



## REAPROVEITAMENTO DE POÇOS DE UM CAMPO DE PETRÓLEO DURANTE O PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

**Cláudia Sampaio Rezende**

[csamparezende@gmail.com](mailto:csamparezende@gmail.com)

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Pernambuco, Recife, Brasil

**Silvana Maria Bastos Afonso**

[smb@ufpe.br](mailto:smb@ufpe.br)

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Pernambuco, Recife, Brasil

**Ramiro Brito Willmersdorf**

[ramiro@willmersdorf.net](mailto:ramiro@willmersdorf.net)

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Pernambuco, Recife, Brasil

**Resumo.** Na engenharia de reservatórios de petróleo, há um grande interesse em solucionar problemas ligados ao reaproveitamento de poços produtores, que em geral são fechados antes do final do tempo de concessão do reservatório por não serem mais economicamente viáveis. Para tal, neste trabalho foi desenvolvido um procedimento automático para tentar reaproveitar um poço produtor fechado, reabrindo-o como um injetor de água, a partir do momento em que esse poço atingir indicativos viáveis de fechamento. Este procedimento é construído através de um processo de otimização e por técnicas de simulação de reservatório, visando assim, buscar as melhores taxas de injeção de água para o novo injetor e para os demais poços produtores e injetores originais, que maximizam o valor presente líquido do campo. Neste tipo de problema, que requer repetidas simulações numéricas, e pelo envolvimento de mais de um processo de otimização em sequência para se obter o reaproveitamento do poço produtor, o custo computacional pode ser alto. Portanto, para contornar este custo, é usada a estratégia de otimização sequencial aproximada (SAO), que

se baseia no emprego de modelos substitutos. O ambiente computacional utilizado para o desenvolvimento da ferramenta proposta é o MATLAB. As simulações do reservatório são feitas com o simulador comercial black oil IMEX da Computer Modeling Group (CMG). A técnica aqui proposta é aplicada ao reservatório estudado na literatura que é o Brush Canyon Outcrop.

**Palavras-chave:** Gerenciamento Ótimo, Simulação de Reservatórios, Modelos Substitutos, Reaproveitamento de Poços.

**Abstract.** In oil reservoir engineering there is a great interest in solving problems related to the reuse of producing wells, which are in general closed before the end of the concession period of reservoir as the oil production from that well can be no longer economically viable. To do that, in this work we develop an automatic procedure to try to reuse closed producers as injectors for water flooding, from the moment that the well is closed. We developed an automatic procedure based on the optimization process and for reservoir simulation techniques, to find injection and production rates that maximize the Net Present Value of the field. This problem requires repeated numerical simulations, and the necessity of more than one optimization process to find the optimal solution with reused wells, leading to high computational cost can be high. Therefore, sequential approximate optimization strategy (SAO), which is based on surrogate models, is used to circumvent this cost. MATLAB is used as the computational implementation environment. The simulations of the reservoir were made with IMEX, the commercial black oil simulator from Computer Modeling Group (CMG), and the reservoir model used to evaluate the result was the Brush Canyon Outcrop Synthetic.

**Keywords:** Optimal Management, Reservoir Simulation, Substitutes Models, Reuse Wells.

## 1 INTRODUÇÃO

A otimização dinâmica das vazões de produção e injeção dos poços para se atingir o lucro máximo da produção, é uma área bastante explorada na engenharia de reservatórios. Neste trabalho são desenvolvidos procedimentos para se reaproveitar poços produtores que são fechados, por diferentes fatores, antes do tempo de concessão do reservatório. E com isso gerenciá-lo como injetor de água a partir do momento que é atingido seu fechamento.

Neste tipo de problema, que envolve repetidas simulações numéricas, e pelo envolvimento de mais de um processo de otimização em sequência para se obter o reaproveitamento do poço produtor, o custo computacional acaba sendo alto. Dessa forma modelos substitutos serão aqui utilizados para minimizar estes custos. Portanto, para contornar esse tipo de problema, é aqui usada a estratégia de otimização sequencial aproximada (SAO), que se baseia em modelos substitutos [Giunta, et al., 2002].

Os modelos substitutos têm sido utilizados objetivando uma resposta computacional rápida obtendo um comportamento mais suave para uma dada resposta, livre de ruído numérico, que é um problema típico de funções avaliadas provenientes de simuladores numéricos [Giunta, et al., 2002].

Para se construir o modelo substituto é necessário selecionar uma amostra de pontos, que garanta um modelo com boa precisão e baixo custo computacional para a sua criação. A técnica de amostragem utilizada, baseada em ajuste de dados, é a amostragem do hipercubo

latino (*Latin Hypercube Sampling – LHS*) e os modelos substitutos são construídos por configurações de base radial (*Radial Basis Function – RBF*) [Keane and Nair, 2005].

O presente trabalho compara soluções obtidas por processos de otimização sem reaproveitar poços produtores fechados e com reaproveitamento dos devidos poços, em diferentes estratégias de produção.

Neste trabalho, o critério utilizado para viabilizar o fechamento do poço produtor foi a análise do seu corte de água, que corresponde à razão entre a produção de água e a produção total de líquidos (óleo e água). Durante o tempo de concessão do reservatório, o poço produtor pode atingir uma porcentagem alta de corte de água, significando uma alta produção de água, o que não é adequado para a produção do reservatório. Portanto, a ideia é reaproveitá-lo no momento em que se atinge uma porcentagem determinada de corte de água, gerenciando-o como injetor de água através de técnicas de simulação de reservatório que permite realizar a troca da função do poço quando este é diagnosticado como fechado.

Um reservatório largamente utilizado na literatura é aqui considerado para a aplicação da metodologia proposta considerando diferentes condições operacionais.

## 2. OTIMIZAÇÃO POR APROXIMAÇÃO SEQUENCIAL

### 2.1. Modelo Substituto

As estratégias de otimização baseada em Modelos Substitutos são utilizadas com o intuito de diminuir o elevado custo computacional para obtenção das avaliações das funções objetivo, restrições e seus gradientes. Além disso, esse tipo de estratégia também pode contornar inconveniente como a obtenção de respostas que apresentam ruídos numéricos.

Os modelos substitutos podem ser construídos por várias técnicas, sendo agrupadas por duas categorias, a funcional e a física. Neste trabalho será abordada a técnica funcional com a abordagem de ajuste de dados, baseado no modelo de Funções de Base Radial [Keane and Nair, 2005; Pinto, 2014].

### 2.2. Otimização por Aproximação Sequencial

Na estratégia de otimização por aproximação sequencial (SAO), o algoritmo de otimização opera sobre um modelo substituto, de baixo custo computacional, ao invés de se fazer uso das respostas obtidas da simulação numérica. A metodologia SAO decompõe o problema original de otimização em sequências de subproblemas de otimização, confinados dentro de uma sub-região do espaço de projeto inicial [Giunta, 2002].

#### 2.2.1. Formulação do problema

Para atualizar as variáveis de projeto para cada subproblema (iteração do SAO), é utilizado um esquema de Região de Confiança (RC). Matematicamente cada subproblema  $k$  pode ser definido como:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } \hat{f}^k(x) \\ &\text{Sujeito à: } \hat{g}_i^k(x) \leq 0, i = 1, \dots, m \end{aligned} \tag{1}$$

$$x_l \leq x_i^k \leq x \leq x_u^k \leq x_u, k = 1, 2, \dots, k_{\max} \tag{2}$$

$$\text{Onde, } x_l^k = x_c^k - \Delta^k / 2 \quad (3)$$

$$x_u^k = x_c^k + \Delta^k / 2 \quad (4)$$

Nas equações (1), (2), (3) e (4),  $\hat{f}^k(x)$  e  $\hat{g}_i^k(x)$  são respectivamente a função objetivo e a restrição baseadas no modelo substituto. Sendo  $x_c^k$  o ponto central da RC,  $\Delta^k$  é o tamanho da RC e  $x_l^k, x_u^k$  são respectivamente os limites inferiores e superiores da variável de projeto na iteração  $k$  do SAO [Giunta & Eldred, 2000].

### 2.3. Geração de amostras para o modelo substituto via Hipercubo Latino

Primeiramente, para se construir o modelo substituto baseado no ajuste de dados, é necessária uma amostra de pontos, definidas por locais no espaço de projeto em que os valores das respostas dos modelos de alta fidelidade (no nosso caso simulações numéricas via o simulador de reservatórios) são calculados para construir o modelo aproximado [Souza, et al., 2010].

Neste trabalho a geração da amostra foi obtida pela utilização do modelo Hipercubo Latino (*Latin Hypercube Sampling – LHS*). Por ser de natureza estocástica, a amostragem LHS produz melhores resultados quando são gerados vários conjuntos de pontos amostrais e é selecionado o melhor conjunto, que pode ser determinado através do cálculo do parâmetro  $\Delta$  [Keane and Nair, 2005]:

$$\Delta = \left( \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=1}^m \frac{1}{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2} \right) \quad (5)$$

Onde,  $m$  é o número total de pontos da amostra. A amostra LHS que dá o valor mínimo para  $\Delta$  é a amostra selecionada, ou seja, procura-se maximizar a distância entre os pontos amostrais [Keane and Nair, 2005].

### 2.4. Construção do Modelo Substituto pela Técnica de Função de Base

#### Radial

O método das Funções de Base Radial (*Radial Basis Function – RBF*) é uma técnica de aproximar funções multivariáveis em termos de funções mais básicas, de propriedades conhecidas e de mais fácil análise, o que a torna uma ferramenta eficiente para resolver problemas de interpolação de dados de múltiplas variáveis [Pinto, 2014].

Seja  $\hat{y}(x)$  uma Função de Base Radial (RBF) da forma [Gutmann, 2001]:

$$\hat{y}(x) = p(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \phi(\|x - x_i\|), x \in R^n \quad (6)$$

Onde  $p$  é um polinômio de grau no máximo  $g$ , pertencente ao espaço  $\prod g$ , tipicamente linear ou quadrático,  $\lambda$  são os coeficientes de ponderação da RBF,  $\|x - x_i\|$  é a norma Euclidiana,  $\phi$  é uma função básica, e  $x - x_i$  é uma distância simples do ponto  $x$  ao

ponto amostral  $x_i$ . A função básica  $\phi$ , nesse contexto, é uma função de um número  $r$  real positivo, onde  $r = \|x - x_i\|$ . Entre as possíveis escolhas de  $\phi$  são consideradas:

$$\phi(r) = r; \quad (\text{linear ou bi-harmônica}) \quad (7)$$

$$\phi(r) = r^3; \quad (\text{cúbica ou tri-harmônica}) \quad (8)$$

$$\phi(r) = r^2 \log(r); \quad (\text{thin plate spline(TPS)}) \quad (9)$$

Neste trabalho foi utilizada a Função de Base Radial tipo cúbica ou tri-harmônica por ser a melhor opção encontrada por [Pinto, 2014] para a obtenção de melhores resultados nos casos estudados.

### 3. OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Dentro da engenharia de reservatório, há um grande interesse no reaproveitamento de poços produtores que são diagnosticados como fechados antes do tempo de concessão do reservatório. Aqui são estudados procedimentos para tentar reaproveitá-lo, tornando-o um injetor de água a partir do momento em que esse poço produtor atinge a condição de fechamento. O procedimento de troca é totalmente automático através do uso de técnicas da simulação da produção reservatório, buscando com isso os melhores resultados de taxas de produção e injeção com o controle das vazões dos poços a partir desse momento. Neste trabalho, para diagnosticar o fechamento de um poço produtor, trabalhou-se com a análise de corte de água, que é a porcentagem de produção de água do poço em relação à sua produção total (óleo e água). Neste caso o poço é fechado quando o corte de água atinge 90%.

#### 3.1. Formulação do Problema

As variáveis de controle do problema são dadas pelas máximas vazões nos poços, em diferentes tempos ao longo da simulação. Para tal, o controle da vazão dos poços em cada intervalo de tempo é feito através do rateio em relação à capacidade de produção ou injeção do grupo onde os poços estão ligados. Logo, temos como variáveis:

$$x_{p,t} = \frac{q_{p,t}}{Q_{l,\max}} \quad (10)$$

$$x_{i,t} = \frac{q_{i,t}}{Q_{\text{inj},\max}} \quad (11)$$

Onde  $q_{p,t}$  e  $q_{i,t}$  são, respectivamente, a vazão máxima do poço produtor e a vazão máxima do poço injetor no intervalo de tempo  $t$ ;  $Q_{l,\max}$  é a vazão de produção total máxima de líquidos permitida para a plataforma;  $Q_{\text{inj},\max}$  é a vazão de injeção total máxima de água permitida para plataforma.

Uma abordagem comumente utilizada nesse problema é subdividir o período e concessão do reservatório em um número de ciclos de controle, no qual o tempo de mudança é fixado, como mostra a Figura 1.

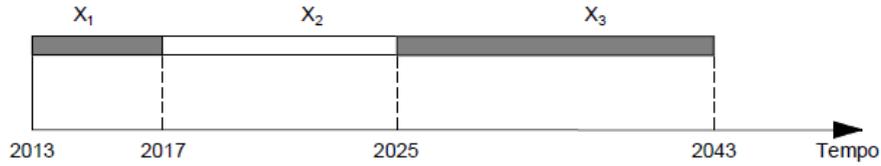


Figura 1. Ciclos de Controle com Tempos de Mudança Fixos. Fonte: Pinto, 2014

Outra opção estudada neste trabalho, para tornar a estratégia de produção mais flexível, foi a consideração do tempo dos ciclos de controle como variáveis. Como pode ser visto na Figura 2, onde mostra o intervalo de tempo de cada ciclo de controle, este também pode ser considerado como variável de projeto, exceto o último, uma vez que este valor pode ser obtido diretamente através da subtração do somatório dos ciclos anteriores do tempo total de concessão  $T$ . Assim, as variáveis referentes ao tempo podem ser formuladas da seguinte forma:

$$x_{\Delta t,t} = \frac{\Delta \tau_t}{T}, t = 1 \dots n_t - 1 \quad (12)$$

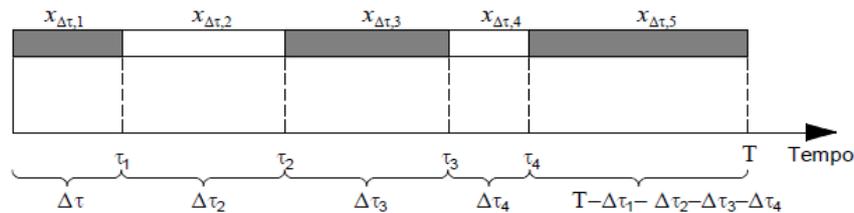


Figura 2. Ciclos de Controle com Tempo Variando. Fonte: Pinto, 2014

A função objetivo (meta do problema) é dada pelo Valor Presente Líquido (VPL), que pode ser visto como uma forma de soma ponderada das funções produção acumulada de óleo e injeção acumulada de água.

$$VPL = f(x) = \sum_{\tau} \left[ \frac{1}{(1+d)^{\tau}} F_{\tau}(X_{\tau}) \right] \quad (13)$$

Onde  $F_{\tau}(X_{\tau})$  é o fluxo de caixa no ciclo de controle  $t$ , que representa a receita do petróleo menos o custo da injeção e da produção de água;  $X$  é o vetor das máximas vazões nos poços para todos os ciclos de controle;  $X_{\tau}$  é o vetor das máximas vazões nos poços no ciclo de controle  $t$ ;  $d$  é a taxa de desconto; e  $\tau$  é o tempo no fim do  $t$ -ésimo ciclo de controle.

Os valores das funções objetivo, VPL, produção acumulada de óleo e injeção acumulada de água, são calculados a partir de simulações numéricas utilizando o simulador IMEX da CMG (2014).

Neste trabalho, é admitido apenas uma condição de funcionamento em relação às linhas das plataformas de injeção e produção, o: “topado”. Na condição de funcionamento

topado, é considerado que as linhas operam sempre nas suas capacidades máximas [Horowitz, et al, 2013].

Matematicamente, o problema de injeção de água, na sua forma mais geral, sem reposição de vazios, pode ser formulado como [Horowitz, et al., 2013]:

$$\text{Maximizar } VPL = f(x) = \sum_{\tau} \left[ \frac{1}{(1+d)^{\tau}} F_{\tau}(X_t) \right]$$

Sujeito à:

$$\sum_{p \in P} x_{p,t} \leq 1, t = 1 \dots n_t \quad (14)$$

$$\sum_{p \in I} x_{p,t} \leq 1, t = 1 \dots n_t \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^{n_t-1} x_{\Delta,t} \leq 1 \quad (16)$$

$$x_{p,t}^l \leq x_{p,t} \leq x_{p,t}^u, p = 1 \dots n_w, t = 1 \dots n_t \quad (17)$$

$$x_{\Delta,t}^l \leq x_{\Delta,t} \leq x_{\Delta,t}^u, t = 1 \dots n_t \quad (18)$$

Onde  $n_t$  é o número total de ciclos de controle; e  $n_w$  é o número total de poços.

O número total de variáveis de projeto, considerando o reservatório operando em sua capacidade topada com definição prévia dos ciclos de controle, é dado por:

$$n = (n_p + n_i - 2).n_t \quad (19)$$

Onde,  $n_p$  é o número de poços produtores e  $n_i$  é o número de poços injetores.

Em casos onde o tempo dos ciclos de controle também é considerado como variável de projeto, e considerando o reservatório operando em sua capacidade topada, o número total de variáveis passa a ser dado por:

$$n = (n_p + n_i - 2).n_t + n_t - 1 \quad (20)$$

No momento em que o poço produtor é reaberto como injetor, as restrições de capacidade para este poço e a quantidade de poços produtores e injetores no campo são modificados. Com isso é necessário haver duas otimizações em sequência, ou seja, iniciar-se uma otimização com a distribuição original dos poços, sem alteração até o fim do processo. Em seguida, após a análise do resultado obtido, verifica-se se algum poço produtor deve ser fechado, e caso isso ocorra, é realizada uma nova otimização com novas restrições de capacidade, considerando o poço produtor fechado como poço injetor de água em operação. A seguir na Tabela 1, é mostrado o algoritmo da estratégia de reaproveitamento de um poço produtor.

**Tabela 1. Algoritmo de reaproveitamento do poço produtor**

<b>Etapas</b>	<b>Descrição</b>
1	Realizar a otimização convencional – sem reaproveitamento de poço
2	Do resultado do ponto ótimo da etapa 1: analisar o corte de água de cada poço produtor.
3	Caso algum poço seja indicado a fechar – passar para a etapa 4. Caso não seja identificado fechamento de poços produtores – Fim. O resultado é o obtido na Etapa 2
4	Salvar os resultados do ponto ótimo referente até o ciclo de controle onde o poço produtor for fechado
5	Baseado na Etapa 3, atualizar o número de poços produtores e injetores; e o vetor das variáveis de projeto em função dos ciclos de controle remanescentes
6	Conduzir a otimização com a atualização dos poços (produtores e injetores)

A conversão dos poços produtores em injetores, quando se atinge um corte de água mínimo atribuído, é realizada através de técnicas do próprio simulador IMEX da CMG (2014), sendo esta conversão somente iniciada na Etapa 6 da Tabela 1, caso na Etapa 2 seja diagnosticado o fechamento do poço.

#### 4. EXEMPLOS

Para exemplificar o procedimento de reaproveitamento de poços foi investigado no *Caso 1* o modelo de reservatório Brush Canyon Outcrop. Neste reservatório de petróleo há 12 poços, sendo 7 produtores e 5 injetores, como mostrado na Fig. 3. A vazão individual de cada poço produtor não pode ultrapassar o valor de 900 m<sup>3</sup>/dia, e o somatório das mesmas não pode ultrapassar 5000 m<sup>3</sup>/dia. Para os poços injetores, a máxima vazão individual não pode exceder 1500 m<sup>3</sup>/dia, sendo o somatório das mesmas com o limite máximo de 5750 m<sup>3</sup>/dia, como mostra a Tab. 2. O tempo de concessão desse reservatório é de 24 anos [Oliveira, 2010].

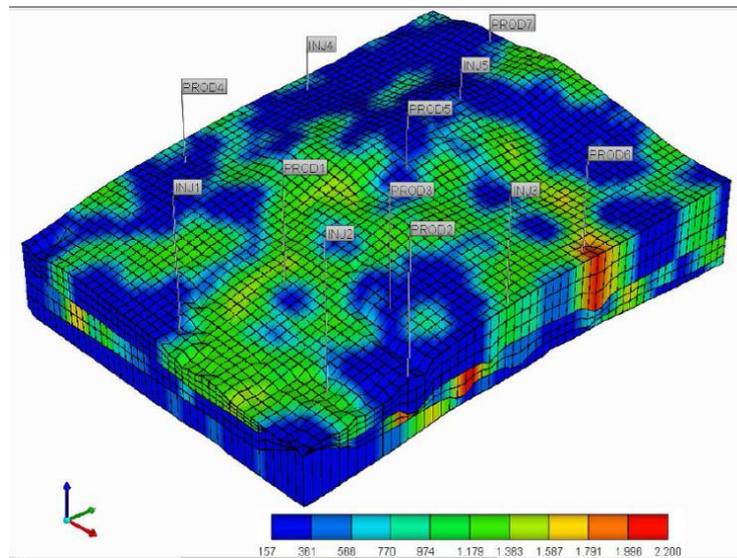


Figura 3: Reservatório Brush Canyon. Campo de permeabilidade e locação dos poços. Fonte: Pinto, 2014.

Tabela 2: Condições Operacionais dos poços

Tipo	Produtor	Injetor
Vazão de água no poço (m <sup>3</sup> /d)	-	Max 1500
Vazão de água na plataforma (m <sup>3</sup> /d)	-	Max 5750
Vazão de líquidos no poço (m <sup>3</sup> /d)	Max 900	-
Vazão de líquidos de plataforma (m <sup>3</sup> /d)	Max 5000	-
Raio (m)	0,080	0,080
Razão Gás Óleo de Formação (RGO) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> std)	Max 78,1	-
Geofac	0,37	0,37
Wfrac	1	1
Skin	0	0

As variáveis de projeto ligadas aos poços produtores podem assumir valores no intervalo  $0,001 \leq x_{p_p} \leq 0,18$  e os poços injetores podem assumir valores no intervalo  $0,001 \leq x_{p_i} \leq 0,2609$ .

**Caso 1:** Critério de fechamento de produtores pela análise de corte de água utilizando o modelo de reservatório Brush Canyon. Operação em capacidade não topada com duração dos ciclos de controle considerada como variável de projeto adicional.

Neste primeiro caso, inicialmente a otimização foi conduzida com 2 ciclos de controle, totalizando 25 variáveis de projeto, e foi finalizada com 1 ciclo de controle pela otimização com reaproveitamento.

Pelo processo de otimização, foi verificado que o poço ‘PROD2’ deveria ser fechado. Neste caso as variáveis de projeto para a otimização com reaproveitamento passam a ser as vazões dos poços produtores PROD1, PROD3, PROD4, PROD5, PROD6, PROD7; e dos poços injetores INJ1, INJ2, INJ3, INJ4, INJ5 e INJ-P2 ao longo do último ciclo de controle. O injetor (INJ-P2) é o poço correspondente ao poço produtor fechado ‘PROD2’.

Os resultados obtidos para este caso são apresentados na Tab. 3. Na Tab. 4 é apresentado o rateio das vazões obtido pelo processo de reaproveitamento, bem como os

resultados de rateio das vazões do ciclo de controle da otimização original, obtidas pela estratégia SAO.

**Tabela 3: Resultados obtidos do Caso1**

<i>Otimização</i>	<i>Iterações do SAO</i>	<i>Simulações</i>	<i>f(x) (10<sup>8</sup>)</i>
<b>Sem reaproveitamento (2CC)</b>	10	510	3.5801
<b>Com reaproveitamento (1CC)</b>	11	275	3.6687

**Tabela 4: Rateio das vazões obtidas pelo SAO via RBF para o Caso 1 com reaproveitamento de poço**

	<i>CC SALVO</i>	<i>CCI</i>
<b>PROD1</b>	0,1460	0,1795
<b>PROD2</b>	0,1798	<b>FECHADO</b>
<b>PROD3</b>	0,1800	0,1604
<b>PROD4</b>	0,1278	0,1641
<b>PROD5</b>	0,0683	0,1784
<b>PROD6</b>	0,1800	0,1800
<b>PROD7</b>	0,1179	0,1335
<b>INJ1</b>	0,1269	0,1624
<b>INJ2</b>	0,0879	0,1695
<b>INJ3</b>	0,0749	0,1689
<b>INJ4</b>	0,1042	0,1708
<b>INJ5</b>	0,1453	0,1168
<b>INJ-P2</b>	<b>INEXISTENTE</b>	0,1170
<b>Duração do ciclo</b>	0,1590	0,8410

De acordo com os resultados da Tab. 3, verifica-se que houve um aumento no VPL em torno de 2,2 % em relação ao resultado da otimização sem reaproveitamento de poço

produtor. Da Tab. 4 verifica-se que o poço produtor ‘PROD2’ foi fechado e aberto como injetor á partir do segundo ciclo de controle. Geralmente, pela análise do corte de água, o poço produtor não atinge o limite de produção de água exatamente no tempo do ciclo de controle dado pelo ponto ótimo do otimizador, muito pelo contrário, seu fechamento se dá de forma bastante tardia no tempo de concessão do reservatório. Portanto, para seguir as restrições de forma correta, é feito o aproveitamento deste poço produtor a partir da duração do último ciclo de controle dada pelo ponto ótimo do processo de otimização sem reaproveitamento, ou seja, da duração do ‘CCSALVO’ da Tab. 4.

As curvas de produção acumulada de óleo e água de cada poço produtor desta solução com reaproveitamento e sem reaproveitamento são apresentadas nas Figuras 4 e 5, respectivamente.

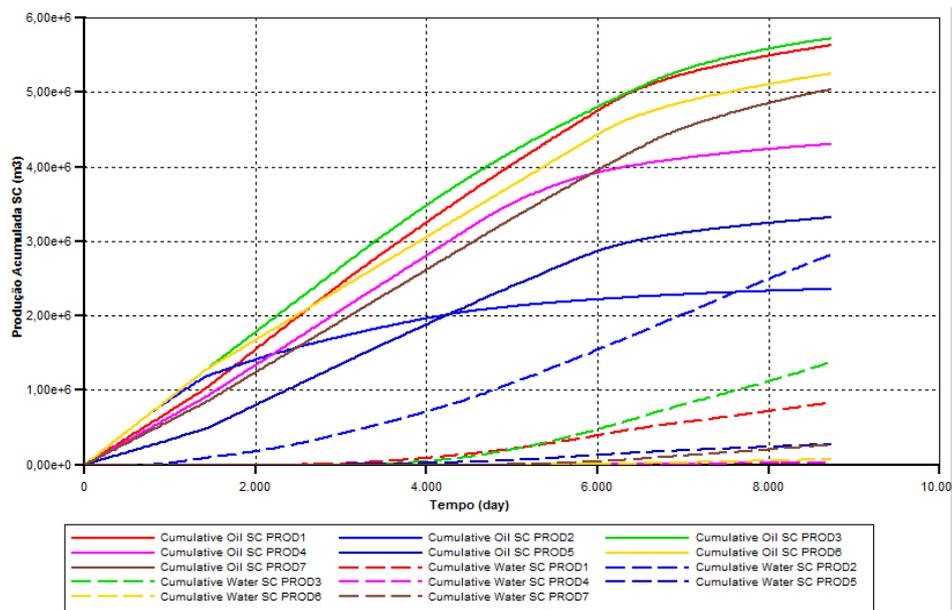
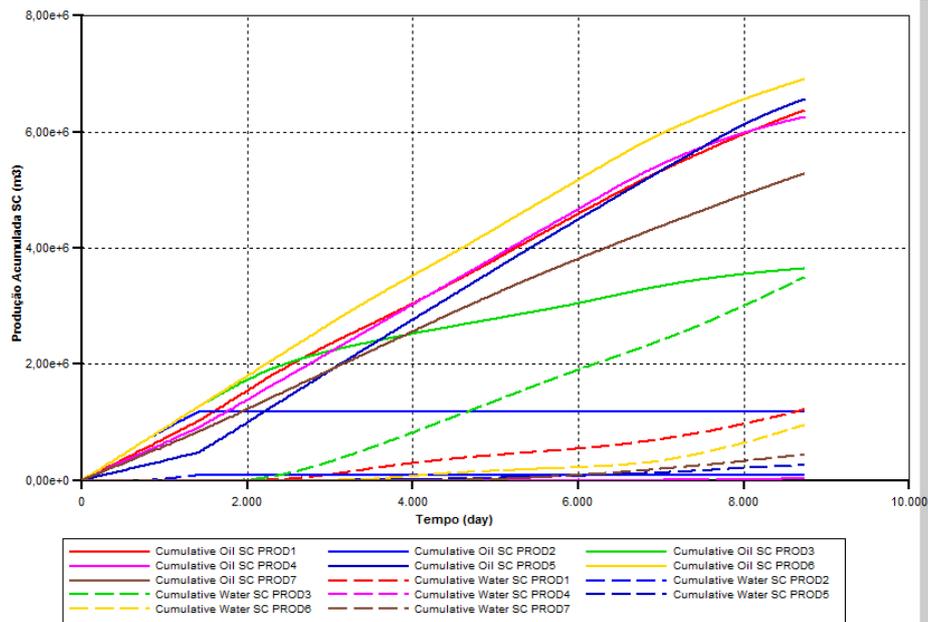


Figura 4: Produção acumulada sem reaproveitamento – Caso 1



**Figura 5: Produção acumulada com reaproveitamento – Caso 1**

É possível verificar nas Figuras 4 e 5 que com a transformação do poço produtor (PROD2) em injetor (INJ-P2) o poço que sofreu a maior influência neste âmbito foi o produtor P5 ('PROD5'), obtendo um aumento em torno de 80% na produção de óleo, seguido de uma redução de 20% na sua produção de água.

**Caso 2:** Critério de fechamento de produtores pela análise de corte de água utilizando o modelo de reservatório Brush Canyon. Operação em capacidade não topada com definição da duração dos ciclos de controle.

Neste segundo caso, inicialmente a otimização foi conduzida com 3 ciclos de controle, totalizando 36 variáveis de projeto, e foi finalizada com 1 ciclo de controle pela otimização com reaproveitamento.

Como no caso 1, pelo processo de otimização, também foi verificado que o poço 'PROD2' deveria ser fechado. No caso as variáveis de projeto para a otimização com reaproveitamento passam a ser as vazões dos poços produtores PROD1, PROD3, PROD4, PROD5, PROD6, PROD7; e dos poços injetores INJ1, INJ2, INJ3, INJ4, INJ5 e INJ-P2 ao longo do último ciclo de controle. O injetor (INJ-P2) é o poço correspondente ao poço produtor fechado (PROD2).

Os resultados obtidos para este caso são apresentados na Tab. 5. Na Tab. 6 é apresentado o rateio das vazões obtidas pela estratégia SAO.

Tabela 5: Resultados obtidos do Caso2

<i>Otimização</i>	<i>Iterações do SAO</i>	<i>Simulações</i>	<i>f(x) (10<sup>8</sup>)</i>
<b>Sem reaproveitamento (3CC)</b>	11	803	3.5388
<b>Com reaproveitamento (1CC)</b>	9	225	3.6180

Tabela 6: Rateio das vazões obtidas pelo SAO via RBF para o Caso 2 com reaproveitamento de poço

	<i>CC SALVO</i>	<i>CC SALVO</i>	<i>CCI</i>
<b>PROD1</b>	0,1467	0,1213	0,1732
<b>PROD2</b>	0,1020	0,1106	<b>FECHADO</b>
<b>PROD3</b>	0,0931	0,1294	0,1750
<b>PROD4</b>	0,1557	0,1556	0,1537
<b>PROD5</b>	0,1546	0,1795	0,1421
<b>PROD6</b>	0,1646	0,1378	0,1759
<b>PROD7</b>	0,1800	0,1658	0,1750
<b>INJ1</b>	0,1553	0,2187	0,0083
<b>INJ2</b>	0,1293	0,1927	0,001
<b>INJ3</b>	0,1293	0,1684	0,001
<b>INJ4</b>	0,1553	0,1407	0,0031
<b>INJ5</b>	0,1683	0,1544	0,0083
<b>INJ-P2</b>	<b>INEXISTENTE</b>	<b>INEXISTENTE</b>	0,001

De acordo com os resultados da Tab. 5, verifica-se que houve um aumento no VPL em torno de 2,2 % em relação ao resultado da otimização sem reaproveitamento de poço produtor. Houve uma redução do tempo computacional no segundo processo de otimização, tanto pela redução do número de variáveis, como também pela diminuição do número de iterações do SAO. Da Tab. 6 verifica-se que o poço produtor 'PROD2' foi fechado e aberto como injetor a partir do terceiro ciclo de controle. Os resultados obtidos de rateio das vazões da otimização original foram salvos no processo de reaproveitamento para que fosse otimizado somente daí em diante. Como o fechamento do poço produtor se dá de forma

bastante tardia no tempo de concessão do reservatório, para seguir as restrições de forma correta, é feito o aproveitamento deste poço produtor seguindo a duração do último ciclo de controle definido no processo de otimização sem reaproveitamento.

As curvas de produção acumulada de óleo e água de cada poço produtor desta solução com reaproveitamento e sem reaproveitamento são apresentadas nas Figuras 6 e 7, respectivamente.

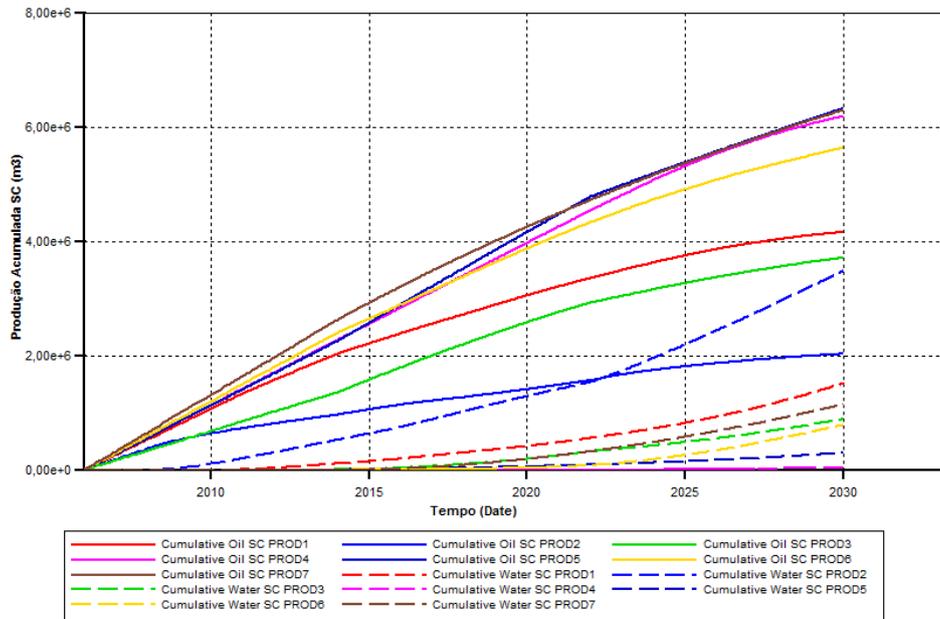


Figura 6: Produção acumulada sem reaproveitamento – Caso 2

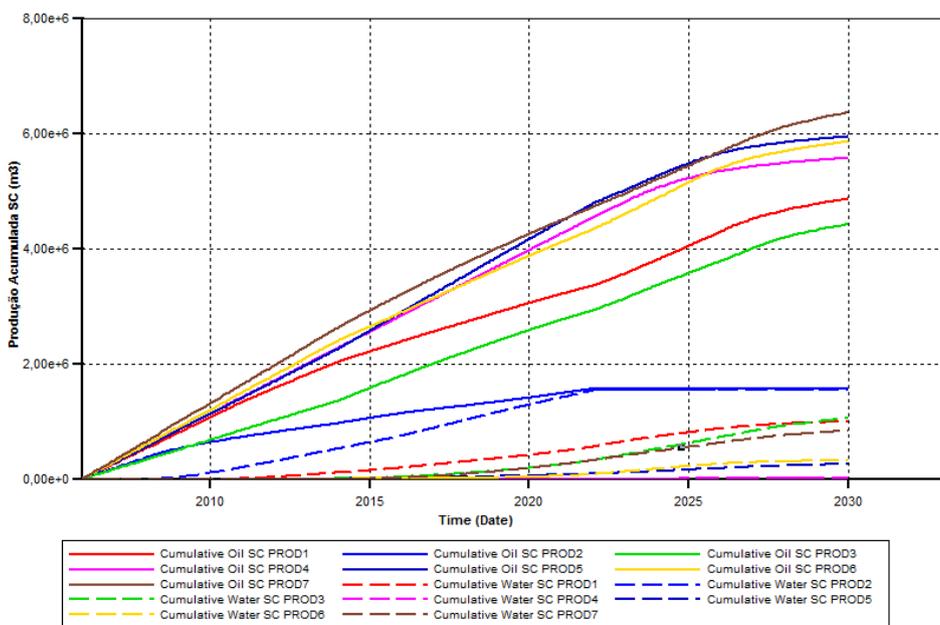


Figura 7: Produção acumulada com reaproveitamento – Caso 2

É possível verificar na Fig. 6, em um dado momento, em torno do ano de 2022, o aumento da produção de água do poço produtor 'PROD2' em relação à produção de óleo, mostrando com isso a possibilidade de seu fechamento, e consequentemente seu reaproveitamento como injetor.

Comparando os gráficos das Figuras 6 e 7, com a transformação do poço produtor (PROD2) em injetor (INJ-P2) praticamente todos os poços produtores sofreram um aumento significativo na produção de óleo, e uma grande diminuição na produção de água. E verificamos nesse caso (Caso 2) uma proximidade maior entre o tempo que o produtor atinge o corte de água necessário para ser fechado e o tempo definido do último ciclo de controle para o processo de otimização, o que torna maior a confiabilidade do processo de produção e reaproveitamento do poço produtor.

## 5. CONCLUSÕES

O problema de injeção de água sob a condição de gerenciamento não topado foi estudado neste artigo. Na busca de uma solução visando o problema de reaproveitamento de poços produtores para poços injetores, foi desenvolvida uma ferramenta que utilizou a estratégia SAO baseada em modelos substitutos, objetivando diminuir o custo computacional devido principalmente a necessidade de conduzir otimizações de dois problemas distintos. Os resultados encontrados, em termos de VPL, apresentaram valores superiores em relação aos encontrados na otimização sem reaproveitamento de poços produtores. Apesar de haver um aumento do custo computacional pela necessidade de obter dois resultados (com duas otimizações), há um ganho significativo no VPL, em torno de 2 a 3%. Porém, novos estudos estão sendo conduzidos com o objetivo de diminuir este custo e ao mesmo tempo obter melhores resultados.

## REFERÊNCIAS

- CMG, 2015. IMEX: User's Guide. Computer Modeling Group LTD, Calgary - Canadá.
- GUTMANN, H. M., 2001. A Radial Basis Function Method for Global Optimization. *Journal of Global Optimization*.
- GIUNTA, A. A., 2002. Use of Data Sampling, Surrogate Models, and Numerical Optimization in Engineering Design. *Paper AIAA-2002-0538 in Proceedings of the 40th AIAA Aerospace Sciences Meeting Exhibit, Reno, NV, 2002*.
- GIUNTA, A. & ELDRED, M., 2000. *Implementation of a Trust Region Model Management Strategy in the DAKOTA Optimization Toolkit*. 8th AIAA/USAF/NASA/ISSMO Symposium on Multidisciplinary Analysis and Optimization. AIAA-2000-4935. Long Beach, CA.: s.n.
- HOROWITZ, B., AFONSO, S.M.B. AND MENDONÇA, C.V.P., 2013. Surrogate based Optimal Waterflooding Management. In: *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- KEANE, A.J. AND NAIR, P.B., 2005. *Computational approaches for aerospace design: The pursuit of excellence*. Wiley.

PINTO, 2014. Uso de Otimização Sequencial Aproximada em Problemas Uni e Multiobjetivos de Gerenciamento de Reservatórios. Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, Recife, PE.

SOUZA, S.A., OLIVEIRA, L.C. AND AFONSO, S.M.B., 2010. Otimização de Estratégia de Produção de Petróleo utilizando algoritmo evolucionário e Modelos Substitutos. In: *VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica*, Paraíba, Brasil.