

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

Cláudia Sampaio Rezende¹; Silvana Maria Bastos Afonso²; Ramiro Brito Willmersdorf³

¹ Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil - csamparezende@gmail.com

² Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil - smb@ufpe.br

³ Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Mecânica - ramiro@willmersdorf.net

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 foram estudados procedimentos automáticos 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, visando assim, buscar as melhores taxas de injeção de água para o novo injetor e para os injetores originais, que maximizam o valor presente líquido do campo. A otimização, neste trabalho, será conduzida pelo algoritmo de programação quadrática sequencial (Sequential Quadratic Programming – (SQP)). Neste tipo de problema, que requer repetidas simulações numéricas, e pelo desenvolvimento 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. Obtêm-se resultados satisfatórios, comparados com aqueles obtidos pela otimização sem reaproveitamento de poços. 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 em um reservatório estudado na literatura que é o Brush Canyon Outcrop.

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

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 desenvolvimento 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

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

modelos substitutos estão sendo cada vez mais utilizados em projetos de engenharia 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.

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 [Pinto, 2014].

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.

Dois casos são apresentados. O primeiro utiliza as vazões de líquido dos poços produtores, dados pelo otimizador, para servir como critério para diagnosticar o fechamento do poço. O segundo utiliza a produção de água para analisar o seu fechamento.

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 [Pinto, 2014].

2.2. 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

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

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 [Oliveira, 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 Δ [Keane and Nair, 2005]:

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

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

3. OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Dentro da engenharia de reservatório, há um grande interesse no reaproveitamento de poços produtores que sejam 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, 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, foi considerado duas situações: na primeira trabalhou-se com a análise da vazão de líquido obtida pela otimização de vazões, considerando as configurações originais dos poços. Neste caso o poço é considerado fechado caso atinja no máximo 0,55% da sua capacidade máxima. Na outra situação trabalhou – se com a análise de corte de água, que é a porcentagem de produção de água do poço em relação á sua produção total (óleo e água). Neste caso o poço é fechado quando esse 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 á capacidade de produção ou injeção do grupo onde os poços estão ligados. Logo, temos como variáveis:

www.conepetro.com.br
m.br
(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br



$$X_{p,t} = \frac{q_{p,t}}{Q_{l,max}} \quad [2]$$

$$X_{i,t} = \frac{q_{i,t}}{Q_{inj,max}} \quad [3]$$

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; $Q_{inj,max}$ é a vazão de injeção total máxima de água permitida para plataforma. Neste trabalho, são admitidas duas condições de funcionamento em relação às linhas das plataformas de injeção e produção, são elas: “topado” e “não topado”. Na condição de funcionamento topado, é considerado que as linhas operam sempre nas suas capacidades máximas, enquanto que na condição de funcionamento não topado elas podem ou não operar na capacidade máxima [Horowitz, et al, 2013].

Uma abordagem comumente utilizada nesse problema é subdividir o período e concessão do reservatório em um número de ciclos de

$$x_{\Delta t,t} = \Delta\tau_t / T, t = 1 \dots n_t - 1 \quad [4]$$

controle, no qual o tempo de mudança é fixado, como mostra a Figura 1.

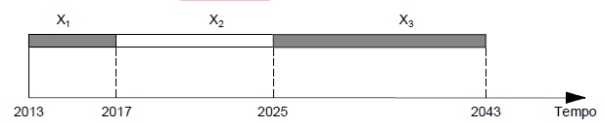


Figura 1. Ciclos de Controle com Tempos de Mudança Fixos. Fonte: Pinto, 2014

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:

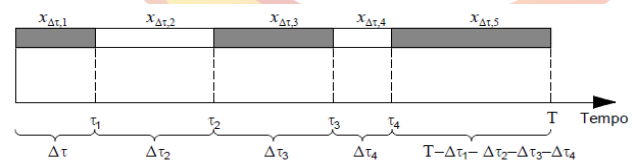


Figura 2. Ciclos de Controle com Tempo Variando. Fonte: Pinto, 2014

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.

$$VPL = f(x) = \sum_{\tau} \frac{1}{(1+d)^{\tau}} F_{\tau}(X_{\tau}) \quad [5]$$

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_t é o vetor das máximas vazões nos poços no ciclo de controle t ; d é a taxa de desconto; e τ 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).

Matematicamente, o problema de injeção de água, sem imposição de vazios, e considerando o reservatório operando sempre na sua capacidade máxima (“topado”), pode ser formulado como [Horowitz, et al., 2013]:

$$\text{Maximizar } VPL = f(x) = \sum_{\tau} \frac{1}{(1+d)^{\tau}} F_{\tau}(X_{\tau})$$

Sujeito à:

$$x_{p,t}^{l} = 1, t = 1 \dots n_t \quad [6]$$

$$x_{p_i,t}^{l} = 1, t = 1 \dots n_t \quad [7]$$

$$x_{p,t}^{l} x_{p,t}^{u} = 0, p = 1 \dots n_w, t = 1 \dots n_t \quad [8]$$

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 é dado por:

$$n = (n_p + n_t - 2) \cdot n_t \quad [9]$$

Onde, n_p é o número de poços produtores e n_t é o número de poços injetores. A formulação da versão em capacidade não topada com o tempo variando, é dada por [Horowitz, et al., 2013]:

$$\text{Maximizar } VPL = f(x) = \sum_{\tau} \frac{1}{(1+d)^{\tau}} F_{\tau}(X_{\tau})$$

Sujeito á:

$$x_{p,t}^{l} = 1, t = 1 \dots n_t \quad [10]$$

$$x_{p_i,t}^{l} = 1, t = 1 \dots n_t \quad [11]$$

$$x_{\Delta t,t}^{l} = 1, t = 1 \dots n_t \quad [12]$$

$$x_{p,t}^{l} x_{p,t}^{u} = 0, p = 1 \dots n_w, t = 1 \dots n_t$$

$$x_{\Delta t,t}^{l} x_{\Delta t,t}^{u} = 0, t = 1 \dots n_t \quad [13]$$



O vetor das variáveis de projeto agora incluem também as variáveis de tempo. O número total de variáveis é dado por:

$$n = (n_p + n_t - 2) \cdot n_t + n_t - 1 \quad [12]$$

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

Etapas	Descrição
1	Realizar a otimização convencional – sem reaproveitamento de poço
2	Do resultado do ponto ótimo da etapa 1: analisar a vazão de líquido (caso 1) ou o corte de água (caso 2) de cada poço produtor.
3	Caso haja algum poço condicionado 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 uma vazão mínima, ou quando se atinge um corte de água mínimo atribuídos, é realizada através de ferramentas do próprio simulador IMEX da CMG (2014).

Em casos onde a duração dos ciclos de controle é variável de projeto, esta é armazenada junto às vazões correspondentes,

para os ciclos de controle com o poço produtor aberto, para que sejam usada na otimização subsequente.

4. EXEMPLOS E RESULTADOS

4.1. Modelo de reservatório – Brush Canyon Outcrop

Para exemplificar o procedimento de reaproveitamento de poço foi investigado o

modelo de reservatório Brush Canyon Outcrop. Neste campo 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 m³/dia, e o somatório das mesmas não pode ultrapassar 5000 m³/dia.

Para os poços injetores, a máxima vazão individual não pode exceder 1500 m³/dia, sendo o somatório das mesmas com o limite máximo de 5750 m³/dia, como mostra a Figura 3. O tempo de concessão desse reservatório é de 24 anos [Pinto, 2014]. Dois casos são aqui analisados.

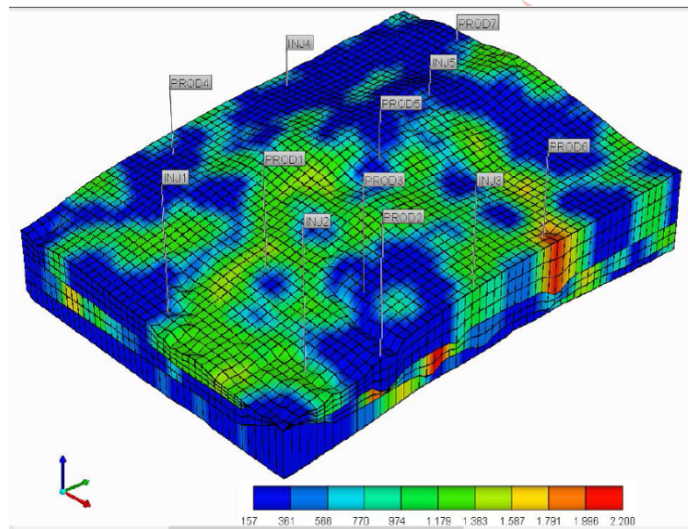


Figura 3: Reservatório Brush Canyon. Campo de permeabilidade e localização dos poços. Fonte: Pinto, 2014

Caso 1: Critério de fechamento de produtores pela análise da vazão de líquido. Operação em capacidade topada com definição prévia dos ciclos de controle.

Neste primeiro caso, inicialmente a otimização foi conduzida com 6 ciclos de controle, discriminados na Figura 4.

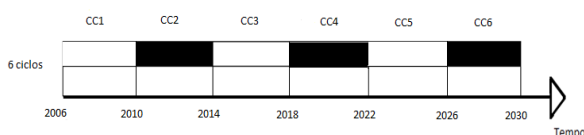


Figura 4: Ciclos de Controle da Otimização inicial (sem reaproveitamento de poços) do caso 1

A partir dos resultados da otimização considerando a configuração original dos poços, o poço P1 atingiu a condição de fechamento. No caso as variáveis de projeto para a otimização com reaproveitamento passam a serem as vazões dos poços produtores PROD2, PROD3, PROD4, PROD5, PROD6; e dos poços injetores INJ1, INJ2, INJ3, INJ4, INJ5, ao longo dos cinco últimos ciclos de controle. O injetor (INJ-P1) correspondente ao poço produtor fechado (PROD1) será sempre o último injetor. Como

o campo opera em condição de operação topada, a vazão desse poço é obtida de modo a complementar a capacidade de injeção, isso também se aplicando para o poço P7, cuja vazão também é obtida desta forma.

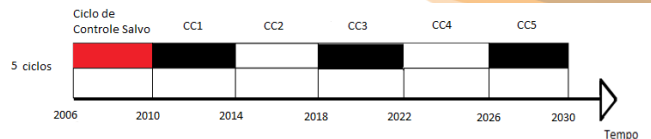


Figura 5: Ciclos de Controle da Otimização com Reaproveitamento do Caso 1

Os resultados obtidos para este caso são apresentados na Tab. 2. Na Tab. 3 é apresentado o rateio das vazões obtidas método SAO.

Tabela 2: Resultados obtidos do Caso1

Otimização	Iterações do SAO	Simulações	$f(x)$ (10^8 \$/i
Sem reaproveitamento (6CC)	32	3872	3.2254
Com reaproveitamento (5CC)	22	2222	3.3244

Tabela 3: Rateio das vazões obtidas pelo SAO via RBF para o Caso 1 com reaproveitamento de poço

	CC SALVO	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
PROD1	0,1205	FECHADO	FECHADO	FECHADO	FECHADO	FECHADO
PROD2	0,0184	0,1397	0,1274	0,1375	0,1794	0,1794
PROD3	0,1794	0,1749	0,1772	0,1783	0,1532	0,1308
PROD4	0,1794	0,1794	0,1705	0,1783	0,1794	0,1794
PROD5	0,1800	0,1711	0,1800	0,1794	0,1794	0,1559
PROD6	0,1794	0,1711	0,1794	0,1783	0,1637	0,1800
PROD7	0,1428	0,1638	0,1655	0,1483	0,1449	0,1745
INJ1	0,2609	0,2391	0,1067	0,2244	0,1836	0,2139
INJ2	0,0018	0,0018	0,2551	0,0010	0,1747	0,2243
INJ3	0,2156	0,0019	0,0318	0,0998	0,0675	0,0529
INJ4	0,2609	0,2600	0,1976	0,2499	0,0574	0,1146
INJ5	0,2609	0,2364	0,2259	0,1657	0,2560	0,1958
INJ-P1	INEXISTENTE	0,2609	0,1828	0,2592	0,2609	0,1985

De acordo com os resultados da Tab. 2, podemos inferir que houve um aumento no VPL em torno de 3,06 % em relação ao resultado da otimização sem reaproveitamento de poço produtor. Da Tab. 3 verifica-se o fechamento do poço 'PROD1' a partir do ciclo de controle 2, realizando com isso a sua transformação em poço injetor ('INJ-P1').

As curvas de produção acumulada de óleo e água de cada poço produtor das soluções sem reaproveitamento e com reaproveitamento são apresentadas na Figura 6 e 7, respectivamente. As curvas tracejadas correspondem à produção de água, e as curvas contínuas à produção de óleo.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

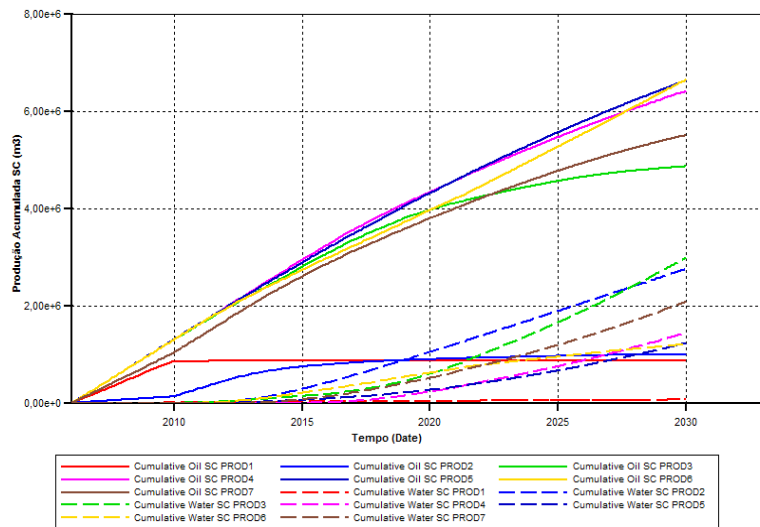


Figura 6: Produção acumulada sem reaproveitamento – Caso 1

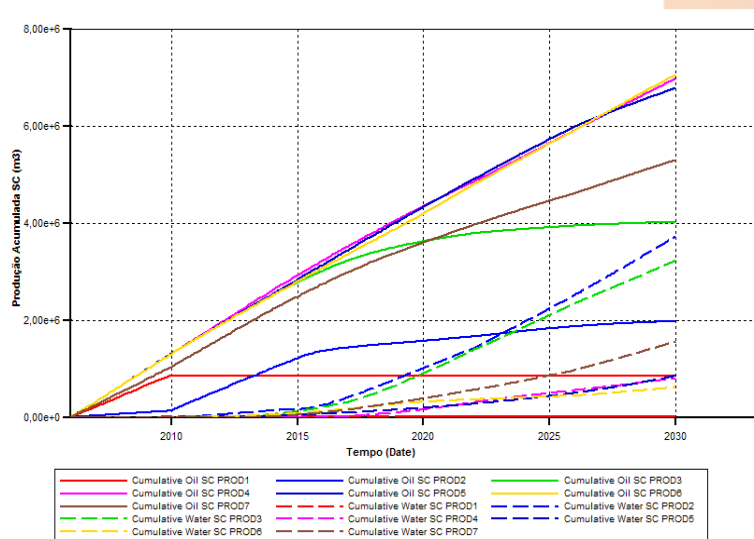


Figura 7: Produção acumulada com reaproveitamento – Caso 1

Avaliando a produção acumulada de cada poço produtor, é possível verificar que o poço que sofreu maior influência, tanto na produção de água (aumento em torno de 30%) como na produção de óleo (aumento de 50%), foi o poço P2 ('PROD2'), que corresponde ao poço mais próximo do produtor reaproveitado como injetor - 'INJ-P1'.

Caso 2: Critério de fechamento de produtores pela análise do corte de água. Operação em capacidade não topada com duração dos ciclos de controle considerada como variável de projeto adicional.

Neste segundo caso, inicialmente a otimização foi conduzida com 2 ciclos de controle, totalizando 25 variáveis de projeto, e

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

foi finalizada com 1 ciclo de controle pela otimização com reaproveitamento.

Pelo processo de otimização, foi verificado que o poço ‘PROD2’ deveria ser fechado.

Os resultados obtidos para este caso são apresentados na Tab. 4. Na Tab. 5 é apresentado o rateio das vazões obtidas método SAO.

Tabela 4: Resultados obtidos do Caso1

Otimização	Iterações do SAO	Simulações	$f(x)$ (10^8)
Sem reaproveitamento (2CC)	10	510	3.5801
Com reaproveitamento (1CC)	11	275	3.6687

Tabela 5: Rateio das vazões obtidas pelo SAO via RBF para o Caso 2 com reaproveitamento de poço

	CC SALVO	CC2
PROD1	0,1460	0,1795
PROD2	0,1798	FECHADO
PROD3	0,1800	0,1604
PROD4	0,1278	0,1641
PROD5	0,0683	0,1784
PROD6	0,1800	0,1800
PROD7	0,1179	0,1335
INJ1	0,1269	0,1624
INJ2	0,0879	0,1695
INJ3	0,0749	0,1689
INJ4	0,1042	0,1708
INJ5	0,1453	0,1168
INJ-P2	INEXISTENTE	0,1170
Duração	0,1590	0,8410

De acordo com os resultados da Tab. 4, podemos inferir que houve um aumento no VPL em torno de 2,2 % em relação ao resultado da otimização sem reaproveitamento de poço produtor. Da Tab. 5 verifica-se o fechamento do poço ‘PROD2’ pela análise de corte de água a partir do ciclo de controle 2, realizando com isso a sua transformação em

poço injetor (‘INJ-P2’). As curvas de produção acumulada de óleo e água de cada poço produtor desta solução com reaproveitamento e sem reaproveitamento são apresentadas nas Figuras 8 e 9, respectivamente.

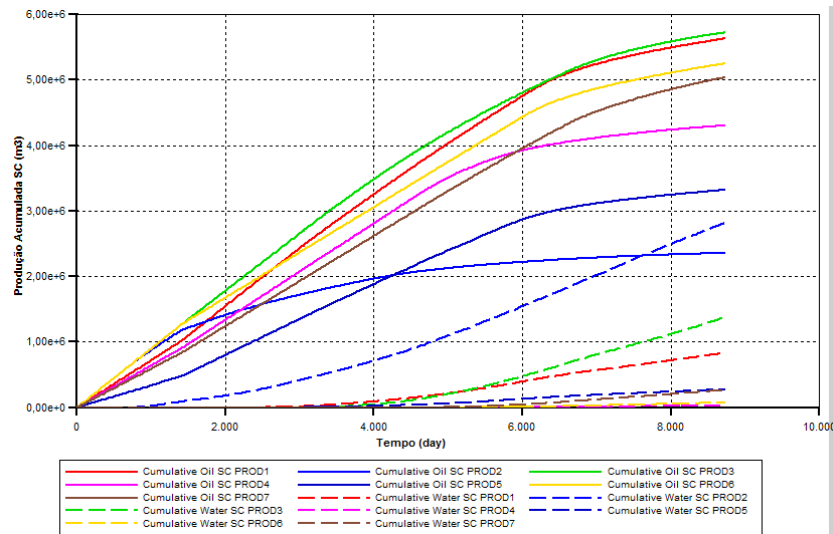


Figura 8: Produção acumulada sem reaproveitamento – Caso 2

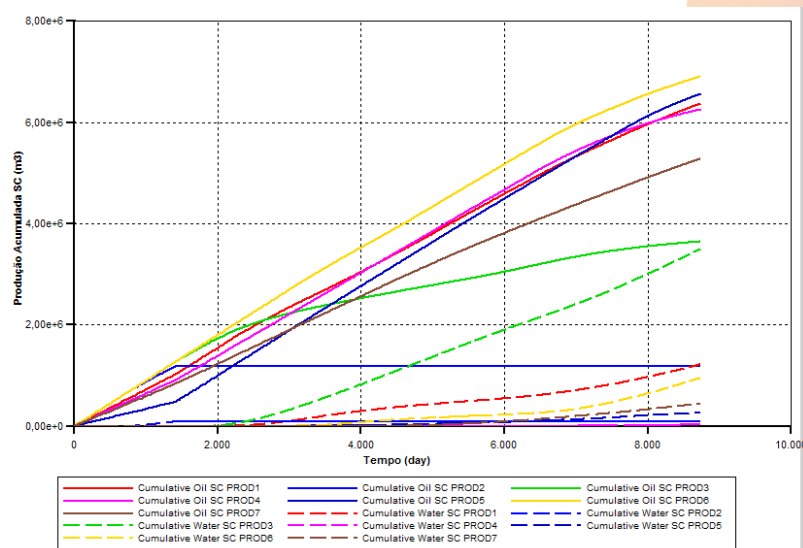


Figura 9: Produção acumulada com reaproveitamento – Caso 2

É possível verificar nas Figuras 8 e 9 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.

5. CONCLUSÕES

O problema de injeção de água sob a condição de gerenciamento topado e não topado foi estudado neste artigo. Na busca de uma solução visando o problema de reaproveitamento de poços produtores para poços injetores, foi utilizada 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. 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.

6. REFERÊNCIAS

CMG, 2015. *IMEX: User's Guide. Computer Modeling Group LTD*. Calgary - Canadá.

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.

