liq} \geq & \mathbf{0} \\ \mathbf{Q}_{liq} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{Q}_{liq} \leq & \mathbf{Q}_{liq}^{\max} \end{aligned}$$

Para que as mudanças na ação de controle não sejam muito abruptas pode-se inserir um termo na função custo que realiza uma ponderação sobre o somatório do quadrado dos incrementos de controle. A função custo adquire a forma de um problema de programação quadrática,

$$\begin{aligned} \min_{\Delta \mathbf{Q}_{liq}} \quad & \frac{1}{2} \Delta \mathbf{Q}_{liq}^T \mathbf{H} \Delta \mathbf{Q}_{liq} + C^T \Delta \mathbf{Q}_{liq} \\ C^T = & -p_o \mathbf{1}^T [\mathbf{G}_o^2 \quad \mathbf{G}_o^3] + c_{ta} [\mathbf{G}_a^2 \quad \mathbf{G}_a^3] \\ \mathbf{H} = & \begin{bmatrix} h & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & h & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & h \end{bmatrix}, \\ \mathbf{Q}_{liq} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{Q}_{liq} \geq & \mathbf{0} \\ \mathbf{Q}_{liq} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{Q}_{liq} \leq & \mathbf{Q}_{liq}^{\max} \end{aligned} \quad \text{Eq. 4}$$

O valor de h na equação 4 deve ser escolhido suficientemente pequeno de forma a suavizar as mudanças da ação de controle mas com o cuidado de não penalizar o objetivo principal que é maximizar o ganho econômico da operação. O problema é resolvido a cada instante de tempo T_s e as vazões de líquido nos poços 2 e 3 são atualizadas utilizando-se o valor das vazões no instante anterior, $(k-1)T_s$, e o primeiro elemento dos vetores $\Delta \mathbf{Q}_{liq}^2$ e $\Delta \mathbf{Q}_{liq}^3$.

$$\begin{aligned} Q_{liq}^2(k) &= Q_{liq}^2(k-1) + \Delta Q_{liq}^2(k) \\ Q_{liq}^3(k) &= Q_{liq}^3(k-1) + \Delta Q_{liq}^3(k) \end{aligned}$$

Resultados e Discussão (Tamanho: 11 – Fonte: verdana)

Antes de discutir os resultados da aplicação de controle deve-se esclarecer que o trabalho não pretende defender a técnica de gerenciamento da produção de petróleo aqui demonstrada mas apenas mostrar como a aplicação de controle pode melhorar a produção. Provavelmente uma solução mais adequada passaria pelo controle também da vazão de injeção de água, mas por simplicidade, adotou-se neste trabalho apenas o controle da abertura do *choke* de produção de dois poços produtores e manteve-se

uma vazão de injeção de água constante durante o processo. Os poços onde a abertura dos *chokes* de produção são manipuladas foram selecionados como aqueles onde ocorre a maior produção. Havia a expectativa de que haveria uma manipulação ótima das aberturas de *choke* de produção desses poços de forma a fazer uma distribuição melhor da água injetada de forma a aumentar a produção dos outros dois poços.

A figura 2 mostra a produção acumulada de óleo ao longo do tempo para a operação dos poços com e sem aplicação de controle. Pode-se perceber que a produção acumulada com a aplicação de controle é sempre maior. No final de 4000 dias de operação, aproximadamente 11 anos, houve uma produção acumulada de óleo de 3894 mil barris sem controle e 3988 mil barris com a aplicação de controle. O aumento da produção com a aplicação de controle foi de apenas 2.41%. Apesar de modesto percentualmente, o aumento de 94 mil barris significaria um aumento econômico significativo. A figura 3 mostra o comportamento da produção acumulada de todos os poços com e sem a aplicação de controle. Observa-se que, com exceção do poço 3, todos os demais tiveram aumento na produção acumulada. Basicamente o que aconteceu é que o sistema de otimização optou por diminuir a produção do poço 3 e aumentar a produção dos demais poços. Isso foi obtido com a redistribuição da água de injeção.

As figuras 4 e 5 mostram o mapa de saturação de água nos tempos iguais a 1000, 2000, 3000 e 4000 dias. O mapa da figura 4 é sem a aplicação de controle e o mapa da figura 5 com o controle aplicado. Observa-se que com a aplicação de controle a saturação de água aumenta na direção dos poços 1 e 4 com a aplicação de controle. O sistema de controle, ao otimizar a produção decide fechar parcialmente os *choke* de produção dos poços 2 e 3 de forma a forçar a frente de água na direção dos poços 1 e 4 já que a produção de óleo acumulada é assim aumentada. Um sistema de controle mais sofisticado poderia utilizar a manipulação da vazão de injeção e da abertura do *choke* de produção de 3 dos 4 poços produtores. O poço que não teria seu *choke* de produção manipulado seria aquele com menor produção acumulada ao longo do tempo quando simulado com todos os *chokes* dos demais poços totalmente abertos.

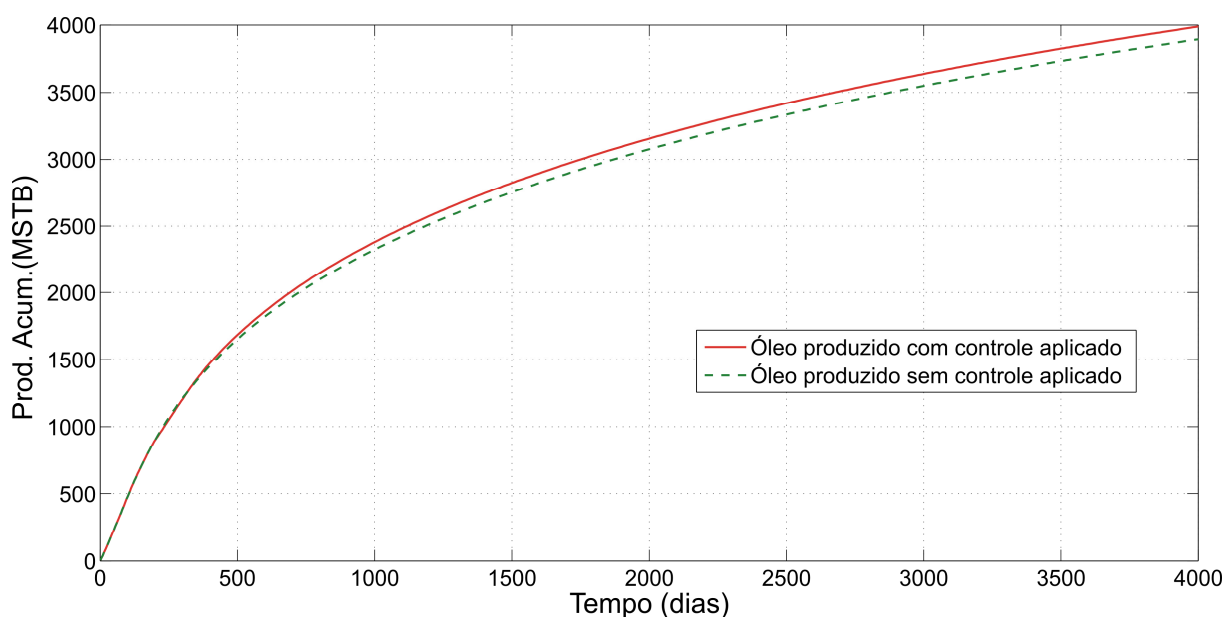


Figura 2 – Produção acumulada de óleo com e sem controle

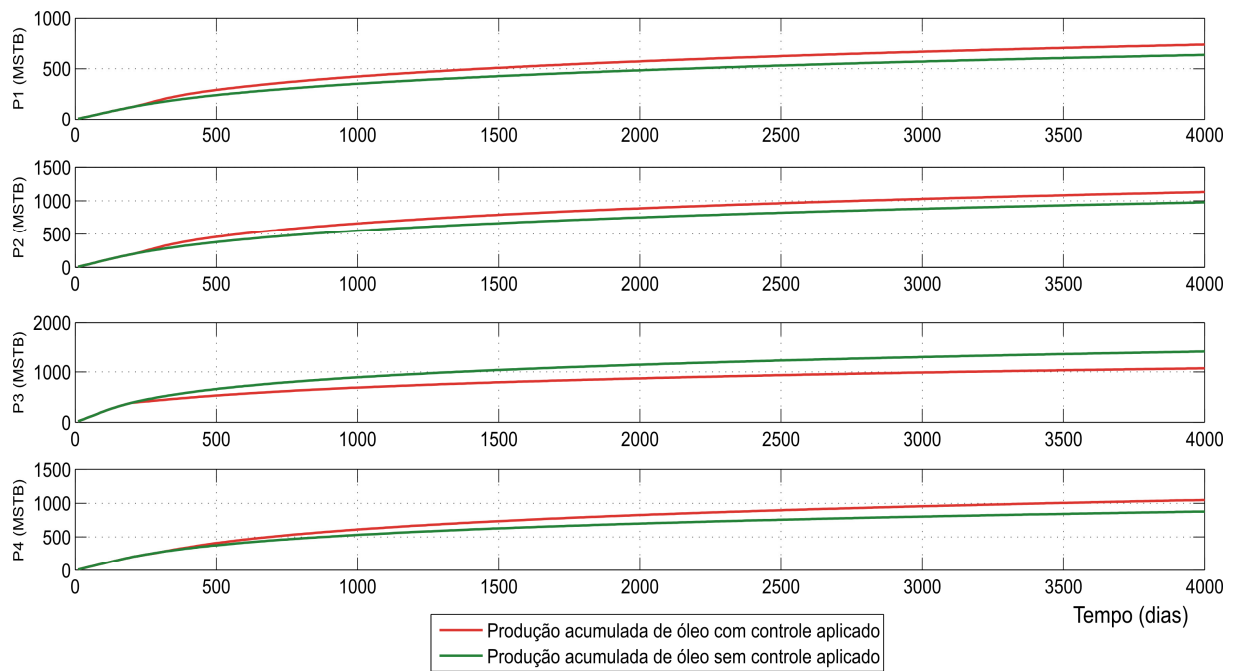


Figura 3 – Produção acumulada de óleo para todos os poços com e sem controle

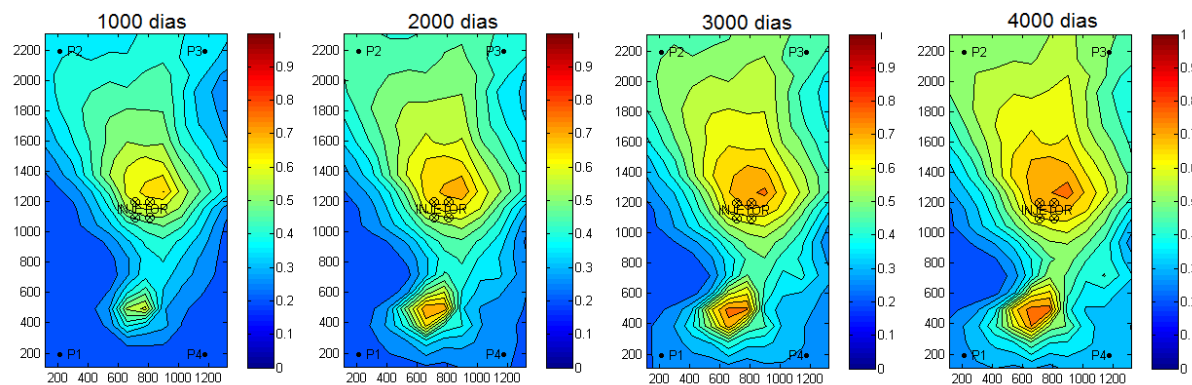


Figura 4 – Avanço da frente de água para operação sem aplicação de controle

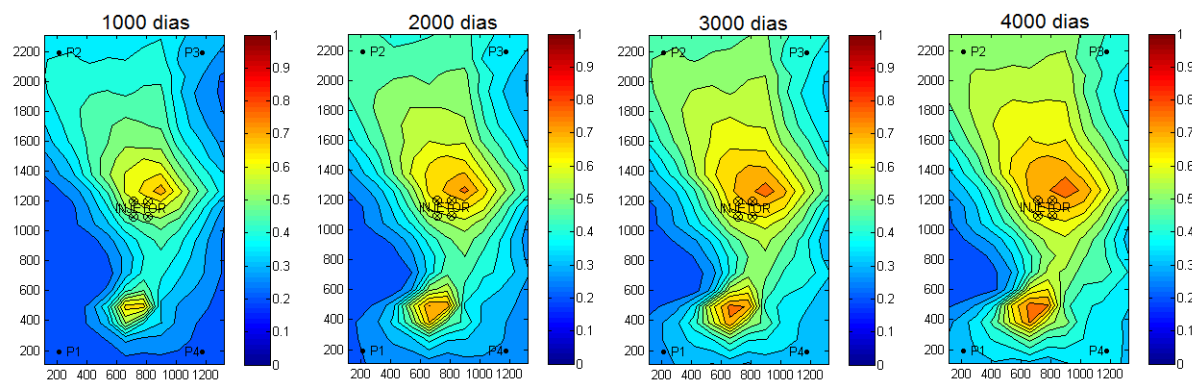


Figura 5 – Avanço da frente de água com aplicação de controle

Conclusões (Tamanho: 11 – Fonte: verdana)

Inúmeros trabalhos tem sido escritos sobre a aplicação de técnicas de otimização para a recuperação de petróleo. Algumas propostas utilizam modelos simplificados do processo sob a alegação de que a obtenção de informação do simulador é demorada ou que não existe um *history matching* ideal, etc. Este trabalho procura utilizar o conhecimento existente na instanciação de um reservatório em um simulador. Conforme mostrado, o tempo de amostragem varia na ordem de dias de forma que mesmo utilizando computadores pessoais simples seria factível obter a solução de controle no máximo em algumas horas. Já o erro de modelagem é perfeitamente tratável no algoritmo proposto e é algo já realizado pela maioria das técnicas de controle preditivo com variações na forma de implementação. De qualquer forma não existe nenhum modelo que não apresente erro. O que é importante é poder contar com uma boa matriz de sensibilidade, aqui denominada matriz dinâmica generalizada. A avaliação do erro de modelagem é importante para que, com uma boa matriz de sensibilidade se possa determinar o quanto se deve manipular o sistema para que a partir do estado atual, que está corrigido pelo erro de modelagem, se chegue ao objetivo. Deve-se observar que o algoritmo proposto permite que a matriz de sensibilidade seja avaliada a cada instante de amostragem ou a cada N instantes de amostragem. Nesta aplicação utilizou-se N igual a 5 pois não se observou diferença nos resultados para N menores. Neste trabalho utilizou-se uma função objetivo simples onde se manipulou a abertura de 2 poços. Uma abordagem mais ampla em desenvolvimento utiliza a manipulação da abertura de 3 dos 4 poços e da vazão de injeção.

Agradecimentos

Os autores agradecem a licença acadêmica do SENSOR™.

Referências Bibliográficas

Normas ABNT Tamanho: 11 – Fonte: Times New Roman

- [1] A. Plucenio, D. J. Pagano, A. H. Bruciapaglia, and J. E. Normey-Rico, “A practical approach to predictive control for nonlinear processes,” NOLCOS 2007 - 7th IFAC Symposium on Nonlinear Control Systems, 2007.
- [2] A. Plucenio, “Desenvolvimento de técnicas de controle não linear para elevação de fluidos multifásicos,” Ph.D. dissertation, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas, DAS, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianopolis-SC-Brasil, 2010.
- [3] C. R. Cutler and B. L. Ramaker, “Dynamic matrix control-a computer control algorithm,” AIChE National Meeting, 1979.