

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIO DE ÓLEO DE FORMATO IRREGULAR COM INJEÇÃO DE ÁGUA VIA COORDENADAS GENERALIZADAS

Balbina Raquel de Brito Correia¹; Brauner Gonçalves Coutinho²; Bárbara Cynthia Carnaúba dos Santos¹; Antonio Gilson Barbosa de Lima¹

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica

-balbinacorreia@hotmail.com; carnauba.b@gmail.com; antonio.gilson@ufcg.edu.br

² Universidade Estadual da Paraíba, Centro de Ciências Humanas e Exatas - brauner@cche.uepb.edu.br

RESUMO

Reservatórios reais são estruturalmente complexos, com formato irregular. Por esta razão, surge à necessidade de modelar um reservatório que se aproxime das condições reais. O estudo em tela utilizou o modelo de fluido *Black oil*, em coordenadas generalizadas, para predizer o escoamento óleo-água em um meio poroso homogêneo, bidimensional de geometria complexa, com o objetivo de estudar um reservatório de óleo pesado, contendo 20% de água e 80% de óleo com 20 °API. Foram realizadas simulações do escoamento com injeção isotérmica de água, para um tempo total 30 anos de injeção, e uma malha estruturada em 100x50 volumes. Estudou-se o comportamento do reservatório, para identificar a influência do método na recuperação de óleo, e as melhores condições operacionais a partir do estudo do aumento da permeabilidade absoluta e vazão de água injetada. Resultados indicaram que o aumento da vazão de água injetada permite um acréscimo do óleo recuperado e que a permeabilidade absoluta do meio poroso possibilitou a chegada da água injetada nos poços produtores, porém não apresentou mudanças significativas nos resultados do fator de recuperação com o *range* de valores de permeabilidade utilizados na simulação.

Palavras-chave: Reservatórios de óleo, coordenadas generalizadas, injeção de água, óleo pesado.

1. INTRODUÇÃO

O preço do óleo *Brent* teve quedas significativas a partir de 2015 e fechou o mês de fevereiro de 2016 cotado a US\$ 33,2/bbl e em março de 2016 a US\$ 39,07/bbl [INDEX MUNDI, 2016]. Segundo a ANP [2015], a queda acentuada no preço do petróleo é resultado do desequilíbrio entre a oferta e a demanda no mercado internacional e devido ao rearranjo nos fluxos de comércio

internacional de óleo [ANP, 2015]. Portanto, para uma sociedade dependente de produtos do sistema petrolífero, crise econômica e redução de preços de petróleo impõem à indústria do petróleo necessidades operacionais mais rigorosas e redução de custos e riscos de investimento.

Paralelamente, o consumo de petróleo no mundo alcançou níveis elevados em 2015, acima de 1,5 milhões bbl/dia, o segundo maior nível de crescimento nos últimos dez

anos, perdendo apenas para os índices de 2010 [OPEC, 2016].

Neste contexto, com a importância da produção de petróleo e um cenário desfavorável no mercado internacional, a recuperação de óleo deve ser pautada em estudos e análises que concordem o máximo de eficiência e o mínimo de custos e riscos operacionais.

Para Fanchi [2001], dentre as várias razões para o estudo da modelagem do reservatório estão: a capacidade de gerar previsões de fluxo de caixa; gerar um perfil de produção para identificar investimentos e custos futuros; gerenciar ações relativas ao reservatório; avaliar a eficiência de projetos; estimar a vida produtiva do reservatório; comparar diferentes processos de recuperação, e selecionar e otimizar projetos de recuperação.

Um fator chave para a predição do comportamento de um reservatório de óleo é a aplicação de modelos, para simulação numérica, que represente o comportamento de um reservatório real de forma mais precisa possível.

Hegre et al. [1986] explicam que é desejável estudar um reservatório a partir de uma configuração mais complexa, que se adapte melhor ao padrão de fluxo e/ou para representar melhor as características geométricas do reservatório.

Os tipos e composição de fluidos presentes na formação, bem como as propriedades desta formação rochosa, são aspectos relevantes no estudo do reservatório.

Em reservatórios de óleo que contém frações mais pesadas de hidrocarbonetos, utiliza-se o modelo *Black oil*, ou modelo β . No modelo *Black oil* as fases são definidas em termos de 3 componentes: óleo, água e gás, e assume-se que não há transferência de massa entre as fases, sendo também conveniente trabalhar com frações mássicas [CHEN et al., 2006].

Por outro lado, a injeção de água é um método largamente utilizado para aumentar a eficiência de recuperação de óleo e sua eficiência depende das características da formação e dos fluidos nela contidos.

Em um processo ideal de injeção de água, a água empurra o óleo através do meio poroso em forma de pistão. Contudo, devido à molhabilidade e permeabilidades relativas da água e do óleo, o deslocamento do óleo pela água ocorre de forma distinta do ideal, ou seja, a água encontra caminhos preferenciais [CRAFT e HAWKINS, 1991; LYONS, 2010].

Assim, a pesquisa em tela trata do estudo de um reservatório homogêneo e bifásico, contendo óleo e água, a partir do modelo *black oil*, com características de reservatórios do Nordeste brasileiro.



O reservatório foi construído em coordenadas generalizadas, e possui formato irregular, cuja produção de óleo ocorre devido à injeção de água no reservatório. Objetivou-se, portanto, estudar a influência da vazão de água injetada e da permeabilidade da formação no comportamento do reservatório e recuperação de óleo.

2. METODOLOGIA

O modelo *black oil* usado no presente trabalho considera equações de estado, equação da continuidade e a lei de Darcy. O escoamento é bifásico e imiscível, contendo as fases água e óleo, e os componentes água e óleo.

2.1. Modelagem matemática

O escoamento multifásico no meio poroso é descrito através de uma combinação entre a lei de Darcy e a equação da continuidade. Assim, a lei de Darcy relaciona a vazão de fluido e o gradiente de pressão em cada fase, cuja forma diferencial é expressa por Aziz e Settari [1979]:

$$u_p = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p} (\nabla p_p - \gamma_p \nabla z) \quad [1]$$

Onde o índice p representa a fase óleo ou a fase água. k_{rp} é a permeabilidade relativa

da fase, k é a permeabilidade absoluta. u_p é velocidade, μ_p é a viscosidade, e ∇p_p é o gradiente de pressão. Na Eq. 1 o peso específico do fluido é dado por:

$$\gamma_p = \rho_p \frac{g}{g_c} \quad [2]$$

O ρ representa a densidade de cada fase. Segundo Peaceman [1977], o uso de permeabilidade efetiva de cada fase, representada na Eq. (1) por kk_{rp} ocorre devido ao escoamento simultâneo de cada fluido, uma vez que um fluido interfere no escoamento do outro.

A equação governante, em frações mássicas das fases óleo, e água é dada pela Eq. 3 [BATISTA, 2011]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_m Z_p] = \nabla \cdot [\tilde{\lambda}_p (\nabla \Phi_p)] - \tilde{m}_p \quad [3]$$

Onde Z_p representa a fração mássica da fase, ρ_m é a densidade média da mistura, dada na Eq.4, Φ é o potencial de fluxo para cada fase, relativa à pressão dentro do reservatório, $\tilde{\lambda}_p$ representa a mobilidade da fase, mostrada na Eq. 10, e \tilde{m}_p é o fluxo de

massa por unidade de volume no reservatório, definida na Eq. 5 [COUTINHO, 2002].

$$\rho_m = \sum_{np} \rho_o S_o$$

[4]

$$\tilde{m}_p = \rho_p q_p$$

[5]

Sendo ρ_p é a massa específica da fase, q_p a vazão volumétrica da fase, por unidade de volume e S_p é a saturação da fase, no caso a fase óleo. Assim, o problema de fluxo em meio poroso apresenta as incógnitas, Z_o , Z_w , P_o e P_w . Com duas fases, as equações de restrição mássica e pressão capilar são dadas nas Eq. 6 e Eq. 7, respectivamente [BATISTA, 2011]:

$$Z_w + Z_o = 1$$

[6]

$$P_w = P_o + P_{cow}$$

[7]

Onde P_w , P_o , P_{cow} são, respectivamente, as pressões nas fases água, óleo e pressões capilares óleo/água. Os efeitos das gravidades e capilaridade são desprezados. Segundo Batista [2011], a viscosidade das são dadas em função da pressão:

$$\mu_p = [1 + 1,45 \times 10^{-12} \cdot (P - 1,38 \times 10^7)] \times 10^{-3}$$

[8]

As permeabilidades relativas das fases (k_{rw} e k_{ro}) são dadas por Batista [2011]:

$$k_{rw} = (S_w - 0,2) [-250(S_w)^2 + 325 \cdot S_w - 55] / 27$$

[9]

$$k_{ro} = 1 - k_{rw}$$

[10]

A mobilidade do fluido (λ_p) é definida [COUTINHO, 2002]:

$$\lambda_p = \frac{k_{rp}}{\mu_p B_p} k$$

[11]

2.2. Solução Numérica

A equação governante discretizada, de um problema bidimensional, em coordenadas generalizadas, num método dos volumes finitos de acordo com a Figura 1 é dada por [COUTINHO, 2002; BATISTA, 2011]:

$$\frac{\Delta V}{J} [(\varphi \rho_m Z_p)_p - (\varphi \rho_m Z_p)_p^0] + \frac{\tilde{m}_p}{J} \Delta V \Delta t =$$

[12]

$$\left[\left(D_{p,1} \frac{\partial p}{\partial \xi} + D_{p,2} \frac{\partial p}{\partial \eta} \right)_e - \left(D_{p,1} \frac{\partial p}{\partial \xi} + D_{p,2} \frac{\partial p}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta y \Delta t +$$

$$\left[\left(D_{p,2} \frac{\partial p}{\partial \xi} + D_{p,3} \frac{\partial p}{\partial \eta} \right)_n - \left(D_{p,2} \frac{\partial p}{\partial \xi} + D_{p,3} \frac{\partial p}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta y \Delta t +$$

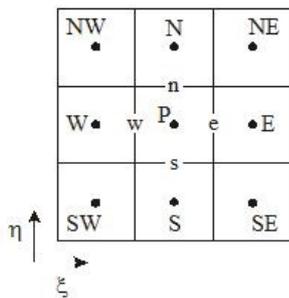


Figura 1: Volume para integração de equações. Fonte: Coutinho, 2002.

Onde $\Delta V = \Delta \xi \Delta \eta \Delta \gamma$ é o volume do volume de controle e J é o Jacobiano no sistema de coordenada generalizada [COUTINHO, 2002].

A transformação das equações do domínio físico para o domínio transformado (computacional) foi realizada de acordo com os procedimentos descritos por Maliska (2004). Detalhes da discretização das equações governantes em malhas generalizadas e transformação das equações são encontradas em estudos de Coutinho [2002] e Cunha et al. [1994].

A solução numérica das equações ocorreu a partir do método de Newton com utilização do esquema UDS (*upwind*) [COUTINHO, 2002]. As simulações foram realizadas por meio de um código computacional, na linguagem C++ orientada a objeto, desenvolvido no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF) da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica (UAEM), da Universidade Federal

de Campina Grande (UFCG), por Coutinho [2002].

O reservatório estudado, definido em coordenadas generalizadas, bidimensional, possui formato irregular, com fronteiras impermeáveis, é mostrado na Figura 2.

Foram definidos dois poços injetores e seis poços produtores numa configuração da malha do tipo *five-spot* invertido, que consiste em um poço injetor entre quatro poços produtores.

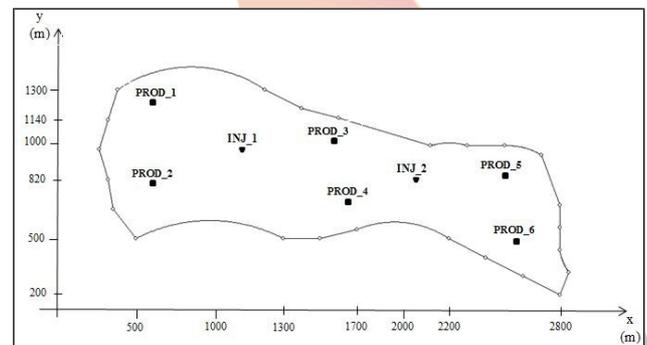


Figura 2: Reservatório de óleo estudado.

A malha é configurada com 100x50 volumes (um total de 5.000 volumes) (Figura 3), obtida após estudo do refinamento.

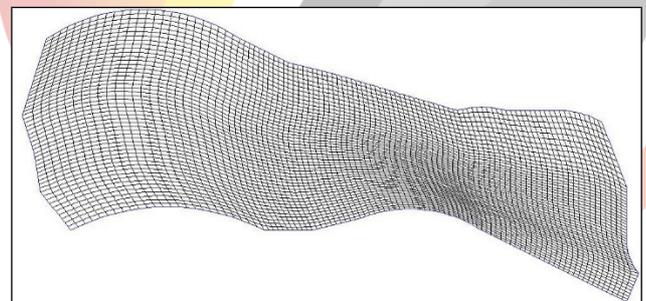


Figura 3: Malha numérica usada nas simulações.

A Tabela 1 mostra as distâncias de cada poço produtor em relação ao injetor e as localizações dos poços produtores, em metros.

E na Tabela 2 estão as características do reservatório em estudo, definidas a partir das características dos reservatórios de petróleo existentes no Nordeste do Brasil [CORREIA, 2014] e com dados do estudo de Coutinho [2002].

O tempo total de injeção de água foi fixado em 30 anos.

Tabela 1: Localização dos produtores e distância em relação aos injetores (m).

Produto	x	y	INJ_1	INJ_2
PROD_1	744,201 4	1227,90 2	461,185	-
PROD_2	794,585	742,384 7	398,912	-
PROD_3	1566,37 5	1040,10 8	448,038 5	407,78 6
PROD_4	1605,30 8	662,228 5	569,278 3	335,93 8
PROD_5	2477,86	884,375 7	-	576,92 3
PROD_6	2539,7	490, 465	-	711,83 6

Tabela 2: Características dos fluidos e da rocha.

Características	Valor
Comprimento (m)	2.550
Largura (m)	800
Espessura (m)	15
Volume de óleo original (m ³)	5,32 x10 ⁶
Pressão inicial (kPa)	1980,86

Saturação inicial de água (%)	20
Saturação inicial de óleo (%)	80
Saturação residual de óleo (%)	20
Porosidade (%)	27
Fator Volume-formação do óleo e da água (m ³ /m ³)	1
Compressibilidade da rocha (Pa ⁻¹)	4,4x10 ⁻⁷
Compressibilidade óleo/água (Pa ⁻¹)	7,25x10 ⁻⁹
Compressibilidade da água (Pa ⁻¹)	7,25x10 ⁻⁹
Densidade do óleo (kg/m ³)	932,581
Grau °API	20
Densidade da água (kg/m ³)	1000
Viscosidade do óleo (Pa.s)	1x10 ⁻³

A Tabela 3 apresenta os casos estudados no modelo em relação de sua influência na recuperação de óleo.

Tabela 3: Casos estudados.

Parâmetro	Valores	
Permeabilidade absoluta (m ²)	7,9x10 ⁻¹³	9,8x10 ⁻¹³
Vazão de injeção de água (m ³ /dia)	350	450

Os resultados das simulações foram analisados, em termos do parâmetro adimensional VPI (Volume Poroso Injetado) e VPOR (Volume Poroso de Óleo Recuperado).

O VPI representa o volume poroso deslocado pela injeção de água no reservatório, e é calculado pela relação entre o volume de água injetada no reservatório e o

volume total de óleo que é possível produzir [COUTINHO, 2002]:

$$VPI = \frac{q_w t}{\phi V_R (1 - S_{wi} - S_{or})}$$

[13]

Onde V_R é o volume do reservatório, ϕ é a porosidade do meio, e S_{wi} e S_{or} são, respectivamente, a saturação inicial de água e saturação de óleo residual. O q_w é vazão de água injetada e t o tempo de processo.

O parâmetro adimensional VPOR é calculado a partir da relação entre o volume total de óleo produzido com injeção de água e o volume total de óleo que pode ser produzido do reservatório, é dado por [COUTINHO, 2002]:

$$VPOR = \int_0^t \frac{q_o t dt}{\phi V_R (1 - S_{wi} - S_{or})}$$

[14]

Onde q_o é vazão de óleo produzido de acordo com tempo de injeção de água.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1. Efeito da Permeabilidade absoluta

Para verificar o efeito da permeabilidade absoluta sobre a recuperação de óleo, a vazão de injeção de água foi fixada

em 350 m³/dia, nos poços INJ_1 e INJ_2, e variou-se a permeabilidade absoluta de 7,9x10⁻¹³ m² (800 mD) e 9,8x10⁻¹³ m² (1000 mD). Os resultados analisados consistem em gráficos de corte de água dos poços produtores, pressão e VPOR.

A Figura 4 apresenta o gráfico do corte de água para os poços produtores, usando uma permeabilidade absoluta de 7,9x10⁻¹³ m² (800 mD).

O corte de água é o percentual definido pelo coeficiente entre as vazões instantâneas de água e de líquidos (óleo + água) [BATISTA, 2011], e representa a quantidade de água que é produzida juntamente com o óleo, ao longo do tempo de injeção.

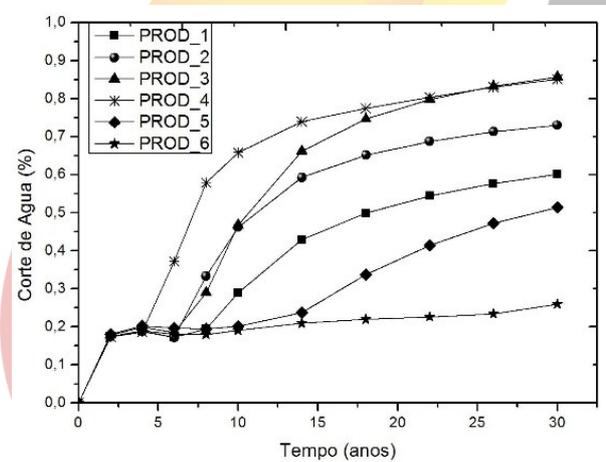


Figura 4: Corte de água em função do tempo para o caso de 800 mD e 350 m³/dia.

A Figura 5 apresenta o corte de água para permeabilidade em 9,8x10⁻¹³ m² (1000 mD), nos diferentes poços produtores.

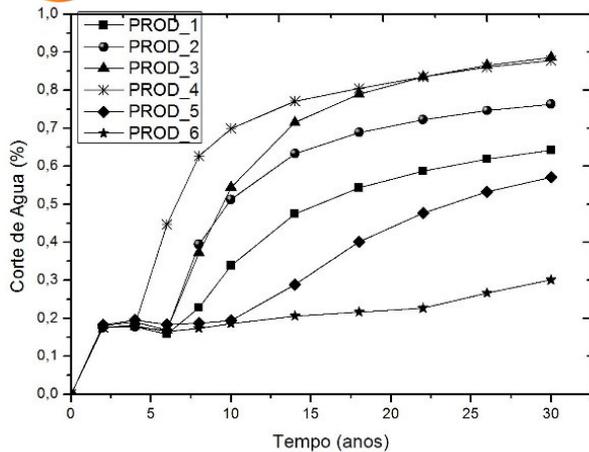


Figura 5: Corte de água em função do tempo (1000 mD e 350 m³/dia).

Lyons [2010] explica que a razão de mobilidade, na injeção de água, se mantém constante antes do *breakthrough*, que é a chegada da frente de avanço nos poços produtores, mas passa a aumentar a partir da chegada de água ao poço produtor, correspondendo ao aumento na saturação de água e permeabilidade relativa à água no reservatório.

Analisando as Figuras 4 e 5 é possível observar, que, com o aumento na permeabilidade absoluta, ocorre um pequeno aumento da água produzida total, no final do projeto de recuperação, fixada a vazão de injeção.

A Figura 6 apresenta os dados da pressão *versus* VPI, para a permeabilidade de $7,9 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (800 mD).

Verifica-se que há uma redução mais rápida e acentuada da pressão no reservatório, de acordo com cada poço produtor.

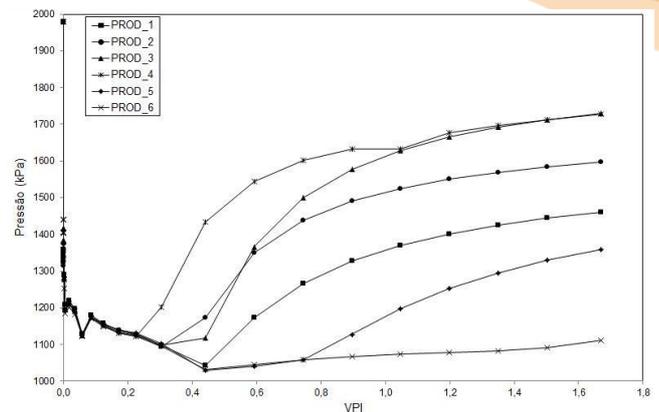


Figura 6: Pressão nos poços produtores *versus* VPI (350 m³/dia e 800 mD).

A Figura 7 mostra o VPOR relacionado com o VPI, para a vazão de injeção fixa em 350 m³/dia e permeabilidade absoluta de $7,9 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (800 mD).

Avaliando os resultados obtidos para 800 e 1000 mD, observa-se que o aumento da permeabilidade absoluta no reservatório não apresentou influência significativa na recuperação de óleo.

Em ambos os casos, o poço produtor 1 apresentou o maior VPOR para VPI > 0,5.

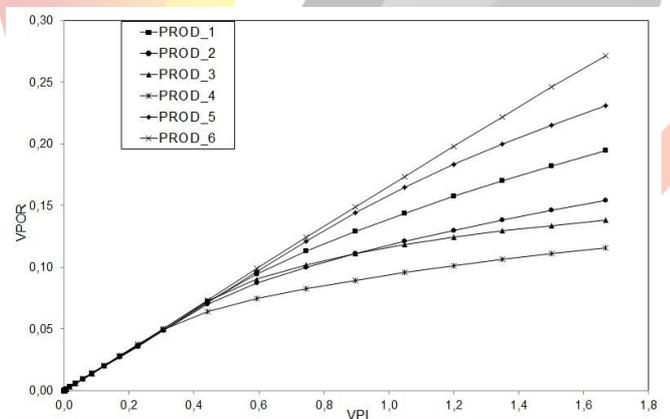


Figura 7: VPOR *versus* VPI para o caso de 800 mD e 350 m³/dia.

3.2. Efeito da vazão de injeção

Com a permeabilidade absoluta fixa em $7,9 \times 10^{-13}$ m² (800 mD), variou-se a vazão de injeção de água. A Figura 8 apresenta o corte de água para uma vazão de 450 m³/dia, que pode ser comparado com a Figura 4, que possui uma vazão injetada de água de 350 m³/dia e mesma permeabilidade absoluta.

A vazão de injeção de água influi diretamente no fator de recuperação sendo responsável pela manutenção da pressão no reservatório e no deslocamento do óleo para os poços produtores.

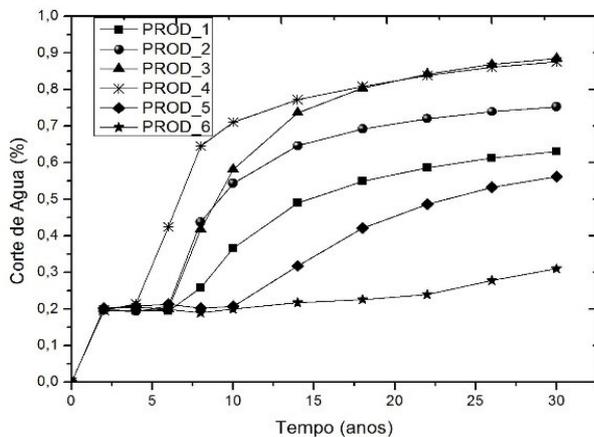


Figura 8: Corte de água em função do tempo para o caso de 450 m³/dia e 800 mD.

Analisando as Figuras 4 e 8, verificou-se que não ocorre um aumento significativo de produção de água, com o aumento de vazão de 350 m³/dia para 450 m³/dia.

As dimensões e forma do reservatório, e a localização dos poços influenciam nesse resultado. Para um reservatório extenso é necessário uma maior carga (vazão de água injetada) para conseguir uma maior eficiência de varrido.

Willhite [1986] explica que esse mecanismo utilizado para empurrar o óleo por meio da água é um processo instável, portanto adverte que as saturações, tanto de água quanto de óleo, mudam com o passar do tempo e, por conseguinte a produção de fluidos no reservatório.

O pesquisador esclarece que este fato causa alterações nas permeabilidades relativas, pressão e velocidades das fases [WILLHITE, 1986].

A Figura 9 ilustra a pressão em cada poço no reservatório *versus* VPI para a vazão de 450 m³/dia, com permeabilidade fixa de $7,9 \times 10^{-13}$ m² (800 mD), para cada poço produtor, permitindo comparar este gráfico com o gráfico da Figura 6, com permeabilidade de $7,9 \times 10^{-13}$ m² (800 mD).



II CONEPETRO

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

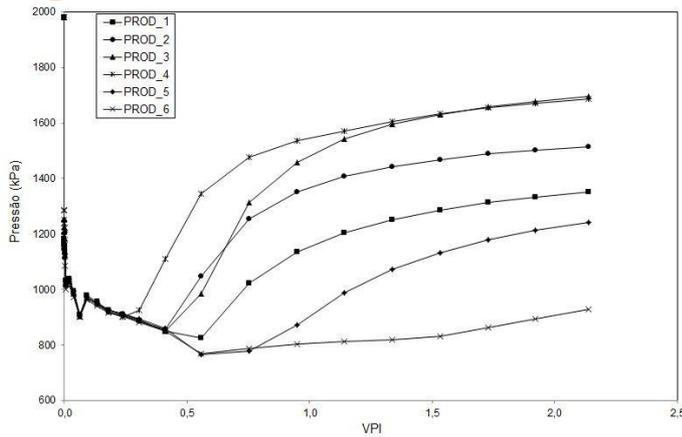


Figura 9: Pressão nos poços produtores versus VPI (450 m³/dia e 800 mD).

Comparando as Figuras 6 e 9, pode-se verificar que com o aumento da vazão de água houve uma redução significativa e mais rápida da pressão nos poços produtores em relação ao VPI. Com uma carga maior injetada (vazão de água) foi possível aumentar o volume poroso deslocado pela água, no período de tempo de injeção; à medida que fluidos vão sendo produzidos, a pressão vai reduzindo no reservatório.

Este fato pode ser melhor observado a partir da análise dos gráficos das Figuras 7 e 10 (VPOR x VPI), ambos para uma permeabilidade fixa de $7,9 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (800 mD) e vazão de água variando de 350 a 450 m³/dia, respectivamente.

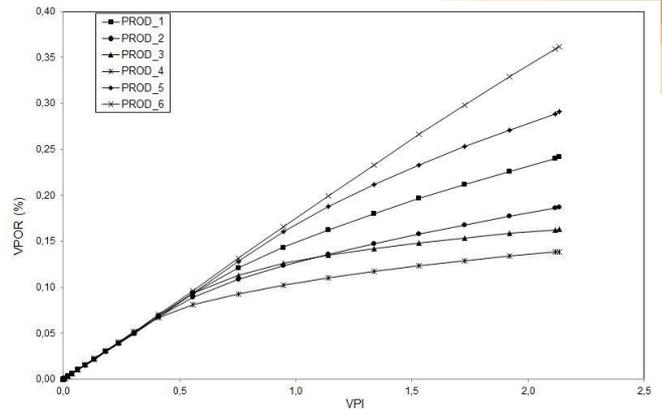


Figura 10: VPOR versus VPI para o caso de 450 m³/dia e 800 mD.

A comparação dos gráficos permite observar que o aumento da vazão de água injetada permitiu um considerável aumento na recuperação de óleo, dados em termos do VPOR, que é um percentual do óleo que foi produzido, por cada poço, em relação ao volume total de óleo no reservatório.

Como um comentário final pode-se dizer que o estudo das variações dos parâmetros permitem analisar o reservatório para, assim, definir condições e melhores ações para projetos de injeção de água que permita otimizar o processo de recuperação de óleo, bem como verificar a coerência no uso do método para determinadas características de reservatórios como sugere a literatura pertinente.

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que: a) um aumento na

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

permeabilidade absoluta apesar de contribuir para a ocorrência de *fingers*, não foi significativo para a recuperação de óleo e/ou aumento da água produzida, porém influenciaram na produção devido à localização dos poços; para poços mais próximos dos injetores houve uma maior produção de água e menor recuperação de óleo que para os poços mais distantes dos injetores; b) O aumento da vazão de água de injeção permitiu uma maior recuperação de óleo, que, aliado a localização dos poços produtores, trouxe uma produção expressiva de óleo por volume poroso injetado.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CAPES, ANP, PETROBRAS, CNPq e FINEP pelo apoio financeiro, e aos pesquisadores referenciados no texto que ajudaram no melhoramento do trabalho.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. *Boletim Anual de Preços: Preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, Rio de Janeiro, Brasil, 70 p, 2015.

AZIZ, K.; SETTARI, A. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers Ltd, 1979.

BATISTA, F.A. *Escoamento multifásico em meios porosos via coordenadas generalizadas. Estudo de caso: Reservatório de petróleo*. 2011, 174p. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Processos. Campina Grande-PB.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. Society for Industrial and Applied Mathematics - SIAM, 2006.

CORREIA, B.R.C. *Estudo paramétrico da injeção contínua de vapor em reservatório de óleo pesado*, 2014, 85 p. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia do Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal-RN.

COUTINHO, B.G. *Solução numérica de problemas de reservatórios de petróleo utilizando coordenadas generalizadas*, 2002, 180 p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. Campina Grande-PB.

CRAFT, B.C.; HAWKINS, M.F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Prentice Hall PTR, 2nd ed., 1991.

CUNHA, A.R.; MALISKA, C.R.; SILVA, A.F.C.; LIVRAMENTO, M.A. *Two-Dimensional Two-phase Petroleum Reservoir Simulation Using Boundary-fitted Grids*. Brazilian Society of Mechanical Sciences, Vol. XVI (4), p. 423-429, 1994.

FANCHI, J.R. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Gulf professional publishing, Elsevier, 2^o ed., 2001.

HEGRE, T.M.; DALEN, V.; HENRIQUEZ, A. *Generalized Transmissibilities for Distorted Grids in Reservoir Simulation*. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, New Orleans, Louisiana, p. 1-15, 1986.

INDEX MUNDI, 2016. *Petróleo bruto Brent Preço Diário*. Disponível em: <<http://www.indexmundi.com/pt/pre%E7os-de-mercado/?mercadoria=petr%C3%B3leo-bruto-brent>>. Acesso em 29 de março de 2016.

LYONS, W.C. *Working Guide to Reservoir Engineering*. Gulf Publishing is an imprint of Elsevier, First edition, 2009.

MALISKA, C. R. *Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional*. LTC 2^o ed., Rio de Janeiro, RJ, 2004.

OPEC - Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2016. *Monthly Oil Market Report 2016. Feature article: Review and outlook of global demand*. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria, 96 p. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20February%202016.pdf>. Acesso em 28 de março 2016.

PEACEMAN, D. W. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Developments in Petroleum Science, 6, Elsevier Scientific Publishing Company, 1977.

WILLHITE, G.P. *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers, SPE textbook series Vol. 3., 1986.