

ESTUDO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA EM CAMPOS DE PETRÓLEO ONSHORE NA REGIÃO DA BACIA POTIGUAR

Talles André Morais Albuquerque (1); Jardel Dantas da Cunha (2); Antonio Robson Gurgel
(3)

(1) Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA; talles.aif@gmail.com

(2) Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA; robsongurgel@ufersa.edu.br

(3) Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA; jardel.dantas@ufersa.edu.br

Resumo: O estado do Rio Grande do Norte tem se destacado nacionalmente por várias décadas como um dos grandes produtores de petróleo. Em projetos de recuperação, a viabilidade técnica e econômica de um reservatório pode ser definida a partir do método de recuperação. Estes métodos podem ser classificados em primários (naturais), na qual a própria e energia presente na rocha reservatório é suficiente para produção de fluidos, secundários por meio da injeção de água ou gás e especiais (terciários) que compreendem os métodos térmicos, químicos e miscíveis para recuperação dos hidrocarbonetos. Durante a etapa de análise de recuperação de um campo, uma das ferramentas mais importantes para realização desta análise é a simulação numérica. Desta forma, este trabalho compreende um estudo de simulação numérica de recuperação de petróleo através da injeção de água em campos *onshore* da região da Bacia Potiguar. O padrão de malha escolhido foi o *five-spot*. Foram analisados quatro reservatórios com parâmetros de reservatório (permeabilidade, porosidade, saturação de fluidos e viscosidades) distintos. Também foi realizada uma análise de sensibilidade do Fator de Recuperação em função destes parâmetros. A partir das simulações realizadas, os resultados mostraram melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção e da viscosidade da água injetada para todos os casos analisados. Os resultados da análise de sensibilidade indicaram que os parâmetros mais relevantes na melhoria do Fator de Recuperação foram a porosidade da formação e a saturação inicial de óleo.

Palavras-chave: Fator de Recuperação, Simulação Numérica, Recuperação Secundária;

Introdução

Uma vez constatada a insuficiência energética da produção de petróleo por meio da energia natural (ou primária), uma série de estudos são realizados para se definir formas de se extrair o restante dos fluidos existentes no subsolo (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Estes estudos são necessários, por exemplo, para avaliar a possível utilização dos métodos suplementares de recuperação de hidrocarbonetos com o objetivo de aumentar a quantidade de óleo produzido do reservatório. De acordo com Graig Jr. (1971, tradução nossa) a popularidade da injeção de água entre os métodos de recuperação é explicada por (1) a disponibilidade geral de água, (2) a relativa facilidade com que a água é injetada, (3) a capacidade da água se espalhar através de uma formação contendo óleo (4) a eficiência da água em deslocar o óleo.

Sobre a simulação de reservatórios Aziz (1979, tradução nossa) traz que a simulação permite um estudo mais detalhado do reservatório dividindo-o em blocos e aplicando equações fundamentais para o fluxo em meios porosos em cada bloco. Ainda segundo o mesmo autor graças aos avanços tecnológicos, alcançados desde o início dos anos 50 agora é possível escrever alguns modelos sofisticados para simular alguns processos muito complexos que ocorrem em reservatórios durante a implementação de esquemas de recuperação.

Neste trabalho, simulações numéricas de reservatórios serão utilizadas com a finalidade de se gerenciar a produção de petróleo provenientes de reservatórios com características semelhantes a Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Isto será realizado através da análise do Fator de Recuperação e do volume de óleo produzido ao se injetar água nestes reservatórios em sistemas de malhas de injeção e produção do tipo *five-spot*.

Metodologia

Para a realização deste trabalho foi empregado o simulador *Griffin 1.00* bidimensional (2D) de fluxo de fluidos em meios porosos. Ao todo neste trabalho foram realizadas 154 simulações. Foi escolhida uma malha com comprimento entre os poços de produção de 200 m de lado (direções x, y) e distância entre os poços de injeção e produção de 140 m. Por se tratar de um sistema bidimensional (2D), considerou-se a espessura do reservatório como sendo de 1 m correspondente um 1 bloco na direção z. No simulador, foram inseridos, de início, os dados de um campo *onshore* com características rocha-fluidos da região da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro para a geração de um modelo base (Tabela 1). Os parâmetros operacionais usados neste estudo foram: distância entre poços de injeção e produção (d) = 140 m; vazões de injeção (q_{inj}) = 10 m³/d. O tempo de simulação para o modelo numérico foi de 15 anos.

Tabela 1 – Propriedades do modelo base.

Propriedades	Valores
Porosidade (ϕ) - %	29
Permeabilidade (k) - mD	350
S_{oi} (%)	67
S_{wi} (%)	33
°API	38
Viscosidade da água (μ_w) – cP @ P, T	1
Viscosidade do óleo (μ_o) – cP * @ P, T	1,39

Fonte: Do autor.

* = A viscosidade do óleo foi estimada a partir do °API utilizando a correlação de Glasco (1980) para óleo morto (isento de gás dissolvido) para

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

todos os reservatórios (A, B, C e D). Como não se dispunha de análises completas para os quatro reservatórios, adotou-se a hipótese de que os valores de viscosidade neste trabalho estão na temperatura (T) de 72 °C e uma pressão (P) de 4800 Psi a uma profundidade de 500 m para todos os quatro reservatórios estudados.

A partir do modelo base, foram realizados refinamentos para estudar a influência do tamanho das malhas do reservatório no volume de óleo recuperado (Np) e no tempo de simulação. Assim, este modelo foi composto por malhas com dimensões cartesianas (x,y) que variaram do menos refinado ao mais refinado com o objetivo de analisar ganhos na produção acumulada com base no critério maior refinamento malha e menor tempo de simulação. Depois desta etapa, foi feito um estudo de vazões de injeção para o modelo base sendo variadas em intervalos de 2m³/d para a obtenção das máximas vazões em termos de Fator de Recuperação de acordo com o limite operacional de ganho no Fator de Recuperação ($\Delta FR(\%)$) mínimo, intermediário e máximo de 0,31%, 0,5% e 0,8% respectivamente. As vazões encontradas para este reservatório foram adotadas para os demais casos (B, C e D).

O valor de $\Delta FR(\%)$ é calculado por:

$$\Delta FR(\%) = FR(\%)_{q_{inj}} - FR(\%)_{q_{inj-1}} \quad \text{eq.(1)}$$

Onde: $FR_{q_{inj}}$ é o Fator de Recuperação para a vazão atual.

$FR_{q_{inj-1}}$ é o Fator de Recuperação para a vazão anterior.

A etapa seguinte consistiu de uma análise da influência da viscosidade da água de injeção na melhoria do Fator de Recuperação de óleo. Nesta análise, foi escolhida a vazão que forneceu o maior Fator de Recuperação para cada um dos quatro campos de petróleo estudados conforme podem ser visualizados as suas propriedades rocha-fluidos na Tabela 2 a seguir:

Tabela 2 – Parâmetros rocha-fluidos.

Propriedade	Reservatório A	Reservatório B	Reservatório C	Reservatório D
Φ (%)	29,0	30,0	17,8	20,0
K(mD)	350,0	263,0	75,0	5,11
S_{oi}(%)	67,0	64,5	55,0	73,0
S_{wi}(%)	33,0	35,5	45,0	27,0
°API	38,0	32,0	31,0	34,1
μ_w(cP)	1,0	1,0	1,0	1,0
μ_o(cP)	1,39	2,68	3,03	2,1

As viscosidades escolhidas para a água de injeção dos quatro reservatórios variam em 1 cP, 2 cP e 4 cP, para cada um dos quatro reservatórios.

Por fim, uma análise de sensibilidade do volume de óleo produzido (N_p) em função dos parâmetros de reservatório foi realizada no reservatório A para estudar qual(s) parâmetros de reservatório influenciaram mais na produção de óleo deste reservatório. A Tabela 3 apresenta os valores dos parâmetros rocha-fluidos utilizados.

Tabela 3 – Parâmetros de rocha-fluido do modelo base.

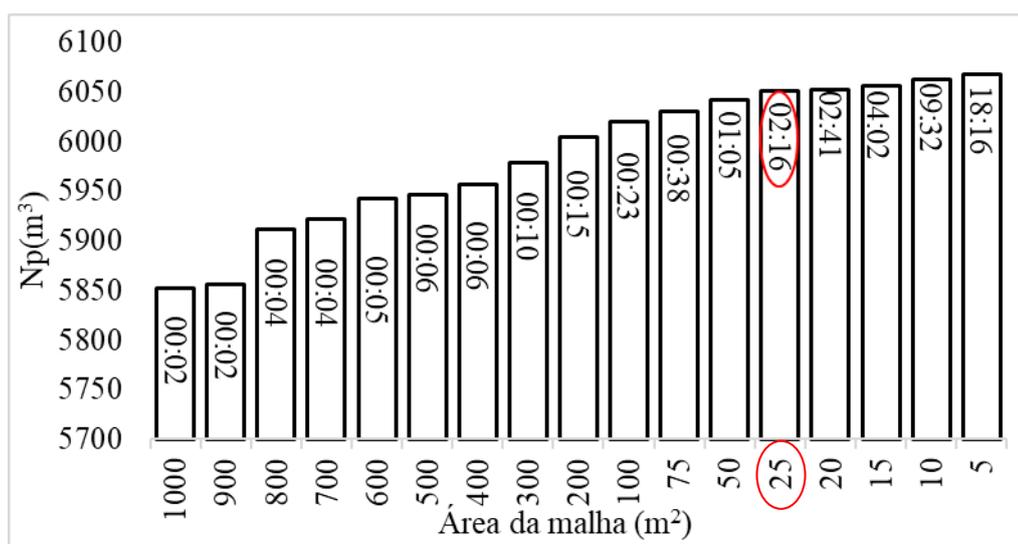
Parâmetros	Valor mínimo (-1)	Valor intermediário (0)	Valor máximo (+1)
ϕ (%)	24	29	34
k (md)	150	350	550
S_{oi}	62	67	72

Fonte: Do autor.

Resultados e Discussão

A Figura 1 apresenta a produção acumulada de óleo em função do tamanho da área dos triângulos na malha *five spot* e do tempo de simulação.

Figura 1 - Produção acumulada em função da área da malha de simulação



Fonte: Do autor.

Conforme pode ser observado na Figura 1 com valores de área de malha menores que 25 m² o tempo de simulação aumentou de 2 min e 16 s para 2 min e 41 s enquanto que o aumento de ganho em relação ao original foi de ΔN_p (%) = 0,060631. Ainda de acordo com a Figura 1, maiores refinamentos provocariam aumentos no tempo de simulação sem que houvesse melhorias significativas no acréscimo do volume de óleo produzido. Desta forma, foi escolhida a malha com 25 m² de área para este trabalho.

A partir da malha escolhida, as simulações para a escolha das vazões foram realizadas

conforme pode ser observado na Tabela 4 a seguir para o reservatório A.

Tabela 4 – Fator de recuperação em função da vazão de injeção.

q_{inj} (m ³ /d)	FR (%)	Δ FR (%)
2	69,98	4,0674
4	74,05	1,8729
6	75,92	1,1424
8	77,07	0,7918
10	77,86	0,5911
12	78,45	0,4635
14	78,91	0,3764
16	79,29	0,3133
18	79,60	0,2663
20	79,87	0,2303

Fonte: Do autor.

A partir do critério descrito na metodologia para a determinação das vazões e conforme a Tabela 4 as vazões encontradas foram 8, 12 e 16 m³/d respectivamente. É importante observar que de acordo com o esperado, aumentos nas vazões de injeção contribuíram com melhorias no Fator de Recuperação de óleo para o modelo de reservatório estudado.

A Tabela 4 apresenta um resumo dos valores do Fator de Recuperação (FR) para cada um dos reservatórios estudados (A, B, C e D) com as vazões escolhidas na etapa anterior.

Tabela 4 – FR (%) versus q_{inj} para os quatro reservatórios.

FR(%) - Reservatório	q_{inj} (m ³ /d)			Δ FR(%)
	8	12	16	Δ (16-8) m ³ /d
FR (%) - A	78,45	79,60	80,30	1,85
FR(%) - B	74,98	76,61	77,60	2,62
FR (%) - C	72,59	74,18	75,15	2,56
FR(%) - D	80,10	81,18	81,83	1,73

Fonte: Do autor.

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 4, pode-se verificar que para todos os quatro reservatórios analisados houve melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção de água. Ainda de acordo com a Tabela 4, a melhoria mais significativa foi para o reservatório B, foi observado que ao se dobrar a vazão de injeção de água houve um aumento de 2,62 pp (pontos percentuais) no Fator de Recuperação.

Os resultados para a análise do Fator de Recuperação em função da viscosidade da água injetada estão presentes na Tabela 5.

Tabela 5 - Fator de recuperação em função da variação de viscosidade da água injetada.

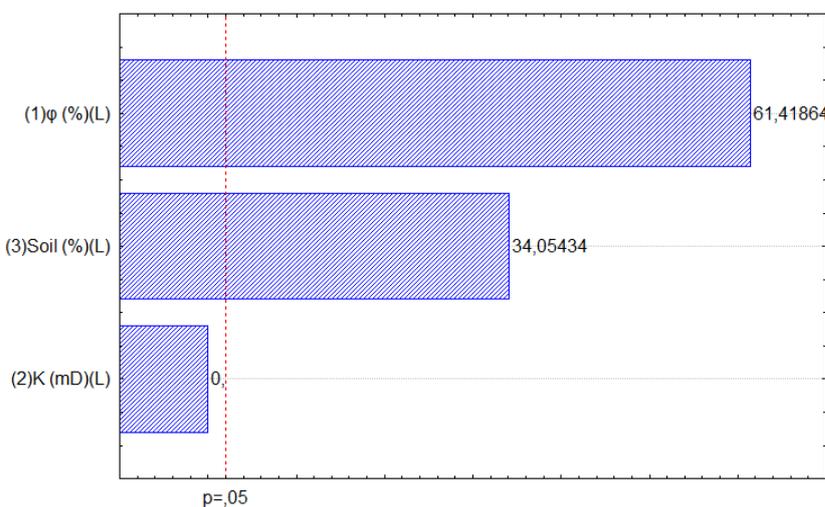
Reservatório	$\mu_w(\text{cP})$			$\Delta\text{FR}(\%)$
	1	2	4	$\Delta(4-1) \text{ cP}$
A	80,3	81,65	82,62	2,32
B	77,60	79,52	80,92	3,32
C	75,15	77,02	78,38	3,23
D	81,83	83,09	84,00	2,17

Fonte: Do autor.

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 5, verifica-se que para todos os quatro reservatórios o aumento na viscosidade do fluido de injeção melhorou o Fator de Recuperação de óleo corroborando com resultados de trabalhos de Silva (2014). A melhoria mais significativa foi para o reservatório B ($\Delta\text{FR}(\%)=3,32$ pp). Neste caso, esta melhoria pode estar relacionada ao fato de que a alteração da viscosidade para um valor mais próximo ao do óleo contribuiu para a redução da razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o deslocado proporcionando uma melhoria a eficiência de deslocamento do óleo pela água de injeção, melhorando desta forma o Fator de Recuperação.

Os gráficos das Figuras 2 e 3 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do volume de óleo produzido em função dos parâmetros de reservatório para o reservatório A.

Figura 2 – Diagrama de Pareto para análise de sensibilidade dos parâmetros de reservatório para o modelo base



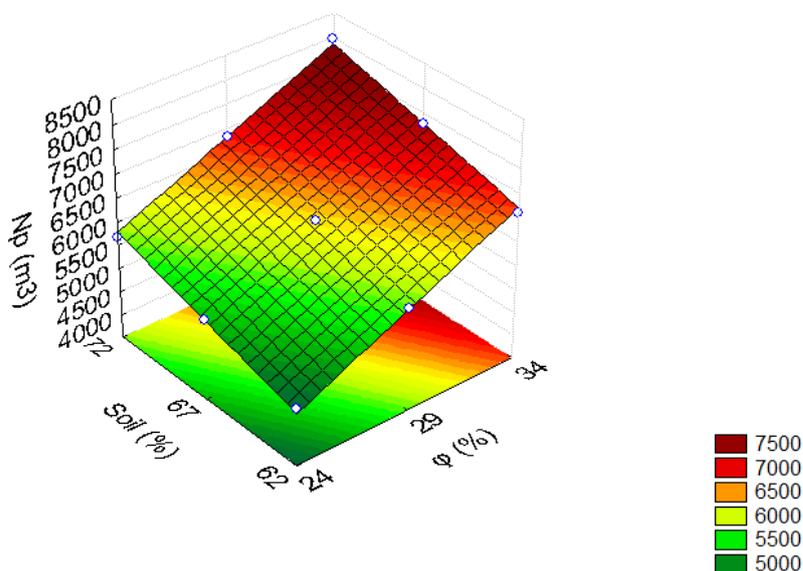
Fonte: Do autor.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 3, observa-se que as variáveis que estatisticamente exerceram influências mais relevantes na produção de óleo foram a porosidade da formação e a saturação de óleo inicial. Desta forma, reservatórios que são mais porosos e que possuem uma maior quantidade de

volume de óleo presente na formação poderão fornecer uma maior quantidade de óleo produzida através da injeção de água. A permeabilidade neste trabalho não exerceu influência estatisticamente relevante. Isto pode estar associado ao próprio simulador que não foi capaz de apresentar resultados satisfatórios para esta análise.

Ao se analisar a influência da porosidade e da saturação de óleo inicial no volume de óleo produzido, verificou-se a região de maior influência estatística na produção de óleo foi aquela onde a porosidade se situou a valores iguais ou próximos a 34%. A combinação entre a porosidade da formação e a saturação de óleo forneceu melhorias significativas no volume de óleo produzido para o reservatório (A) estudado.

Figura 3 – Superfície de resposta: Saturação de óleo *versus* Porosidade para o modelo base.



Fonte: Do autor.

Conclusões

Neste trabalho, um ajuste satisfatório de refinamento utilizando dados de um reservatório maduro da Bacia Potiguar foi obtido resultando em uma área de malha de 25 m² para um tempo de simulação de 2min e 16 s. Além disso, foi possível observar melhorias no Fator de Recuperação através de ajustes na vazão de injeção de água para os quatro casos estudados simulando a injeção de água.

Com o aumento da viscosidade da água de injeção, melhorias no Fator de Recuperação também foram observadas, principalmente para o reservatório B com aumentos percentuais de 3,32 % em relação ao caso onde se injetou água com viscosidade inalterada.

Finalmente, a análise de sensibilidade indicou que estatisticamente maiores valores nos parâmetros de porosidade e saturação de óleo inicial

na rocha-reservatório melhoraram o volume de óleo produzido para os 15 anos de simulação.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a UFERSA, CNPQ/CAPES pela concessão da bolsa de iniciação científica e ao SINMEC/UFSC pela disponibilização do *software* Griffin.

Referências

AZIZ, K; SETTARI, A. **Petroleum reservoir simulation**. Applied Science Publishers. Londres, 1979.

CRAIG JR., F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Society of Petroleum Engineers AIME. New York, 1971.

GLASO, O. “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations.” *Journal of Petroleum Technology* (May 1980): 785–795.

MALISKA, C. R.; SILVA, A. F. C.; HURTADO, F. S. V.; DONATTI, N. C.; AMBRUS, J.; KARPINSKI. **Manual Teórico. Griffin 1.0. Aplicativo didático para simulação de reservatórios de petróleo**. Laboratório de Simulação Numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor. Universidade Federal de Santa Catarina, 2008, 38 p

SAITO, R.; SCHIOZER, D. J.; CASTRO, G. N. de; **Simulação de técnicas de engenharia de reservatórios: exemplo de utilização de opções reais**. RAE – Revista de Administração de Empresas. Abr/Jun, 2000. São Paulo – SP. Disponível em:<<http://www.scielo.br/pdf/rae/v40n2/v40n2a07.pdf>> Acesso em: 20/03/18.

SHANNON, R. E. **Introduction to the art and science of simulation**. Winter Simulation Conference, 1998.

SILVA, M. do S. da. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo**. Natal – RN, 2014.

SILVA, M. V. A. **Desenvolvimento de um campo de petróleo utilizando a injeção de água como método de recuperação suplementar**. Natal – RN, 2016.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.