



RECUPERAÇÃO MELHORADA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO SOB INJEÇÃO WAG-CO₂ UTILIZANDO METAMODELOS

IBP1870_18

Guilherme A. Ferraiolo Patrocínio¹, Marcio A. Sampaio²

Copyright 2018, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2018, realizada no período de 24 a 27 de setembro de 2018, na cidade do Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios 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 2018.

Resumo

A otimização de injeção WAG-CO₂ em um campo de petróleo pode levar a um acréscimo da recuperação de óleo, redução da produção de água e CO₂, e assim, mitigar os riscos e maximizar os lucros. Entretanto, uma metodologia que mostre as vantagens desta otimização esbarra, muitas vezes, na complexidade do problema, uma vez que a operação de muitos poços injetores envolve um elevado número de variáveis de controle, que somado ao maior tempo de processamento da simulação composicional, faz com que o processo de otimização demande um elevado tempo computacional, tornando muitas vezes inviável uma abordagem mais completa. Para tentar contornar este problema, este artigo apresenta um método de otimização que possa avaliar o aumento da recuperação do reservatório sob injeção WAG-CO₂, melhorando o gerenciamento de reservatórios com elevado percentual de CO₂, maximizando o Valor Presente Líquido (VPL). A metodologia envolve utilizar um método de otimização global (algoritmo evolucionário) em conjunto com um metamodelo. O metamodelo envolve a técnica de planejamento experimental para a seleção de variáveis e a técnica de regressão polinomial para gerar uma função que reproduza as respostas do simulador, levando a um menor tempo computacional. Os parâmetros operacionais variaram dentro de um intervalo pré-determinado e os relativos VLPs foram avaliados. Um método tradicional de otimização foi usado como referência. Os resultados mostraram que enquanto os VPLs foram muito próximos (0,42 % de erro máximo), os tempos de simulação com o metamodelo foram menores (55% de redução no caso mais lento).

Palavras-chave: Recuperação Avançada de Óleo, Injeção de CO₂, Água Alternada com Gás, Otimização, Algoritmo Evolucionário, Metamodelos.

Abstract

The optimization of WAG-CO₂ injection in an oil field may leads to an enhance in oil recovery and reduction of water and CO₂ production, mitigating the risks and maximizing the profits. However, a methodology that shows this benefits usually faces the complexity of the problem. Once that the operation of many injector wells asks a high number of control parameters, in addition to the higher time demand by compositional simulation, the time to optimization process increases, and sometimes the analysis becomes unfeasible. In order to face this problem, this article presents an optimization methodology able to evaluate the WAG-CO₂, supporting then the management of high percentage CO₂ in reservoirs and maximizing the Net Present Value (NPV). The global optimization method (evolutionary algorithm) is performed together with a proxy model. The proxy

¹ Bacharelado, Engenheiro de Petróleo – Universidade de São Paulo

² PhD, Professor da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

model deals with the experimental design technique to chose the parameters and polynomial regression to generates a function that emulates the simulator output, reducing then the computational time. The operational parameters chosen changed inside a pre determined interval of values and the related NPVs were then evaluated. A traditional optimization method was used as a reference. The results showed that while the NPVs were very close (0.42% of maximum error) the simulation times were quite low (55% of difference in the slowest case) with the proxy models.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, CO₂ injection, Water Alternating Gas, Optimization, Evolutionary Algorithm, Proxy Models.

1. Introdução

Com a descoberta dos campos do pré-sal na Bacia de Santos, novos desafios tecnológicos surgiram, entre estes o fato de que muitos desses reservatórios possuem altas concentrações de dióxido de carbono (CO₂), próximos a 20%. Esse elevado percentual nos reservatórios, somado à longa distância da costa, limitações de manipulação e armazenamento do gás produzido, e também aos possíveis impactos ambientais decorrentes da liberação deste gás na atmosfera, fizeram com que a técnica de injeção de água alternada com gás (do inglês, *water alternating gas*, WAG), no caso CO₂ (técnica conhecida como WAG-CO₂), tornasse um dos principais métodos especiais de recuperação a serem empregados nestes reservatórios. A função da água nessa técnica é reduzir a mobilidade do CO₂ injetado ao aumentar a miscibilidade do mesmo nos fluidos do reservatório (Engermann et al., 2006). A otimização de injeção WAG-CO₂ em um campo de petróleo pode levar a um aumento da recuperação de óleo, redução da produção de água e CO₂, e assim, mitigar os riscos, e maximizar os lucros.

O método de recuperação por injeção WAG torna-se, contudo, mais complexo que os métodos tradicionais devido à ocorrência do efeito de histerese da permeabilidade relativa, a qual é causada pela alternância de injeção que acontece durante o processo. Conseqüentemente a simulação numérica também passa a ser mais complexa. Muitos trabalhos anteriores de otimização focaram principalmente em aumentar o desempenho dos reservatórios sob injeção de água (Brouwer e Jansen, 2004; Sarma et al., 2005; Aitokhuehi e Durllofsky, 2005; Yeten et al., 2004; Wang et al., 2007; Chen et al., 2009; Sampaio et al., 2015); e apenas alguns estudos se dedicaram ao processo de otimização da injeção WAG-CO₂ (Panjalizadeh et al., 2015; Chen e Reynolds, 2015). Isto se deve, em grande parte, ao fato de que os processos de otimização de métodos de EOR (do inglês, *enhanced oil recovery*) requer muitas simulações, com elevado custo computacional e financeiro. Portanto, o desenvolvimento dos chamados metamodelos (do inglês, *proxy models*), que emule as saídas do simulador, é considerada uma apropriada técnica alternativa.

Os metamodelos mais comuns tomam forma linear ou quadrática de uma função polinomial e visam representar o complicado modelo de simulação original de um reservatório, a fim de explorar as relações entre as variáveis de entrada (parâmetros) e as respostas obtidas (função objetivo, FO). Ao avaliar a sensibilidade da FO em relação a cada parâmetro é possível obter a significância estatística para cada um dos parâmetros e, conseqüentemente, eliminar da equação polinomial os de menor importância, tornando-a mais simples e de mais rápida simulação.

2. Objetivos

Este artigo visa apresentar uma metodologia para realizar a otimização da injeção WAG-CO₂ na condição miscível de maneira eficiente e robusta. Para isso utiliza métodos de otimização mais eficientes ao construir metamodelos adequados para acelerar o processo de busca pelas

melhores soluções. Isto é feito através da otimização das vazões de injeção de CO₂, variando-se a razão e ciclos WAG, maximizando o valor presente líquido (VPL), buscando aumentar a produção de óleo e diminuir as produções de água e CO₂, fazendo uso de um metamodelo para reduzir o tempo computacional.

3. Metodologia

O processo de recuperação WAG miscível foi modelado em um reservatório sintético para ser utilizado em simulação composicional. A metodologia aqui aplicada consistiu de quatro etapas: modelagem dos fenômenos físicos, ajuste do controle numérico, seleção dos parâmetros críticos e otimização com metamodelo.

3.1 Modelagem dos Fenômenos Físicos

Na otimização da operação WAG, a incorporação dos fenômenos físicos, especialmente a histerese da permeabilidade relativa, favorece o fator de recuperação de óleo (Ghomian, 2008). Tais fenômenos foram incorporados no modelo de simulação considerado, semelhante ao usado por Mello (2015). Para a histerese da permeabilidade relativa foi usado o modelo de Larsen e Skauge (1998), para a solubilização aquosa, o modelo de Harvey (1996) e para a difusão não-Fickiana, o modelo de Sigmund (1976).

3.2 Ajuste do Controle Numérico

O objetivo do ajuste do controle numérico é a otimização do tempo de simulação sem prejudicar a acurácia da solução. No modelo de simulação utilizado tal objetivo foi atingindo ao minimizar três componentes: o tempo de CPU, o percentual de erro no balanço de materiais e o percentual de falhas que o programa teve ao simular o modelo.

3.3 Seleção dos Parâmetros Críticos

A injeção WAG foi dimensionada e otimizada considerando os seguintes parâmetros:

- Ciclo ou Período WAG: uma variável de entrada que denota o tempo decorrido entre o início da injeção de gás e o fim da injeção de água, de um ciclo unitário de WAG;
- Razão WAG: outra variável de entrada, representa a razão entre os volumes de água (STW) e gás (STG) injetados durante um ciclo unitário, em condições padrão;
- Razão Gás-óleo ou *Gas Oil Ratio* (GOR): uma variável de entrada, indica a quantidade de gás produzido junto com o óleo. Tal variável é colocada como limitante no poço produtor, isto é, quando a quantidade de gás ultrapassar um certo valor o poço é fechado;
- Corte de água ou *Water Cut* (WCUT): uma variável de saída, indica, em percentual, a quantidade de água produzida junto com a de líquidos. Tal variável também é colocada como limitante no poço produtor ao atingir o corte de água limite.

3.4 Otimização com Metamodelos

Com o uso do CMOST, os parâmetros críticos foram avaliados quanto a sua significância estatística e um conjunto de metamodelos gerados, a fim de determinar qual melhor representa as saídas do simulador.

4. Estudo de Caso

4.1 Modelo de Reservatório

O modelo de simulação de reservatório carbonático usado foi um reservatório sintético heterogêneo e molhável à água, de escala um quarto de *five-spot*, a fim de representar o fenômeno WAG miscível em escala menor. O volume de óleo original in situ foi de 19,435 milhões de barris std (condições padrão). Os mapas com a permeabilidade e porosidade estão na Figuras 1.

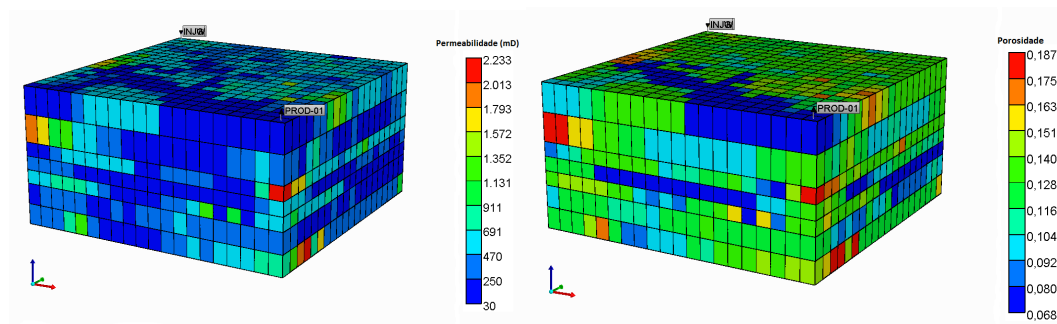


Figura 1: Mapas geológicos com descrição da permeabilidade e porosidade, respectivamente.

4.2 Cenário Econômico

Implementar um projeto de EOR com CO₂ requer um grande dispêndio de capital, pois o projeto inclui a perfuração de novos poços, ou a intervenção em poços existentes, para a injeção ou produção. Além disso, o projeto também exige a instalação de uma planta para reciclar o CO₂ (reinjetar o CO₂ produzido no processo), uma infraestrutura anti-corrosão no poço produtor e a instalação de dutos para transportar o CO₂ até o campo.

Ambos os custos de capital e de operação para um projeto EOR podem variar muito. Os custos totais, isto é, preço de compra e custo de reciclagem, do CO₂ podem variar entre 25% a 50% do custo unitário do barril de óleo produzido. Assim sendo, o retorno sobre o investimento no projeto de EOR com CO₂ tende a ser baixo, com um reembolso gradual e de longo tempo (NETL, 2017).

A avaliação econômica feita no presente trabalho não considera as incertezas, portanto trata-se de uma avaliação determinística. Os dados foram coletados do cenário econômico provável elaborado por Pinto (2013) e são apresentados na Tabela 1. Também são apresentados os dados referentes aos custos de produção do CO₂ presente no reservatório e ao custo de reinjeção do mesmo.

Tabela 1: Dados utilizados na avaliação econômica.

$P_{\text{óleo}}$ (USD/barril)	$C_{p\text{óleo}}$ (USD/barril)	$C_{p\text{água}}$ (USD/barril)	$C_{i\text{água}}$ (USD/barril)	$C_{p\text{CO}_2}$ (USD/ton)	$C_{r\text{CO}_2}$ (USD/Mcf)	I (% a.a.)
50,00	8,00	1,50	1,00	12,50	0,70	8,8

Onde:

- $P_{\text{óleo}}$ é o preço do óleo;
- $C_{p\text{óleo}}$ é o custo de produção do óleo;
- $C_{p\text{água}}$ é o custo de produção da água;
- $C_{i\text{água}}$ é o custo de injeção da água;
- $C_{p\text{CO}_2}$ é o custo de produção do CO₂;
- $C_{r\text{CO}_2}$ é o custo de reciclagem do CO₂;
- i é a taxa de desconto.

Os custos referentes ao CO₂ foram retirados de NETL (2017). Porém para utilizá-los no fluxo de caixa do trabalho fez-se necessário a conversão de unidades para metro cúbico (m³). A conversão, presente em NETL (2017), segue na Equação 1.

$$1 \text{ ton CO}_2 = 545 \text{ m}^3 \text{ CO}_2 \text{ std} = 19,25 \text{ Mcf CO}_2 \text{ std} \quad (1)$$

onde *std* referente às condições padrão (14,7 psi e 70 °F).

O modelo de fluxo de caixa usado também incorpora o regime fiscal brasileiro simplificado, cujos valores usados estão na Tabela 2.

Tabela 2: Regime fiscal brasileiro simplificado.

Parâmetros Econômicos	Valor
Royalties	10%
PIS/COFINS	9,25%
Imposto de Renda	25%
Contribuição Social	9%

Por fim, considerou-se o investimento inicial em plataforma, perfuração de poços convencionais e custo de abandono. Pinto (2013) adotou o valor US\$ 70 milhões para tal investimento, pois usa um modelo *five-spot*. Neste há um poço produtor e quatro poços injetores, ou seja, é um setor de um campo completo e com muitos poços. Tal valor é proporcional ao investimento que seria feito nesse campo.

Como o modelo do presente trabalho é *um quarto de five-spot*, então o investimento considerado foi de US\$ 17,5 milhões.

Os dados econômicos foram incorporados a um fluxo de caixa, montado em planilha Excel, que tem como dado de saída o Valor Presente Líquido (VPL). No CMOST, o VPL foi escolhido como função objetivo (FO) e foram criados três casos de estudo em relação ao ciclo WAG: caso 1, caso 2 e caso 3.

4.3 Descrição dos Casos

No primeiro caso o ciclo é de um ano, sendo os seis primeiros meses de injeção de água e seis meses seguintes de injeção de CO₂. No segundo o ciclo é de dois anos, sendo o primeiro ano de injeção de água e o segundo, de injeção de CO₂. Por fim, no terceiro caso o ciclo é de três anos, sendo o primeiro ano e meio de injeção de água e o restante de injeção de CO₂.

4.4 Parâmetros Operacionais

Os demais parâmetros variaram conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros e intervalos utilizados.

Parâmetros	Intervalo
STW	1000 a 6000 bbl/dia
STG	1000 a 6000 ft ³ /dia
GOR	800 a 3500 ft ³ /bbl
WCUT	10% a 99%

5. Resultados e Discussão

Os resultados obtidos no processo de otimização com metamodelos feito pelo software CMOST são apresentados a seguir.

5.1 Caso 1

O processo de otimização do caso 1 exigiu 3 horas e 15 minutos de processamento computacional. A curva de VPL em função do número de experimentos encontra-se na Figura 2. Realizou-se cerca de 270 experimentos, sendo que no nº 34 foi apontada a primeira solução ótima. Os valores dos parâmetros desta, bem como o VPL obtido, encontram-se na Tabela 4.

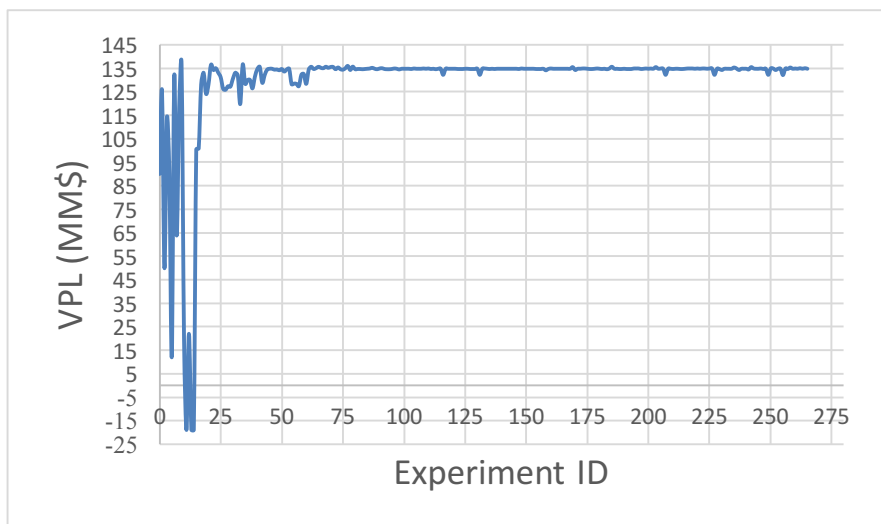


Figura 2: Curva de VPL.

Tabela 4: Parâmetros e VPL do experimento nº 34.

STW (bbl/dia)	6000,00
STG (ft ³ /dia)	1353,53
GOR (ft ³ /bbl)	2681,82
WCUT (%)	81,92
VPL (MM\$)	136,43

5.2 Caso 2

O processo de otimização do caso 2 exigiu 4 horas e 33 minutos de processamento computacional. A curva de VPL encontra-se na Figura 3. Realizou-se cerca de 250 experimentos, sendo que no experimento nº 92 foi apontada a primeira solução ótima. Os valores dos parâmetros desta, bem como o VPL, encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros e VPL do experimento nº 92.

STW (bbl/dia)	6000,00
STG (ft ³ /dia)	1000,00
GOR (ft ³ /bbl)	3227,27
WCUT (%)	94,50
VPL (MM\$)	141,34

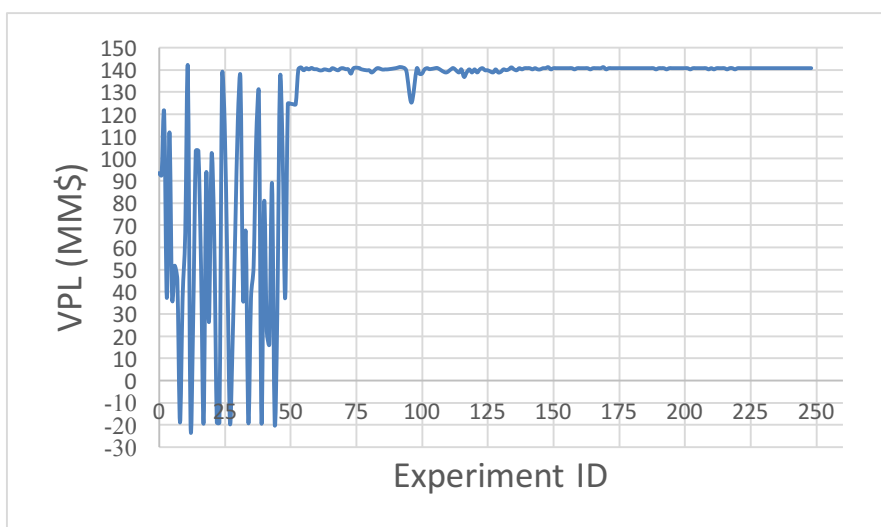


Figura 3: Curva de VPL para o Caso 2.

5.3 Caso 3

No último caso, o processo de otimização exigiu 16 horas e 38 minutos de processamento computacional. A curva de VPL encontra-se na Figura 4.

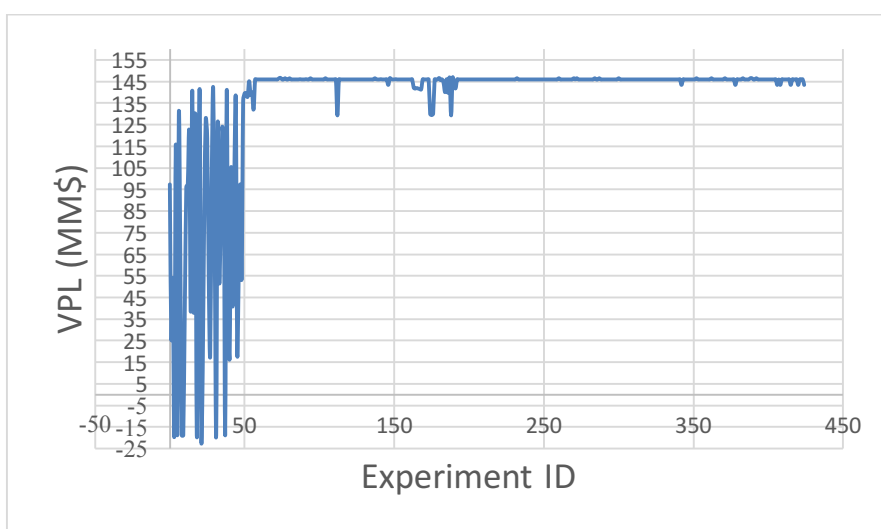


Figura 4: Curva de VPL do Caso 3.

Realizou-se cerca de 440 experimentos, sendo que no experimento 187 foi apontada a primeira solução ótima. Os parâmetros desta, bem como o VPL obtido, encontram-se na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros e VPL do experimento nº187.

STW (bbl/dia)	6000,00
STG (ft ³ /dia)	1555,50
GOR (ft ³ /bbl)	3063,60
WCUT (%)	91,81
VPL (MM\$)	146,75

Os dados de produções acumuladas de óleo, água e CO₂, bem como de injeções acumuladas de água e CO₂, das soluções ótimas dos Casos 1, 2 e 3 são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Produção e injeção acumuladas dos casos estudados.

Caso	Produção Acumulada			Injeção Acumulada	
	Óleo (milhões bbl)	Água (milhões bbl)	CO ₂ (milhões lb)	Água (milhões bbl)	CO ₂ (milhões lb)
1	13,05	3,45	184,50	24,70	1,65
2	13,50	7,60	210,00	26,50	1,34
3	13,35	5,78	200,86	23,95	1,21

O Caso 2 apresentou maior produção de óleo do que o Caso 3, entretanto este obteve o maior VPL. Tal diferença está associada ao custo de produção do óleo envolvido, a receita extra no Caso 2 foi contrabalanceada por tal custo no cálculo final do VPL. Nota-se também que o Caso 3 teve menor injeção de CO₂ e água que o Caso 2, isso significa também menores custos no fluxo de caixa considerado.

Os parâmetros encontrados no Caso 3 na solução ótima da injeção WAG-CO₂ no modelo de um quarto de *five-spot* de um reservatório sintético, heterogêneo e carbonático são apresentados na Tabela 8. Na Figura 5 encontram-se as curvas de produção acumulada de óleo e das vazões de injeções de água e CO₂

Tabela 8: Parâmetros da melhor solução do Caso 3.

Parâmetro	Valor
WCUT (%)	91,8
GOR (ft ³ gás produzido/bbl de óleo)	3063,6
STW (bbl água injetada/dia)	6000,0
STG (ft ³ gás injetado/dia)	1555,5
Razão WAG (bbl água/ft ³ gás)	3,86
Ciclo WAG (anos)	3

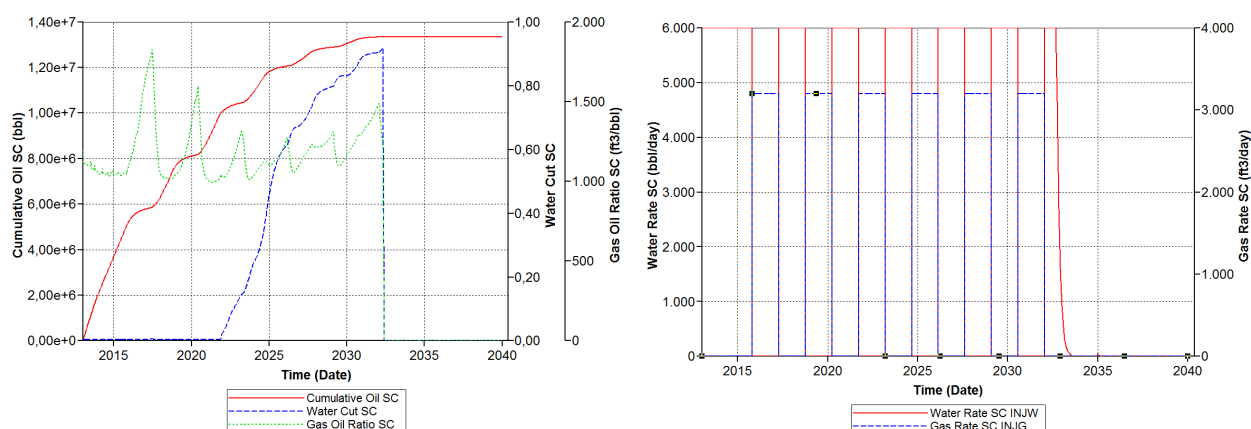


Figura 5: Produção acumulada de óleo e parâmetros operacionais.

5.4 Metamodelo x DECE

Os Casos 1, 2 e 3 foram usados por Seto (2017) em seu estudo de otimização da injeção WAG-CO₂ através do DECE, um método de otimização da companhia *Computer Modelling Group* (CMG, 2015). Os valores encontrados para o VPL de cada caso foram muito próximos dos valores encontrados pelos metamodelos gerados, porém os tempos de simulação variaram significativamente, como mostram as Tabelas 9.

Tabela 9: Comparação DECE x Proxy.

Caso	VPL DECE (MM\$)	VPL Proxy (MM\$)	Erro Proxy (%)	Tempo para otimização DECE (h)	Tempo para otimização com proxy (h)	Redução no tempo com proxy (%)
1	137.05	136.47	0.42	43:39:52	3:14:33	93%
2	141.42	141.34	0.06	12:12:46	4:32:21	63%
3	146.75	146.75	0	37:05:37	16:37:49	55%

6. Conclusões

Do presente estudo esperava-se o desenvolvimento de uma metodologia de otimização da injeção WAG-CO₂ com metamodelos que reduzisse o tempo de simulação exigido e, ainda assim, apresentasse uma resposta confiável. A partir da comparação dos resultados obtidos com a otimização por metamodelos e a otimização DECE, é possível concluir que aquele oferece uma resposta confiável, visto que os máximos VPLs obtidos em ambos os casos são muito próximos. Quanto aos tempos de simulação, os resultados seguiram o esperado, pois os metamodelos exigiram menos tempo computacional para atingir a solução ótima em comparação com obtido na otimização DECE.

Observa-se também que o VPL aumentou com o aumento do ciclo WAG, sendo este dividido igualmente entre os tempos de injeção de água e de CO₂. Pode-se concluir, então, que exista um ciclo WAG máximo que tenha um impacto maior no VPL do campo. O melhor caso encontrado (caso 3), mostrou ainda que o melhor gerenciamento do campo envolve também as reduções dos custos envolvidos com as injeções de água e CO₂, e que nem sempre a maior recuperação de óleo corresponde necessariamente ao maior VPL. É importante destacar também que este trabalho realizou a reinjeção do CO₂ produzido, nem sempre realizado nos trabalhos de injeção WAG-CO₂, simulando o reaproveitamento do gás.

7. Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus. Agradeço também a minha família que sempre me apoiou, agradeço ao meu orientador, prof. Dr. Marcio Augusto Sampaio Pinto, por toda a ajuda e à Associação dos Engenheiros Politécnicos (AEP) pelo suporte financeiro para desenvolver este projeto. Os autores agradecem também ao LASG (Laboratório de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo) da EPUSP e à CMG (Computer Modelling Group) por fornecer as licenças necessárias do GEM e CMOST para o desenvolvimento desta pesquisa.

8. Referências Bibliográficas

- AITOKHUEHI, I., DURLOFSKY, L. J., “Optimizing the Performance of Smart Wells in Complex Reservoirs Using Continuously Updated Geological Models”, *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 48 (2005) 254 -264.
- BROUWER, D. R.; JASEN, J. D., “Dynamic Water Flood Optimization with Smart Wells Using Optimal Control Theory”, *SPE Journal*, 9 (4) 391-402, 2004.
- CHEN, Y., OLIVER, D.S., ZHANG, D., “Efficient ensemble-based closed-loop production optimization”. *SPE Journal*, 14 (4), 634–645, 2009.
- CHEN, B., REYNOLDS, A. C., “Ensemble-Based Optimization of the WAG Injection Process”. SPE 173217-MS. 2015 SPE Reservoir Simulation Symposium; Texas, EUA; 2015.
- COMPUTER MODELLING GROUP. CMOST User Guide. Alberta, 2015. pp.269.
- EGERMANN, P., ROBIN, M., LOMBARD, J.-M., MODAVI, A., KALAM, M.Z., “Gas Process Displacement Efficiency Comparisons on a Carbonate Reservoir”, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 9, N.6, Dezembro, 621-629, 2006.
- GHOMIAN, Y. Reservoir simulation studies for coupled CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. Dissertation presented to the Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin. Austin, TX, US: Universidade do Texas, Austin, 2008.
- HARVEY, A. H. Semiempirical Correlation for Henry’s Constants over Large Temperature Ranges. *AIChE Journal*, 1996.
- MELLO, S.F. Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos molháveis à água, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.
- NETL. "Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution". National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, 2017, 35 p.
- LARSEN, J. A.; SKAUGE, A. Methodology for numerical simulation with cycle- dependent relative permeabilities. *SPE Journal*, SPE-38456-PA, v. 3, n. 2, p. 163-173, junho 1998.
- PANJALIZADEH, H.; ALIZADEH, A.; GHAZANFARI, M.; ALIZADEH, N. “Optimization of the WAG Injection Process”, *Petroleum Science and Technology*, vol. 33 (3), pp. 294-301, 2015.
- PINTO, M. A. S., Método de Otimização Assistido para Comparação entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.
- SAMPAIO, M. A., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J., “Assisted optimization method for comparison between conventional and intelligent producers considering uncertainties”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133 (2015) 268-279.
- SARMA, P.; AZIZ, K.; DURLOFSKY, L. J.; “Implementation of Adjoint Solution for Optimal Control of Smart Wells”, SPE 92864, 2005 SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, Fevereiro, 2005.
- SETO, R. T. S., Otimização da Recuperação de Reservatórios de Petróleo sob Injeção WAG-CO₂, Projeto de Iniciação Científica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo, Universidade de São Paulo, Santos, 2017.
- SIGMUND, P. M. Prediction of molecular diffusion at reservoir conditions. Part 2. Estimating the effect of molecular diffusion and convective mixing in multicomponent systems. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, v. 53, 1976.
- WANG, C., LI, G., REYNOLDS, A.C., 2009. “Production Optimization in Closed-Loop Reservoir Management”, SPE-109805, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 Novembro 2007.
- YETEN, B., BROUWER, D. R., DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K., “Decision Analysis under Uncertainty for Smart Well Deployment”, *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 43 (2004) 183 -199.