



ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO EM CONDIÇÕES ISOTÉRMICAS VIA SIMULAÇÃO NÚMERICA

Guilherme Miller Ferreira da Silva¹; Balbina Raquel de Brito Correia²; Acto de Lima
Cunha³; Antonio Gilson Barbosa de Lima⁴

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
guilhermemiller@live.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
balbinacorreia@hotmail.com

⁴ Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Engenharia de Petróleo –
actolimaacunha@yahoo.com.br

³ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
agblima@pg.cnpq.br

RESUMO

Com o objetivo de estudar a recuperação de óleo com aplicação da injeção de água por meio do software comercial ANSYS CFX[®] 12.0, foram realizadas simulações tridimensionais em regime transiente, com resolução das equações diferenciais por volumes finitos de um modelo de reservatório em malha não estruturada. Buscou-se discutir a influência das características da formação e dos fluidos nele contidos na aplicação de um método convencional de recuperação. O modelo consiste em duas malhas *five-spot* invertido em paralelo, com 100% de saturação de óleo e características do meio poroso definidas a partir da literatura estudada. Desta forma, água foi injetada isotermicamente em duas posições distintas, no topo do modelo e em 1,5 metros a partir do topo, para simulações com vazões de água de 13,8; 27,5 e 41,3 m³/d, gerando seis casos simulados. Os resultados analisados compreendem a evolução e distribuição da fração volumétrica de água, o volume de água acumulada, pressão no reservatório e fator de recuperação ao longo do tempo de injeção de 8,2 anos. Verificou-se que o fator de recuperação de óleo aumenta proporcionalmente à vazão de água injetada, principalmente, bem como um aumento significativo da produção de água.

Palavras-chave: Injeção de água, processo isotérmico, simulação numérica, fator de recuperação.

1. INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo no Brasil teve um crescimento expressivo nos últimos anos, principalmente a partir do início da produção na camada pré-sal. Segundo dados da Petrobras, a empresa registrou aumento de 15,4% na produção de óleo e LGN (Líquido de Gás Natural) ao longo dos meses de 2014 [PETROBRAS, 2015].

Este fato culmina na necessidade e oportunidade de utilização de métodos para aumento da recuperação de óleo,

quando os mecanismos primários não mais atuam no reservatório.

Métodos de recuperação secundária são exemplos básicos para suplementar a energia natural do reservatório, com mecanismos de deslocamento do banco de óleo e manutenção da pressão. A injeção de água é o método convencional mais comum de recuperação secundária [AHMED & MEEHAN, 2011].

O método baseia-se em injetar água na temperatura do reservatório, em esquema de malhas, de acordo com: a



profundidade do reservatório, mecanismo primário de produção, características da rocha e dos fluidos, entre outros aspectos [WILLHITE, 1986].

A injeção causa o aumento da saturação de água próximo ao injetor, que permite a formação de um banco de óleo à frente da água injetada, a qual empurra o óleo para o poço produtor. Quando a frente de avanço de água atinge o produtor, evento chamado “*breakthrough*”, a razão água-óleo (RAO) aumenta bruscamente até atingir níveis que inviabilizam economicamente o projeto [ROSA et al., 2011].

A água injetada deve, ainda, ser compatível com a rocha-reservatório e com a água da formação para minimizar danos ao reservatório [MARSILI, 2008]. O ideal é que a água seja injetada na temperatura do reservatório.

A partir das concepções delineadas, o estudo em tela se propõe a analisar o comportamento de um reservatório de óleo com grau API de 22,1, a partir da aplicação da injeção de água objetivando gerar uma discussão, por meio da análise da influência das características dos fluidos e do meio poroso na recuperação de óleo pela injeção isotérmica de água, em paralelo com a literatura pertinente.

Para tanto, foram definidos o modelo físico e as características do reservatório, para simulações realizadas com o pacote comercial ANSYS CFX® 12.0, utilizando duas malhas “*five-spot*” invertido em paralelo, com refinamento em malhas não estruturadas e modelo de fluido *black oil*. Com um tempo de injeção de 72.000 horas (8,2 anos), variando-se as vazões de água injetada e posição de injeção.

2. METODOLOGIA

2.1. Modelo físico

O domínio estudado representa uma fração de um determinado reservatório de

petróleo, com o topo a 200 metros de profundidade (Figura 1).

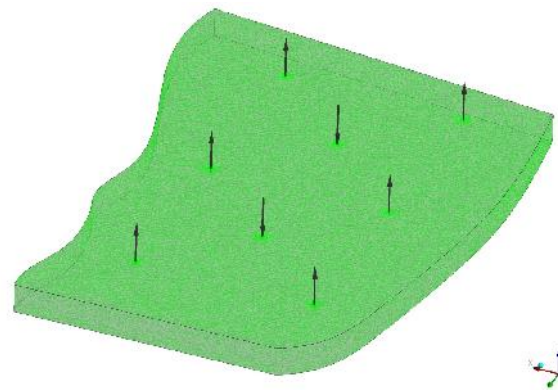


Figura 1: Modelo do reservatório em estudo.

O corte em estudo é constituído de duas malhas “*five-spot*” invertido, em paralelo, representado em 3D. O modelo do reservatório homogêneo, com dimensões de 270m x 180 m x 15m, criado no ICFM CFD-12.0. Após estudos do refinamento, decidiu-se por uma malha não estruturada com elementos tetraédricos totais de 805.064.

A Figura 2 apresenta as dimensões do modelo do reservatório, com distância entre o poço injetor e o produtor foi de 65 metros.

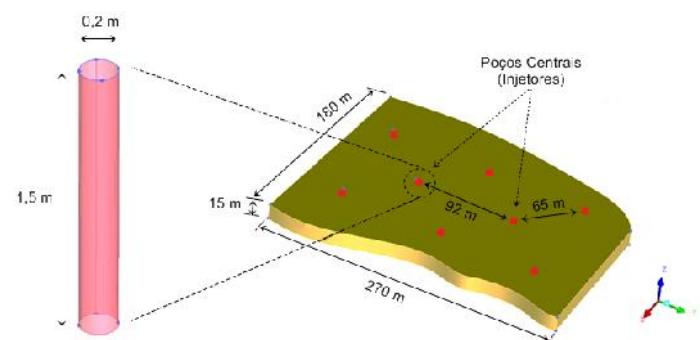


Figura 2: Representação do modelo de reservatório

O tempo de projeto foi de 8,2 anos, estabelecidos em horas para as simulações, resultando em um total de 72000 horas de injeção de água. Adotou-se um critério de convergência residual RMS (Root Mean Square) inferior a 10^{-6} .

2.2. Características do reservatório



As propriedades do reservatório modelo são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Modelo do reservatório.

Características	Grandeza
Temperatura (°C)	37,8
Saturação inicial de óleo (%)	100
Saturação inicial de água (%)	0
Permeabilidade horizontal (mD)	2.026,5
Permeabilidade Vertical (mD)	2.026,5
Porosidade (%)	30
Pressão inicial (kPa)	12.159
Viscosidade do óleo a 37,8°C (cP)	170
Volume de óleo "in place" (m ³)	200.222
Volume do reservatório (m ³)	667.406

Os dados de volume de óleo "in place" e produção de óleo são dados em condições de reservatório.

As características do meio poroso e dos fluidos foram selecionadas a partir da literatura. A porosidade segue o modelo de [Queiroz 2006], a permeabilidade de [Mimbela et al. 2006] e a pressão, temperatura do reservatório e viscosidade do óleo reportadas de [Cunha 2010].

Decidiu-se por um modelo com saturação de óleo de 100%, sem presença de água conata, para simplificar o estudo e reduzir o tempo de simulação.

Outras características dos fluidos foram: a massa específica do óleo (ρ_o) de 868,7 kg/m³ e peso molecular de 105,47 kg/kmol; massa específica da água de injeção ($\rho_{w_{inj}}$) de 942,5 kg/m³ e peso molecular de 18,02 kg/kmol; a tensão superficial água/óleo (σ) é 0,03 N/m, definidas a partir dos estudos de Cunha (2010).

Nas faces superior, inferior e lateral, que representam as fronteiras do reservatório e, as paredes dos poços injetores e produtores foram admitidos condição de superfície impermeável, ou seja, os componentes das velocidades nas três direções nulas.

2.3. Planejamento Experimental

Foram utilizadas vazões mássicas de água na seção de entrada dos poços de injeção e definidas duas posições de injeção:

- Injeção de água sobre a seção reta do poço, situado a 1,5 m de profundidade do topo do modelo, ou seja, injeção interna a zona de óleo;
- Injeção na seção reta circular do poço sobre a superfície do modelo do reservatório, no topo da zona de óleo.

Nas simulações foi utilizado o modelo definido no item 2.2., fixando as características do reservatório e variando os seguintes parâmetros operacionais: vazão de água injetada e posição de injeção no modelo (topo ou interna), de acordo com o planejamento mostrado na Tabela 2.

Tabela 2: Parâmetros Operacionais.

Parâmetros	Variações		
	-1	0	1
Vazão de água (m ³ /d)	13,8	27,5	41,3

Dessa forma, foram três variações de água injetada e duas variações de posição de injeção no modelo, resultado em seis simulações totais analisadas, como mostra a Tabela 3.

Tabela 3: Planejamento das simulações.

Vazão de água (m ³ /d)	Posição de injeção	
13,8	Topo	Interna
27,5		
41,8		

Os dados resultantes das simulações foram classificados e analisados, tais quais: os resultados do fator de recuperação (FR), produção de água e da pressão, bem como gráficos da frente de avanço de água.

2.4. Modelagem matemática

As equações de conservação que são utilizadas no presente estudo, para descrever o escoamento no meio poroso



correspondem a uma generalização das equações de Navier-Stokes e da lei de Darcy, utilizadas pelo ANSYS CFX[®] 12.0.

Especificamente, as equações da conservação de massa e quantidade de movimento linear são as seguintes:

$$\frac{\partial}{\partial t}(w \dots) + \nabla \cdot (\dots K \cdot \mathbf{U}) = 0 \quad [1]$$

$$\frac{\partial(\dots w \mathbf{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\dots w (\hat{K} \mathbf{U}) \otimes \mathbf{U}) - \nabla \cdot (\dots \hat{K} (\nabla \mathbf{U} + \nabla \mathbf{U}^T - \frac{2}{3} \mathbf{u} \nabla \cdot \mathbf{U})) = w S_i^M - w \nabla P \quad [2]$$

Onde t é o tempo, w é a porosidade, \dots é a massa específica, K é a permeabilidade absoluta do meio poroso e \mathbf{U} é o vetor velocidade real, \dots a viscosidade efetiva (ou a viscosidade laminar) e $\hat{K} = (K^{ij})$ corresponde a um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de *tensor porosidade de área*. S_i^M é a fonte de quantidade de movimento linear, representado por:

$$S_i^M = -C^{R1} U_i - C^{R2} |\mathbf{U}| U_i + S_i^{Spec} \quad [3]$$

Na equação [3] o parâmetro C^{R1} é o coeficiente linear de resistência, C^{R2} o coeficiente de resistência quadrático, S_i^{Spec} representa outras fontes de quantidade de movimento relacionadas com as espécies presentes, e U e U_i são velocidades superficiais.

Pode-se então representar a equação generalizada da lei de Darcy por:

$$-\frac{\partial P}{\partial X_i} = \frac{\dots}{K} U_i + K_{loss} \dots |\mathbf{U}| U_i \quad [4]$$

onde \dots é a viscosidade dinâmica, K_{loss} é o coeficiente empírico de perda. No CFX[®] 12.0 esse valor é nulo e será adotado da mesma forma neste trabalho. Com isso, $\frac{\dots}{K}$ deve ser diferente de zero.

Comparando-se as equações [3] e [4] e utilizando as velocidades superficiais, podem-se encontrar os

valores dos coeficientes C^{R1} e C^{R2} que são mostrados abaixo:

$$C^{R1} = \frac{\dots}{K} \quad [5]$$

$$C^{R2} = K_{loss} \dots \quad [6]$$

Pode-se denominar C^{R1} de $\hat{R} = (\hat{R}^{ij})$ que representará a *resistência ao fluxo no meio poroso*.

Em situações de regime permanente e de alta resistência, um gradiente de alta pressão deve ser atribuído para equilibrar a resistência. Nesta situação, os dois termos do lado direito da equação [2] são grandes e de sinal oposto, e os termos convectivos e de difusão no lado esquerdo da equação são desprezíveis. Assim, o termo S_i^M pode ser encontrado, como mostrado abaixo:

$$S_i^M = -C^{R1} \frac{1}{U_i} \quad [7]$$

$$S_i^M = -\frac{\dots}{K} \frac{r}{U_i}$$

$$S_i^M = -R U$$

A equação [2] pode ser reescrita da seguinte forma:

$$w S_i^M = w \nabla P$$

$$-R U = \nabla P \quad [8]$$

$$U = -R^{-1} \nabla P$$

Portanto, no limite de resistência elevada, obtêm-se uma versão anisotrópica da lei de Darcy, com permeabilidade relativa ao inverso do tensor de resistência.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foram realizadas simulações da recuperação de óleo com injeção contínua de água em condições isotérmicas em um reservatório de óleo médio, com intuito de gerar discussões sobre o método.

Para o planejamento e definição das melhores condições de operação em um projeto de injeção de água no reservatório se faz necessário um estudo de análise



econômica aliada à análise técnica, com dados da produção de óleo, da água produzida acumulada e taxas de água injetada [WILLHITE, 1986].

Portanto, o presente artigo não se propõe a abordar tal tema. Este estudo pretende analisar os resultados da produção de óleo e produção de água, equiparando com o reportado em estudos pertinentes pesquisados, de forma a gerar uma discussão sobre a influência do meio poroso e das propriedades dos fluidos na recuperação de óleo com o auxílio da injeção de água.

[Ahmed 2006] salienta que das propriedades dos fluidos, a mais importante é a viscosidade do óleo, pois este parâmetro tem um efeito relevante na razão de mobilidade, a qual controla a eficiência de deslocamento.

[Rosa et al. 2011, pg. 653], complementam que “uma alta razão de mobilidades água/óleo acentuará o processo de *digitação viscosa*, isto é, a formação de *fingers*”, que acarreta em *breakthrough* prematuro, com alta vazão de água nos poços produtores sem que ocorra lavagem do óleo.

Sob esta perspectiva, a Figura 3 mostra a fração volumétrica de água no interior do reservatório, em 3D, com o tempo de 72.000h, para as vazões de 13,8 m³/d, 27,5 m³/d, 41,3 m³/d, respectivamente, considerando injeção de água no interior do reservatório.

O mapa 3D da fração volumétrica de água na formação no tempo final de projeto (8,2 anos) permite verificar os preceitos delineados pelos autores em discussão.

Verifica-se que a água segue um caminho preferencial para a camada inferior do reservatório e em direção aos poços produtores, formando um cone de água.

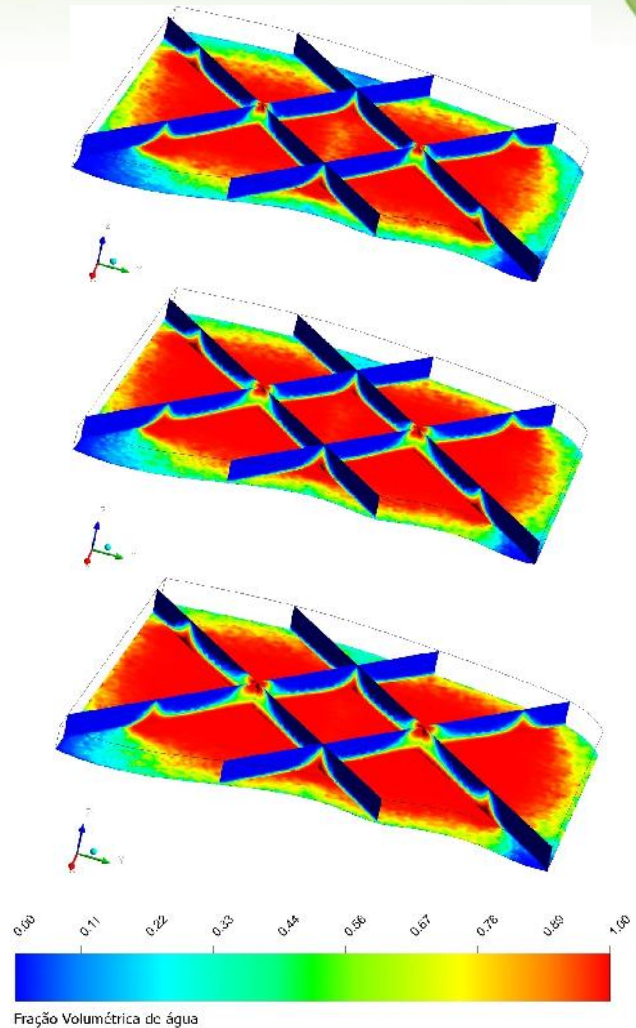


Figura 3: Distribuição da fração volumétrica de água no tempo $t=72000h$, (injeção no interior do reservatório).

A ocorrência de *fingers* pode ser explicada devido à posição de injeção de água no reservatório, aos efeitos de segregação gravitacional pela diferença de densidade entre os fluidos, à homogeneidade do reservatório (permeabilidade e a porosidade) e alta permeabilidade do meio poroso, bem como devido à alta viscosidade do óleo, fatores que em consonância permitem a formação dos *fingers* abordados por [Rosa et al. 2011].

As Figuras 4 e 5 se referem à produção de água acumulada com o tempo para as três vazões e duas posições estudadas.



A água acumulada aumenta proporcionalmente com a vazão de injeção. No final de 72.000 horas de injeção houve um volume acumulado de 224.068 m³, correspondentes a vazão de 41,3 m³/d, superior a 66.896,5 m³ de água produzida acumulada para a vazão de injeção de 13,8 m³/d, ambas para a injeção interna no reservatório.

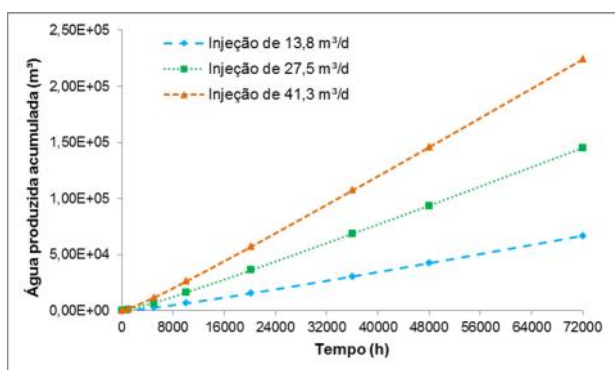


Figura 4: Produção de água acumulada com injeção interna.

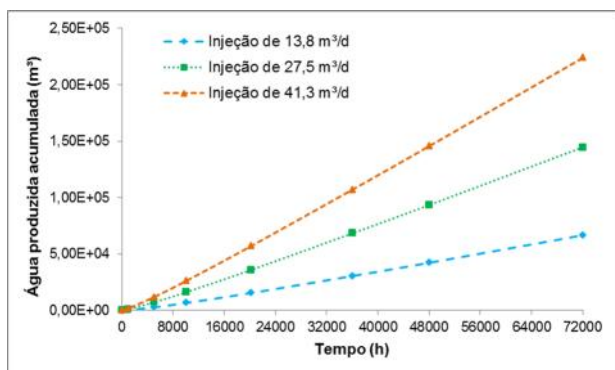


Figura 5: Produção de água acumulada com injeção no topo do reservatório.

Normalmente o volume de água produzido cresce em virtude da maturação das jazidas e da utilização de processos de recuperação secundários; conteúdo salino; a presença de óleo residual e de produtos químicos [MEDEIROS, 2013].

A Figura 6 apresenta o gráfico comparativo da produção de água para a vazão de injeção de 41,3 m³/d, que se mostrou mais influente na produção de água acumulada, para as posições de

injeção estudadas, no topo do modelo e a 1,5 metros do topo.

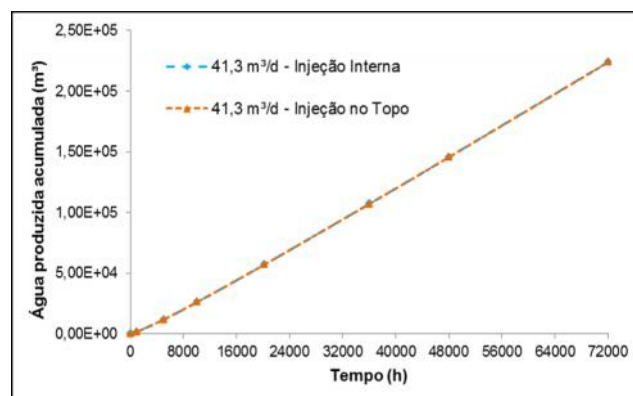


Figura 6: Comparativo entre injeção interna e no topo para vazão de 41,3 m³/d.

Ambas as posições de injeção causaram um aumento de água produzida acumulada quase linear para a vazão de 41,3 m³/d de água injetada, sem diferenças significativas quanto à posição.

O aumento acentuado de água produzida acumulada deve-se à ocorrência dos *fingers* ou caminhos preferenciais, que permitem a formação de cones de água nos poços produtores e, conseqüentemente, ocorrência do *breakthrough*.

Este efeito é devido à litologia do modelo de reservatório, em especial à alta permeabilidade da formação, e a alta viscosidade do óleo, o qual fica alojado nas partes superiores do reservatório, entre os injetores e produtores, sem conseguir escoar ou ser carreado pela frente de avanço da água até os produtores.

Este fato pode ser visualizado na Figura 7 que apresenta a evolução da fração volumétrica de água no tempo, ilustrada em um plano vertical em relação a um (1) poço injetor e dois (2) produtores, o que possibilita observar a frente de avanço de água em diferentes instantes de tempo para os dois casos estudados. A Figura superior representa a injeção interna e a inferior à injeção no



topo, ambas para a maior vazão de injeção, de 41,3 m³/d.

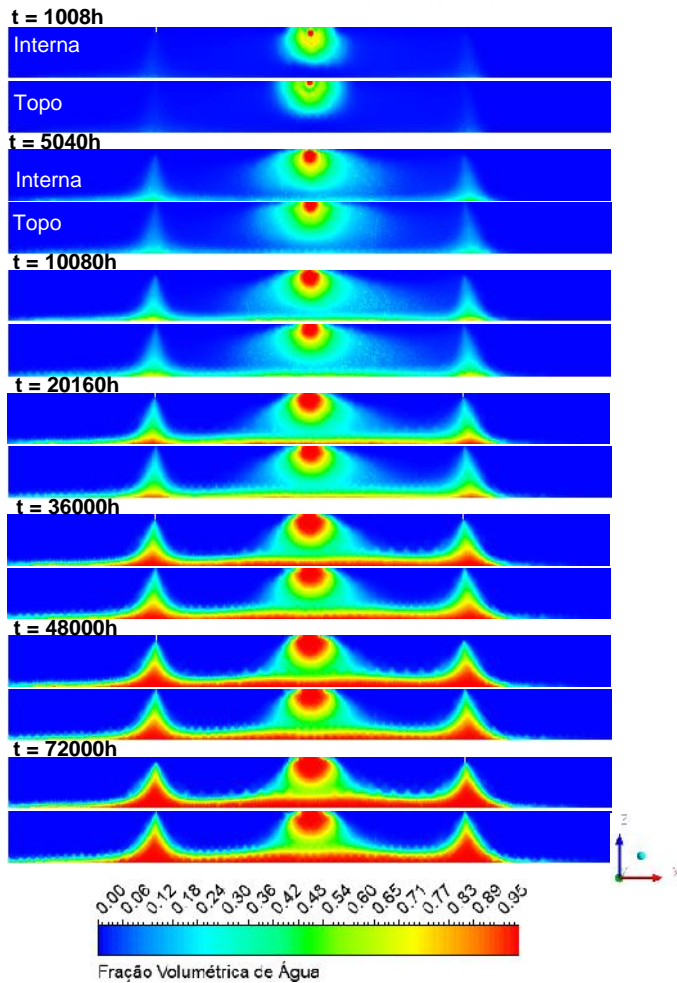


Figura 7: Evolução temporal da fração volumétrica de água injetada.

A Figura 7 permite visualizar a formação do cone de água no tempo, do injetor aos poços produtores.

Em reservatórios de óleo que tenham sido implantados um projeto de recuperação convencional através da injeção de água, a tendência é de haver um aumento gradativo da produção de água nos poços produtores [ROSA et al., 2011].

O aumento da vazão de água produzida e, conseqüente, redução da vazão de óleo nos produtores limitam as condições e tempo de projeto de injeção de água, quando da análise econômica do método.

Por outro lado, no que concerne à produção de óleo, a Figura 8 mostra a vazão média de óleo produzida (em m³/d) no tempo sob a influência das três vazões de água injetada, para a injeção no topo do reservatório.

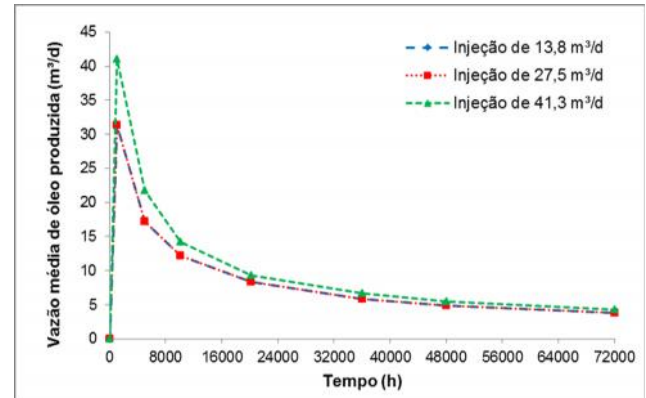


Figura 8: Vazão média de óleo total com injeção de água no topo.

Na Figura 8 fica evidente a ocorrência do pico de óleo antes do tempo de 8.000 horas, caindo gradativamente até alcançar cerca de 4 m³/d.

Os resultados apresentados são consequência do reservatório em estudo, características do modelo e propriedades dos fluidos. [Willhite 1986] explica que a decisão da utilização da injeção de água é limitada pela geologia do reservatório. O autor cita, ainda, o caso de um campo produtor no Texas (USA), que iniciou um projeto de injeção de água na década de 60. Neste reservatório a porosidade era de 20%, com 20 md de permeabilidade horizontal, densidade de 45°API e viscosidade do óleo de 0,15 cP, onde segundo o autor, em 15 anos de injeção foi possível recuperar quase 50% do óleo total *in place*.

Estudos de campos de petróleo e de simulação numérica permitiram identificar reservatórios em potenciais para aplicação de métodos de recuperação. [Satter et al. 2008] apud [Marsili 2008] ressaltam que bons candidatos à injeção de água são reservatórios com baixa viscosidade,



menor que 30 cP, e com densidade maior que 25°API.

Porém, este estudo buscou verificar por simulação numérica a aplicação de injeção de água em características díspares de reservatórios de óleo para analisar a recuperação e melhorias na produção de óleo, uma vez que os demais métodos, métodos térmicos, por exemplo, se mostram mais onerosos para sua utilização.

A Figura 9 apresenta o gráfico do fator de recuperação para os valores referentes à injeção de água interna com vazão de injeção de água variável de acordo com a Tabela 2.

Analisando o fator de recuperação (FR) para as injeções no interior do reservatório, percebe-se um aumento do FR com o aumento da vazão de injeção, o que abre a possibilidade de demais análises com maiores vazões de injeção de água, em estudos posteriores para verificar em que vazão o FR se estabiliza.

No final das 72.000h, para o caso de injeção interna, o óleo acumulado era de 23.118,61 m³, para a vazão de 41,3 m³/d, de onde se obteve um fator de recuperação equivalente a 11,54%. Para uma vazão de 13,8 m³/d, o FR foi de 7,8%, para o mesmo caso.

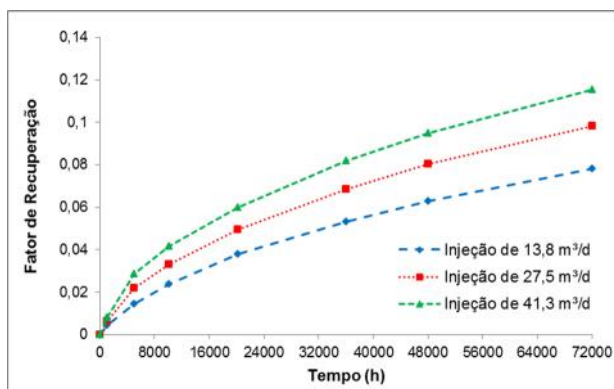


Figura 9: Fator de recuperação em função do tempo para injeção interna

A Figura 10 mostra as curvas de FR para as três vazões de injeção simuladas, para a injeção de água no topo do reservatório. Novamente a vazão de 41,3

m³/d mostrou o melhor resultado de FR final, com 23.614,33 m³ de óleo produzido acumulado e 11,8% de FR. O acréscimo de produção de óleo com a injeção no topo foi de 495,7 m³ de óleo no final do projeto.

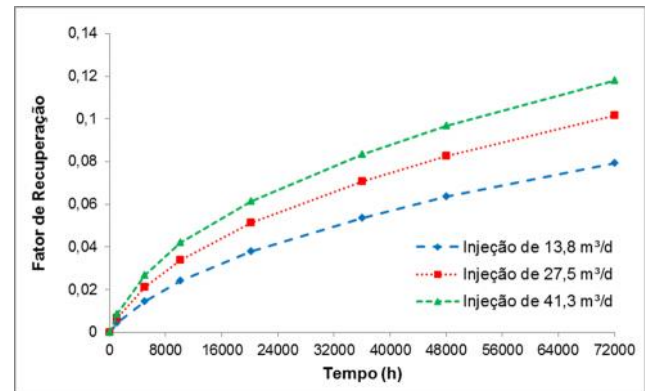


Figura 10: Fator de recuperação em função do tempo para injeção no topo

Por outro lado, comparando a injeção no topo do reservatório com a injeção interna, verifica-se que no caso de injeção no topo o fator de recuperação não apresentou melhoria relevante se comparado com a injeção interna, como mostra a Figura 10. A Figura 11 ilustra essa afirmação quando se compara os fatores de recuperação de óleo para a vazão de 41,3 m³/d, para as duas posições de canhoneado do poço injetor, no topo e em 1,5 metros a partir do topo do reservatório.

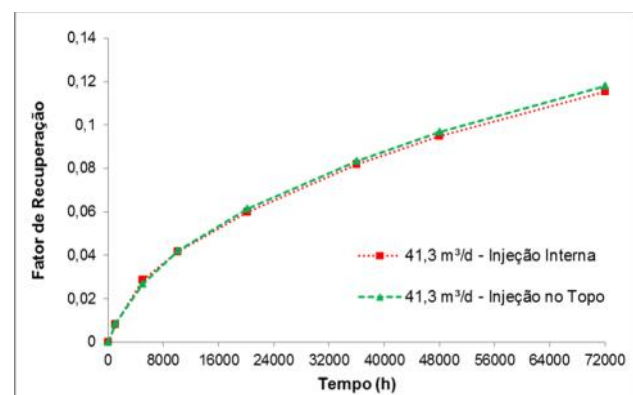


Figura 11: Comparativo do FR em função do tempo para injeção no topo e injeção interna



Na Figura 12, verifica-se a distribuição da pressão no reservatório em um plano horizontal a 7,5 m da base do reservatório, para as vazões de 13,8 m³/d, 27,5 m³/d e 41,3 m³/d, com injeção no interior do reservatório no tempo total de projeto (72.000 h).

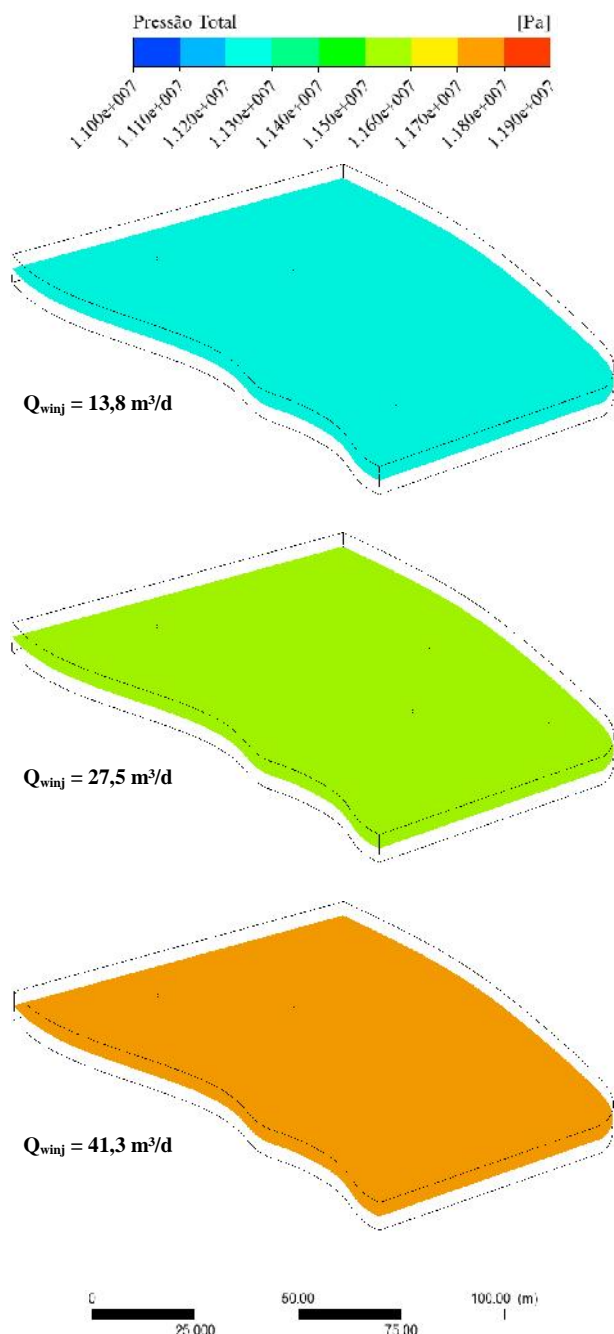


Figura 12: Campo de pressão no reservatório em $t = 72000$ h.

Os principais efeitos da injeção de água no reservatório são o deslocamento

do óleo pela frente de água e a manutenção da pressão [AHMED, 2006; DAKE, 2001; CRAIG JR., 1971; ROSA et al., 2011; e WILLHITE, 1986], que é consequência direta da conservação de massa no reservatório.

É essencial considerar, nesta análise, que o reservatório em estudo possui uma alta pressão inicial, a qual influência na recuperação do óleo, mesmo com a queda de pressão a partir do início da produção de fluidos.

Ver-se que na Figura 12, as variações de pressões no reservatório em estudo encontram-se em intervalos bem próximos, com isso, a variação de vazão de injeção não foi de muita relevância para termos significantes variações de pressão, sugerindo que há uma manutenção na pressão total do reservatório, com pequenos aumentos na mesma. Como essas variações de pressão acontecem em um pequeno intervalo, fica restrito a visualização onde ocorrerão os maiores valores de pressão.

4. CONCLUSÕES

Com base nos resultados numéricos das simulações realizadas, conclui-se que:

- O fator de recuperação de óleo apresentou uma relação direta com o aumento da vazão de injeção de água, variando de aproximadamente 7,8% até 11,54%, de uma vazão mínima de 13,8 m³/d e uma vazão máxima de 41,3 m³/d, respectivamente;
- Os perfis de fração volumétrica de água mostram um deslocamento preferencial da água injetada na base do reservatório para os poços de produção, que pode ser consequência da permeabilidade, porosidade, pressão inicial do reservatório, viscosidade do óleo, entre outros fatores;



- Verificou-se que a posição de injeção de água para o caso isotérmico teve um aumento pouco significativo no fator de recuperação no tempo de 72.000h;

- As características da formação produtora e propriedades dos fluidos apresentam grande influência na recuperação final do óleo e sucesso do método de recuperação escolhido, como reportado na literatura estudada.

5. AGRADECIMENTOS

A CAPES/CNPQ e ANP/UFG-PRH-25, PETROBRAS S/A, pelo financiamento do projeto e pela concessão da bolsa de iniciação científica.

A Universidade Federal de Campina Grande, UAEM/Laboratório LCTF – Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos pela infraestrutura disponibilizada.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T.H.: **Reservoir Engineering Handbook**. Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, 3rd Edition., Amsterdam, 2006.

AHMED, T.H.; MEEHAN, D.N. **Advanced Reservoir Management and Engineering**. Gulf Professional Publishing, 2nd Edition., USA, 2011.

CRAIG JR, F.F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. Dallas, 1971.

CUNHA, A.L. **Recuperação avançada não – isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. Programa de Pós – Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, Campina Grande, Paraíba, 2010.

DAKE, L.P. **The practice of reservoir engineering**. Elsevier Science B.V. Revised Edition, Amsterdam, 2001.

MARSILI, M.D. **Simulação numérica da injeção de água como método de recuperação suplementar para um campo com alto grau de exploração**. Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MEDEIROS, N. M.; **Remoção de metais da água de produção utilizando tensoativo**. Monografia de Graduação, PHR ANP - 14, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

MIMBELA, R. R. F.; PIRES, A. P. **Análise do Efeito da Injeção de Água com Polímeros no Início da Produção de um Campo via Simulação Numérica de Reservatórios**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP1085_06, Rio de Janeiro, 2006.

PETROBRAS, **Exploração e produção de petróleo e gás**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>>. Acesso em 12 de fev/2015.

QUEIROZ, G.O. **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós – Graduação em Engenharia Química, Natal, 2006.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2011.

WILLHITE, G. Paul. **Waterflooding**. SPE – Society of Petroleum Engineering, Textbook series vol.3. Richardson, TX, 1986.